

А.А. Пухальский  
В.П. Фролов  
В.В. Воробьев

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ**

**ЭНЕРГОМЕХАНИЧЕСКОГО**

**ОБОРУДОВАНИЯ**

**В НЕФТЕДОБЫЧЕ**

• НЕДРА •





**ПУХАЛЬСКИЙ**  
**Александр Андреевич**

Кандидат технических наук, почетный энергетик Минтопэнерго России, заслуженный работник ОАО "Нижневартовскнефтегаз", главный энергетик ОАО "Самотлорнефтегаз".

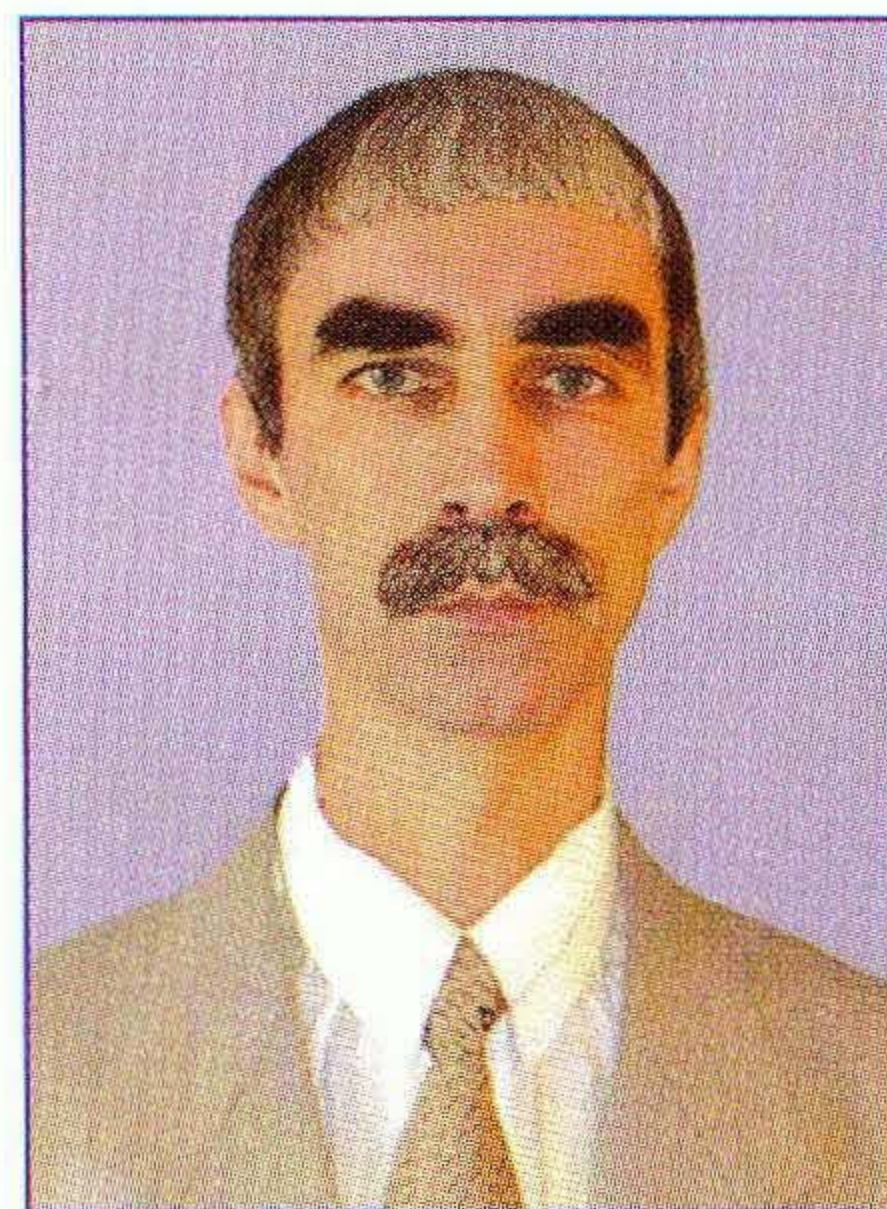
За двадцать пять лет прошел путь от электромонтера предприятия "Нижневартовскэнергонефть" до главного энергетика крупнейшего в России Самотлорского месторождения нефти, самой крупной добывающей компании группы ТНК-ВР.

Является автором и соавтором трех книг, двух руководящих документов по обслуживанию электротехнического оборудования и 17 статей в специализированных журналах



**ФРОЛОВ**  
**Василий Петрович**

Кандидат технических наук, директор ОАО СибНИИ-ЭНГ. Занимается энергетическими обследованиями нефтегазодобывающих предприятий, разработкой нормативной документации по диагностике и эксплуатации электротехнического и нефтегазопромыслового оборудования. Был ответственным исполнителем по разработке программы "Энергосбережение Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов до 2005 года". Член редакции научно-производственного журнала "Энергетика Тюменского региона". Является автором и соавтором трех книг, 15 руководящих документов для нефтяной отрасли и 80 статей в специализированных журналах и сборниках



**ВОРОБЬЕВ**  
**Владимир Викторович**

Заведующий лабораторией ОАО СибНИИЭНГ. Занимается вопросами диагностики нефтяного оборудования, энергосбережения в технологиях добычи, подготовки и транспорта нефти, поддержания пластового давления.

Является автором и соавтором двух изобретений, одной книги, 10 руководящих документов и 20 статей в научно-практических журналах и сборниках



*A.A. Pukhal'sky*  
*V.P. Frolov*  
*V.V. Vorob'ev*

# **EXPLOITATION**

**OF POWER MECHANIC  
EQUIPMENT  
IN OIL PRODUCTION**

*А.А. Пухальский*  
*В.П. Фролов*  
*В.В. Воробьев*

# **ЭКСПЛУАТАЦИЯ**

**ЭНЕРГОМЕХАНИЧЕСКОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ  
В НЕФТЕДОБЫЧЕ**



Moscow NEDRA 2005



Москва НЕДРА 2005

УДК 622.3  
ББК 33.361-5-420.7  
П88

ООО «Нижневартовскэнерго-  
нефть»  
и нефтяным энергетикам  
Среднего Приобья посвящается

▼  
**ОТ АВТОРА**

П88 **Пухальский А.А., Фролов В.П., Воробьев В.В.**  
Эксплуатация энергомеханического оборудования в  
нефтедобыче. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. —  
335 с.: ил.  
ISBN 5-8365-0221-8

Представлены подходы к эксплуатации основных видов энергомеханического оборудования в нефтедобыче. Показано, как и за счет чего можно в процессе эксплуатации энергомеханического оборудования повысить надежность и эффективность его работы, снизить эксплуатационные затраты, в том числе и затраты на электроэнергию, увеличить межремонтный период и т.д.

Для инженерно-технического персонала, занимающегося эксплуатацией электротехнического и нефтегазопромыслового оборудования нефтегазодобывающих предприятий. Может быть полезна в качестве справочного пособия.

**Pukhal'sky A.A., Frolov V.P., Vorob'ev V.V.**

Exploitation of power mechanic equipment in oil production.

Approaches to exploitation of the basic power mechanic equipment in the oil production are considered. It is shown how and at the expense of what resources we can rise the reliability and operation efficiency of power mechanic equipment during its exploitation, reduce exploitation expenditures, including electric energy consumption, increase the time between repairs and so on.

Recommended for engineer and technician staff dealing with exploitation of electric engineering equipment as well as oil and gas field equipment in oil and gas production facilities. Can be also useful as a reference book.

ISBN 5-8365-0221-8

© Пухальский А.А., Фролов В.П.,  
Воробьев В.В., 2005  
© Оформление.  
ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005

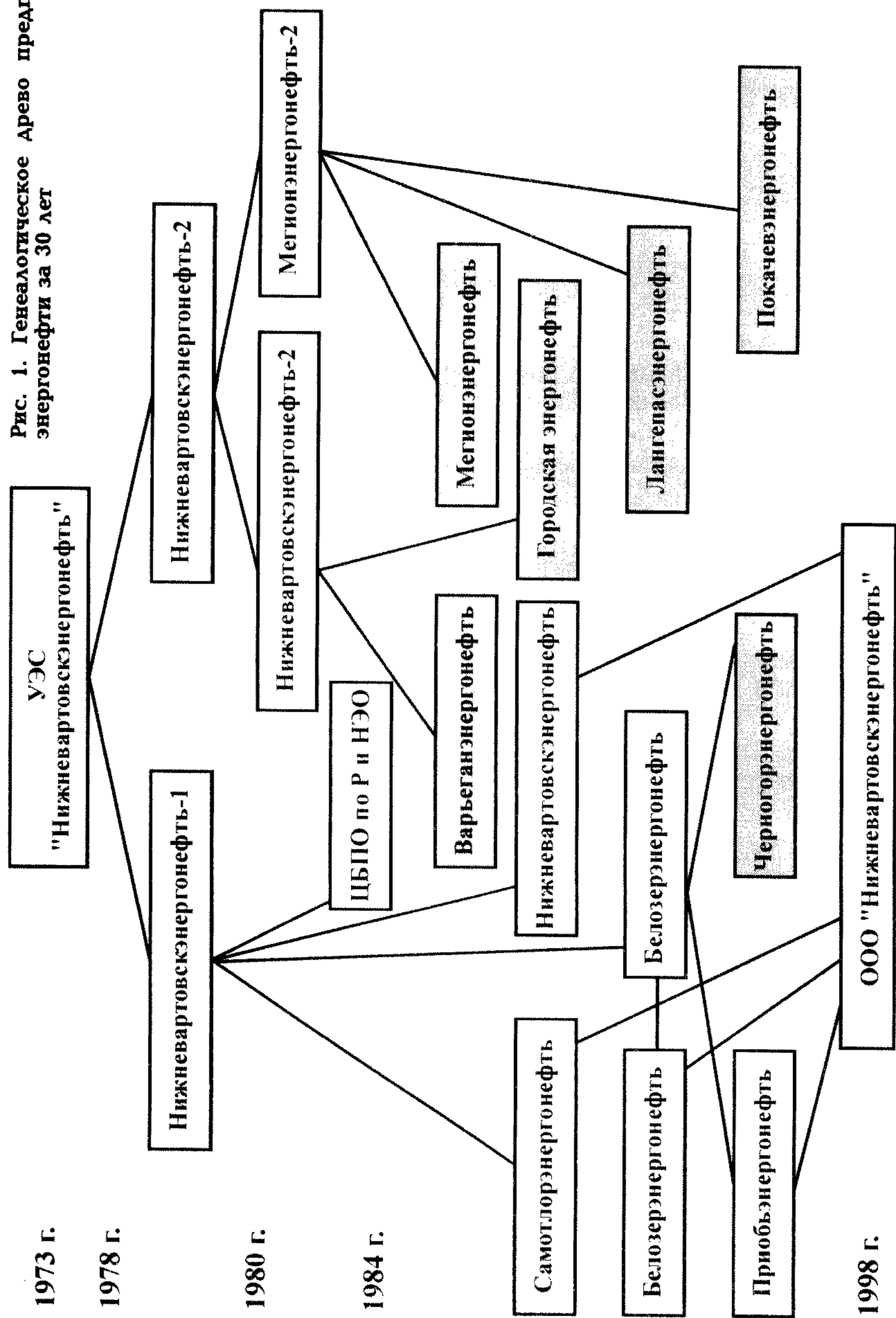
В 2005 г. исполнилось 32 года Управлению по эксплуатации электрических сетей (УЭС) «Нижневартовскэнерго-нефть» Главтюменьнефтегаза и 7 лет Управлению по эксплуатации электрических сетей и электрооборудования ООО «Нижневартовскэнерго-нефть» ОАО «Тюменская нефтяная компания» (ОАО ТНК).

Начало существования новой структуры в электроэнергетике нефтяной промышленности положено в июле 1973 г. бывшим в то время главным энергетиком Главтюменьнефтегаза В.П. Росляковым. Аналогичных предприятий не имело ни одно нефтяное объединение. Только масштабы разворачивающихся в Среднем Приобье дел создали предпосылки такого решения. Четкая работа данной структуры в течение своего существования служит наглядным доказательством правильности принятого решения. Как любая жизнеспособная структура, предприятия энергонефти постоянно изменялись, совершенствовались. Сегодня можно сказать о том, что они удачно вписываются и в требования Федерального закона «Об электроэнергетике».

На рис. 1 представлено генеалогическое древо первого среди предприятий энергонефти — УЭС «Нижневартовскэнерго-нефть». Год образования — 1973 (начальник В.Е. Колесников, главный инженер Е.А. Портнов). В 1978 г. дальнейшее развитие месторождений приводит к разделению Самогорского месторождения и «дальних» месторождений производственного объединения «Нижневартовскнефтегаз» (ПО ПНГ) и выделению Нижневартовскэнерго-нефти-2 (НЭН-2) (Г.А. Лысенков, В.Е. Мелехов). Из ПТС-3 НЭН-2 для ускорения обустройства и улучшения эксплуатации электрических сетей и электрооборудования Мегионской, Повховской, Урьевской, Покачевской групп месторождений нефти в 1980 г.



Рис. 1. Генеалогическое древо предприятий энергонефти за 30 лет



образовывается Мегионэнергонефть (А.П. Шевченко, А.И. Паутов). В 1983 г. все образованные к этому времени предприятия энергонефти были организованы в холдинг. Однако деление в 1984 г. нефтяных предприятий повлекло за собой и раздел Нижневартовскэнергонефти-1 на Нижневартовскэнергонефть (А.К. Матвеев, А.К. Вычужанин), Самолорэнергонефть (С.И. Турышев, С.Д. Сайфутдинов), Белозерэнергонефть (А.П. Шевченко, В.П. Филипов), Приобьэнергонефть (К.Ш. Умаргалеев, А.Д. Гельд), Черногорэнергонефть (А.Н. Осокин, А.Н. Верещагин), Центральную базу по ремонту и наладке энергетического оборудования (ЦБПО по Р и НЭО) (Г.А. Лысенков, А.В. Чернышов). Нижневартовскэнергонефть-2 разделилось на Варьеганэнергонефть (В.И. Кузмауль, М.М. Букалов) и Городскую энергонефть (А.М. Елин, П.С. Плюхин). Мегионэнергонефть (А.П. Шандра, Г.Н. Кузнецов) выделило из своего состава Покачевэнергонефть и Лангепасэнергонефть.

Эффективная работа по формированию структуры управления энергоснабжающего хозяйства нефтепромыслов проводилась при постоянной поддержке и участии главных энергетиков нефтедобывающих предприятий (В.В. Садовой, В.С. Войцеховский, Ю.А. Паршин, А.П. Стригин, В.С. Фролов, Р.З. Шамасов).

В середине 90-х годов прошлого века начали сказываться негативные тенденции развития экономики: нефтяная отрасль начала снижать объемы добываемой продукции. Уменьшение количества вновь вводимого оборудования, консервация нерентабельных скважин, процессы акционирования и другие причины привели к началу реформирования нефтегазодобывающих предприятий. Наблюдаются постоянные непропорциональные к добыче нефти снижения электропотребления, сокращения численности персонала предприятий энергонефти при остающемся фактически неизменном количестве находящегося в работе электротехнического оборудования и электрических сетей. Тогда его насчитывалось: 1289 км воздушных линий электропередачи (ВЛ) напряжением 35 кВ; 3504 км ВЛ напряжением 6 кВ; 307 подстанций (ПС) напряжением 35/6 кВ и 3991 ПС напряжением 6/0,4 кВ.

Потребление электрической энергии составляло 3,6 млрд кВт·ч при электрической нагрузке 1000 МВт. Это не могло не затронуть и энергетическую службу ОАО «Нижневартовскнефтегаз» (ОАО ННГ).

Таким образом, к причинам, которые послужили основа-



нием для совершенствования структуры энергохозяйства ОАО ННГ, относятся следующие:

снижение мировых цен на нефть и, как следствие, начавшаяся борьба за снижение себестоимости барреля нефти для улучшения экономических показателей нефтедобычи;

сокращение ввода энергетических мощностей, старение действующего энергооборудования и, как следствие, необходимость внедрения новой системы планово-предупредительных ремонтов, включающей несколько видов стратегии ремонта;

необходимость снижения затрат за потребленную электрическую энергию;

построение единой автоматизированной системы управления электрическими сетями и электрооборудованием ОАО ННГ.

В 1998 г. были проведены технико-экономическое сравнение и факторный анализ вариантов структуры. Лучшим был признан вариант объединения действующих предприятий энергонефти в единое предприятие ООО «Нижневартовск-энергонефть».

При разработке новой структуры была использована методология системного подхода к анализу процесса эксплуатации и проведению технического обслуживания (ТО) и ремонтов (Р) нефтепромыслового электрооборудования и электрических сетей. Применение системного подхода к изучению процесса эксплуатации электрооборудования предполагает рассмотрение его как сложной и, прежде всего, стареющей технической системы. Именно со старением электрооборудования и поддержанием его рабочих характеристик с помощью определенных ремонтно-профилактических воздействий в заданных пределах связана эксплуатация электрооборудования. Одним из главных аспектов системного подхода к организации проведения ТО и Р оборудования явился комплексный подход на основании диагностики и мониторинга состояния, позволяющий экономить трудовые и материальные затраты.

После создания новой структуры, с учетом потенциалов объединенных предприятий, особенно в части оснащенности специальным оборудованием и программным обеспечением, появилась объективная возможность создания принципиально нового положения о системе технического обслуживания и ремонта нефтепромыслового энергомеханического оборудования по фактическому состоянию.

В результате была сформирована и обоснована структура с четко определенными функциями отделов, служб и произ-

водственно-эксплуатационных служб управления «Нижневартовск-энергонефть». Прекратился рост затрат на эксплуатацию и ремонты, снизилось количество аварийных потерь нефти от перебоев в энергоснабжении, более широко стали применяться последние достижения и разработки в области эксплуатации электрооборудования.

При создании структуры появились предпосылки для внедрения единого стандарта в области электропотребления. Управление «Нижневартовск-энергонефть» совместно с технологическими службами нефтегазодобывающих предприятий проводит так называемые регулировочные мероприятия в часы максимальных нагрузок энергосистемы. Начиная с 1999 г. среднепокупной тариф на электроэнергию для предприятий добычи в Нижневартовском районе ниже, чем среднеотпускной тариф ОАО «Тюменьэнерго» на 2,6–4,2 %. В 2002 г., например, снижение мощности при регулировании составило в среднем 60 МВт/мес, а полученная экономия составила 3,5 млн дол. Как видно из рис. 2, при децентрализованной структуре управления энергохозяйством проведение таких мероприятий в принципе невозможно.

Необходимо отметить, что с 1998 г. это единственная структура ОАО ТНК-ВР из находящихся в Нижневартовском регионе, не претерпевшая каких-либо структурных изменений. Коллектив этого предприятия стабильно решает стоящие перед ним задачи. На основе данного положительного опыта в 2001 г. были созданы аналогичные предприятия в Нягани и Оренбурге. По результатам производственного соревнования в 2002 г. ООО «Нижневартовск-энергонефть» (А.Н. Жестков, Н.А. Андриенко) признано лучшим сервисным предприятием ОАО ТНК.

Таким образом, выделение электроэнергетики в обособленное подразделение в рамках ОАО ННГ решило основные вопросы, позволяющие снижать затраты на электроэнергию в себестоимости добычи нефти.

В 1998 г. было сохранено электроэнергетическое направление деятельности и созданы предпосылки для структурных изменений электроэнергетики компании, связанных с выходом в 2003 г. нового Федерального закона «Об электроэнергетике», т.е. был создан холдинг из электросетевого и энергосбытового предприятий.

Удалось стабилизировать затраты на эксплуатацию электрических сетей и электрооборудования при увеличении надежности энергоснабжения за счет единого научно-обоснованного подхода и дальнейшего развития диагностики для



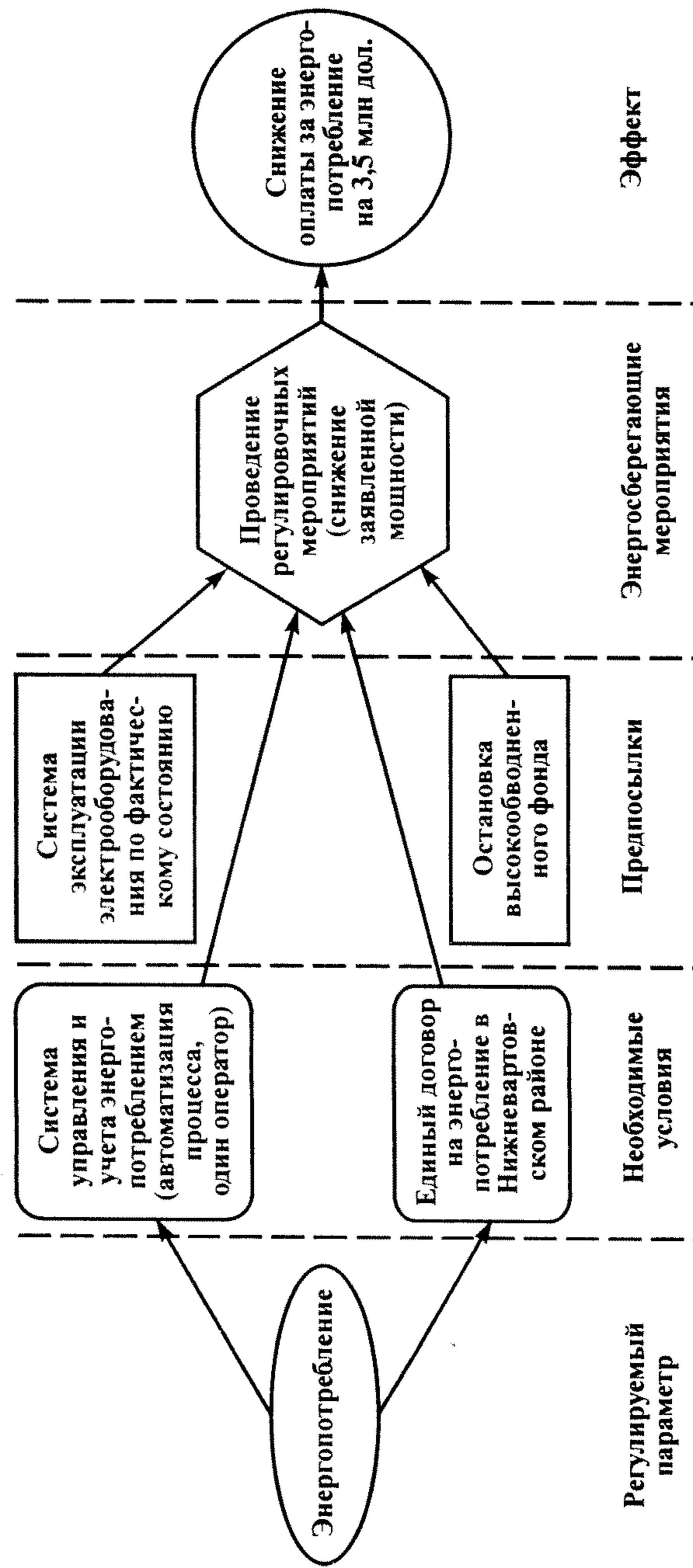


Рис. 2. Структура управления энергопотреблением

своевременного обнаружения аварийных дефектов, своевременного и адресного проведения плановых обслуживаний оборудования.

Была создана основа единой автоматизированной системы управления энергохозяйством в режиме реального времени, что позволяло существенно (минимум на 2 ч) сократить время устранения возникающих аварийных ситуаций в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения, а также повысить безопасность проведения работ в электрических сетях при эксплуатации оборудования за счет достоверной информации о состоянии оборудования.

Централизованные договоры на электроснабжение с энергоснабжающими организациями позволяли ежегодно получать в среднем около 2,0 млн дол. экономии в оплате за потребленную электроэнергию.

Дальнейшее развитие ООО «Нижневарттовскэнергонетфть» видится в построении структуры в соответствии с требованиями нового закона «Об электроэнергетике». Анализируя опыт работы зарубежных нефтяных компаний, видим, что многие из них имеют в составе энергетические предприятия. На рис. 3 показаны установленные мощности энергооборудования некоторых всемирно известных компаний.

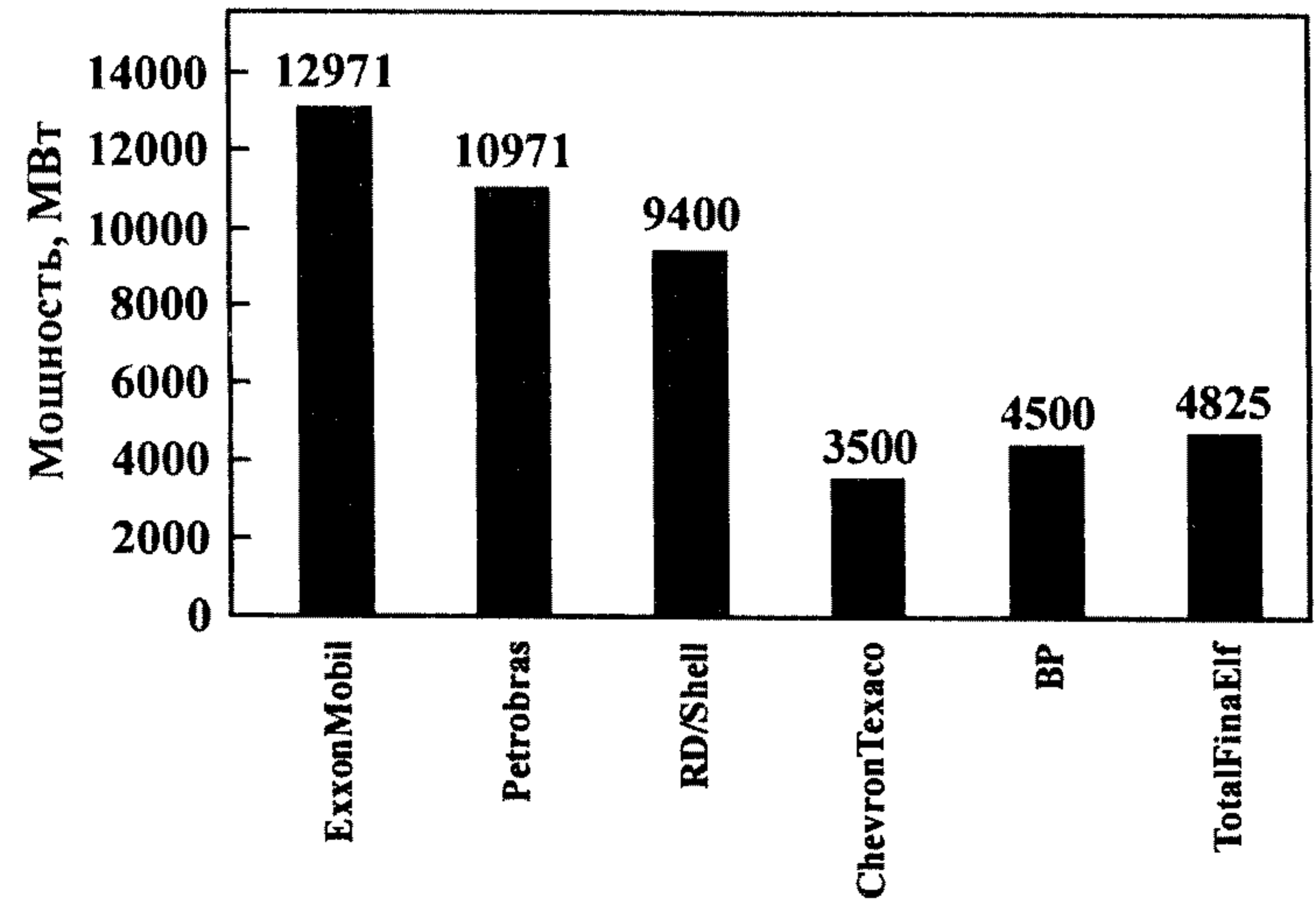


Рис. 3. График мощностей энергооборудования всемирно известных компаний



Это приведет к созданию энергетической компании и выделению энергетического бизнеса в параллельный нефтяному. В предполагаемом холдинге будут выделены четыре основных направления, связанных между собой технологически, но обязанных вести учет затрат отдельно для прозрачности своих расходов и доходов (табл. 1).

Проведение обозначенных преобразований в энергообеспечении не вызовет никаких кардинальных изменений в структуре компании, поскольку все они уже существуют, их надо только правильно позиционировать. Компания в конечном итоге приобретает возможность маневрирования в усло-

виях рынка и снижения части потенциальных рисков за счет:

оптимизации собственных расходов с использованием новых возможностей на рынке электрической и тепловой энергии;

обеспечения энергобезопасности своего основного бизнеса и снижения операционных расходов основного бизнеса;

создания нового для себя, но исходя из динамики цен на энергоносители, выгодного, полноценного продуктового ряда энергетических продуктов и услуг.

А.А. Пухальский

Таблица 1

Основные функции и структуры энергетического холдинга ОАО ТНК-ВР

Основная функция	Статус функции в рынке	Создаваемое подразделение	Перспектива развития	Фактор, влияющий на снижение себестоимости
Генерация электрической и тепловой энергии	Рыночная	Энергогенерирующее предприятие	Строительство альтернативных источников энергии	Замещение покупной энергии на энергию, вырабатываемую из попутного газа
Передача и распределение электроэнергии	Регулируемая монополия	Электросетевое предприятие	Покупка дополнительных распределительных сетей	Расширение сфер слияния и количества потребителей, удешевление тарифа на передачу для компании
Энергосбыт	Рыночная	Энергосбытовое предприятие	Работа на рынке электрической и тепловой энергий после их создания	Покупка 100 % потребляемой извне энергии на рынке, а не у гарантирующего поставщика
Капитальный ремонт распределительного и принимающего электрооборудования	Рыночная	Энергоремонтное предприятие	Услуги на рынке энергоремонта и эксплуатации энергопринимающего электрооборудования	Цена услуг регулируется рынком, удешевление услуг в компании за счет сторонних потребителей услуг в условиях частично монопольных видов услуг

Примечания: 1. Энергетический холдинг должен иметь филиальную структуру в регионах присутствия ТНК-ВР. 2. Услуги оказываются предприятиям Блока добычи, Блока сервиса, Блока переработки и Блока маркетинга. 3. По отношению к собственности это зависимые предприятия.



Нефтяная промышленность — одна из ведущих и энергоемких отраслей народного хозяйства страны. Обеспечение энергетической безопасности при добыче нефти и газа является важной задачей.

В настоящее время затраты на эксплуатацию энергетического оборудования составляют 8–15 % в себестоимости добычи нефти и газа, и в дальнейшем эта составляющая себестоимости имеет тенденцию к росту. От технического уровня организации эксплуатации энергетического оборудования зависят надежность и устойчивость энергоснабжения нефтегазодобывающих предприятий, реальное снижение затрат на потребление топливно-энергетических ресурсов и потерь при добыче нефти и газа.

Действующая в России система планово-предупредительных ремонтов энергетического оборудования имеет многолетнюю практику и была разработана на заре развития и становления энергетики страны. Учитывая, что за последние 50 лет произошло значительное внедрение достижений научно-технического прогресса, эта система перестала полностью решать задачи, для которых она и была разработана.

В отдельных отраслях народного хозяйства, авиационной, космической, электронной и других, получили развитие системы диагностики, которые в течение длительного времени подтвердили высокие показатели надежности работы оборудования, снижение отказов и материальных и трудовых затрат.

В ведущих странах Запады действуют системы ремонта энергетического оборудования по фактическому состоянию взамен системы планово-предупредительных ремонтов.

При организации системы эксплуатации энергетического оборудования необходимо учитывать особенности нефтяной промышленности:

значительное удаление объектов от городов (десятки и сотни километров);

сложные природно-климатические условия (основные объекты по добыче нефти и газа находятся в Западной Сибири и за полярным кругом, где очень холодный климат — до  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ );

сезонность проведения ряда работ в заболоченной местности;

вахтовый метод обслуживания (удорожание оплаты труда) и др.

При проектировании обустройства новых и реконструкции действующих нефтяных месторождений внедряются системы АСУ ТП, АСУ Э и АСКУЭ, которые позволяют обеспечить круглосуточный мониторинг технологических и энергетических объектов.

Все это позволяет внедрять системы диагностики и мониторинга, что является основой для проведения ремонта по фактическому состоянию энергетического оборудования.

Внедрению системы проведения ремонтов по фактическому состоянию энергетического оборудования должны предшествовать большая работа по выбору и опробованию необходимых датчиков и приборов для обеспечения получения необходимых параметров работы оборудования, разработка методик и программ для обработки на компьютере, практическая наработка величин и значений различных показателей, позволяющих прогнозировать работу оборудования и проведение различных ремонтов.

В данной книге впервые по системе наиболее полно изложены практически отработанные методы проведения диагностики энергетического оборудования. Кроме того, предложены основы организации и проведения ремонтов с учетом опыта эксплуатации и научных разработок специалистов на основе диагностики.

В основу диагностики заложены стандартные параметры и значения различных электрических величин, предусматриваемых заводами-изготовителями, и методики диагностирования электротехнического, электронасосного и компрессорного оборудования по параметрам вибрации и тепловизионного контроля.

Данная книга может оказать большую практическую помощь энергетическим службам предприятий нефтяной промышленности по организации системы диагностики и мониторинга энергетического оборудования, составлению реальных краткосрочных (месяц и квартал) и долгосрочных (1–5 лет) планов работы энергетического оборудования, разра-



ботке и реализации программ по экономии топливно-энергетических ресурсов.

При доработке книги в части увеличения объема мониторинга вся система может быть согласована с Энергетическим надзором РФ и взята за основу для практического внедрения на всех предприятиях нефтяной отрасли России как система ремонта по фактическому состоянию энергетического оборудования взамен системы планово-предупредительных ремонтов.

Президент Ассоциации энергетиков нефтегазодобывающей промышленности и производителей оборудования, заслуженный энергетик Российской Федерации *В.П. Шеховцов*



## ПРЕДИСЛОВИЕ

В книге описан технологический процесс эксплуатации, технического обслуживания и ремонта энергомеханического оборудования нефтедобывающих предприятий для обслуживания по фактическому состоянию и энергосбережения.

Рассмотрено электрооборудование следующих видов:

воздушные линии электропередачи напряжением 6 (10) и 35 кВ;

кабельные линии электропередачи (КЛ) напряжением 0,4 и 6 кВ;

понижающие подстанции напряжением 35 кВ;

трансформаторы силовые напряжением 35/6 кВ;

выключатели масляные (линейный, секционный) и вакуумные напряжением 35 кВ;

разъединители напряжением 35 кВ;

измерительные трансформаторы на напряжение 6 и 35 кВ;

измерительные трансформаторы тока;

распределительные устройства напряжением 0,4 и 6 кВ;

ячейки и выключатели масляные напряжением 6 кВ;

разрядники;

комплексные трансформаторные подстанции напряжением 6/0,4 кВ;

статические конденсаторы;

реакторы токоограничивающие;

электродвигатели синхронные и асинхронные газлифтных компрессорных станций, систем поддержания пластового давления (ППД), перекачки и подготовки нефти (ППН), станков-качалок (СК);

насосы ППД, ППН, добычи нефти;

газлифтные центробежные компрессоры (ЦК);

станции управления погружным электродвигателем (ПЭД);

заземляющие устройства;

другое вспомогательное оборудование.

Большое значение для повышения надежности и эффективности эксплуатации оборудования имеет диагностика.



Применение методов и средств диагностики позволяет осуществить организацию технического обслуживания и ремонта оборудования по его фактическому техническому состоянию, что позволяет наиболее полно использовать ресурс оборудования до очередного ремонта и, в то же время, не допустить аварийного (внепланового) выхода его из строя. Результаты диагностирования (текущие фактические напорные, энергетические и другие характеристики работы оборудования) также могут быть использованы для различных расчетных процедур при реконструкции или капитальном ремонте сложных технических систем, таких как гидравлические системы или электрические сети и т.п.

На примере ОАО ТНК-ВР проведен анализ состояния технического обслуживания и ремонта энергомеханического оборудования. Рассчитаны оптимальные межремонтные периоды и построены характеристики надежности оборудования некоторых видов, даны рекомендации по проведению ремонтов, планированию технических обслуживаний и ремонтов электрооборудования и электрических сетей. Разработаны методы диагностирования энергомеханического оборудования.

При разработке данной книги авторы опирались на собственные работы, в которых подробно раскрыты отдельные аспекты, касающиеся системы ТО и Р энергомеханического оборудования и энергосбережения [1–54], а также работы других авторов [55–137].

Авторы книги одними из первых в Западной Сибири стали внедрять методы технического обслуживания и ремонта оборудования по фактическому техническому состоянию. При их непосредственном участии для предприятий ОАО ТНК и других нефтяных компаний разработаны нормативно-технические документы по диагностике, техническому обслуживанию и ремонту электротехнического и нефтегазопромышленного оборудования, по проведению энергетических обследований [8–19].

Написание данной книги было бы невозможно без постоянной поддержки и помощи С.В. Брезицкого, М.Л. Осипова и А.В. Дохлова, за что авторы выражают им свою искреннюю благодарность.

Авторы признательны А.Д. Гельду, В.В. Сушкову, М.Ю. Ибрагимову, инженерно-техническому персоналу ООО «Нижневартовскэнергонепфть» за многолетнее творческое сотрудничество и Государственным органам энергетического надзора по Ханты-Мансийскому автономному округу и Тюменской

области за экспертные оценки положений, включенных в данную книгу.

Данная книга подготовлена на основе результатов работ, выполненных авторами в ОАО ТНК-ВР, ОАО СибНИИЭНГ и НПО «Техника и технология добычи нефти».

Основные виды деятельности ОАО СибНИИЭНГ: энергосбережение, энергоаудит; научно-производственная по эффективной эксплуатации, обслуживанию и ремонту нефтегазопромышленного, электротехнического и иного оборудования по техническому состоянию; диагностика нефтепромышленного и иного оборудования; информационное обслуживание, подготовка кадров, пособий и др.

Согласно приказу Минтопэнерго РФ № 324 от 5 октября 1999 г. ОАО СибНИИЭНГ является базовой территориальной организацией по обеспечению научно-технического и методического сопровождения обязательных энергетических обследований подотрасли нефтедобычи и внедрения на их объектах энергосберегающих мероприятий.

Книга не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована или распространена.

Представленный в книге исходный цифровой материал по нефтедобывающим предприятиям изменен и носит качественный характер, в то же время справочная информация и выводы, сделанные в книге, достоверны и пригодны для использования.

С замечаниями и предложениями обращаться: info@sibnieng.ru, AAPuhalskiy@siberia.tnk.ru.



## ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ В ОБЛАСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО ФАКТИЧЕСКОМУ ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ

Технологическая схема добычи нефти нефтедобывающего предприятия представлена на рис. 1.1. Добываемая нефтяными скважинами 10–13 продукция (жидкость) направляется на объекты подготовки 1 нефти. Образующий в результате предварительного разделения продукции попутный нефтяной газ используется в котельных, автономных источниках электропитания (АвЭС) для выработки электроэнергии, закачивается в продуктивные пласты при газлифтном методе добычи нефти или направляется на газоперерабатывающий завод (ГПЗ) для переработки. В некоторых случаях попутный нефтяной газ сжигается. Образующая в процессе обезвоживания нефти подтоварная вода используется в системе ППД и закачивается в продуктивные пласты через нагнетательные скважины 9.

В скважинах, оборудованных установками электробежного насоса (УЭЦН), 12 устанавливаются отечественные секционные насосы типов ЭЦН и ВННП с приводными электродвигателями типа ПЭД с номинальной потребляемой мощностью от 32 до 250 кВт. Из зарубежных установок применяются установки типа DN фирмы «Reda» и FC фирмы «CENTRIL». Число ступеней и секций насоса определяют с учетом требуемого напора. Значения номинальной подачи в зависимости от типа установки могут колебаться для серийно выпускаемых насосов в пределах от 40 до 1000 м<sup>3</sup>/сут.

На скважинах, эксплуатируемых установками штангового глубинного насоса (УШГН), 11 устанавливаются станки-качалки различных модификаций с длиной хода устьевого штока 0,42–6 м (базовые модели: 1СК1,5-0,42-100, 2СК2-0,6-250, 3СК3-0,75-400, 4СК3-1,2-700, 5СК6-1,5-1600, 6СК6-1,1-2500, 7СК12-2,5-4000, 8СК12-3,5-8000, 9СК20-4,2-1200).

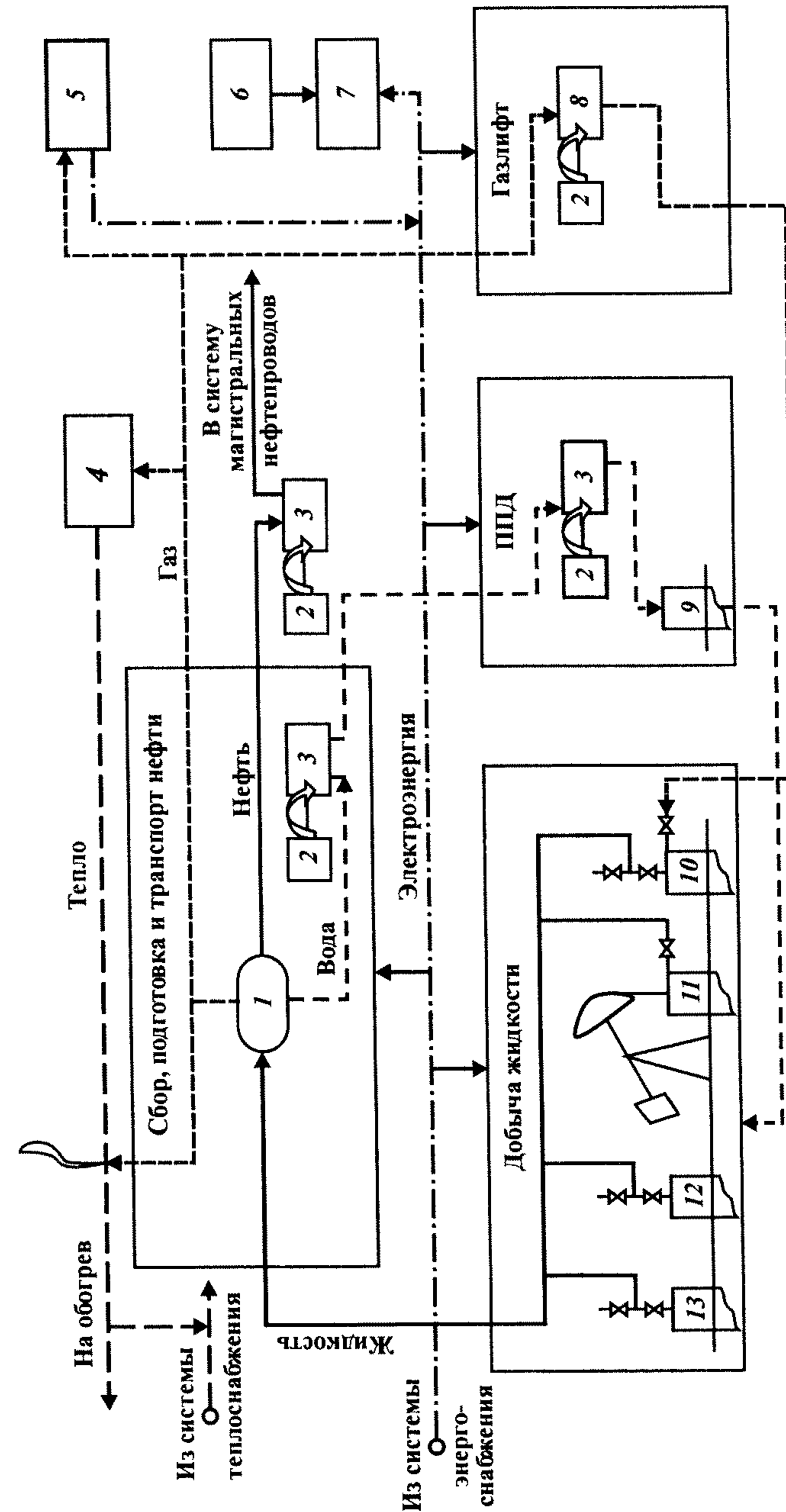


Рис. 1.1. Технологическая схема добычи нефти нефтегазодобывающего предприятия:

1 — объекты подготовки; 2 — электродвигатель; 3 — насос; 4 — котельная; 5 — АвЭС; 6 — дизельная электростанция; 7 — буровая установка; 8 — скважина, оборудованная УШГН; 9 — компрессор; 10 — нагнетательная скважина; 11 — скважина, оборудованная УЭЦН; 12 — скважина, оборудованная УЭЦН; 13 — фонтанная скважина



Приводом станков-качалок служат короткозамкнутые асинхронные двигатели серий АО и АО2 и их модификации АОП и АОП2 с номинальной мощностью от 1,7 до 55 кВт. Скважинные штанговые насосы изготавливаются двух видов: невставные (трубные) типа НСН и вставные типа НСВ.

Для закачки газа в скважины при газлифтном способе добычи нефти применяются компрессорные линии, включающие один электродвигатель, приводящий через редуктор два центробежных компрессора низкого и высокого давления. Компрессоры поставляются фирмами «Крезолуар», «Мицубиси», «Дрессер Кларк». Мощность привода компрессоров фирмы «Крезолуар» 12000 кВт, фирмы «Мицубиси» 10500 кВт.

В системах поддержания пластового давления наибольшее применение получили насосы ЦНС-180-1050, ЦНС-180-1185, ЦНС-180-1422, ЦНС-180-1900, ЦНС-500-1900 с приводом от синхронных двигателей типа СТД с потребляемой мощностью соответственно 800, 1000, 1250, 1600 и 4000 кВт. Применяются также насосы с меньшими значениями подач — ЦНС-90-1900, ЦНС-90-1400, ЦНС-90-1100, ЦНС-63-1400, ЦНС-63-1800 с приводом от синхронных двигателей типа СТД с потребляемой мощностью 1000, 800 и 630 кВт. Из зарубежных фирм насосы для систем ППД выпускают фирмы «Reda» (потребляемая мощность 522 кВт) и «Sulzer» (потребляемая мощность от 1100 до 3500 кВт).

В системах перекачки нефти получили применение насосы типов ЦНС-105, ЦНС-180, ЦНС-300, ЦНС-360 с различными значениями развиваемого напора и потребляемой мощности.

Для поддержания оборудования в состоянии полной работоспособности, предупреждения преждевременного износа и выхода его из строя требуется выполнение различных организационных мероприятий, осуществляемых электротехническим персоналом в процессе эксплуатации оборудования.

*Эксплуатация* — стадия жизненного цикла энергомеханического оборудования, на которой реализуется, поддерживается или восстанавливается его качество.

*Техническое состояние* — совокупность подверженных изменению в процессе эксплуатации или хранения свойств энергомеханического оборудования, характеризующихся в определенный момент времени признаками, установленными нормативно-технической и эксплуатационной документацией или определенными по результатам диагностирования.

*Работоспособное состояние* — состояние энергомеханического оборудования, при котором значения всех параметров,

характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической, эксплуатационной и (или) конструкторской (проектной) документации и других нормативных актов.

*Неработоспособное состояние* — состояние энергомеханического оборудования, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической, эксплуатационной и (или) конструкторской (проектной) документации.

*Предельное состояние* — состояние оборудования, характеризующееся невозможностью дальнейшей эксплуатации из-за недопустимого износа или возможности разрушения. Оборудование в этом случае ремонту не подлежит и снимается с эксплуатации. Вопросы дальнейшей эксплуатации энергомеханического оборудования, выработавшего свой срок службы или ресурс, гарантированный заводом-изготовителем, решаются предприятием, эксплуатирующим энергомеханическое оборудование.

Объем, содержание и периодичность работ по поддержанию оборудования в состоянии готовности в течение всего срока его службы — важная технико-экономическая задача. При этом своевременные и целесообразные по объему и содержанию профилактические работы позволяют не только поддерживать оборудование в работоспособном состоянии в течение длительного периода времени, но и сократить эксплуатационные расходы.

Система ТО и Р энергомеханического оборудования определяет:

- структуру ремонтных циклов;
- периодичность ТО и Р;
- трудоемкость ТО и текущего ремонта по видам оборудования;
- содержание работ по техническому обслуживанию для каждого вида ремонта;
- порядок планирования и организацию работ по ТО и Р;
- режим, порядок и нормы (критерии) диагностирования;
- оценку фактического технического состояния и принятие решений по проведению ТО и Р оборудования.

Система ТО и Р энергомеханического оборудования предусматривает плановые работы следующих видов:

- осмотры (О), углубленные осмотры (УО) и ТО;
- текущий ремонт (Т);
- капитальный ремонт (К).



*Осмотр* — визуальное обследование энергомеханического оборудования, которое может проводиться с помощью специальных средств, включая диагностические приборы, с целью уточнения объема и сроков вывода их в ремонт.

*Углубленные осмотры* — осмотры, во время которых проводится диагностическое обследование с применением специальных средств диагностики, уточняются сроки очередного ремонта, осмотра, технического обслуживания или внеочередного диагностического обследования энергомеханического оборудования.

*Техническое обслуживание* — комплекс операций по поддержанию работоспособности энергомеханического оборудования в процессе эксплуатации, при ожидании (если оборудование в резерве) и хранении.

*Ремонтный цикл (цикл технического обслуживания)* — наименьший повторяющийся интервал времени или наработка энергомеханического оборудования, в течение которых выполняются в определенной последовательности в соответствии с требованиями нормативно-технической или эксплуатационной документации все установленные виды ремонта (периодического технического обслуживания).

*Структура ремонтного цикла* — перечень видов технических воздействий (ТО, Т) и последовательность их выполнения в период между ремонтами или между вводом в эксплуатацию и первым ремонтом.

*Продолжительность ремонтного цикла* — наименьший повторяющийся интервал времени или наработка оборудования, в течение которых выполняются в определенной последовательности в соответствии с требованиями нормативно-технической документации все установленные виды ремонта.

*Периодичность ТО (ремонта)* — интервал времени или наработка между данным видом технического обслуживания (ремонта) и последующим таким же видом или другим большей сложности.

*Межремонтный период* — время между двумя ранее запланированными ремонтами.

*Межосмотровый период* — время между двумя ранее запланированными осмотрами.

В ТО включаются следующие работы:

осмотр, контроль за режимом работы и поддержание в исправном состоянии энергомеханического оборудования;

очистка, смазка, регулировка и подтяжка разъемных соединений, замена отдельных составных частей (быстроизнашивающихся деталей) в целях предупреждения повреждения

и прогрессирующего износа, а также устранение мелких неисправностей.

В объеме ТО могут выполняться работы по оценке технического состояния энергомеханического оборудования для уточнения сроков и объемов последующих ТО и ремонтов. ТО энергомеханического оборудования в зависимости от периодичности, назначения и содержания подразделяется на периодическое и сезонное.

*Ремонт* — комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности и восстановлению ресурса энергомеханического оборудования или его составных частей, обеспечивающий эксплуатацию с заданной надежностью и экономичностью в периоды между ремонтами и диагностическими контролями.

Различают ремонты следующих видов:

аварийный;

плановый;

текущий;

капитальный;

ремонт минимального объема.

*Аварийный ремонт* — ремонт, проводимый по факту аварии. Ремонты после аварий могут быть минимального объема.

*Плановый ремонт (плановый, предупредительный, профилактический)* — ремонт, постановка на который осуществляется в заранее определенные сроки и определенного (заданного) объема в соответствии с требованиями нормативно-технической документации и который проводится в плановом порядке до появления неисправностей или отказов.

*Текущий ремонт* — ремонт, выполняемый в процессе эксплуатации по заранее разработанному графику для обеспечения работоспособности энергомеханического оборудования и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей, и их регулировке.

*Капитальный ремонт* — ремонт, выполняемый для восстановления исправности, и полного или близкого к полному восстановлению ресурса энергомеханического оборудования с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые, и их регулировкой. Как самостоятельный вид ремонта не планируется и выполняется по результатам диагностирования или в случаях аварийного выхода из строя.

*Минимальный ремонт (М)* — ремонт, устраняющий неисправности, повреждения, аварии в работе энергомеханического оборудования.



*Ремонт по техническому состоянию* — ремонт, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме, установленными в нормативно-технической документации, а объем и момент начала ремонта определяются техническим состоянием энергомеханического оборудования.

Для ремонта каждого вида предусматривается состав ремонтных работ, называемый типовым объемом ремонтных работ (см. раздел 3).

В работе эксплуатационных и ремонтных служб используются три различные системы (стратегии) обслуживания оборудования и соответственно три системы планирования ремонтов.

1. Работа до отказа. Это система «бесплановых» ремонтов. В условиях рынка такая система обслуживания оборудования является нежизнеспособной, так как является наиболее затратной.

2. Система планово-предупредительных ремонтов (ППР). В рамках этой системы подразумевается проведение профилактических ремонтов через определенные интервалы времени. Основной недостаток системы ППР заключается в том, что ремонты планируются на оборудовании вне зависимости от его фактического технического состояния. В результате увеличивается общая стоимость ремонтных работ за счет проведения необоснованных ремонтов, но и это, в конечном итоге, не снижает общей аварийности работы оборудования.

3. Обслуживание и ремонт оборудования по фактическому техническому состоянию. Это наиболее прогрессивная система обслуживания. Основным принцип системы — обслуживание и ремонт оборудования выполняются только в то время и только в том объеме, в которых они действительно необходимы, исходя из текущего технического состояния оборудования. Эта система позволяет свести аварийность до минимума.

Система ТО и Р энергомеханического оборудования по его фактическому состоянию — принцип, виды, нормы, правила проведения технического обслуживания, осмотров, ремонтов и диагностирования технического состояния.

К организационным ограничениям перехода на обслуживание и ремонт оборудования по состоянию относятся:

отсутствие на многих предприятиях специалистов-диагностов, способных выполнять функции экспертов и обслуживать системы мониторинга;

отсутствие нормативных и регламентирующих документов

по переходу на обслуживание и ремонт оборудования по состоянию.

Однако, несмотря на перечисленные ограничения, основная номенклатура оборудования предприятий может быть переведена на обслуживание и ремонт по состоянию уже сегодня.

Для этого есть все необходимые условия, а именно — разработанная и внедренная на многих предприятиях технология, эффективные технические и программные средства глубокой диагностики, школы подготовки специалистов [55].

*Стратегия ремонтов* — подход к проведению ремонтов. Положение устанавливает три группы стратегий: по отказу, по времени (по наработке, по календарному времени), по техническому состоянию.

Обобщенная стратегия ремонтов включает все известные подходы к проведению ремонтов, а требуемый подход к оборудованию данного вида определяется на основе экономических расчетов.

Под видом технического обслуживания (диагностического контроля, ремонта) понимают ТО (диагностический контроль, ремонт), выделяемое (выделяемый) по одному из признаков — этапу существования, периодичности, объему работ, условиям эксплуатации, регламентации и т.д.

Трудоемкость технического обслуживания (диагностического контроля, ремонта, испытания) — трудозатраты на проведение одного технического обслуживания (диагностического контроля, ремонта, испытания) данного вида.

При переходе на обслуживание и ремонт оборудования по фактическому состоянию можно добиться существенного снижения затрат на обеспечение работоспособности энергоемких предприятий. Такой переход невозможен без эффективного контроля состояния оборудования с обнаружением всех потенциально опасных дефектов на стадии зарождения и долгосрочным прогнозом их развития. Только глубокая диагностика оборудования может дать возможность своевременно подготовиться к его обслуживанию или ремонту.

Анализ возможностей использования для такой диагностики результатов измерений основных параметров оборудования, задаваемых технической и нормативной документацией, показывает, что их явно недостаточно для обнаружения дефектов многих видов, особенно на начальной стадии развития. А для долгосрочного прогноза состояния оборудования необходимо не только обнаружить дефект, но и идентифицировать (определить вид и размеры) его, так как разные де-



фекты имеют разные скорости развития. Очевидно, что для глубокой диагностики необходимо привлекать и косвенные признаки дефектов, проявляющиеся при контроле вторичных процессов, протекающих в диагностируемом оборудовании [55].

При практическом внедрении системы обслуживания по техническому состоянию на первый план выходят вопросы диагностики состояния оборудования, прогнозирования сроков проведения ремонтов и оценки качества выполненных ремонтов.

Главная цель диагностического контроля электрооборудования — на основе определения фактического состояния электрооборудования максимальное использование ресурса оборудования и предотвращение аварийного отказа оборудования.

Главными методами достижения поставленной цели являются:

установление частого или непрерывного контроля для потенциально ненадежного, дефектного оборудования, эксплуатация которого, тем не менее, возможна неопределенное продолжительное время, с целью своевременного его отключения по достижении установленных пределов контролируемых параметров;

своевременный вывод оборудования из эксплуатации для проведения предупредительного ремонта в соответствии не с планом, а с объективными показаниями с целью полного или частичного восстановления ресурса [56].

Задачи диагностического контроля состояния оборудования решаются двумя путями:

посредством эпизодического определения наиболее важных параметров — посредством диагностики;

посредством непрерывного слежения за наиболее информативными параметрами — посредством мониторинга.

*Диагностика*, состоящая из комплекса диагностических испытаний, подразделяется на два этапа: оперативную диагностику и диагностическое обследование.

Выполняемая первоочередно оперативная диагностика предполагает использование неразрушающих методов контроля, т.е. методов, не приводящих к расходованию ресурса, и осуществляется одновременно с выполнением электроаппаратом основных своих функций. Это — методы физико-химической диагностики, тепловизионная техника, методы акустического контроля и некоторые методы электрического контроля.

Диагностическое обследование выполняется на отключенном оборудовании, т.е. с приостановкой основной функции по показаниям оперативной диагностики, или мониторинга. И здесь могут быть применены все имеющиеся в распоряжении методы для детального исследования состояния всех элементов, обеспечивающих работоспособность: физические, химические, электрические, технические и механические методы — в соответствии с предписанием разработчиков вне зависимости от их значимости и сложности.

Под *мониторингом* понимается непрерывное (т.е. с частотой большей, чем частота, необходимая для оценки наблюдаемого события) слежение за установленным параметром с целью контроля за приближением его значения (или зависящего от него значения другого параметра) к граничному для последующего принятия соответствующего решения по восстановлению контролируемого параметра.

Важной проблемой является определение тех критериев, которые могут адекватно отражать техническое состояние машины. В то же время способы получения исходной информации для анализа состояния оборудования должны быть достаточно простыми и доступными. Наиболее доступными для измерений являются такие параметры как температура, давление масла, уровень механических колебаний и т.д. Наиболее универсальными с точки зрения механики параметрами для определения технического состояния оборудования являются механические колебания или вибрация. При проведении измерений и их анализе необходимо иметь нормативную базу для оценки состояния машины. Это один из самых важных методических вопросов.

*Диагностирование* — процесс определения технического состояния с помощью технических средств для поиска дефекта, оценки работоспособности и прогнозирования изменения параметров, характеризующих техническое состояние энергомеханического оборудования.

*Периодичность диагностического контроля* — интервал времени или наработка между данным видом диагностического контроля, и последующим таким же видом или другим большей сложности.

Основы диагностического контроля должны опираться на основные понятия в области надежности в соответствии с ГОСТ 27.002—89 «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения»:

*ресурс* — суммарная наработка объекта от начала его экс-



платации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние;

*наработка* — продолжительность или объем работы объекта;

*критерий предельного состояния* — признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные нормативно-технической документацией и (или) конструкторской (проектной) документацией;

*остаточный ресурс* — суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние;

*назначенный ресурс* — суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния;

*исправное состояние* (исправность) — состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

*неисправное состояние* (неисправность) — состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

*отказ* — событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния.

Согласно закону РФ «Об энергосбережении» № 28-ФЗ от 03.04.96, начиная с 2000 г. необходимо обеспечивать обязательный приборный учет всего объема производимых и потребляемых энергоресурсов. Очевидно, что без приборов учета электрической и тепловой энергии потребитель не может проводить расчеты с энергоснабжающими организациями за реально полученную энергию. Кроме того, без таких приборов невозможны управление энергосбережением и оценка мероприятий, направленных на энергосбережение [57].

В настоящее время многими фирмами выпускается широкая номенклатура средств измерения и анализа разных видов вторичных процессов. Многие производители объединяют их в системы мониторинга, осуществляющие постоянный контроль параметров как основных, так и вторичных процессов. Имеется и ряд методик, по которым эксперты с соответствующей диагностической подготовкой могут ставить по этим параметрам диагноз и делать прогноз состояния оборудования с достоверностью, напрямую зависящей от уровня их подготовки.

*Энергосбережение* — реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное (рациональное) использование (и экономное расходование) топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников (Федеральный закон «Об энергосбережении» (ФЗ), Правила проведения энергетических обследований (ПР), ГОСТ Р 51379—99, ГОСТ Р 51380—99, ГОСТ Р 51387—99).

*Эффективное использование энергетических ресурсов* — достижение экономически оправданной эффективности использования энергетических ресурсов при существующем уровне развития техники и технологий и соблюдении требований к охране окружающей природной среды (ФЗ, ПР, ГОСТ Р 51379—99, ГОСТ Р 51541—99, ГОСТ Р\*).

*Энергетическое обследование* — обследование потребителей ТЭР с целью установления показателей эффективности их использования и выработки экономически обоснованных мер по их повышению (ФЗ, ПР, ГОСТ Р 51387—99).

*Показатель энергоэффективности* — абсолютное или удельное значение потребления или потери энергетических ресурсов для продукции любого назначения, установленное государственными стандартами.

*Непроизводительный расход энергетических ресурсов* — потери энергоресурсов, вызванные нарушением стандартов, норм, регламентов и бесхозяйственностью.

*Экономия ТЭР* — сравнительное в сопоставлении с базовым, эталонным значением сокращение потребления ТЭР на производство продукции, выполнение работ и оказание услуг установленного качества без нарушения экологических и других ограничений в соответствии с требованиями общества.

*Показатель энергетической эффективности* — абсолютное, удельное или относительное значение потребления или потерь энергетических ресурсов для продукции любого назначения или технологического процесса.

*Энергоемкость производства продукции* — значение потребления энергии и (или) топлива на основные и вспомогательные технологические процессы изготовления продукции, выполнение работ, оказание услуг на базе заданной технологической системы.

*Топливо-энергетический баланс* (ТЭБ) — система показателей, отражающая полное количественное соответствие между приходом и расходом (включая потери и остаток) ТЭР в



хозяйстве в целом или на отдельных его участках (отрасль, регион, предприятие, цех, процесс, установка) за выбранный интервал времени.

*Инструментальное обследование* — измерение и регистрация характеристик энергопотребления с помощью стационарных или портативных приборов.

*Энергетический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов* — нормативный документ, отражающий баланс потребления и содержащий показатели эффективности использования ТЭР в процессе хозяйственной деятельности объектами производственного назначения, а также содержащий энергосберегающие мероприятия.

## 2

### **ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ЭНЕРГОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

#### **2.1. ОСНОВЫ ОРГАНИЗАЦИИ И ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТОВ**

Устанавливаются следующие виды подхода к проведению ремонтов:

для электродвигателей напряжением 0,4 кВ общепромышленного исполнения мощностью  $P \leq 30$  кВт должна применяться стратегия «до отказа», при  $P > 30$  кВт — стратегия «по наработке»;

для взрывозащищенных электродвигателей — стратегия «по наработке»;

для воздушных и кабельных линий электропередачи, электродвигателей напряжением 6 кВ — стратегия «по техническому состоянию».

Устанавливаются следующие виды регламентных работ, планирование которых осуществляется заранее:

осмотры, углубленные осмотры (диагностическое обследование);

техническое обслуживание;

текущий ремонт.

Рассмотрим диагностирование двух видов: по оценке теплового состояния оборудования и по результатам измерения вибрации оборудования (виброакустический метод). Устанавливаются следующие виды диагностических обследований:

текущее диагностирование, проводимое оперативным персоналом во время осмотров оборудования;

плановое диагностирование, которое включает углубленное обследование;

диагностирование при выводе оборудования в ремонт и при принятии из ремонта;

сезонное диагностирование оборудования.

Порядок, периодичность и трудоемкость диагностических обследований приводятся в разделах 6 — 8.



Основной упор системы ТО и Р электрооборудования должен делаться на проведение осмотров и углубленных осмотров с установленной периодичностью. Периодичность осмотров и углубленных осмотров может корректироваться в зависимости от динамики изменения контролируемых параметров, а также возможных последствий переноса срока осмотров.

Текущий ремонт и техническое обслуживание планируются согласно выбранной стратегии проведения ремонтов.

Капитальный ремонт проводится в следующих случаях:  
по результатам диагностирования или визуального осмотра энергомеханического оборудования;

аварийного выхода из строя, если капитальный ремонт экономически оправдан;  
стихийных явлений.

Для основных видов электрооборудования, ВЛ и КЛ устанавливаются ремонтные циклы следующих видов:

для воздушных и кабельных линий электропередачи:  
напряжением 35 и 6 кВ

$T - O (YO) - T,$

напряжением 0,4 кВ

$T - O - T;$

для взрывозащищенных электродвигателей

$T - TO - T;$

для электродвигателей общепромышленного исполнения напряжением 0,4 кВ

$T - TO - T;$

для понизительных подстанций напряжением 35 и 6 кВ, а также распределительных устройств напряжением 6 кВ (РУ 6 кВ)

$T - O(YO) - TO - O(YO) - T;$

для распределительных устройств напряжением 0,4 кВ (щит станции управления (ЩСУ), силовые сборки и т.д.)

$T - TO - YO - TO - T.$

Продолжительность межосмотровых и межремонтных периодов и периодичность технического обслуживания для воздушных и кабельных линий электропередачи, электрообору-

дования подстанций, электродвигателей напряжением 0,4 и 6 кВ и электрооборудования напряжением 0,4 кВ некоторых видов присоединений приведены в табл. 2.1 – 2.3.

Техническое обслуживание и ремонт насосов систем ППД и ППН, газлифтных компрессоров осуществляются по их фактическому техническому состоянию, определяемому диагностированием, в связи с чем продолжительность межремонтных периодов и периодичность технического обслуживания для них не приводятся.

Таблица 2.1

Продолжительность межосмотровых и межремонтных периодов и периодичность технического обслуживания для воздушных и кабельных линий электропередачи, электрооборудования подстанций

Но- мер п/п	Оборудование	Продолжительность периода, мес		
		О	ТО	Т
1	Воздушные линии электропередачи напряжением 35 – 110 кВ на железобетонных и металлических опорах	6 (осень, весна)	—	120
1.1	Устройства секционирования ВЛ 35 кВ типа ПЛУ 35 кВ	—	6	24
2	Воздушные линии электропередачи напряжением 6 кВ на железобетонных и металлических опорах из отработанных бурильных труб	6 (осень, весна)	—	120
3	Воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ	6 (осень, весна)	—	120
4	Линейные разрядники напряжением 35 и 6 кВ	6 (осень, весна)	—	120
5	Кабельные линии электропередачи напряжением 6 и 0,4 кВ	6 (осень, весна)	—	36
6	Внутрицеховые электропроводки напряжением до 1 кВ:			
	в чистых и сухих помещениях	24	—	72
	в помещениях с повышенной опасностью	12	—	72
7	Заземляющие устройства линий электропередачи	Совместно с ВЛ	—	36
8	Понизительные подстанции напряжением 35 кВ	1	12	120
8.1	Трансформатор силовой напряжением 35/6 кВ	1	12	120
8.2	Выключатель масляный, вакуумный напряжением 35 кВ:			
	линейный	6	6	24
	секционный	12	12	24
8.3	Разъединитель напряжением 35 кВ	12	12	24
8.4	Изоляция напряжением 35 кВ (подвесные, опорные, проходные)	6	—	24
8.5	Токопроводы напряжением 35 кВ	12	12	60



Продолжение табл. 2.1

Но- мер п/п	Оборудование	Продолжительность периода, мес		
		О	ТО	Т
8.6	Измерительные трансформаторы: напряжением 35 кВ тока	—	6	24
8.7	Шинопроводы напряжением 35 кВ	—	6	24
9	Распределительное устройство на- пряжением 6 кВ	12	12	24
9.1	Ячейка и выключатель масляный на- пряжением 6 кВ:	Ежедневно	12	60
	вводной	Ежедневно	12	60
	секционный	«	12	60
	отходящего фидера напряжением 6 кВ	«	12	24
	то же, электродвигателя напряже- нием 6 кВ	«	12	24
9.2	Измерительные трансформаторы: напряжением 6 кВ тока	Ежедневно	12	24
9.3	Разрядники напряжением 6 кВ, уста- новленные в РУ 6 кВ*	—	12	24
9.4	Секции шин напряжением 6 кВ	6	—	—
9.5	Комплектные трансформаторные подстанции напряжением 6/0,4 кВ:	6	12	60
	вводное устройство напряжением 6 кВ	6	6	24
	трансформатор силовой напря- жением 6 кВ	6	6	24
	вводное устройство напряжением 0,4 кВ	6	12	120
	распределительное устройство на- пряжением 0,4 кВ	6	6	24
9.6	Конденсаторные батареи напряжени- ем 6 кВ	6	6	24
9.7	Конденсаторные батареи напряжени- ем 6 кВ	12	—	—
9.8	Токопроводы напряжением 6 кВ	1	—	120
9.9	Реакторы токоограничивающие сухие напряжением 6 кВ	1	—	—
9.9	Панели защит от подпитки автомати- ки пуска синхронных электродвига- телей напряжением 6 кВ	1	—	72
10	Электрооборудование кустов скважин (нефтяных, водяных, газлифтных)	—	—	—
10.1	Комплектные трансформаторные подстанции наружной установки:	6	12	24
	напряжением 6/0,4 кВ типа КТПН	6	12	24
	напряжением 6/U <sub>раб</sub> типа КТППН- КС	6	12	24
10.2	Ячейки, установленные на ВЛ 6 кВ, типов К-102, К-104	6	12	24
10.3	Высоковольтные устройства типа КУВПНКС	6	12	24
11	Заземляющие устройства ПС 35/С, РП, ТП молниеотводов	6	12	24

\* Требуется проводить замену разрядников напряжением 35 и 6 кВ при проведении текущего ремонта присоединения вне зависимости от их технического состояния.

Таблица 2.2

Продолжительность межремонтного периода и периодичность технического обслуживания для электродвигателей напряжением 6 и 0,4 кВ

Но- мер п/п	Оборудование	Продолжительность периода, ч	
		ТО	Т
1	Электродвигатели напряжением 6 кВ синхронные и асинхронные	По техническому состоянию	
2	Электрооборудование масляного насоса (на один электродвигатель): электродвигатель масляного насо- са, пускатель, автомат, кнопка управления, силовой кабель	Совместно с синхронным электродвигате- лем (см. п. 1)	—
3	Взрывозащищенные электродви- гатели напряжением 6 кВ	2160—2880	12960—17280
4	Взрывозащищенные электродви- гатели напряжением 0,4 кВ*	720	По техниче- скому состоя- нию
5	Электродвигатели станков-качалок	Совместно со станком-качалкой	
6	Электродвигатели УЭЦН	—	5500
7	Станция управления электродви- гателем	Совместно с электродвигателем (см. п. 1, 3, 4, 5, 6)	
8	Электродвигатели и электрообо- рудование для оборудования сле- дующих видов:		
	автоматы типа АПР	2000	8000
	автонасосы	2880	17280
	вентиляционные установки	2150	43000
	грузоподъемные механизмы	550	24200
	компрессоры	2160	25920
	кузнечно-прессовое оборудова- ние	1500	9000
	металлорежущие станки	2150	20000
	резервуары	4320	34500

\* Предусматривается ежедневный осмотр.

Таблица 2.3

Продолжительность межосмотровых и межремонтных периодов и периодичность технического обслуживания электрооборудования напряжением 0,4 кВ некоторых видов присоединений и другого оборудования

Но- мер п/п	Оборудование	Продолжительность периода, мес		
		О	ТО	Т
1	Силовой распределительный пункт (РП), низковольтный силовой щит, шкафы силовые напряжением 0,4 кВ	3	24	120
2	Отходящие кабельные линии от РП 0,4 кВ	12	36	По техниче- скому состоя- нию
3	Распределительный щит освещения	3	24	120
4	Электроосветительная арматура се- ти, прожекторные мачты	—	—	12



Продолжение табл. 2.3

Но- мер п/п	Оборудование	Продолжительность периода, мес		
		О	ТО	Т
5	Электрооборудование запорной арматуры (электрифицированные задвижки): пускатель, электродвигатель, концевой выключатель, автомат, силовой кабель	1	—	По техническому состоянию
6	Электрооборудование калорифера: электродвигатель калорифера, нагревательный элемент, кнопка управления	1 (сентябрь — май)	—	По техническому состоянию
7	Вентилятор: электродвигатель вентилятора, кнопка управления	1	—	По техническому состоянию
8	Электродвигатели очистных сооружений (КОС, БИО)	1	12	По техническому состоянию
9	Газосепаратор: электродвигатели, прочее электрооборудование	1	—	12
10	Электрооборудование котельной: автомат напряжением 0,4 кВ, пускатель напряжением 0,4 кВ, кнопка управления, электрооборудование вентилятора, электродвигатели* (дымососов, питательных насосов, насосов сырой воды, канализационных насосов, сетевых насосов, подпиточных насосов, насосов химической очистки воды, насосов подачи нефти)	Еже- днев- но	—	12 (при подготовке котельной к отопительному сезону)
11	Кустовая насосная станция (машинный зал): калорифер, вентилятор, освещение операторной, бытовая электрическая плита, распределительный пункт, оборудование мастерских	1	—	По техническому состоянию
12	Электродегидратор	1	—	По техническому состоянию
13	Электрооборудование компрессора: электродвигатель компрессора, прочее электрооборудование	1	См. табл. 2.2, п. 8	См. табл. 2.2, п. 8
14	Сварочный аппарат (ВС300, ТВДМ-500, ВС402)	1	—	12
15	Сварочный аппарат-агрегат (ГД-31042)	1	—	6
16	Выпрямитель тока (ВАСТ-20)	1	—	—
17	Кран-балка: электродвигатели, прочее электрооборудование	—	См. табл. 2.2, п. 8	См. табл. 2.2, п. 8

Продолжение табл. 2.3

Но- мер п/п	Оборудование	Продолжительность периода, мес		
		О	ТО	Т
18	Электрооборудование столовой за исключением технологического	6	12	120
19	Электрооборудование станочного парка: электродвигатели, пускатель, системы управления и защиты, электромагнитная муфта и т.д.	3	—	По техническому состоянию

\* Для электродвигателей котельных предусматриваются сезонное обслуживание в начале отопительного сезона и последующий оперативный контроль за подшипниками.

## 2.2. ПЛАНИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ ОБСЛУЖИВАНИЙ, ОСМОТРОВ И РЕМОНТОВ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Планирование ТО и Р включает составление перспективных (многолетних) и годовых планов, сбалансированных по трудовым и материальным ресурсам. Многолетние планы составляются для обеспечения принятой периодичности ТО и Р, равномерности по годам объемов работ и загрузки персонала. Годовые планы уточняют объемы работ в зависимости от фактических данных о состоянии оборудования, трудовых и материальных ресурсов, возможности остановок оборудования на ТО и Р.

Основой для планирования ТО и Р служат нормы по срокам работ и предельным состояниям оборудования.

Планирование осмотров, технического обслуживания и ремонтов электрооборудования, ВЛ и КЛ должно осуществляться на основе плана-графика.

План-график для электрических сетей и электрооборудования должен составляться на год с помесечной (поквартальной) разбивкой с точным указанием даты или наработки выполнения работ заданного вида.

План-график сетевого электрооборудования (ВЛ 110, 35 и 6 кВ, ПС 110/35, 35/6, 6/0,4 и 6/ $U_{раб}$ /0,4 кВ, РУ 6 кВ, электрооборудования 0,4 кВ и сетей освещения) согласно выбранной стратегии ремонта должен составляться по календарному времени, на основе заданной периодичности проведения осмотров, ТО и ремонтов (см. табл. 2.1).

По результатам осмотров и обследований технического



состояния сетевого электрооборудования сроки проведения регламентных (плановых) работ могут корректироваться в сторону их уменьшения или увеличения с последующей корректировкой плана-графика.

План-график для электродвигателей должен составляться на основе наработки, выраженной в часах, корректироваться по результатам мониторинга и по возможности совмещаться по срокам вывода в ремонт с технологическим оборудованием.

Периодичность текущего ремонта электродвигателей может уточняться согласно выражению

$$T_p = K_n K_{дв} T_n,$$

где  $T_p$  — периодичность текущего ремонта;  $K_n$ ,  $K_{дв}$  — коэффициент технического использования соответственно для технологического оборудования и электродвигателей;  $T_n$  — периодичность текущего ремонта, согласно нормативному документу.

Для электрооборудования основных видов ВЛ и КЛ должны вестись технические паспорта с заполнением сведений о дефектах, повреждениях, авариях и ремонтах.

По результатам осмотра и углубленного осмотра должна составляться ведомость дефектов с обязательным указанием вида дефекта и перечнем необходимых работ для устранения дефекта.

Планирование осмотров, технических обслуживаний и текущих ремонтов должно проводиться согласно установленной периодичности (см. табл. 2.1 — 2.3).

После отработки назначенного заводом-изготовителем ресурса электрооборудования возникает необходимость оценки его остаточного ресурса с целью продления срока службы оборудования, при условии, что его предельное состояние еще не достигнуто. Для определения возможности продления назначенного заводом-изготовителем срока службы электрооборудования проводится тщательный инструментальный контроль оборудования для определения его технического состояния.

Работы по определению остаточного ресурса электрооборудования с выдачей заключений о возможности дальнейшей эксплуатации оборудования, отработавшего свой амортизационный срок, могут проводиться сторонней организацией, имеющей соответствующую лицензию на проведение указанных работ.

### 2.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ МЕЖРЕМОНТНЫХ ПЕРИОДОВ И ПЕРИОДИЧНОСТИ ТО

Определение оптимальных межремонтных периодов и периодичности ТО осуществляется на основе обработки статистической информации моментов возникновения неисправностей, взятой из эксплуатационной документации.

Обработка информации осуществляется с помощью методов теории вероятностей и математической статистики, предназначенных для изучения случайных величин.

Более детально данный вопрос приведен в работах [58 — 60] и прил. 1.



### ПЕРЕЧЕНЬ РАБОТ ПО ВИДАМ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Перечень (объемы) работ для текущего ремонта и технического обслуживания электрооборудования разработаны на основе нормативно-технической документации [8, 61, 63]. Объемы работ по ТО и видам ремонта необходимы для целей планирования, организации подготовительных работ, определения потребности в материалах, инструментах и запасных частях и организации работы ремонтного персонала. Объемы работ по ТО и видам ремонта электрооборудования приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Объемы работ по техническому обслуживанию и видам ремонта электрооборудования

Оборудование	Вид обслуживания или ремонта	Типовой объем работ
Электродвигатели	Техническое обслуживание	Наружный осмотр электродвигателя, в том числе системы управления, защиты, вентиляции и охлаждения; визуальная проверка состояния изоляторов, заземляющего проводника; проверка состояния ограждения, контура заземления, крепления к раме (фундаменту); контроль наличия и качества смазки и пополнение ее при необходимости; проверка на отсутствие посторонних шумов; чистка доступных частей от загрязнения и пыли; проверка искрения на контактных кольцах (коллекторе); проверка соединения двигателя с рабочим механизмом; проверка наружного вентилятора; проверка исправности приборов для контроля температуры подшипников; измерение параметров энергопотребления (мощности, тока, напряжения и пр.). Дополнительно проводят следующие операции: а) для взрывозащищенных двигателей — проверка вводных коробок, подсоединения и уплотнения ввода кабелей;

Продолжение табл. 3.1

Оборудование	Вид обслуживания или ремонта	Типовой объем работ
Электродвигатели	Текущий ремонт	б) для электропривода запорной арматуры — проверка крепления электропривода; в) для синхронных двигателей — проверка системы возбуждения Отключение от питающей сети; очистка электродвигателя от грязи, пыли и масел; разборка в необходимом объеме; проверка, промывка подшипников и их замена, если это необходимо; проверка работы смазочных колец, ремонт системы принудительной смазки и замена смазки; осмотр и чистка вентиляционных устройств; очистка и продувка сжатым воздухом статорных и роторных обмоток; проверка сопротивления изоляции обмоток; устранение местных повреждений изоляции обмоток статора и ротора; сушка обмоток и покрытие их лобовых частей лаком; проверка крепежных соединений; зачистка и шлифовка колец и коллекторов; регулировка щеткодержателей траверс; проверка выводных концов обмоток; сборка электродвигателя; проверка работы на холостом ходу и под нагрузкой; устранение повреждений окраски. Кроме того, для станций управления необходима проверка исправности крепления крышек приборов и реле; частичная разборка аппаратуры; чистка и промывка механических и контактных деталей; выявление дефектных деталей и узлов, их ремонт или замена; опиловка, зачистка и шлифовка всех контактных поверхностей; замена сигнальных ламп и ремонт их арматуры; проверка исправности подключенного к аппаратуре заземления, наконечников и клемм; проверка и восстановление проходных изоляционных втулок; проверка и замена элементов сопротивления; восстановление надписей и маркировки; проверка и замена изоляторов; проверка работы подвижных частей приборов, отсутствия шума при включении реле, проверка исправности проводки
	Капитальный ремонт	Типовой объем работ по капитальному ремонту (без замены обмоток) включает операции по текущему ремонту; внешний осмотр, разборку электродвигателя, проверку целостности обмоток, перезаливку вкладышей подшипников, замену подшипников качения, чистку, промывку всех узлов и деталей, чистку, протирку обмоток, изоляционных деталей, коллекторов, колец, щеточных механизмов, ремонт подшипниковых щитов и крышек, проточку или замену вала ротора; ремонт вентилятора, пропайку петушков; ремонт ротора — перезаливку или замену стержней и замыкающих колец короткозамкнутой обмотки; ремонт или установку новых бандажей,



Продолжение табл. 3.1

Оборудование	Вид обслуживания или ремонта	Типовой объем работ
Электродвигатели	Капитальный ремонт	<p>балансировку; замену неисправных пазовых клиньев, изоляционных втулок, проводов внутренних соединений схемы статорной и роторной обмоток; замену выводных концов и обмоток; сушку, пропитку, покрытие лобовых частей обмоток покровным лаком; сушку обмоток при значительном снижении значения сопротивления изоляции; сборку и окраску электродвигателя; проведение приемосдаточных испытаний в соответствии с Правилами эксплуатации электроустановок потребителей и оформление сдачи его в эксплуатацию.</p> <p>При капитальном ремонте с заменой обмоток проводятся все операции без замены обмоток, а также: замена обмоток статора (ротора, катушек полюсов) в соответствии с картой технологического процесса; замена вентилятора, щеточного механизма и других изношенных узлов и деталей; ремонт воздухоохладителя и системы охлаждения; восстановление элементов взрывозащиты, гидравлические испытания деталей и сборочных единиц взрывонепроницаемой оболочки, обновление маркировок взрывозащиты, предупредительных надписей; покраска, сборка и испытания в соответствии с нормами Правил эксплуатации электроустановок потребителей.</p> <p>Для станций управления типовой объем работ по капитальному ремонту включает работы по текущему ремонту; чистку, промывку и сушку деталей; отбраковку и ремонт вышедших из строя деталей и отдельных узлов; испытание изоляции катушек, перемотку или замену их; проверку хода подвижных систем; проверку исправности пружин и упоров, замену деталей механической части аппарата; ремонт часового механизма; проверку взаимодействия реле и приборов в схеме, испытание реле и приборов постоянным током, снятие рабочих характеристик реле и приборов в электролаборатории.</p> <p>Примечания: 1. Ремонт электродвигателя не целесообразен, если разбит корпус или подшипниковые щиты; отбито более двух лап; активная сталь повреждена в такой степени, что для ее восстановления требуется добавление 25 % и более новых листов; имеются значительные повреждения механических узлов, устранение которых невозможно силами ремонтного цеха или специализированным ремонтным предприятием.</p> <p>2. Обмотка заменяется в случаях аварийного выхода ее из строя и пробоя при профилактическом испытании повышенным напряжением.</p>

Продолжение табл. 3.1

Оборудование	Вид обслуживания или ремонта	Типовой объем работ
Электродвигатели		3. Коллекторы меняются в случаях пробоя изоляции, связанного с выгоранием изоляции и повреждением пяти и более коллекторных пластин, при износе коллектора. Замена обмоток или ремонт коллектора относится к капитальному ремонту электрической машины
Трансформаторы	Техническое обслуживание	<p>Осмотр трансформатора; контроль режимов его работы; отключение трансформатора в аварийных случаях в соответствии с Правилами эксплуатации электроустановок потребителей, Правилами техники безопасности (ПТБ) и местных инструкций; исправление мелких дефектов, не требующих отключения трансформатора.</p> <p>В объем осмотров, проводимых в составе операций технического обслуживания трансформаторов, входят работы: контроль за показанием термометров, манометров, вакуумметров, за уровнем и цветом масла в маслонаполненном аппарате, маслонаполненных вводах и расширителях; проверка отсутствия течи масла и состояния маслоочистительных устройств непрерывной регенерации масла, термосифонных фильтров, маслосборных устройств; визуальный осмотр состояния изоляторов (отсутствие пыли, сколов, трещин, разрядов и т.п.) и их крепления; проверка наличия ограждения, предупредительных плакатов и надписей, защитных средств и соблюдения сроков их испытания; проверка заземления, противопожарных средств; проверка исправности термосигнализаторов; контроль состояния ошиновки, кабелей, отсутствия нагрева контактных соединений; проверка отсутствия признаков нагрева контактных соединений; проверка исправности сигнализации положения указательных реле, состояния пробивных предохранителей у трансформаторов с незаземленным нулем с низкой стороны.</p> <p>Примечание. При наличии частых циклов «включения — выключения» масляных выключателей электродвигателей (50 и более в месяц), а также потемнения масла проводится обязательная его замена</p>
	Текущий ремонт	<p>Наружный осмотр трансформатора и всей аппаратуры; устранение обнаруженных дефектов; удаление грязи из расширителя и доливка трансформаторного масла; протирка изоляторов, подтяжка болтовых соединений; разборка и очистка маслоуказателя; проверка спускового крана, уплотнений; проверка работы переключателя напряжения; чистка и ремонт охлаждающих устройств; измерение сопротивления изоляции обмоток до ремонта и после его окончания; испытание трансфор-</p>



Продолжение табл. 3.1

Оборудование	Вид обслуживания или ремонта	Типовой объем работ
Трансформаторы	Текущий ремонт	маторного масла; испытание вводов и встроенных трансформаторов тока; для трансформатора мощностью свыше 630 кВ·А — измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток
	Капитальный ремонт	Типовой объем работ по капитальному ремонту включает работы по текущему ремонту. Кроме того, слив масла из бака со взятием пробы для химического анализа; демонтаж электроаппаратуры; ремонт крышки расширителя выхлопной трубы, радиаторов, переключателей и охлаждающих устройств маслоочистителя; очистку и промывку бака расширителя сухим маслом, выемку сердечника из баков, снятие болтов и расшивку, при необходимости, верхнего ярма магнитопровода с распрессовкой и снятием катушек, заменой их или ремонт изоляции обмоток низкого и высокого напряжения; сушку и пропитку обмоток, переизолировку стали магнитопровода; заливку трансформаторным маслом и испытание в объеме, предусмотренном Правилами технической эксплуатации (ПТЭ) и ПТБ; наружную окраску бака
	Техническое обслуживание	Проверка состояния приводов, контактов, демпферных устройств, отключающих пружин; контроль объема масла в полюсах и в масляном буфере; проверка состояния тросов и лебедки для спуска бака; контроль состояния ножей, дугогасительных систем; проверка надежности крепления к конструкции; контроль состояния блок-контактных узлов, розеточных и рабочих контактов и устройств; контроль состояния изоляции, чистоты межфазных изоляционных перегородок (очистить при необходимости)
Масляные выключатели	Текущий ремонт	Наружный осмотр масляного выключателя, разборка, проверка состояния, ремонт или замена подвижных контактов, ремонт приводов, замена дефектных изоляторов, испытание и замена масла при необходимости, смазка трущихся частей привода незамерзающей смазкой, проверка и ремонт сигнализации и блокировок, покраска токоведущих шин или шин заземления
	Капитальный ремонт	Типовой объем работ по капитальному ремонту включает работы по текущему ремонту. Кроме того, полную разборку всех узлов, ремонт арматуры и чистку бака, ремонт или замену контактов и дугогасительных камер, регулировку контактов и приводного механизма, полную разборку и капитальный ремонт приводов с заменой изношенных деталей, испытание масляного выключателя

Продолжение табл. 3.1

Оборудование	Вид обслуживания или ремонта	Типовой объем работ
Трансформаторные подстанции и распределительные устройства	Техническое обслуживание	Проверка состояния оборудования, коммутационной аппаратуры распределительных щитов, исправности блокировочных устройств и электроизмерительных приборов; проверка коррозии и крепления труб, отсутствие люфта в местах подсоединения труб и кабелей к оборудованию, наличия заглушек на неиспользуемых вводах, состояния вводов проводов и кабелей в электрооборудовании, целостности стекол смотровых окон и светильников, исправности приточно-вытяжной вентиляции и избыточного давления воздуха в помещениях с электрооборудованием нормального исполнения, блок-боксах регуляторов давления, гашения ударной волны, электрозащиты; контроль крепежных элементов, отсутствия пыли, брызг и капель, а также трещин, сколов, вмятин на оболочке, состояния взрывозащищенного оборудования, наличия уплотнительных прокладок для электрооборудования с видом взрывозащиты «повышенная надежность против взрыва», исправной работы системы продувки, измерительных приборов, контролирующих давление воздуха в корпусе, температуру подшипников, корпуса, входящего и выходящего воздуха, наличия пломб
	Текущий ремонт	Внешний осмотр всего оборудования; смена поврежденных изоляторов; зачистка и шлифовка подгоревших мест контактов; ремонт приводов и приводных механизмов, тяг и рычагов; регулировка и смазка шарниров разъединителей; проверка работы выкатных камер комплексных распределительных устройств и их ремонт; осмотр предохранителей и их замена; проверка и ремонт сигнализации, блокировок и измерительных приборов; проверка сети заземления и ответвлений от нее к аппаратуре; испытание вводов, встроенных трансформаторов тока; взятие проб масла
	Капитальный ремонт	Типовой объем работ по капитальному ремонту включает работы по текущему ремонту. Кроме того, ремонт аппаратов РУ (масляных выключателей, разъединителей и т.д.), испытание отдельных узлов и деталей на электрическую прочность; проверку крепления контактов, дугогасительных камер, решеток; замену контактов и дугогасительных устройств; замену 25 % аппаратуры, проводов вторичной коммутации, ошиновки; проведение послеремонтных испытаний
Шкафы сборки силовые	Техническое обслуживание	Проверка соответствия аппаратуры условиям эксплуатации и нагрузки; проверка корпуса шкафа, ремонт замков шкафов, проверка блокировки открытия дверей, затяжка крепежных деталей, осмотр схемы и аппаратов, лик-

Продолжение табл. 3.1

Оборудование	Вид обслуживания или ремонта	Типовой объем работ
Шкафы и сборки силовые	Техническое обслуживание	видация видимых повреждений аппаратов; проверка исправности заземления; проверка наличия соответствующих надписей на щитках
	Текущий ремонт	Типовой объем работ по текущему ремонту включает операции по техническому обслуживанию. Кроме того, зачистку рабочих контактов и замену их, при необходимости; проверку перегрева наконечников и выплавления сплава из них; проверку отсутствия перекосов рабочих контактов; проверку и замену искрогасительных перегородок; проверку и регулирование хода и нажатия подвижных рабочих контактов; проверку работы термической защиты; измерение сопротивления изоляции схемы; частичную замену электропроводки; замену неисправных аппаратов
Воздушные электрические сети	Капитальный ремонт	Типовой объем работ по капитальному ремонту включает работы по текущему ремонту; полную разборку аппарата; чистку, промывку и сушку деталей; отбраковку и ремонт вышедших из строя деталей и отдельных узлов; полный демонтаж панелей и перемонтаж схемы; окраску кожухов, шкафов, панелей; наладку аппаратуры и ее испытание
	Техническое обслуживание	Техническое обслуживание линий электропередачи свыше 1000 В и ВЛ до 1000 В заключается в проведении осмотров с периодичностью, определенной в разделе 2. При осмотрах необходимо проверить наличие обрывов и оплавление отдельных проволок или набросов на проводах и тросах; наличие предостерегающих плакатов и других постоянных знаков на опорах; наличие болтов, гаек, прочности сварных швов; наличие под проводами посторонних предметов и случайных строений; стрелу провеса проводов, наличие боя, ожогов и трещин изоляторов; искрение и разрегулировку проводов; состояние разрядников, коммутационной аппаратуры на ВЛ и кабельных муфт на спусках и целостность заземляющих проводов. Внеочередные осмотры ВЛ независимо от их напряжений проводятся после аварий, ураганов, во время ледоходов, половодий, при пожаре вблизи ВЛ, гололеде, морозе ниже $-40^{\circ}\text{C}$ , после тумана (на участках, подверженных сильному загрязнению). Выявленные во время обхода дефекты должны быть отмечены в листке обхода. По обнаруженным дефектам аварийного характера должны быть приняты срочные меры по их устранению
	Текущий ремонт	Типовой объем работ по текущему ремонту включает операции по техническому обслуживанию. Кроме того, ремонт опор, деталей и поддерживающих конструкций; перетягива-

Продолжение табл. 3.1

Оборудование	Вид обслуживания или ремонта	Типовой объем работ
Воздушные электрические сети	Капитальный ремонт	ние отдельных участков сети, подтяжку и регулирование провеса проводов; замену поврежденных изоляторов, удаление ржавчины на бандажах и хомутах, их замену и окраску; верховой осмотр ВЛ; проверку загнивания деталей, ржавления металлических опор и металлических траверс железобетонных опор, трубчатых разрядников со снятием их с опор; проверку стяжения в оттяжках опор; подтяжку болтовых соединений и гаек анкерных болтов металлических опор; измерение сопротивления заземления и проверку его соответствия; определение стрелы провеса проводов, измерение габаритов от проводов до земли и пересекаемых сооружений в местах пересечений
		Типовой объем работ по капитальному ремонту включает операции по текущему ремонту. Кроме того, верховые проверки с выемкой проводов и тросов из зажимов и детальной проверкой подвесной и оттяжной арматуры со снятием напряжения; измерение электрической прочности фарфоровых изоляторов натяжных и подвесных гирлянд, замену фарфоровых изоляторов натяжных и подвесных гирлянд (первый раз в первый год эксплуатации); ревизию и замену неисправных проводов, тросов, подвесной и оттяжной арматуры; полную перетяжку линий; измерение сопротивления соединений медных, алюминиевых и сталеалюминевых проводов, соединенных методом прессования и обжатия; измерение сопротивления болтовых, прессуемых и переходных соединений; выборочную проверку ржавления металлических подножников со вскрытием грунта, измерение сопротивления заземления опор с выборочным вскрытием отдельных элементов заземления; проверку раскрытия трещин в железобетонных опорах и пасынках; выправление и замену опор; испытание ВЛ в соответствии с ПТЭ
Кабельные сети	Техническое обслуживание	Контроль за соответствием фактических нагрузок кабелей; контроль температуры нагрева кабеля; наружный осмотр всей трассы, мест пересечения трассы кабелей с другими коммуникациями; проверка состояния мест ввода в здания и выхода кабелей на стены зданий и опоры ВЛ; проверка исправности концевых муфт, сухих разделок и креплений; проверка целостности покрытия, чистоты и состояния металлоконструкций кабельного канала; проверка креплений и наружных поверхностей кабелей, проложенных по стенам зданий, эстакадам и металлоконструкциям; проверка и восстановление маркировки кабелей, реперов, предупредительных плакатов и надписей



Продолжение табл. 3.1

Оборудование	Вид обслуживания или ремонта	Типовой объем работ
Кабельные сети	Текущий ремонт	Чистка кабельных каналов, открыто проложенных кабелей; осмотр и чистка концевых воронок и соединительных муфт; рихтовка кабелей; восстановление маркировки; определение температуры нагрева кабеля и контроль за коррозией кабельных оболочек; проверка заземления и устранение обнаруженных дефектов; проверка изоляции повышенным напряжением (для кабелей напряжением выше 1 кВ); проверка изоляции мегомметром (для кабелей напряжением до 1 кВ); переразделка дефектных муфт, воронок, сухих разделок
	Капитальный ремонт	Типовой объем работ по капитальному ремонту включает операции по текущему ремонту. Кроме того, частичную или полную замену (по результатам проверки и испытаний) участков кабельной линии, окраску кабелей и кабельных конструкций, доливку кабельной мастики в кабельные муфты и воронки, ремонт кабельных каналов и траншей, замену береговых креплений и опознавательной механической защиты в местах возможных повреждений кабеля, испытание кабельной линии в объеме требований ПТЭ
	Капитальный ремонт	Типовой объем работ по капитальному ремонту включает работы по текущему ремонту, а также замену неисправных конденсаторов и изоляторов, окраску металлических
Батарея статических конденсаторов	Техническое обслуживание	Осмотр конденсаторов с проверкой состояния поверхности изоляторов и корпусов (отсутствие трещин, пыли, грязи, вздутия стенок, следов вытекания пропитывающей массы), проверка температуры окружающего воздуха в помещении; контроль целостности предохранителей (внешним осмотром); контроль тока и проверка равномерности нагрузки отдельных фаз; проверка значений напряжения на шинах конденсаторной установки или шинах ближайшего распределительного устройства; проверка исправности цепи разрядного устройства и всех конденсаторов в электрической схеме включения конденсаторной установки; проверка заземления, наличия и исправности блокировок безопасности, ограждений, запоров, защитных средств и средств пожаротушения
	Текущий ремонт	Отключение установки от сети; контрольный разряд; очистка поверхностей изоляторов, корпусов, аппаратуры от пыли и грязи; затяжка гаек в контактных соединениях; проверка целостности плавких вставок; измерение емкости каждого конденсатора; проверка на отсутствие замыкания на корпус; проверка исправности заземления разрядного устройства
	Капитальный ремонт	Типовой объем работ по капитальному ремонту включает работы по текущему ремонту, а также замену неисправных конденсаторов и изоляторов, окраску металлических

Продолжение табл. 3.1

Оборудование	Вид обслуживания или ремонта	Типовой объем работ
Батарея статических конденсаторов Заземляющие устройства электроустановок	Техническое обслуживание	частей, ревизию разрядного устройства, испытание конденсаторов повышенным напряжением промышленной частоты в течение 10 с Сети заземления осматриваются один раз в 6 мес, проверяются целостность и надежность заземляющих проводников, сварных соединений, плотность болтовых соединений с заземленным оборудованием и аппаратами, наличие и надежность приварки наконечников на гибких заземляющих проводниках, отсутствие последовательного заземления оборудования, соответствие сечения заземляющих проводников, целостность и соответствие окраски, антикоррозионных покрытий
	Текущий ремонт	Типовой объем работ по текущему ремонту включает работы по техническому обслуживанию, а также проверку целостности проводников заземления, измерение сопротивления заземляющего устройства
	Капитальный ремонт	Типовой объем работ по капитальному ремонту включает операции по текущему ремонту. Кроме того, при необходимости, полную или частичную замену элементов заземляющего устройства и проводников заземляющей сети и их окраску, измерение сопротивления заземляющего устройства специальным аппаратом, измерение полного сопротивления петли фаза-ноль в установках напряжением до 1000 В
Разъединители	Техническое обслуживание	Проверка состояния привода, контактов, отключающих пружин; контроль состояния ножей; проверка надежности крепления к конструкции
	Текущий ремонт	Типовой объем работ по текущему ремонту включает операции по техническому обслуживанию. Кроме того, проверку состояния подвижных контактов, замену их, замену пружин, проверку правильности включения ножей и их очистку от нагара и окиси, регулировку включения ножей, проверку заземления, окраску конструкции, смазку шарнирных соединений
	Капитальный ремонт	Типовой объем работ по капитальному ремонту включает работы по текущему ремонту. Кроме того, полную разборку и сборку разъединителя, замену изоляторов, подвижных и неподвижных контактов, регулировку контактов и приводного механизма, капитальный ремонт привода, послеремонтное испытание (полный комплекс), предусмотренное ПТЭ и ПТБ
Реакторы	Техническое обслуживание	Проверка отсутствия в бетонных колоннах трещин и сколов; состояния креплений колонок изоляторов и контактных зажимов; целостности лакового покрытия бетонных коло-

Продолжение табл. 3.1

Оборудование	Вид обслуживания или ремонта	Типовой объем работ
Реакторы	Техническое обслуживание	нок; исправности изоляции витков, отсутствия их деформации и замыкания между собой
	Текущий ремонт	Ремонт бетонных колонок, крепежных болтов и контактных зажимов, измерение сопротивления изоляции витков относительно болтов крепления, замена опорных изоляторов, восстановление лакового покрытия и ремонт изоляции витков
Трансформаторы тока и напряжения	Капитальный ремонт	Типовой объем работ по капитальному ремонту включает работы по текущему ремонту, а также замену отдельных бетонных колонок и витков, крепежных болтов и зажимов, лаковое покрытие реактора
	Техническое обслуживание	Контроль отсутствия следов перегрева токоведущих частей и магнитопровода; отсутствия вытекания изоляционной массы, проверка исправности цепей вторичной коммутации
	Текущий ремонт	Чистка изоляторов, проверка и ремонт присоединений шин первичной и проводов вторичной коммутации, проверка заземляющих болтов и шунтирующих перемычек и смена трансформаторов (при необходимости)
Силовые шинопроводы, шинные сборки и шины магистралей и ошиновок РУ	Капитальный ремонт	Типовой объем работ по капитальному ремонту включает работы по текущему ремонту, а также проверку и промывку маслом магнитопровода и обмоток, при необходимости — их замену, смену масла, проведение полного комплекса испытаний и проверок, предусмотренных ПТЭ
	Техническое обслуживание	Проверка плотности контактов отпаечных шпилей, штепсельных соединений; отсутствие их перегрева, подгара и коррозии контактов; контроль изменения цвета термопокрытий и термопленок; устранение деформации; проверка состояния изоляционных прокладок, клиц, изоляторов, при необходимости — замена их; проверка и восстановление целостности защитных кожухов и сеток, наличия и целостности их заземления; окраска шин и зачищенных мест для наложения переносных заземлений
	Текущий ремонт	Типовой объем работ по текущему ремонту включает работы по текущему ремонту. Кроме того, внешний осмотр, выявление дефектов и их устранение, проверку степени нагрева; очистку от загрязнений; рихтовку шин и ремонт болтовых и сварных контактных соединений; измерение сопротивления изоляции; очистку, ремонт или замену изоляторов, изоляционных перегородок и прокладок, клиц; проверку, ремонт или замену сетчатых ограждений, защитных кожухов и их зазем-

Продолжение табл. 3.1

Оборудование	Вид обслуживания или ремонта	Типовой объем работ
Силовые шинопроводы, шинные сборки и шины магистралей и ошиновок РУ	Капитальный ремонт	ления; окраску шин в установленные цвета, защиту мест для наложения переносного заземления Типовой объем работ по капитальному ремонту включает работы по текущему ремонту. Кроме того, замену секций шинопровода или участка шин секций ввода и вывода, защитных кожухов и сеток; замену изоляторов, изоляционных прокладок и клиц; ремонт креплений; проверку сопротивления изоляции; полную перекраску шин, несущих и защитных конструкций
	Техническое обслуживание	Наружный осмотр и устранение видимых повреждений; проверка соответствия условиям эксплуатации и нагрузки; чистка наружной части от загрязнений, смазка трущихся элементов; проверка состояния коммутационных проводов, кабеля, контактных соединений и заземления; проверка наличия нагревательных элементов у тепловых реле и их соответствия номинальному току токоприемника; проверка креплений корпусов, аппаратов, светильников и проводов; проверка исправности кожухов, рукояток, замков, ручек, шкафов; затяжка крепежных деталей, контактных соединений и чистка; проверка работы приводного механизма и блокировок; проверка наличия соответствующих надписей на щитах, панелях, аппаратах; проверка работы сигнальных устройств и целостности реле и других аппаратов
	Текущий ремонт	Ремонт всех комплектующих аппаратов, проверка состояния и ремонт ошиновки и электропроводки, подтяжка всех креплений и выводов
Распределительные пункты и осветительные щитки	Капитальный ремонт	Типовой объем работ по капитальному ремонту включает работы по текущему ремонту. Кроме того, полную разборку оборудования; чистку, промывку и сушку деталей; отбраковку и ремонт вышедших из строя деталей и отдельных узлов; замену выводов, крепежных деталей и запорной аппаратуры
	Техническое обслуживание	Наружный осмотр и устранение видимых повреждений; проверка соответствия условиям эксплуатации и нагрузки; чистка наружной части от загрязнений, смазка трущихся элементов; проверка состояния коммутационных проводов, кабеля, контактных соединений и заземления; проверка наличия нагревательных элементов у тепловых реле и их соответствия номинальному току токоприемника; проверка креплений корпусов, аппаратов, светильников и проводов; проверка исправности кожухов, рукояток, замков,
	Текущий ремонт	Ремонт всех комплектующих аппаратов, проверка состояния и ремонт ошиновки и электропроводки, подтяжка всех креплений и выводов
Магнитные пускатели, контакторы и выключатели автоматические	Техническое обслуживание	Наружный осмотр и устранение видимых повреждений; проверка соответствия условиям эксплуатации и нагрузки; чистка наружной части от загрязнений, смазка трущихся элементов; проверка состояния коммутационных проводов, кабеля, контактных соединений и заземления; проверка наличия нагревательных элементов у тепловых реле и их соответствия номинальному току токоприемника; проверка креплений корпусов, аппаратов, светильников и проводов; проверка исправности кожухов, рукояток, замков,



Оборудование	Вид обслуживания или ремонта	Типовой объем работ
Магнитные пускатели, контакторы и выключатели автоматические	Техническое обслуживание	ручек, шкафов; затяжка крепежных деталей, контактных соединений и чистка; проверка работы приводного механизма и блокировок; проверка наличия соответствующих надписей на щитках, панелях, аппаратах; проверка работы сигнальных устройств и целостности реле и других аппаратов
	Текущий ремонт	Частичная разборка аппарата, чистка и промывка механических и контактных деталей, зачистка и шлифовка всех контактных поверхностей, регулировка плотности и одновременности включения контактов, проверка неисправности искрогасительных камер, регулировка реле защиты и управления, смазка шарнирных соединений, ремонт или замена катушек электромагнитов
	Капитальный ремонт	Типовой объем работ по капитальному ремонту включает работы по текущему ремонту. Кроме того, разборку аппарата; чистку, промывку и сушку деталей; замену, при необходимости, деталей и отдельных узлов; перемотку или замену катушек; проверку и регулировку хода и натяжения подвижных контактов; регулировку одновременности включения по фазам и значению зазора между подвижными и неподвижными рабочими контактами; проверку действия и регулировку механизма теплового реле, электромеханического привода, расцепителей перегрузки и короткого замыкания; замену корпусов или кожухов дугогасительных камер, выводов, крепежных деталей и запорной арматуры

## 4

## ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Воздушной линией электропередачи выше 1 кВ называется устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.).

На ВЛ 110 кВ и выше должны применяться только подвесные изоляторы; на ВЛ 35 кВ и ниже могут применяться подвесные и штыревые (в том числе опорно-стержневые) изоляторы.

ВЛ 110–500 кВ с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии тросами по всей длине линии.

Для ВЛ до 35 кВ применения грозозащитных тросов не требуется. ВЛ 110 кВ на деревянных опорах, как правило, не должны защищаться тросами.

Крепление проводов к подвесным изоляторам и крепление тросов следует проводить при помощи поддерживающих или натяжных зажимов. Из натяжных зажимов предпочтение следует отдавать зажимам, не требующим разрезания провода. Крепление проводов к штыревым изоляторам следует осуществлять проволочными вязками или специальными зажимами.

Опоры ВЛ выше 1 кВ разделяются на два основных вида: анкерные опоры, полностью воспринимающие натяжку проводов и тросов в смежных с опорой пролетах, и промежуточные, которые не воспринимают ее частично. На базе анкерных опор могут выполняться концевые и транспозиционные опоры. Промежуточные и анкерные опоры могут быть прямыми и угловыми.

#### 4.1. ПРОБЛЕМЫ ГОЛОЛЕДНЫХ ЯВЛЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

К числу важнейших мероприятий по повышению надежности электрических сетей также относится борьба с гололедом на проводах и тросах ВЛ.

Гололедные аварии для многих энергосистем зачастую представляют наибольшую опасность. Плавка гололеда позволяет предупреждать обрывы проводов, разрушения опор и массовые короткие замыкания на линиях.

Расширению области применения плавки гололеда способствуют внедрение установок постоянного тока и обогрев линий большими повторно-кратковременными токами.

Применение плавки при надлежащей подготовке персонала и схем обогрева отдельных линий позволяет провести ее за 1–1,5 ч.

При решении вопроса о проведении плавки при гололеде необходимо оценить перегрузочную способность линии и скорости нарастания гололеда. При установлении очередности плавки, помимо значимости линий, следует учитывать их перегрузочную способность, большую у линий высшего напряжения и магистральных. Должны учитываться особенности синоптических процессов, скорость нарастания гололеда на отдельных линиях и результаты наблюдений в контрольных точках. Требуют уточнения способы оценки времени завершения плавки, которое определяется либо с запасом, путем увеличения длительности нагрева против расчетной, либо по стабилизации тока в цепи плавки и наблюдениям в контрольных точках.

Плавка гололеда проводится большей частью при выводе обогреваемой линии из работы. Для быстрой сборки схемы, проведения плавки и восстановления нормальной работы линии необходимо внедрить дистанционное управление всеми коммутационными аппаратами, используемыми в схемах плавки переменным и постоянным током. Плавка должна проводиться от специальных ячеек и шин, не связанных с нормальной работой сети. Исключением может быть обходная система шин. Все операции должны выполняться в определенной последовательности по специальным программам на каждой подстанции без проверки производимых коммутаций. Программа должна исключать опасность возникновения аварий при нарушении запланированных переключений. Следует внедрять автоматизацию системы плавки гололеда.

#### 4.2. СХЛЕСТЫВАНИЕ И ВИБРАЦИЯ ПРОВОДОВ ВЛ

В регионах с сильными и продолжительными ветрами серьезную опасность представляют схлестывание и вибрация проводов ВЛ, что приводит к снижению срока их службы. Для оценки в реальных погодных условиях характеристик вибрации ВЛ, определения возможных проблемных мест на ВЛ и номинального срока службы проводов, подвергающихся вибрации, служит прибор для контроля и анализа вибрации проводов линий электропередачи (фирма-поставщик — МП «Диагност»). Прибор оптимален на ВЛ, имеющих пружинные зажимы и накладки из спиральных стержней. Полученные с использованием прибора данные служат для составления реальных программ по обслуживанию и обновлению линий электропередачи, а также для оптимального выбора и размещения виброгасителей и распорок.

Прибор представляет собой уникальный компактный, легкий виброанализатор, использующийся в полевых условиях для контроля и анализа вибрации под действием ветра проводов воздушных линий электропередачи. Он измеряет частоты и амплитуды всех циклов вибрации, сохраняет данные в матрице и обрабатывает результаты в целях обеспечения оценки средней продолжительности срока службы исследуемых проводов. Методы измерения и оценки основываются на стандарте IEEE и процедуре CIGRE.

Устройство может быть установлено непосредственно на провод около зажимов любого типа, в отличие от других коммерческих регистраторов на зажимах, которые ограничены подвесными зажимами металл — металл.

Прибор измеряет частоту сигнала и амплитуду каждого цикла вибрации за установленный пользователем период. В конце каждого периода контроля встроенный микропроцессор рассчитывает индекс номинального срока службы провода. Это значение сохраняется в памяти, и микропроцессор затем возвращается в режим ожидания следующего запуска.

По статистике ежегодно на 100 км воздушных линий электропередачи напряжением до 1 кВ происходит примерно 10–15 повреждений, причем 70 % из них приходится на обрывы проводов. Одной из причин таких обрывов являются механические повреждения конструкций ВЛ, а также термическое воздействие тока короткого замыкания (КЗ) при подхлестывании проводов от разрегулировки стрел провеса. При этом



нарушается электроснабжение потребителей, возникают аварийные ситуации и, в первую очередь, перенапряжения у потребителей. Каждый обрыв провода потенциально опасен для людей.

Имеется ряд устройств контроля целостности провода в распределительных сетях. Основное функциональное назначение таких устройств — отключение линии с помощью коммутационного аппарата при обрыве проводов.

В работе [64] описано устройство, устанавливаемое на последней опоре защищаемой сети. В состав устройства входят датчик напряжения и формирователь информационных импульсов тока.

Сигнал контроля  $i_n$ , осуществляемого с использованием импульсно-широтного признака, от конца участка сети передается с периодом  $T_c$  к его началу. В начале линии на пункте питания, где смонтирован приемник сигналов, информационный сигнал  $i_k$  фиксируется трансформатором тока и анализируется устройством. Работа всего устройства заключается в периодическом формировании импульсов в конце контролируемого участка сети с фиксацией токовых возмущений в его начале. При обрывах проводов или КЗ передача информационных импульсов к пункту питания прекращается.

Длительное воздействие циклических изгибающих напряжений, возникающих при вибрации на воздушных линиях электропередачи, может вызвать повреждение фазных проводов или грозозащитных тросов, что приводит к аварийным отключениям. Для защиты от вибрации в мировой практике и России применяются в основном гасители Стокбриджа [65].

Конструкция этого гасителя представляет собой отрезок многопроволочного оцинкованного стального каната с укрепленным посередине зажимом для установки его на проводе (тросе) и двумя отлитыми из чугуна грузами в форме стаканов, закрепленными по концам каната. Динамические характеристики и эффективность таких гасителей зависят от формы и массы груза, марки и длины рабочей части стального каната и его упругих свойств.

Промышленный выпуск новых отечественных гасителей вибрации позволяет при положительном опыте их эксплуатации решить одну из важнейших задач по увеличению виброустойчивости ВЛ и снизить аварийность, связанную с обрывом проводов и тросов.

#### 4.3. ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Для защиты воздушных линий с покрытыми изоляцией проводами от грозовых и коммутационных перенапряжений заводом энергозащитных устройств (г. Санкт-Петербург) разработаны ограничители перенапряжений ОПНи-П-6/7,2УХЛ1 и ОПНи-П-10/12УХЛ1. Ограничители перенапряжений производятся как в опорном, так и в опорно-подвесном исполнении и могут поставляться в комплекте с арматурой для установки.

В большинстве случаев в российских сетях грозозащита осуществляется с помощью разрядников. Однако эти аппараты имеют ряд недостатков:

- высокое импульсное пробивное напряжение искровых промежутков, вследствие чего уровень неограниченных перенапряжений достаточно высок;

- ограниченная пропускная способность, что заставляет отстраивать эти защитные аппараты от большей части внутренних перенапряжений, обладающих большой запасенной энергией;

- при эксплуатации существенное ухудшение защитных характеристик, прежде всего из-за старения карбидкремниевых сопротивлений и коррозии электродов искровых промежутков под действием протекающих через них токов, а также химических реакций;

- при срабатывании вблизи индуктивных элементов (силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, трансформаторов напряжения) вызывание в их обмотках градиентных (продольных) перенапряжений;

- из-за наличия искровых промежутков увеличение их массы и габаритов, что связано с большими затратами при транспортировке и монтаже;

- защита только от грозовых перенапряжений.

Ограничители перенапряжений как более современные аппараты объективно приходят на смену разрядникам на основе карбида кремния с искровыми промежутками. Преимуществами ограничителей являются:

- глубокий уровень ограничения для волн перенапряжений всех видов;

- отсутствие сопровождающего тока после затухания волн перенапряжений;

- стабильность к рассеиванию больших энергий;

- непрерывное подключение к защищаемой цепи, что дает

возможность ограничивать перенапряжения, вызванные различными причинами, а не только грозowymi разрядами;

высокая надежность и износостойкость;

простота конструкции, малые габариты и, как следствие, повышенная стойкость к атмосферным загрязнениям.

Дополнительные преимущества дает использование вместо фарфора изоляции из кремнеорганической резины, к ним относятся:

меньшие масса и габариты, упрощение транспортировки и монтажа;

абсолютная герметичность;

взрыво- и пожаробезопасность ограничителя перенапряжений (ОПН);

стойкость к ударным и вибрационным воздействиям, отсутствие боя при перевозках;

высокая гидрофобность поверхности;

высокие электрические и разрядные характеристики в условиях загрязнения и увлажнения;

стойкость к климатическим факторам;

устойчивость к актам вандализма, что особенно важно при установке аппаратов на ВЛ.

При массовой установке ОПН на линиях с покрытыми изоляцией проводами важное значение имеют экономические параметры. За счет собственного высокотехнологичного варисторного производства и научной организации труда стоимость предлагаемых аппаратов конкурентоспособна не только по сравнению с ограничителями других изготовителей, но даже и со стоимостью разрядников.

#### **4.4. КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЛ И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ**

Элементы ВЛ в течение всего периода эксплуатации подвергаются коррозионному воздействию окружающей среды, что приводит к потере их первоначальной прочности. Кроме того, отдельные компоненты ВЛ подвержены динамическим воздействиям (провода, грозозащитные тросы, гирлянды изоляторов, линейная арматура). Это приводит, наряду с коррозионным износом, к возникновению усталостных явлений в этих элементах и износу шарнирных соединений элементов арматуры [66].

Если не принимать своевременных мер, это может при-

вести к потере несущей способности и, как следствие, к обрыву провода или троса при увеличении на них нагрузки из-за образования гололеда, при сильном ветре и пр. Это происходит особенно часто зимой, когда в условиях пониженных температур увеличивается натяжение проводов и тросов, особенно на участках ВЛ, подверженных вибрации.

Контроль технического состояния ВЛ и их элементов основывается на сравнении выявленных дефектов с требованиями норм и допусками, приведенными в проектных материалах обследуемых ВЛ, в государственных стандартах, Правилах устройства электроустановок (ПУЭ), СНиП, ТУ и других нормативных документах.

Состояние проводов и тросов обычно оценивается при визуальном осмотре.

Фрикционный износ или коррозия внутренних проволок не могут быть обнаружены при внешнем осмотре. В то же время они приводят к потере сечения каната по металлу — важнейшей характеристике, определяющей его прочность [67].

Таким образом, обследование ВЛ (отслуживших свой срок, а также эксплуатируемых в агрессивных средах) при повышенной вибрации и прочих условиях необходимо проводить с инструментальным контролем проводов и тросов.

Анализ задач, стоящих перед эксплуатацией сетей, позволяет выделить работы основные и наиболее трудоемкие, требующие внедрения комплексной механизации в первую очередь. Сюда следует отнести механическую расчистку трасс воздушных линий электропередачи, ремонт и замену проводов и тросов, замену изоляции и арматуры, выправку и окраску опор, замену приставок, погрузочно-разгрузочные работы и развозку материалов по трассам ВЛ, определение загнивания древесины и состояния изоляции и др.

Существенная особенность работ указанной группы заключается в том, что каждая из них состоит из резко разнохарактерных и сравнительно кратковременных операций. Другая особенность — в эпизодичности, сезонности работ (даже при значительных объемах плановых ремонтов), в непредвиденных аварийных ситуациях, требующих проведения безотлагательных восстановительных мероприятий.

Для оценки технического состояния воздушных линий электропередачи необходимо проводить диагностирование следующих параметров и элементов:

профилактические испытания изоляции специальным оборудованием;



места соединения проводов (зажимы, скрутки);  
состояние вязок;

электрооборудование (разрядники, разъединители, секционные аппараты напряжением 6, 35 и 110 кВ).

Для обнаружения повреждений и дефектов в воздушных линиях используется аппаратура, основанная на двух методах. Инфракрасные методы позволяют выявлять локальные нагревы в контактных соединениях проводов и шлейфов; электромагнитные — локальные увеличения напряженности электрического поля, точнее, источники коронных разрядов (КР) и поверхностных частичных разрядов (ПЧР) повышенной интенсивности на оборудовании [68].

Конструктивные нарушения, заводские дефекты, повреждения, накопленные в процессе эксплуатации, приводят к появлению или усилению интенсивности ПЧР и КР.

Практическое использование принципа регистрации электромагнитного излучения разрядных процессов при повреждениях на линиях усложняется принципиальными трудностями отстройки от сторонних электромагнитных сигналов (от радио- и телевизионных станций, ВЧ-связи по проводам и тросам ВЛ и др.).

Для реализации данного метода создан ряд устройств, одним из которых является устройство «Корона FS-33, FA-33» фирмы «Koronasstechnik» (Швейцария). В нем измерительное устройство состоит из антенны, регистрирующего и анализирующего устройства с широкополосным усилителем. Принимаемые антенной сигналы регистрируются в полосе частот 20 МГц. Сигнал с усилительного устройства подается на входы осциллографа для вертикальной и горизонтальной разверток изображений. За счет этого на экране осциллографа показывается созданный синусоидальным переменным напряжением ВЛ низкочастотный сигнал в виде замкнутой кривой — эллипсной фигуры Лиссажу. Форма, значение и фазовое положение высокочастотных сигналов короны на кривой характеризуют вид неисправности на ВЛ, а запись информации совместно с комментариями оператора обеспечивает привязку к месту расположения дефекта.

Приборы, реализующие электромагнитный метод обнаружения повреждений и дефектов ВЛ, имеют ряд преимуществ по сравнению с применяемой для тех же целей аппаратурой для регистрации инфракрасного спектра излучения ВЛ (тепловизоры), которую целесообразно использовать при загрузке ВЛ более 75 % максимума, а повреждения должны быть

достаточно серьезными, чтобы началось выделение тепла в месте повреждения.

Тепловизионный контроль не всегда позволяет различить вид повреждения и может дать ошибочные показания в жаркую погоду. В то же время приборы, регистрирующие изменение напряженности электрического поля, могут работать при нагрузках ВЛ порядка 20 % и ниже максимальной, но их работа становится ненадежной при сильном гололеде или снегопаде.

Для обнаружения источников коронных и частичных разрядов может служить прибор «Ultraprobe™ 2000» фирмы «UE SYSTEMS inc.», который относят к новому поколению для ультразвуковых обследований и контроля состояния энергетического и механического оборудования. Воздушные ультразвуковые преобразователи, применяемые для обнаружения источников ультразвуковых колебаний, достаточно просты и служат прекрасным инструментом технологического контроля. Они состоят из базового портативного блока с головными телефонами, измерительного устройства, блока настройки чувствительности. Приборы позволяют проводить настройку чувствительности в частотном диапазоне от 20 до 100 кГц.

Для оценки технического состояния воздушных линий электропередачи применяется выпускаемый фирмой «Диагност» электронно-оптический дефектоскоп Ф-6 (Филин). Дефектоскоп преобразует ультрафиолетовое излучение разрядных процессов в видимое и формирует их изображение вместе с изображением контролируемого объекта на экране. Области применения ультрафиолетового дефектоскопа — нахождение дефектов в линейной подвесной и опорной изоляции.

Распознаваемые дефекты:

нарушение целостности жил проводов ВЛ;

нарушение заделки опорных изоляторов и поверхностные микротрещины фарфора;

загрязнение (наличие и оценка степени) любых изоляторов;

пробитые (нулевые) фарфоровые изоляторы в гирлянде;

дефекты монтажа подвесок, внутрифазовых распорок ВЛ, разделки кабелей, контактных соединений и др.

Термографические методы диагностирования ВЛ рассмотрены в разделе 6.

Причинами повреждаемости опорно-стержневых изоляторов являются [69]:

низкое качество сырья и нарушение технологии изготов-

ления фарфора на заводах-изготовителях изоляторов типа ИОС;

недостаточный выходной (заводской), входной (перед монтажом) и периодический контроль, в том числе акустико-эмиссионный контроль (АЭ-контроль) во время эксплуатации; естественная отбраковка старых изоляторов, имеющих дефекты в предыдущем проведенном опросе года эксплуатации.

По характеру повреждений 70–80 % повреждений изоляторов происходит в узлах армировки, в том числе у нижних фланцев около 40 % повреждений.

Изоляторы ломаются, как правило, при коммутационных операциях и испытаниях, а иногда, и при сильном ветре. Повреждения обнаруживаются при текущем ремонте разъединителей и внешних осмотрах изоляторов.

Энергопредприятиям и эксплуатационным организациям можно порекомендовать:

продолжать работу по замене старых изоляторов, отслуживших 20 лет и более;

ужесточить входной контроль вводимых в эксплуатацию новых изоляторов, повысив требовательность к заводам-изготовителям;

более тщательно проводить визуальный контроль изоляторов, поддерживать целостность защитного покрытия и армировочных швов;

выполнять акустико-эмиссионный контроль состояния изоляторов.

При осмотре изоляторов следует обращать внимание на:

наличие свежих сколов и трещин на фарфоре;

состояние армировочных швов (по возможности);

состояние привода и контактной системы.

Акустико-эмиссионный контроль опорно-стержневых изоляторов разъединителей разработан во ВНИИэлектроэнергетики. Указанный метод позволяет обнаруживать наличие и степень развития дефектов, развивающихся в изделии при его нагружении, путем регистрации и анализа генерируемых при этом акустических сигналов.

Проведение механических испытаний без акустико-эмиссионного контроля недопустимо, так как при этом возможен пропуск изоляторов с дефектами, не приведшими к излому при испытании, а также с зарождающимися дефектами.

Воздействие на изолятор внешней силы приводит к появлению в нем дополнительных напряжений, разрушению но-

вых частиц и скачкообразному росту микротрещин. При этом будут излучаться сигналы акустической эмиссии (АЭ). Число их пропорционально числу разрушенных частиц, которое, в свою очередь, зависит от характера распределения их прочностей и уровня приложенной нагрузки.

Важно отметить, что при первичном нагружении сигналы АЭ регистрируются даже у доброкачественных изделий. При повторном нагружении сигналов АЭ не будет до тех пор, пока нагрузка не превысит значения, которое она достигла в первом цикле нагружения и пока не начнут растрескиваться частицы, имеющие большую прочность, чем разрушенные при первом нагружении. Описанное явление характерно для доброкачественного фарфора и получило название «Эффект Кайзера».

АЭ-контроль выполняется с помощью прибора ПАК-3М и нагружающего устройства УКИ-1. К проведению АЭ-контроля изоляторов-разъединителей могут быть допущены лица, изучившие данную методику, описания и инструкции по эксплуатации прибора ПАК-3М и нагруженного устройства УКИ-1, а также имеющие необходимые знания по технике безопасности.

Оценка технического состояния ВЛ напряжением 6, 35 и 110 кВ осуществляется с учетом технического состояния отдельных элементов ВЛ: опор, изоляторов, проводов и секционных аппаратов (линейные разъединители, масляные выключатели напряжением 6, 35 и 110 кВ).

Техническое состояние опор одной ВЛ, фидера напряжением 6, 35 и 110 кВ определяется на основании коэффициента дефектности опор

$$K_{A.o} = n_A / n_y,$$

где  $n_A$  — число дефектных опор ВЛ (табл. 4.1);  $n_y$  — число установленных опор.

Техническое состояние изоляторов ВЛ или фидера напряжением 6, 35 и 110 кВ определяется на основании коэффициента дефектности изоляторов

$$K_{A.и} = n_{A.и} / n_{y.и},$$

где  $n_{A.и}$  — число дефектных изоляторов ВЛ или фидера, устанавливаемых на основе визуального осмотра или с помощью специальных диагностических средств (табл. 4.2);  $n_{y.и}$  — число установленных изоляторов на данной ВЛ или фидере.



Таблица 4.1

## Перечень дефектов элементов опор ВЛ 6 и 35 кВ

Но- мер п/п	Наименование (характеристика) дефекта
1	Оголение арматуры железобетонной приставки (скол защитного слоя бетона с оголением стержней продольной арматуры железобетонной приставки свыше 1 м)
2	Растрескивание бетона железобетонной приставки (трещины в бетоне железобетонной приставки раскрытием 0,5 см и более суммарной длиной свыше 1 м)
3	Оголение арматуры железобетонной стойки (скол защитного слоя бетона с оголением стержней продольной арматуры свыше 1 м)
4	Растрескивание бетона железобетонной стойки (трещины в бетоне железобетонной стойки раскрытием 0,5 см и более суммарной длиной свыше 1 м)
5	Прогиб железобетонной стойки (изгиб железобетонной стойки, вызвавший отклонение вершины от вертикали свыше 0,5 м)
6	Оголение арматуры железобетонного подкоса (скол защитного слоя бетона с оголением стержней продольной арматуры свыше 1 м)
7	Растрескивание бетона железобетонного подкоса (трещины в бетоне железобетонного подкоса раскрытием 0,5 см и более суммарной длиной свыше 1 м)
8	Прогиб металлической опоры (изгиб металлической опоры, вызвавший отклонение вершины от вертикали свыше 0,5 м)
9	Размыв грунта у стойки металлической опоры

Техническое состояние проводов одной ВЛ или фидера устанавливается на основании коэффициента дефектности проводов

$$K_{A,п} = L_{A,п} / L_{y,п}$$

где  $L_{A,п}$  — протяженность дефектных участков проводов (табл. 4.3);  $L_{y,п}$  — суммарная протяженность рассматриваемых ВЛ или фидеров.

Таблица 4.2

## Перечень дефектов изоляторов ВЛ 6, 35 и 110 кВ

Но- мер п/п	Наименование (характеристика) дефекта
1	Скол изолятора (сколы на поверхности изолятора суммарной площадью свыше 1 см <sup>2</sup> )
2	Загрязнение изолятора (загрязнение поверхности изолятора, видимое с земли)
3	Разрушение изолятора
4	Непроектный изолятор (изолятор не соответствует требованиям проекта или действующим нормативно-техническим документам)

Таблица 4.3

## Перечень дефектов проводов ВЛ 6, 35 и 110 кВ, грозозащитных тросов, при наличии которых провод в данном промежуточном пролете подлежит замене

Номер п/п	Наименование (характеристика) дефекта
1	Коррозия провода (сплошная коррозия на поверхности провода, вызвавшая уменьшение диаметра провода на 10 % и более)
2	Вытяжка провода (уменьшение диаметра провода на 10 % и более)
3	Непроектный провод (сечение или марка провода не соответствуют требованиям проекта или ПУЭ)

Устанавливаются три категории по ремонтным воздействиям в зависимости от коэффициента дефектности: текущий ремонт, внеплановый ремонт и капитальный ремонт. На основании коэффициентов дефектности опор, изоляторов и проводов принимается решение о выводе в ремонт ВЛ или фидера (табл. 4.4).

Комплексная оценка технического состояния ВЛ 0,4 кВ определяется с учетом технического состояния следующих элементов: опоры, провода, ответвления от ВЛ к вводам в здания.

Техническое состояние опор одной ВЛ 0,4 кВ устанавливается на основании коэффициента дефектности опор данной ВЛ 0,4 кВ. Перечень дефектов элементов опор ВЛ 0,4 кВ, при наличии которых соответствующий элемент считается дефектным, приведен в табл. 4.5.

Техническое состояние проводов одной ВЛ 0,4 кВ устанавливается на основании коэффициента дефектности проводов данной ВЛ. Перечень дефектов проводов, при наличии которых провод в данном промежуточном пролете ВЛ 0,4 кВ считается дефектным, дан в табл. 4.6.

Техническое состояние ответвлений от ВЛ 0,4 кВ к вводам в здания устанавливается на основании коэффициента де-

Таблица 4.4

## Определение вида ремонта ВЛ

Коэффициент де- фектности	Значение коэффициента дефектности	Виды ремонтных воз- действий
$K_{A,о}$ или $K_{A,и}$ или $K_{A,п}$	$\leq 0,3$	Текущий ремонт
$K_{A,о}$ или $K_{A,и}$ или $K_{A,п}$	$0,3 - 0,7$	Внеплановый ремонт
$K_{A,о}$ или $K_{A,п}$	$\geq 0,7$	Капитальный ремонт

Таблица 4.5

## Перечень дефектов элементов опор ВЛ 0,4 кВ

Но- мер п/п	Наименование (характеристика) дефекта
1	Оголение арматуры железобетонной приставки (скол защитного слоя бетона с оголением стержней продольной арматуры железобетонной приставки свыше 1 м)
2	Растрескивание бетона железобетонной приставки (трещины в бетоне железобетонной приставки раскрытием 0,5 см и более суммарной длиной свыше 1,5 м)
3	Оголение арматуры железобетонной стойки (скол защитного слоя бетона с оголением стержней продольной арматуры свыше 1,5 м)
4	Растрескивание бетона железобетонной стойки (трещины в бетоне железобетонной стойки раскрытием 0,5 см и более суммарной длиной свыше 1,5 м)
5	Прогиб железобетонной стойки (изгиб железобетонной стойки, вызвавший отклонение вершины от вертикали свыше 0,5 м)
6	Оголение арматуры железобетонного подкоса (скол защитного слоя бетона с оголением стержней продольной арматуры свыше 1,5 м)
7	Растрескивание бетона железобетонного подкоса (трещины в бетоне железобетонного подкоса раскрытием 0,5 см и более суммарной длиной свыше 1,5 м)

Таблица 4.6

## Перечень дефектов проводов ВЛ 0,4 кВ

Но- мер п/п	Наименование (характеристика) дефекта
1	Коррозия провода (сплошная коррозия на поверхности верхнего пояса провода, вызвавшая уменьшение диаметра провода на 10 % и более)
2	Вытяжка провода (уменьшение диаметра провода на 10 % и более)
3	Непроектный провод (сечение или марка провода не соответствуют требованиям проекта или ПУЭ)

Таблица 4.7

## Перечень дефектов ответвлений от ВЛ 0,4 кВ к вводам в здание

Но- мер п/п	Наименование (характеристика) дефекта
1	Дефект ответвления (повреждение провода, контакта, недопустимое провисание ответвления от ВЛ 0,4 кВ к вводу в здание)
2	Непроектное ответвление (ответвление выполнено проводом, не соответствующим проекту или ПУЭ)

Таблица 4.8

## Определение вида ремонта ВЛ 0,4 кВ

Коэффициент дефект- ности	Значение коэффици- ента дефектности	Виды ремонтных воздей- ствий
$K_{\Lambda,0}$ или $K_{\Lambda,3}$ или $K_{\Lambda,II}$	$\leq 0,3$	Текущий ремонт
$K_{\Lambda,0}$ или $K_{\Lambda,3}$ или $K_{\Lambda,II}$	0,3–0,8	Внеплановый ремонт
$K_{\Lambda,0}$ или $K_{\Lambda,3}$	$\geq 0,8$	Капитальный ремонт

фектности ответвлений опор ( $K_{\Lambda,3}$ ) данной ВЛ 0,4 кВ по выражению

$$K_{\Lambda,3} = n_{\Lambda,отв} / n_{у,отв}$$

где  $n_{\Lambda,отв}$  — число дефектных ответвлений от ВЛ 0,4 кВ (табл. 4.7);  $n_{у,отв}$  — число установленных ответвлений от ВЛ, находящихся в эксплуатации на данной ВЛ 0,4 кВ.

Устанавливаются три категории по ремонтным воздействиям для ВЛ 0,4 кВ в зависимости от коэффициента дефектности: текущий ремонт, внеплановый ремонт и капитальный ремонт. Значения коэффициентов дефектности, при которых осуществляются ремонтные воздействия, даны в табл. 4.8.

**Оценка вероятности безотказной работы ВЛ**

ВЛ состоит из нескольких основных элементов (опор, фундаментов, проводов, грозозащитных тросов, изоляции, линейной арматуры). Повреждение любого элемента ведет к потере способности передачи энергии. Надежность или вероятность  $P$  безотказной работы ВЛ как системы равна произведению вероятностей безотказной работы каждого элемента

$$P = P_{II} P_a P_{и} P_{ф} P_o$$

где  $P_{II}$ ,  $P_a$ ,  $P_{и}$ ,  $P_{ф}$ ,  $P_o$  — вероятность безотказной работы соответственно провода, арматуры, изолятора, фундамента, опоры.

Вероятности безотказной работы элементов ВЛ имеет следующие значения:

0,7 при браковке 10 % общего числа элементов;

0,8 при браковке 5 % элементов;

0,9 при браковке 2 % элементов;

1,0 при отсутствии элементов, подлежащих браковке.



## Диагностирование железобетонной приставки (свай) ВЛ

Целью диагностирования опор ВЛ являются определение глубины заделки свай и нахождение дефектов (деформация профиля, трещины). Известны следующие методы:

измерение времени прихода отклика отраженной прямой волны от конца свай и от неоднородностей в виде дефектов свай и вычисление длины исходя из известной скорости распространения продольной волны упругих колебаний для свай различных типов и из измеренного прибором времени. Продольная волна упругих колебаний возбуждается с помощью специального молотка, а датчиком измерения скорости упругих колебаний служит виброизмеритель;

возбуждение продольной волны упругих колебаний с помощью специального молотка, который является и датчиком силы удара, при этом датчиком скорости упругих колебаний служит виброизмеритель, обработка полученных данных и вычисление длины (метод частотной деконволюции).

Для реализации этих методов разработан измеритель длины свай, имеющий встроенное программное обеспечение, которое позволяет быстро измерять длину и определять дефекты свай. Прибор разработан в НИИП им. В.В. Тихомирова. Для оперативной оценки технического состояния, диагностики наличия дефектов и определения остаточной несущей способности железобетонных опор линий электропередачи служит система диагностики дефектов железобетонных опор линий электропередач «Аякс+», разработанная производственно внедренческой фирмой (ПВФ) «Вибро-Центр» (г. Пермь).

## 5

### ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 35/6 и 6/0,4 кВ

Современный трансформатор состоит из различных конструктивных элементов: магнитопровода, обмоток, вводов, бака и др. Магнитопровод с насаженными на его стержни обмотками составляет активную часть трансформатора. Остальные элементы трансформатора называют неактивными (вспомогательными) частями.

В трансформаторах с масляным охлаждением магнитопровод с обмотками помещен в бак, наполненный трансформаторным маслом. Трансформаторное масло, омывая обмотки и магнитопровод, отбирает от них теплоту и, обладая более высокой теплопроводностью, чем воздух, через стенки бака и трубы радиатора отдает ее в окружающую среду. Наличие трансформаторного масла обеспечивает более надежную работу высоковольтных трансформаторов, так как электрическая прочность масла намного выше, чем воздуха. Масляное охлаждение интенсивнее воздушного, поэтому габариты и вес масляных трансформаторов меньше, чем у сухих трансформаторов такой же мощности.

Для компенсации объема масла при изменении температуры, а также для защиты масла от окисления и увлажнения при контакте с воздухом в трансформаторах применяют расширитель, представляющий собой цилиндрический сосуд, установленный на крышке бака и сообщающийся с ним.

В трубопровод, соединяющий бак масляного трансформатора с расширителем, помещено газовое реле. При возникновении в трансформаторе значительных повреждений, сопровождаемых обильным выделением газов (например, при коротком замыкании между витками обмоток), газовое реле срабатывает и замыкает контакты цепи управления выключателя, который отключает трансформатор от сети. Обмотки трансформатора с внешней цепью соединяют вводами.

## 5.1. ДЕФЕКТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Анализ отказов и технических нарушений трансформаторов [72, 73, 74] показал, что наиболее частыми повреждениями силовых трансформаторов являлись:

в обмотках:

- выгорание витков вследствие длительного неотключения сквозного тока КЗ на стороне низкого напряжения (НН);
- деформации обмотки из-за недостаточной динамической стойкости к токам КЗ;
- увлажнение и загрязнение обмоток вследствие негерметичности трансформатора;
- износ и снижение механической прочности изоляции обмоток;

в магнитопроводе:

- перегрев магнитопровода при образовании короткозамкнутого контура в магнитопроводе;

в системе охлаждения:

- нарушение охлаждения трансформатора;
- в устройстве регулировки под напряжением (РПН):
- нарушение контактов, приводящее к искрению, выгоранию контактов;
  - механические неисправности РПН из-за износа узлов кинематической схемы;

в прочих узлах:

- нарушение герметичности бака из-за дефектов сальников задвижек;
- перегревы контактных соединений из-за дефектов монтажа;
- течи масла при дефектах прокладок из-за некачественного монтажа, в том числе на вводах;
- увлажнение и загрязнение изоляции негерметичных вводов;
- отложения осадка на внутренней поверхности фарфора и на поверхности внутренней изоляции;
- старение масла в результате окислительных процессов;
- течи масла из-за дефектов монтажа, ремонта и эксплуатации.

Увлажнение и старение изоляции во многом определяет срок службы этого ответственного вида оборудования. Особенно большое влияние на электрическую прочность изоляции и срок ее службы оказывает содержание в ней влаги. Попадая из окружающего воздуха в масло, влага затем диффундирует в твердую изоляцию. При изменении температуры

обмоток и масла происходит процесс взаимообмена влагой между маслом и бумажной изоляцией.

Кроме непосредственного снижения электрической прочности твердой изоляции при увлажнении, существует опасность выделения влаги в масло при переходных тепловых процессах с образованием пузырьков. Это может также стать причиной снижения электрической прочности конструкции изоляции в целом.

*Перегревы витковой изоляции* могут встречаться из-за местных перегревов массивных стальных деталей при перевозбуждении магнитной системы. Перевозбуждение вызывает вытеснение магнитного потока из-за трансформаторной стали в конструкционные стальные детали (ярмовые балки и пр.) с наведением в них вихревых токов. Продолжительный повышенный нагрев конструкций опасен для соприкасающейся с ними изоляции.

На повреждаемость и характер дефектов отечественных трансформаторов в последнее время влияют такие особенности эксплуатации, как частные повышения напряжения, вызывающие перевозбуждение, низкие уровни нагрузки, маскирующие возможные местные перегревы, снижение качества профилактического обслуживания трансформаторов.

Основными признаками дефектов, требующими вывода силовых трансформаторов из работы, являются:

сильный неравномерный шум и потрескивание внутри трансформатора;

повышенный и постоянно нарастающий нагрев трансформатора при номинальной нагрузке и охлаждении;

выброс масла из расширителя или разрыв диафрагмы выхлопной трубы;

течь масла с понижением уровня ниже уровня масломерного стекла;

резкое изменение цвета масла;

наличие сколов и трещин на изоляторах;

сильный нагрев контактов проходных шпилек.

В промежутке между двумя последовательными плановыми ремонтами возможны три состояния оборудования:

исправное (работоспособное) — отсутствуют какие-либо дефекты оборудования;

промежуточное — имеются «скрытые» дефекты, не приведшие за этот промежуток к аварийному отказу;

неработоспособное — выявлен дефект, который исключает возможность дальнейшей эксплуатации.



При отсутствии контроля в этом промежутке проявляются только два состояния: исправное и неработоспособное. В первом случае ремонты выполняются согласно графику ППР, а во втором проводится аварийный ремонт (АР). При использовании диагностики выявляются все три состояния в зависимости от надежности диагностирования возможных дефектов.

По времени развития все дефекты подразделяются на две группы:

мгновенно развивающиеся дефекты, которые должны устраняться средствами релейной защиты и автоматики (короткое замыкание между обмотками, пробой изоляции под воздействием перенапряжений и др.);

развивающиеся дефекты, которые должны выявляться средствами непрерывного или периодического контроля (местные повышенные нагревы, повышенный уровень частичных разрядов, подгорание контактов переключающихся устройств и др.).

## 5.2. КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В соответствии с инструкциями по эксплуатации силовых трансформаторов во время работы контролируют их режим в части нагрузки, рабочих напряжений и соответствия этих параметров допустимым для данного трансформатора. Непрерывный контроль допустимости режима осуществляют релейной защитой, в том числе защитой с помощью газового реле. Фиксируют продолжительность и кратность перегрузок и перенапряжений, и в зависимости от требований к данному трансформатору при необходимости проводят обследования его состояния.

В штатный контроль состояния входят измерения температуры в различных точках трансформатора с применением термосигнализаторов, уровня масла в расширителе, а также осмотр трансформатора с выявлением внешних признаков неисправностей.

Для контроля состояния наиболее ответственных трансформаторов используют: газохроматографический анализ (ГХА) растворенных в масле газов, измерение и локализацию частичных разрядов, определение температуры наиболее горячей точки обмотки трансформатора.

К периодическим испытаниям без отключения трансфор-

маторов относят также следующие основные испытания: измерение частичных разрядов (ЧР), вибрационный контроль, тепловизионный контроль, ультразвуковую локацию, измерение сопротивления КЗ под нагрузкой, измерение тангенса угла потерь, отбор проб масла для проведения различных анализов.

Обычно анализируют концентрацию следующих растворенных газов в масле: водорода  $H_2$ , метана  $CH_4$ , этана  $C_2H_6$ , этилена  $C_2H_4$ , ацетилена  $C_2H_2$ , оксида углерода  $CO$ , диоксида углерода  $CO_2$ .

В настоящее время известно, что данные о растворенных в масле газах не всегда дают достаточную информацию для оценки состояния трансформатора в целом.

Уверенно с помощью ГХА выявляют такие постепенно развивающиеся дефекты, как замыкания параллельных проводников в обмотке, дефекты потенциальных соединений экраняющих колец и других деталей с образованием «плавающего» потенциала и искрения, частичные разряды между дисками или проводниками из-за загрязнения масла, дефекты болтовых соединений, скользящих и подвижных контактов, образование замкнутых контуров тока через стяжные болты с двойным заземлением сердечника, дефекты контактов избирателя РПН, дефекты межлистовой изоляции сердечника, последствия усадки обмотки в виде образования деталей с «плавающим» потенциалом.

Критериями для диагностирования состояния изоляции оборудования на основе хроматографических анализов растворенных в масле газов являются установленные уровни характерных газов, скорости их нарастания, а также характерные отношения концентраций пар газов. В табл. 5.1 приведены обобщенные предельные уровни концентраций газов в масле бездефектного оборудования [75].

Таблица 5.1

Предельные уровни концентраций газов в масле (в мкл/л) бездефектного оборудования

Оборудование	$H_2$	$CH_4$	$C_2H_4$	$C_2H_6$	$C_2H_2$	$CO_2$
Трансформатор: с открытым расширителем	150	95	50	30	10	2200
с азотной защитой	200	90	50	30	10	1500
с пленочной защитой	200	170	50	30	10	1500
Реактор	200	170	50	30	10	1500

Таблица 5.2

Характерные отношения концентраций газов для разграничения тепловых и электрических повреждений

Повреждение	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
Электрическое	<1	<1	<0,2	>0,5	<0,5
Тепловое	>1	>1	>0,2	<0,5	>0,5

Если по результатам хроматографического анализа концентрация одного или нескольких газов превышает предельное значение, то такое оборудование берется под учащенный хроматографический контроль и, в случае необходимости, выводится в ремонт. Надежность принятия решения о наличии дефекта в электрооборудовании повышается, если концентрации не менее чем трех газов достигли или превысили граничные значения.

Табл. 5.2 содержит характерные отношения концентраций газов для разграничения тепловых и электрических повреждений.

В табл. 5.3 и 5.4 указаны скорости нарастания газообразных продуктов разложения (ГПР) соответственно для газопоглощающих и газовыделяющих масел.

При диагностировании трансформаторов используют ряд дополнительных критериев, характеризующих повреждения различных видов. Критерии для уточнения тепловых повреждений приведены в табл. 5.5.

Таблица 5.3

Скорость нарастания концентрации (в мкл/л за 100 ч) ГПР для газопоглощающего масла

Повреждение	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
ЧР в масле и ползущий разряд	80	20	11	1,25	6
Без дефектов	1	0,2	0,2	0,02	0,02

Таблица 5.4

Скорость нарастания концентрации (в мкл/л за 100 ч) ГПР для газовыделяющего масла

Повреждение	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
ЧР в масле и ползущий разряд	130	20	15	1,25	30
Без дефектов	1	1	1	0,02	1

Таблица 5.5

Дополнительные критерии для уточнения тепловых повреждений

Причина повреждения	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
Перегревы °С:			
до 150	>1 и <3	<1	>1
150 – 200	>1	>1	—
200 – 300	>0,1 и <1	>1	>1
Общий перегрев проводников	>0,1 и <1	<1	—
Циркуляционные токи в обмотке	>1	<1	—
Нагрев в контактах, циркуляционные токи в стержне или баке	>1	<1	—

Дополнительным подтверждением дефекта является также соотношение O<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> и содержание C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> (табл. 5.6).

Для выявления нарушения прочности твердой изоляции используют дополнительные критерии:

CO/CO<sub>2</sub> ≥ 1 – разрушение вследствие воздействия повышенной температуры;

C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> > 4C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> предыдущего уровня – разрушение вследствие воздействия ползущего разряда.

Состояние изоляции трансформатора может быть определено проверкой качества масла. Для этого используют результаты физико-химического анализа. Анализ масла, выявляя продукты старения бумажной изоляции и продукты разложения самого масла, позволяет установить наличие дефектов различных видов, особенно деградации изоляции.

Периодический анализ проб масла из трансформаторов позволяет следить за динамикой процесса старения трансформатора и своевременно предпринимать надлежащие мероприятия по поддержанию его работоспособности.

Снижение качества трансформаторного масла может служить причиной повреждения трансформатора в результате перекрытия ослабленных изоляционных промежутков. Снижение электрической прочности изоляционной конструкции

Таблица 5.6

Дополнительные критерии, характеризующие тепловое повреждение

Защита масла	O <sub>2</sub> /N <sub>2</sub>		C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , мкл/л
	Эксплуатация до 1 года	Эксплуатация > 1 года	
Открытый расширитель	<0,45	<0,33	100
Азотная	<0,5	<0,12	100
Пленочная	<0,23	<0,246	100



наступает при наличии влаги в масле, газов в свободном состоянии и механических примесей.

Отбор проб, его периодичность и критерии оценки определены инструкциями по эксплуатации трансформаторов и нормативными документами. Уход за трансформаторным маслом включает как поддержание его высокого качества (очистка, сушка, дегазация, регенерация), так и диагностику состояния изоляции трансформатора по результатам анализа масла.

Примером из зарубежной практики являются критерии оценки состояния масла, принятые в компании «S.D. Myers» (США), которая осуществляет массовое обследование трансформаторов с 1965 г. Ежегодно компанией проводится более 200000 анализов проб масла [73]. В табл. 5.7 приведены анализируемые компанией параметры и критерии их оценки.

Влага, находящаяся в масле (растворенная или связанная), является одним из важнейших факторов, влияющим на изоляционные свойства бумажно-масляной изоляции. Непосредственной причиной снижения электрической прочности масла является наличие в нем растворенной влаги, однако связанная влага легко переходит в растворенную и считается целесообразным определение общей влаги в масле. В отечественной практике для определения всех форм воды в масле

Таблица 5.7

Критерии оценки состояния масла

Параметр	Стандарт ASTM	Приемлемо	Под вопросом	Неприемлемо
Кислотное число, мг KOH/г	D974	<0,05	0,06 – 0,10	>0,10
Коэффициент поверхностного натяжения, дин/см	D971	>32	28,0 – 31,9	>27,9
Электрическая прочность, кВ	D877	>30	25 – 29	<25
Цвет	D1524	<3,5	–	>3,5
Удельный вес	D1298	0,84 – 0,91	<0,84	<0,91
Прозрачность	D1524	Прозрачность	–	–
Содержание присадки DBPC, %	D2668	>0,20	0,19 – 0,11	<0,10
Тангенс угла потерь (в %) при температуре, °C:				
25	D924	<0,1	0,1 – 0,3	>0,3
100	D924	<2,99	3,0 – 3,99	>4,0
Содержание газов	D3612	Сравнение с прежними данными		
Металлические частицы	–	Сравнение с прежними данными		
Содержание фуранов (выборочно), %	D5837	Сравнение с прежними данными	<100	101 – 249
				>250

используют методические указания, разработанные ОАО ВНИИЭ [76, 77].

Опыт энергокомпании «Ontario Hydro» показал, что оценку увлажнения масла, непосредственно влияющего на состояние трансформатора, удобнее проводить на основании результатов измерений относительной влажности масла в процентах насыщенного значения, а не абсолютного влагосодержания. Относительная влажность однозначно связана с пробивной прочностью масла, с процессом влагообмена масло – бумага. Измерения относительной влажности масла в этой энергокомпании проводят тонкопленочным емкостным датчиком, погруженным в масло [78].

Сопутствующим показателем физико-химического разрушения изоляции служит уровень частичных разрядов. Недопустимый уровень ЧР в конструкции трансформатора может быть вызван следующими причинами:

перенапряжения при работе трансформатора, если они превышают уровень испытательных напряжений;

газовыделение вследствие местных перегревов или твердой изоляции;

недостаточная газостойкость масла;

попадание в трансформатор примесей и газовых включений, ослабляющих электрическую прочность изоляции (например, появление механических примесей из системы охлаждения при повреждении маслонасосов, имеющих низкий ресурс);

применение некачественного обмоточного провода;

деформация обмоток при воздействии токов КЗ. При деформации появляется сдвиг элементов конструкции обмоток и главной изоляции, приводящий к появлению недопустимых местных напряженностей электрического поля, эквивалентных тем, которые возникают при недопустимых перенапряжениях.

Важной проблемой эксплуатации является контроль теплового состояния трансформаторов в работе. Для осуществления такого контроля применяют как косвенные методы, например измерения температуры верхних слоев масла, так и методы измерения температуры наиболее нагретых точек внутри трансформатора (ТННТ). Такие измерения позволяют оценить перегрузочную способность трансформаторов в динамике.

Контроль нагрева трансформатора с внешней поверхности позволяет выявить дефекты внешних контактных соединений, повышенный нагрев отдельных участков поверхности

бака и перегревы в баках контакторов и избирателей РПН. С помощью тепловизионной аппаратуры успешно выявляют нагревы внутри высоковольтных вводов.

Тепловизионный контроль находит все более широкое распространение как в нашей стране, так и за рубежом. Имеется достаточно чувствительная отечественная и зарубежная аппаратура для термографии, однако пока не решена задача выявления с ее помощью дефектов трансформаторов [79, 80, 81].

Тепловизионный контроль вводов также позволяет выявить развивающиеся дефекты. Применение для этой цели тепловизоров начинается с начала их внедрения в зарубежную и отечественную практику [81, 82, 83].

Измерение электрических характеристик отключенного трансформатора позволяют определить наличие неоднородностей в изоляции, что, в свою очередь, указывает на наличие дефектов или общего старения [84].

Система контроля трансформаторного оборудования должна включать три уровня:

текущий контроль состояния, выполняемый службами предприятий электросетей;

более тщательный контроль состояния, выполняемый специализированными организациями;

комплексный контроль силами специализированных и ремонтных организаций и заводов-изготовителей с целью оценки возможности дальнейшей эксплуатации трансформаторов, отработавших установленный стандартами срок службы.

### ***Вибродиагностика трансформаторов***

В последние годы получили распространение методы контроля состояния прессовки обмоток и магнитопровода, основанные на анализе вибрационных характеристик трансформатора во время его работы и в отключенном состоянии.

В российских энергосистемах начато внедрение системы вибродиагностики с измерением вибрации бака на работающем трансформаторе (разработка системы и анализирующей программы «Веста» проведена в ПВФ «Вибро-Центр» [85, 86]), а также системы с использованием виброударных характеристик на отключенном трансформаторе (разработка ВНИИИТФ и Свердловэнерго).

С физической точки зрения вибрация на поверхности бака мощного трансформатора качественно и количественно хорошо коррелирует с состоянием прессовки обмотки и маг-

нитопровода. Изменение прессовки в процессе эксплуатации приводит к изменению общей вибрационной картины, усилению вибрации, изменению ее частоты, появлению модулированных колебаний. С этими изменениями достаточно часто сталкиваются работники эксплуатационных служб, выполняющие осмотры работающих трансформаторов.

Специально для диагностики трансформаторов фирмой «Вибро-Центр» разработан и выпускается спектроанализатор «Арго», рассчитанный на работу в зоне сильных электромагнитных полей.

Для обеспечения максимальной оперативности процедуры диагностирования с первого этапа разработки системы было принято решение ограничиваться только регистрацией вибросигналов на поверхности бака работающего трансформатора. За основу были приняты спектральные методы вибродиагностики, когда исходный вибросигнал преобразуется из временной области в частотную, где представляется совокупность гармоник, различающихся частотой и амплитудой.

Наиболее информативным был признан диапазон от 100 до 700 Гц. В зоне частот меньше 100 Гц сосредоточены в основном вибрации, вызванные вентиляторами системы охлаждения и маслонасосами. Здесь же обычно расположено несколько резонансных пиков с частотами собственного резонанса элементов конструкции бака. Информативность этой зоны для диагностики состояния прессовки обмотки и магнитопровода мала. Более высокочастотные колебания (выше 700 Гц) сильно затухают в масле. Полезной для диагностики информации в этой зоне, как и в низкочастотной, практически нет.

Теоретический идеальный спектр виброскорости, зарегистрированный на поверхности бака трансформатора, находящего в хорошем состоянии, должен содержать в себе только три спектральных пика. Первый пик, имеющий частоту 100 Гц, присутствует всегда и есть результат действия электромагнитных сил, вызван эффектами магнитострикции в магнитопроводе и электродинамическими процессами в обмотке, пропорционален удвоенной частоте сети. Два других являются третьей и пятой гармоникой основного сигнала и имеют частоты 300 и 500 Гц. Они появляются в спектре вследствие влияния насыщения ферромагнитного сердечника трансформатора. У трансформатора, активные материалы которого запрессованы идеально, других гармоник, в принципе, быть не должно. У реального трансформатора картина на спектре вибрации совершенно иная.



Еще более сложной становится картина при попытке сравнивать замеры вибрации в одной и той же точке под нагрузкой и на холостом ходу. «Вибрационной» особенностью трансформатора является то, что при переходе от холостого хода (ХХ) к режиму нагрузки (РН) общий уровень вибрации бака трансформатора обычно значительно уменьшается (до 40 %).

Если попробовать провести сравнение спектров вибраций в одних и тех же точках, но в режимах ХХ и РН, то возникает впечатление, что между спектрами этих вибросигналов нет ничего общего.

Основное практическое назначение экспертной вибродиагностической системы «Веста» — обеспечение максимальной надежности работы и организация проведения ремонтных работ масляных трансформаторов по техническому состоянию.

Алгоритм работы экспертной части программы строится на сравнении вибропараметров трансформатора в двух режимах работы: холостого хода и нагрузки. В режиме холостого хода предполагается наличие вибраций только активной стали, вибрации обмотки считаются сравнительно малыми и они не учитываются. В режиме нагрузки к вибрациям стали, которые считаются неизменными из-за постоянства основного магнитного потока, добавляются вибрации обмотки и вибрации элементов конструкции, по которым протекают потоки рассеяния. Процедура «вычитания» диагностических признаков в режиме холостого хода из диагностических признаков режима, выявленных в режиме нагрузки, позволяет разделять распрессовку обмотки от распрессовки пакета стали.

В рамках каждого звена замера вибрации проводится выявление удельного вклада в общую вибрацию четных (вторая, четвертая и шестая), нечетных (первая, третья, пятая и седьмая) и «дробных» гармоник от основной частоты в 100 Гц. Применительно к трансформатору эти гармоники имеют частоты 50, 150, 250, 350 Гц и т.д. Все остальные частоты, присутствующие в спектре вибросигнала, но не кратные частоте 50 Гц, в диагностике не участвуют.

Основной для проведения текущего состояния трансформатора являются два комплексных замера — один в режиме холостого хода, а другой в режиме нагрузки. Каждый из двух комплексных замеров вибрации как в режиме ХХ, так и в режиме нагрузки включает в себя 12 вибросигналов, зарегистрированных спектроанализатором в определенных точках

на внешней поверхности корпуса бака трансформатора. Все места установки вибродатчика для проведения замера на баке выбираются так, чтобы они были напротив верхней и нижней частей каждой фазы обмотки. На стороне высокого напряжения (ВН) делается шесть замеров и стороне НН тоже шесть замеров. В результате такого «кругового обхода» трансформатора на каждой фазе замер выполняется в четырех точках — на стороне ВН вверху и внизу и стороне НН также вверху и внизу. Методика проведения замеров вибрации всегда постоянна, одинакова для всех трансформаторов — групповых и на одном сердечнике.

Чем сильнее будет загружен трансформатор при измерении под нагрузкой, тем выше будет достоверность диагностики, особенно при определении степени распрессовки обмотки.

На основе разумного сочетания математического описания процессов в идеальном трансформаторе с теорией колебаний неоднородных сред удалось создать алгоритм анализа качества прессовки активных материалов трансформатора. Состояние любого диагностируемого трансформатора оценивается программой «Веста» при помощи четырех относительных коэффициентов состояния.

Это — коэффициент опрессовки обмотки  $K_m$ , коэффициент прессовки активной стали  $K_c$ , коэффициент состояния элементов конструкции  $K_k$  и обобщенный коэффициент состояния трансформатора  $K_{тр}$ .

Для всех коэффициентов заложен один и тот же качественный принцип — чем больше коэффициент отличается в меньшую сторону от единицы, тем хуже этот показатель. Максимальное значение коэффициента (единица) соответствует идеальному значению данного показателя.

Накопленная практическая информация по состоянию трансформаторов, которые сначала диагностировались системой «Веста», а затем вскрывались, позволяет выявить связь между расчетными коэффициентами системы «Веста» и реальными параметрами прессовки, с которыми привык работать эксплуатационный персонал.

Для прессовки обмотки: при  $K_m = 0,9$  остаточное усилие прессовки составляет примерно 50 % паспортного, при  $K_m = 0,8$  остаточное усилие прессовки обмотки не превышает 15–20 % паспортного значения. Такая корреляция сделана по итогам вскрытия 11 трансформаторов, у которых была диагностирована и выявлена распрессовка обмотки.

Определение виброударных характеристик — новый метод

испытаний. При вибрационном контроле состояния трансформаторов при измерениях уровня вибраций на баке выявляются дефекты крепления на фундаменте, аномальные вибрации и резонансы из-за полей рассеяния, износ маслонасосов. Такие измерения проводятся при всех подробных обследованиях и периодически — в работе.

Весьма перспективно использование вибрационного контроля для оценки состояния прессовки обмоток и магнитопровода без вскрытия трансформатора. Разработан монитор, проверяющий состояние прессовки следующим путем. В отключенном состоянии к баку прикладывают внешнее ударное воздействие, регистрируется электродвижущая сила (ЭДС), возникающая в вибрирующих витках обмотки при наличии остаточной намагниченности сердечника. Чем выше степень прессовки в обмотке, тем выше частота вибрации.

Применяют также измерение вибрации поверхности бака включенного в работу трансформатора. Вибрация возникает из-за воздействия на сердечник и обмотку магнитострикции и электродинамических усилий. С помощью анализа удельного вклада отдельных гармоник основной частоты в пределах до 1000 Гц определяют вибрацию ослабленных, отделившихся механических витков обмотки и листов стали сердечника. Когда снижается степень прессовки, увеличиваются порядок и амплитуда гармоник вибрации [86].

Измерения вибрации на поверхности бака имеют два преимущества: не нужно отключать трансформатор от сети и можно определить нарушения прессовки не только в обмотках, как в методах с внешним механическим или электродинамическим воздействием, но и в сердечнике.

Измерения проводятся дважды: под нагрузкой (не менее 50 %) и без нагрузки. При работе без нагрузки электродинамические усилия в обмотке практически отсутствуют, и этот режим характеризует только состояние сердечника. Измерения под нагрузкой охватывают вибрации как сердечника, так и обмоток. Спектры вибрации обмотки получают при вычитании результатов, полученных при измерениях без нагрузки, из результатов опыта под нагрузкой.

По данным анализа спектров вибрации, получаемых с помощью быстрого преобразования Фурье, определяют коэффициенты прессовки обмотки и сердечника, коэффициент состояния элементов конструкции и обобщенный коэффициент состояния трансформатора. Еще одним параметром оценки прессовки является скорость ухудшения состояния, приведенная к этому месяцу.

В работе [87] описана методика вибродиагностики силовых трансформаторов. Суть ее в следующем.

Трансформатор можно рассматривать как пространственную систему с распределенными параметрами, в которой главными колебательными подсистемами являются магнитопровод, обмотки высокого и низкого напряжения, имеющие парциальные резонансные частоты.

В хорошо спроектированном и изготовленном на заводе-изготовителе силовом трансформаторе должны отсутствовать резонансные колебания элементов на частоте 100 Гц — основной частоте вынужденных колебаний, связанных с электродинамическими процессами.

Допустимый уровень вынужденных колебаний в настоящее время не регламентируется.

Между тем вибрация, являющаяся постоянно действующим фактором, приводит к ослаблению крепления магнитопровода, обмоток, перетиранию изоляции и повреждению трансформатора.

Банк данных вибраций трансформаторов — основа для выработки норм на вибрацию трансформаторов каждого типа.

Резкое отличие среднего уровня вибрации трансформатора одного типа от среднего уровня вибрации трансформатора другого типа является свидетельством конструктивного несовершенства трансформатора.

В качестве основного метода вибродиагностики в условиях электростанций представляется целесообразным использовать режимно-контурный метод.

Метод предполагает определение контурно-вибрационной характеристики по периметру бака в трех сечениях по высоте (рис. 5.1), а также в качестве дополнения измерения вибрации по периметру основания трансформатора и дну бака.

Контурные измерения выполняют в 10—30 точках по каждому сечению и проводят как на ребрах жесткости, так и между ними непосредственно на поверхности бака. При дальнейших измерениях точки сохраняют постоянными.

С учетом большой податливости поверхности между ребрами жесткости измерения в этих точках имеют большое значение и несут более раннюю информацию о росте вибрации.

В качестве измеряемых параметров вибрации определяют спектр двойной амплитуды смещения и эффективной виброскорости.

Далее приведем основные положения методики.



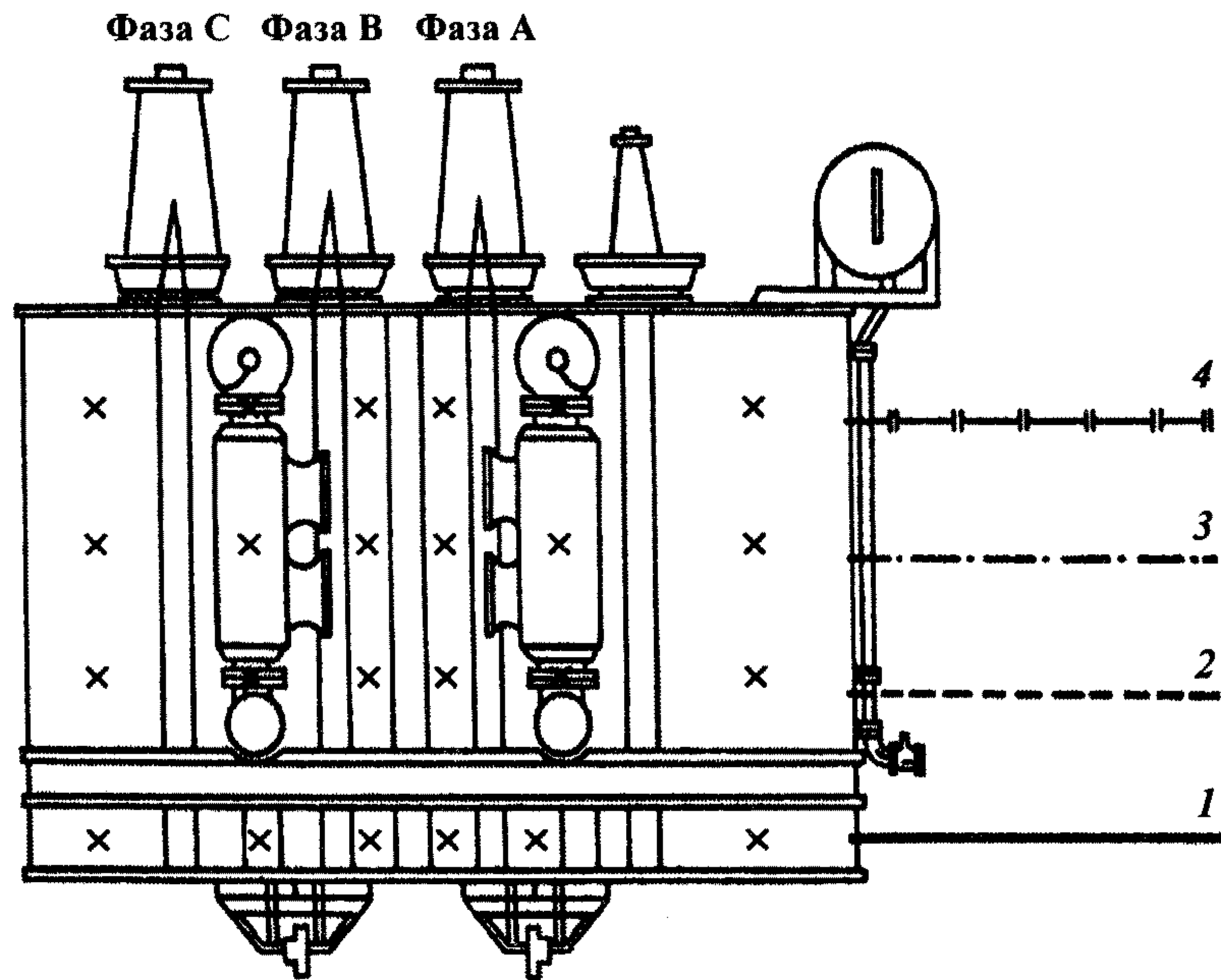


Рис. 5.1. Места измерения вибрации трансформатора ТДЦ-125000/110 (вид со стороны низкого напряжения):  
 1 — основание трансформатора; 2 — нижнее сечение бака; 3 — среднее сечение бака (середина радиатора охлаждения); 4 — верхнее сечение; x — точки измерения

1. Определение контурных вибрационных характеристик на холстом ходу (характеристика магнитопровода).

Измерения выполняют при 50, 75, 100, 110 % номинального напряжения холостого хода. При этом вентиляторы и маслонасосы остановлены. Напряжение на трансформатор подается от генератора, работающего на ХХ, регулировка напряжения осуществляется током возбуждения ротора генератора. Возможно использование независимого источника.

2. Определение скоростной (резонансной) характеристики трансформатора на ХХ.

Собирают схему генератор — трансформатор. Обороты генератора меняют в диапазоне 80, 90, 100, 110 % номинальных. Напряжение поддерживают постоянным  $U = 75 \% U_{\text{ном}}^{\text{ХХ}}$  и регулируют током возбуждения.

3. Пофазное определение вибрации:

определение контурной вибрационной характеристики на ХХ при работе одной фазы А (В и С отключены);

определение контурной вибрационной характеристики на ХХ при работе одной фазы В (А и С отключены);

определение контурной вибрационной характеристики на ХХ при работе одной фазы С (А и В отключены).

4. Определение зависимости вибрации от работы вентиляторов. Проверка вентиляторов на разбалансировку.

Снимают контурную вибрационную характеристику в выбранном сечении при включении каждого вентилятора. Измеряют вибрацию собственно вентиляторов с последующей их балансировкой при необходимости.

5. Определение зависимости вибрации от работы циркуляционных маслонасосов.

Определяют виброскорость и вибросмещение на частоте вращения насосов и лопаточной частоте насоса.

6. Определение нагрузочной характеристики трансформатора при активной мощности 25, 50, 100 % номинальной.

Контролируют ток по фазам А, В, С и напряжение с низкой и высокой сторон. Определяют совместную характеристику виброактивности магнитопровода и обмоток.

7. Определение зависимости вибрации от реактивной мощности.

Снимают контурную вибрационную характеристику при 50 % активной мощности на минимуме и максимуме реактивной.

8. Определение вибрации трансформатора в зависимости от температуры («тепловое» ужесточение).

В точке с максимальной вибрацией сравнивают вибрацию при включенных и выключенных вентиляторах и маслонасосах. Нагрузку поддерживают постоянной.

9. Определение виброхарактеристик в опыте КЗ (характеристика обмоток).

Характеристику снимают при пофазном отключении. Опыт совмещают с очередными испытаниями трансформатора.

### Оценка усилия прессовки обмоток трансформаторов

Приведем еще один прием диагностирования трансформаторов по параметрам вибрации [89]. Суть его в следующем.

1. Оценку усилия прессовки обмоток трансформаторов проводят по параметрам вибрации.

В качестве параметров вибрации рекомендуется использовать спектральные характеристики виброускорения.

Точки измерения вибрации располагаются на баке и днище трансформатора. Датчик вибрации необходимо устанавливать всегда в одном и том же месте, так как его незначительное смещение приводит к изменению регистрируемого сигнала вследствие высокой плотности собственных частот бака трансформатора.

Измерение параметров вибрации проводят при обеспечении стабильности вибрационного состояния трансформатора, т.е. не ранее чем через 4 ч после очередного включения (переключения).

Связь между усилием прессовки и параметрами вибрации носит качественный характер. С уменьшением усилия прессовки происходит увеличение «веса» гармоник виброускорения 100 Гц и уменьшение «веса» гармоник 200, 400, 500, 600 Гц.

Вибрационное обследование трансформатора проводят в двух режимах работы: холостого хода и под нагрузкой. В режиме холостого хода спектр вибраций содержит информацию о состоянии прессовки его активной стали, а в режиме нагрузки — еще и о состоянии прессовки обмоток.

2. Количественная оценка усилия прессовки обмоток трансформатора может быть получена способом, описанным в [88].

Отключенный от сети и расхинованный трансформатор подвергают импульсному механическому воздействию, исключающему любые повреждения конструкции.

На вводах трансформатора регистрируют изменение электрического напряжения, которое характеризует свободные затухающие механические колебания элементов активной части.

На основе определенных закономерностей в изменении спектрального состава напряжения проводят оценку усилий прессовки обмоток.

Для оценки прессовки обмоток трансформаторов рекомендуется использовать относительные величины усилий прессовки:

$$\bar{P}_i = \bar{P}_0 \left( \frac{f_i}{f_0} \right)^4 \left( \frac{m_i}{m_0} \right)^{4/3},$$

где  $\bar{P}_i = P_i / P_{i\max}$  — относительное усилие прессовки обмоток  $i$ -го трансформатора;  $P_i$  — усилие прессовки обмоток  $i$ -го трансформатора;  $P_{i\max}$  — допустимое (номинальное) усилие прессовки обмоток  $i$ -го трансформатора;  $\bar{P}_0 = P_0 / P_{0\max}$  — от-

носительное усилие прессовки обмоток трансформатора-эталона;  $P_0$  — усилие прессовки обмоток трансформатора-эталона;  $P_{0\max}$  — допустимое (номинальное) усилие прессовки обмоток трансформатора-эталона;  $f_i$  — частота максимума спектральной плотности мощности (СПМ) ЭДС, наведенной в обмотках данного трансформатора;  $f_0$  — частота максимума СПМ ЭДС, наведенной в обмотках трансформатора-эталона;  $m_i$  — масса активной части исследуемого трансформатора;  $m_0$  — масса активной части трансформатора-эталона.

Значение верхнего порога остаточной прессовки принимается равным 25 % заводской прессовки. При таком остаточном усилии трансформатор способен выдержать расчетное при проектировании динамическое воздействие при КЗ в сети. Нижний порог остаточного усилия прессовки обмоток определен в 10 % заводского. При таком остаточном усилии рекомендуется обязательная подпрессовка обмоток или капитальный ремонт. Если усилие прессовки обмоток находится в диапазоне 10–25 % заводского, целесообразно установить более частый контроль за состоянием обмоток.

3. Диагностирование силовых трансформаторов методом низковольтных импульсов (НВИ) позволяет выявлять остаточные деформации после аварийных режимов с наличием ударной составляющей тока короткого замыкания. Метод НВИ часто дополняется измерением сопротивления КЗ.

Для диагностирования методом НВИ необходимо в плановом порядке проводить обследование трансформаторов после аварийных режимов с токами КЗ, вновь вводимых и после восстановительных ремонтов. Диагностическими параметрами служат спектры сигналов и значения сопротивления КЗ, измеренные на обмотках трансформатора. Заключение о состоянии обмоток делается по изменению амплитудно-частотных характеристик и значений сопротивления КЗ между фазами и по сравнению ранее измеренными. При постановке диагноза предположительного повреждения необходимо использовать накопленный опыт дефектографирования.

### **Контроль изоляции по уровню частичных разрядов**

Показателем технического состояния изоляции служит уровень частичных разрядов. Недопустимый уровень ЧР в конструкции трансформатора может быть вызван следующими причинами:



перенапряжения при работе трансформатора, если они превышают уровень испытательных напряжений;

газовыделение вследствие местных перегревов или твердой изоляции;

недостаточная газостойкость масла;

попадание в трансформатор примесей и газовых включений, ослабляющих электрическую прочность изоляции (например, появление механических примесей из системы охлаждения при повреждении маслонасосов, имеющих низкий ресурс);

применение некачественного обмоточного провода;

деформация обмоток при воздействии токов КЗ. При деформации появляется сдвиг элементов конструкции обмоток и главной изоляции, приводящий к появлению недопустимых местных напряженностей электрического поля, эквивалентных тем, которые возникают при недопустимых перенапряжениях.

### 5.3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ И КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В процессе трансформирования электрической энергии часть энергии теряется в трансформаторе на покрытие потерь. Потери в трансформаторе разделяются на электрические и магнитные.

*Электрические потери* обусловлены нагревом обмоток трансформаторов при прохождении по этим обмоткам электрического тока. Мощность электрических потерь пропорциональна квадрату тока и определяется суммой электрических потерь в первичной и во вторичной обмотках [71]. Поэтому электрические потери зависят от нагрузки трансформаторов.

*Магнитные потери* происходят главным образом в магнитопроводе трансформатора. Причина этих потерь — систематическое перемагничивание магнитопровода переменным магнитным полем. Это перемагничивание вызывает в магнитопроводе потери от гистерезиса, связанные с затратой энергии на уничтожение остаточного магнетизма в ферромагнитном материале магнитопровода.

Магнитные потери от гистерезиса прямо пропорциональны частоте перемагничивания магнитопровода, т.е. частоте переменного тока, а магнитные потери от вихревых токов

пропорциональны квадрату этой частоты. При неизменном первичном напряжении ( $U_1 = \text{const}$ ) магнитные потери постоянны, т.е. не зависят от нагрузки трансформатора.

Таким образом, активная мощность, поступающая из сети в первичную обмотку трансформатора, частично расходуется на электрические потери в этой обмотке. Переменный магнитный поток вызывает в магнитопроводе трансформатора магнитные потери. Оставшаяся после этого мощность, называемая электромагнитной мощностью, передается во вторичную обмотку, где частично расходуется на электрические потери в этой обмотке.

Коэффициент полезного действия (КПД)  $\eta$  трансформатора определяется как отношение активной мощности на выходе вторичной обмотки  $P_2$  (полезная мощность) к активной мощности на входе первичной обмотки  $P_1$  (подводимая мощность):

$$\eta = P_2 / P_1 = (P_1 - \sum P) / P_1 = 1 - \sum P / P_1.$$

Известно, что максимальное значение КПД соответствует нагрузке, при которой магнитные потери равны электрическим.

Помимо рассмотренного КПД по мощности иногда пользуются понятием КПД по энергии  $\eta_э$ , который представляет собой отношение количества энергии, отданной трансформатором потребителю  $W_2$  (в кВт·ч) в течение года, и энергии  $W_1$ , полученной им от питающей электросети за это же время:

$$\eta_э = W_2 / W_1.$$

КПД трансформатора по энергии характеризует эффективность эксплуатации трансформатора, что полезно знать при его диагностировании и проведении энергетических обследований.

## **ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ КОНТРОЛЬ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ**

### **6.1. ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ТЕПЛОВИЗИОННОГО КОНТРОЛЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ**

Контроль состояния оборудования с использованием тепловизионной техники (тепловизоров, пирометров) позволяет значительно снизить затраты на регламентные, профилактические и ремонтные работы и повысить надежность и долговечность оборудования.

Возможность проведения обследования без остановки диагностируемого оборудования является одной из основных причин, по которой уже на протяжении десятков лет тепловизионный метод находит широчайшее применение на предприятиях, находящихся на территории России, и фирм за рубежом. Итогом тепловизионного обследования, как правило, является отчет, в котором описывается каждый найденный дефект, указывается степень его развития и даются рекомендации по времени и способам его устранения. Другими словами, появляется возможность планировать работы по ремонту оборудования, опираясь не только на существующие нормы, но и использовать результаты тепловизионного обследования, которые отражают реальную картину состояния оборудования на предприятии. Следует так же заметить, что одним из наиболее значимых достоинств тепловизионного метода является возможность предупреждения чрезвычайных происшествий, которые несут угрозу здоровью людей, окружающей среде и оборудованию.

Один из способов предупредительного технического обслуживания, который находит применение в различных отраслях промышленности, это инфракрасная термография.

Кроме возможности обнаруживать скрытые неисправности в продукции, тепловизионные проверки позволяют контролировать потенциально опасные производственные процессы. Инфракрасные проверки электрического оборудования обнаруживают места нагревов, вызванных током. Горячая точка обычно создается в месте короткого замыкания, как результат либо плохого, либо окислившегося, либо проржавевшего контакта, либо как результат неисправной работы самого компонента. Типичными объектами для проведения тепловизионных проверок являются воздушные линии электропередачи, подстанции, трансформаторы, тиристоры, замыкатели, переключатели, предохранители, автоматические выключатели, контрольное оборудование, электродвигатели и панели управления. Тепло, образующееся в месте увеличившегося сопротивления, отводится соседним проводником или воздухом. В этом случае термограмма покажет горячую точку в месте контакта и постепенно уменьшающуюся температуру по мере удаления от точки контакта.

Система технической диагностики с использованием приборов инфракрасной техники обеспечивает:

- контроль состояния оборудования без вывода его из работы;

- увеличение срока службы электрооборудования за счет выявления дефектов на ранней стадии развития;

- уменьшение потерь электроэнергии в болтовых, сварных, прессованных и прочих контактных соединениях в результате своевременного ремонта контактов;

- сокращение затрат на техническое обслуживание вследствие прогнозирования сроков и уменьшения объема ремонтных работ;

- оценку реального уровня эксплуатации электрооборудования обслуживающим персоналом.

По результатам тепловизионного контроля составляется протокол измерений с приложением термограмм дефектов, их классификацией и рекомендациями по срокам устранения. Все обнаруженные дефекты, а также тепловые изображения обследуемого электрооборудования заносятся в базу данных для сравнения следующих измерений [90].

Тепловизионный контроль нефтепромыслового электрооборудования и ВЛ позволяет:

- отслеживать состояние электрооборудования и ВЛ под рабочим напряжением;

- выявлять дефекты на ранних стадиях их развития;

- избежать аварийных ситуаций.



Таблица 6.1

## Неисправности электротехнического оборудования

Электротехническое оборудование	Выявляемые неисправности
Генераторы	Межлистовые замыкания статора. Ухудшение паек обмоток. Оценка теплового состояния щеточного аппарата и систем возбуждения.
Трансформаторы	Нарушение работы систем охлаждения статоров Очаги возникновения магнитных полей рассеяния. Образование застойных зон в баках трансформаторов за счет шламообразования, разбухания или смещения изоляции обмоток, неисправности маслосистем. Дефекты вводов. Оценка эффективности работы систем охлаждения
Коммутационная аппаратура	Перегревы контактов токоведущих шин, рабочих и дугогасительных камер. Состояние внутрибаковой изоляции. Дефекты вводов, делительных конденсаторов. Трещины опорно-стержневых изоляторов
Маслонаполненные трансформаторы тока	Перегревы наружных и внутренних контактных соединений. Ухудшение состояния внутренней изоляции обмоток
Вентильные разрядники и ограничители напряжений	Нарушение герметизации элементов. Обрыв шунтирующих резисторов.
Конденсаторы	Неправильная комплектация элементов Пробой секций элементов. Перегревы контактных соединений
Комплектное распределительное устройство (КРУ), комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН), токопроводы	Перегревы контактных соединений выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, кабелей, токоведущих шин и т.п.
Кабельное хозяйство электростанций	Перегревы силовых кабелей и оценка их пожароопасности
Воздушные линии электропередачи	Перегревы контактных соединений

Раннее обнаружение дефектов позволяет спланировать вывод оборудования в ремонт в удобное по технологическому процессу время и подготовить всё необходимое к ремонту.

Выявляемые при использовании тепловизионного контроля неисправности по группам электротехнического оборудования приведены в табл. 6.1.

## 6.2. ПРИБОРЫ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕПЛОВИЗИОННОГО КОНТРОЛЯ

Для проведения инфракрасной диагностики (ИК-диагностика) отдельных узлов электрооборудования или термографического обследования могут использоваться пирометры и тепловизоры на пировидиконах и с охлаждением ИК-приемника.

Выбор прибора инфракрасной техники (ИКТ) определяется в основном техническими задачами, которые предполагается решать с его помощью.

При тепловизионном контроле нефтепромышленного электрооборудования следует применять тепловизоры с разрешающей способностью до 0,5 °С. Для тепловизионного контроля ВЛ с вертолета должны применяться тепловизоры с разрешающей способностью не хуже 0,1 °С и спектральным диапазоном 3–12 мкм.

Производство *пирометров* разного конструктивного исполнения и назначения освоено многими предприятиями России. По техническим параметрам отечественные пирометры не уступают лучшим зарубежным образцам. В зависимости от назначения их можно условно разделить на две группы: измерительные приборы и индикаторного типа.

В первом случае пирометр может применяться как в сочетании с тепловизором на пировидиконе, так и отдельно. Пирометр индикаторного типа используется для выявления опасных перегревов контактных соединений при текущих осмотрах электрооборудования.

В *тепловизорах на пировидиконе* используется трубка с пироэлектрической мишенью и электронным считыванием. Инфракрасное излучение, принимаемое трубкой, нагревает кристаллические пластины ИК-приемника и образует на них электрические заряды. Распределение электрических зарядов, соответствующее яркости инфракрасного изображения на мишени, анализируется пучком электронов, который осуществляет развертку в телевизионном стандарте, формируя видеосигнал.

Положительными качествами тепловизора на пировидиконе являются отсутствие охлаждения и низкая стоимость, а отрицательными – недостаточная чувствительность, тепловое разрешение порядка 1–2 °С, реагирование только на изменение теплового потока, неравномерное распределение чувствительности по мишени пировидикона (разница до 10 %). Из отечественных конструкций наиболее полно отвечают

требованиям энергетики тепловизоры марок «Эврика» и «Пировидикон-2».

С помощью тепловизоров с охлаждением ИК-приемника решаются практически все технические задачи по ИК-диагностике энергетического оборудования и технологических сооружений. Однако отечественные тепловизоры подобной конструкции не могут конкурировать с зарубежными аналогами. Широкое распространение получили тепловизоры шведской фирмы «Agema».

В литературе [91] имеются положительные отзывы о приборе для тепловизионного контроля ИРТИС-200.

Тепловизионная камера прибора ИРТИС-200 имеет следующие отличительные качества перед другими:

высокая чувствительность (0,05 °С);

высокая разрешающая способность, в результате чего могут быть получены четкие термограммы, в ряде случаев не уступающие фотоизображению;

хорошее программное обеспечение, позволяющее проводить глубокий анализ полученных термограмм;

оценка термограмм на экране переносного компьютера в реальном времени;

высокая надежность камеры.

Существует мнение, что охлаждение тепловизионной камеры жидким азотом значительно затрудняет ее использование. В противовес этому можно сказать, что за 1,5 года эксплуатации проблем получения азота не было ни на одном энергетическом объекте.

Если учесть, что стоимость тепловизионной камеры ИРТИС-200 ниже любой иностранной камеры примерно в четыре раза, то можно сделать вывод: российская тепловизионная продукция в виде камеры ИРТИС-200 может быть успешно использована в энергетической отрасли для технического контроля, в том числе диагностики электротехнического оборудования.

### 6.3. ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ И КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ТЕПЛОВОГО СОСТОЯНИЯ

При оценке теплового состояния оборудования применяются следующие понятия:

*превышение температуры* — разность между измеренной температурой нагрева и температурой окружающего воздуха;

*избыточная температура* — превышение измеренной температуры контролируемого узла над температурой аналогичных узлов других фаз, находящихся в одинаковых условиях, или измеренной температуре на целом участке шины (провода), отстоящем от неисправного контактного соединения (К.С) на расстояние не менее 1 м;

*контакт* — токоведущая часть аппарата, которая во время операции размыкает и замыкает цепь, или в случае скользящих или шарнирных контактов сохраняет неисправность цепи;

*контактное соединение* — токоведущее соединение (болтовое, сварное, выполненное методом обжатия, опрессовки, скрутки), обеспечивающее непрерывность токовой цепи.

Оценка теплового состояния электрооборудования и токоведущих частей в зависимости от условий их работы и конструкции осуществляется:

по наибольшей допустимой температуре нагрева и ее превышениям над температурой окружающей среды;

по избыточной температуре;

по динамике изменения температуры во времени;

с изменением нагрузки;

путем сравнения измеренных значений температуры в пределах фазы, между фазами, с заведомо исправными участками.

Предельные значения температуры нагрева и ее превышения приведены в табл. 6.2 [92].

Для контактов и К.С при токах нагрузки  $(0,3-0,6)I_{ном}$  оценка их состояния проводится по избыточной температуре. В качестве норматива используется значение температуры, пересчитанное на  $0,5I_{ном}$ . Для пересчета используется соотношение

$$\frac{\Delta T_{0,5}}{\Delta T_{раб}} = \left( \frac{0,5I_{ном}}{I_{раб}} \right)^2,$$

где  $\Delta T_{0,5}$  — избыточная температура при токе нагрузки  $0,5 I_{ном}$ ;  $\Delta T_{раб}$  — превышение температуры при  $I_{раб}$ .

Для контактов и контактных соединений приведенными данными (см. табл. 6.2) следует пользоваться при токах нагрузки  $(0,6-1,0)I_{ном}$  после соответствующего пересчета. Пересчет превышения измеренного значения температуры к нормированному осуществляется исходя из соотношения



Таблица 6.2

## Допустимые предельные температуры нагрева и ее превышения

Контролируемые параметры	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
1. Токоведущие (за исключением контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части: неизолированные и несоприкасающиеся с изолированными материалами изолированные и соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865 – 93:	120	80
У	90	50
А	100	60
Е	120	80
В	130	90
Ф	155	115
Н	180	140
2. Контакты из меди и медных сплавов: без покрытий, в воздухе/в изоляционном масле	75/80	35/40
с накладными серебряными пластинами, в воздухе/в изоляционном масле	120/90	80/50
с покрытием серебром или никелем, в воздухе/в изоляционном масле	105/90	65/50
с покрытием серебром толщиной не менее 24 мкм	120	80
с покрытием оловом, в воздухе/в изоляционном масле	90/90	50/50
3. Контакты металлокерамические вольфрамо- и молибденсодержащие в изоляционном масле, на основе меди/на основе серебра	85/90	—/50
4. Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с внешними проводниками электрических цепей: без покрытия	90	50
с покрытием оловом, серебром или никелем	105	65
5. Болтовое соединение (Б.С) из меди, алюминия и их сплавов: без покрытия, в воздухе/в изоляционном масле	90/100	50/60
с покрытием оловом, в воздухе/в изоляционном масле	105/100	65/60
с покрытием серебром или никелем, в воздухе/в изоляционном масле	115/100	75/60
6. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше: соединения из меди, алюминия и их сплавов в воздухе без покрытий/с покрытием оловом:		
с разъемным контактным соединением, осуществляемым пружинами	75/95	35/55
с разборным соединением (нажатие)	90/105	50/65

Продолжение табл. 6.2

Контролируемые параметры	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
болтами или винтами), в том числе выводы предохранителя металлические части, используемые как пружины: из меди	75	35
из фосфористой бронзы и аналогичных сплавов	105	65
7. Изоляционное масло в верхнем слое коммутационных аппаратов	90	50
8. Встроенные трансформаторы тока: обмотки	—	10
магнитопроводы	—	15
9. Б.С токоведущих выводов съемных вводов в масле/в воздухе	—	85/65
10. Соединения устройств РПН силовых трансформаторов из меди, ее сплавов и медесодержащих композиций без покрытия серебром при работе на воздухе/в масле: с нажатием болтами или другими элементами, обеспечивающими жесткость соединения	—	40/25
с нажатием пружинами и самоочищающиеся в процессе переключения	—	35/20
с нажатием пружинами и не самоочищающиеся в процессе переключения	—	20/10
11. Токоведущие жилы силовых кабелей в режиме длительном/в аварийном при наличии изоляции: из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена	70/80	—
из вулканизирующего полиэтилена	90/130	—
из резины	65/—	—
из резины повышенной теплостойкости с пропитанной бумажной изоляцией при вязкой обедненной пропитке и номинальном напряжении, кВ:	90/—	—
1 и 3	80/80	—
6	65/75	—
10	60/—	—
20	55/—	—
35	50/—	—
12. Коллекторы и контактные кольца, незащищенные и защищенные при изоляции классов нагревостойкости: А/Е/В	—	60/70/80
Ф/Н	—	90/100
13. Подшипники скольжения/качения	80/100	—

Примечание. Приведенные данные применяют в том случае, если для оборудования конкретных видов не установлены другие нормы.

Таблица 6.3

Степени неисправности, различаемые по избыточной температуре при токе нагрузки  $0,5I_{ном}$

Диапазон избыточной температуры, °С	Степень неисправности, рекомендуемый вид ремонта
5–10	Начальная степень неисправности, которую необходимо держать под контролем и принимать меры по ее устранению во время проведения ремонта, запланированного по графику
10–30	Развившийся дефект. Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы
>30	Аварийный дефект. Требуется немедленного устранения

$$\frac{\Delta T_{ном}}{\Delta T_{раб}} = \left( \frac{I_{ном}}{I_{раб}} \right)^2,$$

где  $\Delta T_{ном}$  — превышение температуры при  $I_{ном}$ .

Степени развития неисправности и рекомендуемые меры по их устранению при оценке состояния контактов и К.С по избыточной температуре при токе нагрузки  $0,5I_{ном}$  приведены в табл. 6.3.

Допускается применять оценку состояния контактных соединений по избыточной температуре при реальных токах нагрузки (без пересчета к  $0,5I_{ном}$ ). Степени неисправности для оборудования напряжением ниже 1000 В приведены в табл. 6.4.

Таблица 6.4

Степени неисправности, различаемые по избыточной температуре при реальных токах нагрузки

Диапазон избыточной температуры, °С	Степень неисправности, рекомендуемый вид ремонта
5–15	Начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем и принимать меры по устранению во время проведения ремонта, запланированного по графику
15–50	Развившийся дефект. Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы
>50	Аварийный дефект. Требуется немедленного устранения

Таблица 6.5

Температурные критерии для определения вида ремонта оборудования

Стадия перегрева	Избыточная температура (в °С) для электрооборудования напряжением, кВ		Ремонт
	0,4	6,35	
Первая	$\geq 15$	$\geq 10$	Плановый Внеплановый с учетом нагрузки Аварийный с учетом нагрузки
Вторая (развитый перегрев)	$\leq 50$	$\leq 30$	
Третья (сильный перегрев)	$> 50$	$> 30$	

Тепловизионный контроль оборудования и токоведущих частей при токах нагрузки ниже  $0,3I_{ном}$  не эффективен для выявления дефектов на ранней стадии их развития.

Дефекты, выявленные при указанных нагрузках, следует относить к дефектам при аварийной степени неисправности. И незначительную часть дефектов следует относить к дефектам с развивающейся степени неисправности.

В табл. 6.5 приведены стадии перегрева и соответствующие им температурные критерии и виды ремонтных работ для электрооборудования напряжением 0,4, 6 и 35 кВ.

Следует отметить, что не существует оценки степени неисправности дефектов на косвенно перегреваемых поверхностях оборудования.

Косвенные перегревы могут быть вызваны скрытыми дефектами, например, трещинами внутри изоляторов разъединителя, температура которых измеряется снаружи, при этом часто дефектные части внутри объекта бывают очень горячими и сильно обгоревшими. Оборудование с косвенными перегревами следует относить ко второй или третьей степени перегрева.

Оценку состояния сварных и выполненных обжатием К.С следует проводить по избыточной температуре (см. табл. 6.3 и 6.4).

#### 6.4. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ТЕПЛОВИЗИОННОГО КОНТРОЛЯ И ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Тепловизионный контроль состояния электрооборудования следует проводить для электроустановки в целом.



Электродвигатели напряжением 6 и 10 кВ СТД-1250, СТД-1600, СТД-4000 обследуются по следующей технологической цепи:

ячейка масляного выключателя (МВ) 6 кВ синхронных электродвигателей (СТД);

кабель 6 кВ для питания СТД;

узлы ввода и вывода СТД;

обмотка статора СТД;

щеточное устройство СТД;

ячейка «звезда» СТД;

возбудитель СТД;

трансформатор ТС возбудителя СТД.

При тепловизионном контроле электродвигателей оцениваются:

состояние подшипников — по температуре нагрева (см. табл. 6.2, п. 13);

проходимость вентиляционных каналов, отсутствие витковых замыканий в обмотках, состояние железа статора — по локальным нагревам на поверхности корпуса электродвигателя;

тепловое состояние токоведущих частей электродвигателя, болтовых контактов и опрессовки жил кабеля в узлах ввода и вывода СТД, щеточном устройстве — по избыточной температуре токоведущей части участка над температурой части участка вблизи него (см. табл. 6.3);

степень перегрева паек секций в лобовой части обмотки электродвигателя — по сравнению с аналогичными пайками обмотки.

В ячейках МВ 6 кВ РУ 6 кВ оценивается:

тепловое состояние подвижных контактов внутри баков фаз выключателя МВ 6 кВ путем сравнения температур фаз;

тепловое состояние розеточных контактных соединений МВ 6 кВ путем сравнения температур фаз;

тепловое состояние болтовых контактов и опрессовки жил кабеля в ячейке по избыточной температуре (см. табл. 6.3).

В возбуждающих устройствах, ячейке «звезда» и ТС СТД оценивается тепловое состояние контактных соединений и опрессовки жил кабелей по избыточной температуре (см. табл. 6.4.).

Подстанции 110/35, 35/6 кВ обследуются по следующей технологической цепи:

анкерная опора 35 кВ;

открытое распределительное устройство (ОРУ) 110/35 и 35 кВ, включающее линейный и шинный разъединители

35 кВ, масляные или вакуумные выключатели 35 кВ, ТН-35 кВ, разрядники 35 кВ, силовые трансформаторы 35 кВ:

КРУН 6 кВ;

линейные разъединители 6 кВ.

На анкерной опоре проверяется тепловое состояние К.С. соединения спусков с опоры на ОРУ 35 кВ согласно приведенным данным (см. табл. 6.3, 6.4).

На ОРУ 35 кВ проверяется тепловое состояние болтовых контактов и опрессовки проводов всего технологического оборудования (см. табл. 6.3, 6.4).

В ячейке КРУН 6 кВ проверяется тепловое состояние всех болтовых соединений (см. табл. 6.3).

Полное термографическое обследование *силового трансформатора 35 кВ* проводится при решении вопроса о необходимости проведения капитального ремонта. Снимаются термограммы поверхностей бака трансформатора в местах расположения отводов обмоток, по высоте бака, периметру трансформатора, в местах болтового крепления колокола бака, системы охлаждения и ее элементов. При обработке термограмм сравниваются между собой нагревы крайних фаз и нагревы однотипных трансформаторов, а также изменения нагревов во времени и в зависимости от нагрузки. Определяются локальные нагревы, места их расположения. Сопоставляются места нагрева с расположением элементов магнитопровода, обмоток, а также определяется эффективность работы систем охлаждения.

Во время плановых обследований определяется тепловое состояние вводов 35 кВ методом сравнения их между собой. Состояние болтовых соединений и опрессовок проводов оценивается согласно приведенным данным (см. табл. 6.3, 6.4).

Исправное состояние *вентильных разрядников* определяется одинаковым нагревом мест расположения шунтирующих резисторов во всех фазах. Отбраковка разрядников проводится при отклонении температуры одного из них на значение не менее 0,5 °С.

При тепловизионном контроле *ограничителей перенапряжения* фиксируются значение температуры по высоте и периметру крышки элемента, а также зоны с локальными нагревами. Оценка состояния элементов ограничителей осуществляется путем пофазного сравнения измеренных температур.

Предельные значения температуры нагрева К.С. *предохранителей* не должны превышать приведенных данных (см. табл. 6.2, п. 6). Состояние плавкой вставки определяется ло-

кальным нагревом в средней части изоляционной трубки предохранителя.

Предельные значения температуры нагрева К.С. силовых конденсаторов как отдельно стоящих, так и соединенных в батарею, не должны превышать приведенных значений температуры (см. табл. 6.2, п. 7).

Измеренные значения температуры нагрева корпусов, элементов конденсаторов одинаковой мощности не должны отличаться между собой более чем в 1,2 раза.

Температура нагрева К.С. токоограничивающих сухих реакторов не должна быть более 65 °С.

*Сборные и соединительные шины.* Оценка состояния нагрева К.С. выполненных любым методом соединения (болтовые, сварные или методом обжатия), проводится согласно приведенным данным (см. табл. 6.3, 6.4). Температура нагрева не должна превышать указанных значений (см. табл. 6.2).

Тепловизионный контроль изоляторов рекомендуется проводить при повышенной влажности воздуха. Изоляторы, имеющие трещины или электрический пробой, имеют характерные локальные нагревы.

*Аппараты, вторичные цепи и электропроводка на напряжение до 1000 В.* Тепловизионный контроль осуществляется в силовых цепях сборок 0,4 кВ, ЩСУ 0,4 кВ, комплектной трансформаторной подстанции (КТП) 0,4 кВ с подключенными коммутационными аппаратами, трансформаторами тока, кабелями и т.п.

Оценка состояния нагрева болтовых соединений и опрессовки жил силовых кабелей проводится согласно приведенным данным (см. табл. 6.4). Предельные значения нагрева токоведущих жил кабелей определяются приведенной температурой (см. табл. 6.2, п. 11).

*Электрооборудование системы возбуждения синхронных электродвигателей.* Оценка теплового состояния К.С. коммутационных аппаратов, силовых тиристоров, диодов и других элементов систем возбуждения проводится согласно приведенным данным (см. табл. 6.4). Значения температур нагрева тиристоров и диодов не должны отличаться между собой более чем на 30 %. При тепловизионном контроле необходимо обращать внимание на равномерность нагрева тиристоров и диодов параллельных ветвей.

*Воздушные линии электропередачи.* Оценка теплового состояния К.С. определяется согласно приведенным данным (см. табл. 6.3). Контроль целостности подвесных стеклянных изоляторов ВЛ 35 кВ осуществляется с наземного транспорта

по тепловому состоянию изоляторов в гирлянде, температура которых не должна различаться на 0,5 °С. Контроль целостности фарфоровых и стеклянных изоляторов ВЛ 6–10 кВ осуществляется с земли под опорой путем сравнения теплового состояния изоляторов фаз или по температуре штырей под изолятором, которая не должна различаться на 0,5 °С.

## 6.5. ПЕРИОДИЧНОСТЬ ТЕПЛОВИЗИОННОГО КОНТРОЛЯ

Периодичность тепловизионного контроля синхронных электродвигателей:

СТД-1250 1 раз в 2 года;

СТД-1600 1 раз в 2 года;

СТД-4000 (новые) 1 раз в год;

СТД-4000, эксплуатируемые более 5 лет, 2 раза в год.

Периодичность тепловизионного контроля асинхронных электродвигателей 1 раз в 3 года. Электродвигатели напряжением 0,4 кВ проверяются по мере выявления замечаний.

Периодичность тепловизионного контроля комплектных трансформаторных подстанций наружной установки (КТПН) 6/0,4 кВ 1 раз в год.

Периодичность тепловизионного контроля электрооборудования подстанций 35/6 кВ:

при нагрузке 100 % 1 раз в год;

при нагрузке 50 % и ниже 1 раз в 2 года;

при нагрузке 30 % и ниже 1 раз в 3 года или по мере выявления замечаний.

Распредустройства напряжения 6–35 кВ проверяются не реже 1 раза в 2 года.

Проверка всех видов К.С. проводов воздушных линий электропередачи проводится:

вновь вводимых в эксплуатацию ВЛ — в первый год ввода их в эксплуатацию при токовой нагрузке не менее 80 %;

ВЛ, работающих с предельными токовыми нагрузками, или питающих ответственных потребителей, или работающих в условиях повышенных загрязнений атмосферы, больших ветровых и гололедных нагрузках — ежегодно;

ВЛ, находящихся в эксплуатации 25 лет и более, при отбраковке 5 % контактных соединений — не реже 1 раза в 3 года;

остальных ВЛ — не реже 1 раза в 6 лет.

Тепловизионный контроль асинхронных электродвигателей напряжением 0,4–6 кВ, КТП 6/0,4 кВ, ЩСУ 0,4 кВ,



РУ 0,4 кВ, щитков освещения (ЩО) 0,4 кВ, КРУН 6 кВ, токопроводов 0,4–6 кВ, реакторов 6 кВ, дымоходов, теплотрасс проводится по мере выявления замечаний (по заявкам сетевых районов, ответственных за указанное оборудование).

### 6.6. НОРМЫ ВРЕМЕНИ НА ВЫПОЛНЕНИЕ ТЕПЛОВИЗИОННОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Нормы времени на выполнение тепловизионного обследования нефтепромыслового оборудования приведены в табл. 6.6.

Среднее число точек измерения для электрооборудования различных видов следующее:

ПС 35 кВ (однотрансформаторная).....	1510
СТД 6 кВ.....	1250
КТПН 6 кВ.....	70
ОРУ 35 кВ, РУ 6 кВ.....	1050
КТП 6 кВ.....	1070
РП 0,4 кВ.....	70
ЩСУ 0,4 кВ.....	1000

Таблица 6.6

#### Нормы времени на выполнение тепловизионного обследования нефтепромыслового оборудования

Объект измерения	Единица измерения	Состав звена	Нормы времени на единицу оборудования (т.и.), чел/ч
1. Одна точка измерения	1 т. и.	Инженер – 2 человека	0,035
2. Электродвигатели	1 ед.	Оператор компьютера – 1 человек	43,7
3. РУ 6 кВ 20 ячеек	1 ед.		36,75
4. ПС 35/6 кВ:			
однотрансформаторная	1 ед.	—	26,39
двухтрансформаторная	1 ед.	—	52,78
5. КТПН 6/0,4 кВ	1 ед.	—	9,80
6. КТП 6/0,4 кВ	1 ед.	—	37,45
7. ЩСУ 0,4 кВ	1 ед.	—	35,00
8. РП 0,4 кВ	1 ед.	—	2,45
9. Контактные соединения проводов ВЛ и целостности изоляторов	1 км	—	4,0

Примечания: 1. Нормы трудоемкости указаны без учета времени на дорогу и организационные мероприятия. 2. Для обоснования трудоемкости тепловизионных работ использованы Прейскурант ОРГРЭС на экспериментально-наладочные работы и работы по совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденный приказом Минэнерго СССР от 11.09.91 г. № 92 а, дополненный и исправленный в 1993 г. (Том 7, раздел 28), РД 153-39.1-046 – 00.

### 6.7. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВИЗИОННОГО МЕТОДА ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭНЕРГОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Положительный опыт применения тепловизионного метода диагностирования энергомеханического оборудования широко освещается в научно-технической литературе [90, 91, 93–97].

Диагностика состояния нефтепромыслового электрооборудования в АООТ «Нижневартовскнефтегаз» в период с 1991 по 1996 гг. с помощью инфракрасной системы позволила выявить следующие места неисправностей:

на понизительных подстанциях 35 кВ – в основном болтовые контакты (БК), особенно БК закрытых распределительных устройств 6 кВ (число перегревов на них составляет 60 % общего числа), соединения различных элементов подстанций, разъемные контактные соединения разъединителей и масляных выключателей 6 кВ;

на понизительных ПС 6 кВ типа КТПН – в основном БК рубильника ввода и автоматических выключателей на отходящих линиях (54 % общего числа перегревов);

в электродвигателях напряжением 6 кВ – некачественные контактные соединения кабелей питания, изоляция лобовой части обмотки.

В высоковольтной лаборатории Тулэнерго проводились эксперименты для определения тепловой картины оборудования без отключений и оборудования с отключениями (дефектами) [93]. Получены интересные выводы.

Разрядник без отклонений под действием длительно приложенного высокого напряжения имеет повышенный нагрев на поверхности фарфоровой крышки в том месте, где расположены сопротивления, шунтирующие искровые промежутки. Возможны два отклонения, связанные с шунтирующими сопротивлениями:

обрыв сопротивления;

замыкание искрового промежутка, шунтируемого сопротивлением.

Если в одном из сопротивлений сделать обрыв, а потом приложить напряжение к такому разряднику, то через несколько часов появится изменение температуры в этом месте на поверхности разрядника, вызванное горячей дугой в месте обрыва. Дуга выделяет газ, который может привести к разрыву разрядника.

Замыкание искровых промежутков приводит к уменьшению свечения корпуса в месте замыкания и возрастанию свечения там, где остались сопротивления.

По термограммам *штыревых изоляторов* можно успешно выявлять их повреждения. Возможны две аномалии в раскраске штыревых изоляторов: затемнение и повышенная яркость. Затемнение связано с установившимся пробоем, а повышенный нагрев связан с ионизацией в месте образования канала разряда.

*Стержневой изолятор* с трещиной в нижней части перед нагрузкой высоким напряжением был погружен на несколько часов в воду, затем поставлен под высокое напряжение. После выдержки под высоким напряжением в течение 6 ч тепловизор показал разное распределение температуры по высоте.

Объяснить изменение распределения можно так же, как и в случае с гирляндами изоляторов, в которых часть изоляторов пробита: увлажненная или проводящая часть темнее, а часть изолятора, которая держит напряжение, светлее, потому что нагревается диэлектрическими потерями. На границе увлажнения стержневого изолятора диэлектрические потери больше, и в этом месте нагрев больше. Таким образом, в сырую погоду можно обнаружить трещины в стержневых изоляторах без отключения оборудования.

### **Особенности принятия решения**

После обнаружения повреждения оборудования у персонала появляются задачи:

- сформулировать состояние объекта;
- принять решение о дальнейших действиях с забракованным оборудованием.

Решения, которые могут быть приняты по устранению отклонений следующие:

- заменить оборудование, его часть или элемент;
- отремонтировать оборудование, его часть или элемент;
- оставить в эксплуатации, но уменьшить период контроля;
- проконтролировать другими способами.

Выбор одного элемента из этого списка и представляет собой управление эксплуатацией электрооборудования.

В [98] описаны результаты исследования, согласно которым с помощью инфракрасной термографии можно определять степень расцентровки агрегатов.

Несоосность машинного оборудования приносит очень большой ущерб. По этой причине происходит от 50 до 70 % аварий. Прямой ущерб — затраты на запчасти и ремонт, но гораздо больше косвенный ущерб — потери продукции из-за неплановых остановок.

Результаты испытаний можно изложить следующим образом:

когда агрегат отцентрирован «идеально», температура любой испытанной муфты очень близка к температуре окружающей среды независимо от нагрузки;

с увеличением несоосности температура всех муфт растет по закону, близкому к линейному. При увеличении несоосности до 0,75 мм температура поднималась на 19–37 °С. Этот рост был замечен и предсказуем;

даже при несоосности 0,25 мм тепловыделение может быть легко измерено. Многие ИК-камеры чувствуют разность температур в 0,1 °С, тогда как в данном случае температура растет на 4–9 °С.

Таким образом, тепловизионный контроль помогает ремонтному персоналу быстро обнаруживать и расставлять в приоритетный ряд проблемы несоосности. Линейная зависимость температуры от значения несоосности упрощает оценку серьезности положения для составления планов и графиков ремонта.

Таким образом, появился бесконтактный способ обнаружения плохо отцентрированных агрегатов. Выявив такие агрегаты, применяют другие диагностические методы для оценки возможного ущерба.

### **Экономический эффект при внедрении тепловизионного контроля**

Ожидаемый экономический эффект от проведения мероприятий по тепловизионному контролю нефтепромышленного оборудования и ВЛ будет складываться из нескольких составляющих:

- уменьшение числа аварий и как следствие — уменьшение расходов на ремонт и снижение аварийных потерь нефти;

- снижение плановых потерь нефти (в результате установления индивидуальных сроков ППР).

Капитальный ремонт только одной КТПН 6/0,4 кВ мощностью 630 кВ·А составляет примерно около 100 тыс. руб, а если требуется еще и ремонт силового трансформатора, то 150—



180 тыс. руб. Стоимость новой КТПН указанной мощности находится в пределах 500 тыс. руб.

По данным [90] зафиксировано 22 подобных аварии, пять из которых потребовали замены силовых трансформаторов ТМ250—ТМ630, а три — капитального ремонта КТПН. Затраты на восстановление оборудования при этом составили порядка 500 тыс. руб.

Две мобильные лаборатории позволили бы предотвратить примерно 20 % этих отключений. В отдельных случаях за один день работы можно обнаружить столько дефектов, что это окупит стоимость тепловизора.

## 7

### **ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОНАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Объектами технического диагностирования, проводимого в соответствии с данным разделом, являются: наземное энергомеханическое оборудование — насосные агрегаты кустовых насосных станций (КНС), дожимных насосных станций (ДНС) с приводом от синхронных и асинхронных электродвигателей и подземное скважинное оборудование — установки электроцентробежных насосов (ЭЦН) с приводом от трехфазного асинхронного погружного электродвигателя, а также станки-качалки с приводом от трехфазного асинхронного электродвигателя типов АОП и АОП2.

В качестве привода нефтепромыслового оборудования применяются синхронные электродвигатели СТД-1250, СТД-1600, СТД-4000, СТД-6300, асинхронные электродвигатели ВАО-280, ВАО-315, ВАО-450, ВАО-500, ВАО-560, ВАО-630.

С помощью стационарных контрольно-измерительных приборов (КИП) у синхронных и асинхронных электродвигателей измеряются следующие технологические параметры: потребляемый ток и ток возбуждения; температура сердечника статора и подшипниковых узлов; температура воздуха на выходе из статора; давление масла в подшипниковых узлах.

В системах поддержания пластового давления и перекачки нефти применяются центробежные секционные насосы ЦНС-105, ЦНС-180-1422, ЦНС-180-1900, ЦНС-500-1900, ЦНС-300-300, ЦНС-360-300.

С помощью стационарных контрольно-измерительных приборов у центробежных насосных агрегатов измеряются следующие технологические параметры: давление перекачиваемой жидкости на входе и выходе насоса; давление масла в подшипниковых узлах насоса; температура подшипниковых узлов.

Диагностирование ЭЦН и ПЭД непосредственно в скважинах затруднено, рекомендуется проведение их входного и

выходного (послеремонтного) контроля по параметрам вибрации в условиях ремонтного предприятия. При диагностировании привода станков-качалок рекомендуется пользоваться нормативными значениями вибрации согласно ГОСТ 10816-1-97.

## 7.1. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ НАЗЕМНОГО ЭНЕРГОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

### 7.1.1. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОНАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ПО ПАРАМЕТРАМ ВИБРАЦИИ

При определении технического состояния электронасосных агрегатов (ЭНА) используется виброакустический метод; основным диагностическим параметром является среднее квадратическое значение (СКЗ) виброскорости в рабочей полосе частот 10–1000 Гц. Измерения вибрации необходимо проводить в соответствии с ГОСТ 12.034–81 [99].

Для определения влияния режима работы на вибрацию ЭНА проводится регистрация технологических параметров (давление перекачиваемой жидкости на входе в насос и выходе из него, потребляемый электродвигателем ток).

Измерение параметров вибрации для проведения диагностирования целесообразно осуществлять портативными (переносными) средствами виброметрии, соответствующими ГОСТ 25275–82 [100] и международным стандартам.

Динамические нагрузки и вибрация, возникающие при вращении роторов во время работы ЭНА, передаются через подшипниковые опоры и корпуса насоса и электродвигателя на раму агрегата, основание блок-бокса, фундамент, а также на трубопроводы. В соответствии с этим на конструктивных элементах агрегата выбираются необходимые точки измерения вибрации.

Вибрация измеряется в выбранных точках на корпусах подшипников, лапах насоса и электродвигателя, раме агрегата, основании и фундаменте. Точки на корпусах подшипниковых узлов насоса и электродвигателя являются наиболее информативными и служат для проведения основных диагностических измерений (рис. 7.1). В них измеряется линейный уровень и проводится спектральный (частотный) анализ вибрации. Для данных точек нормируются пороговые значения линейного уровня, с которыми при диагностировании прово-

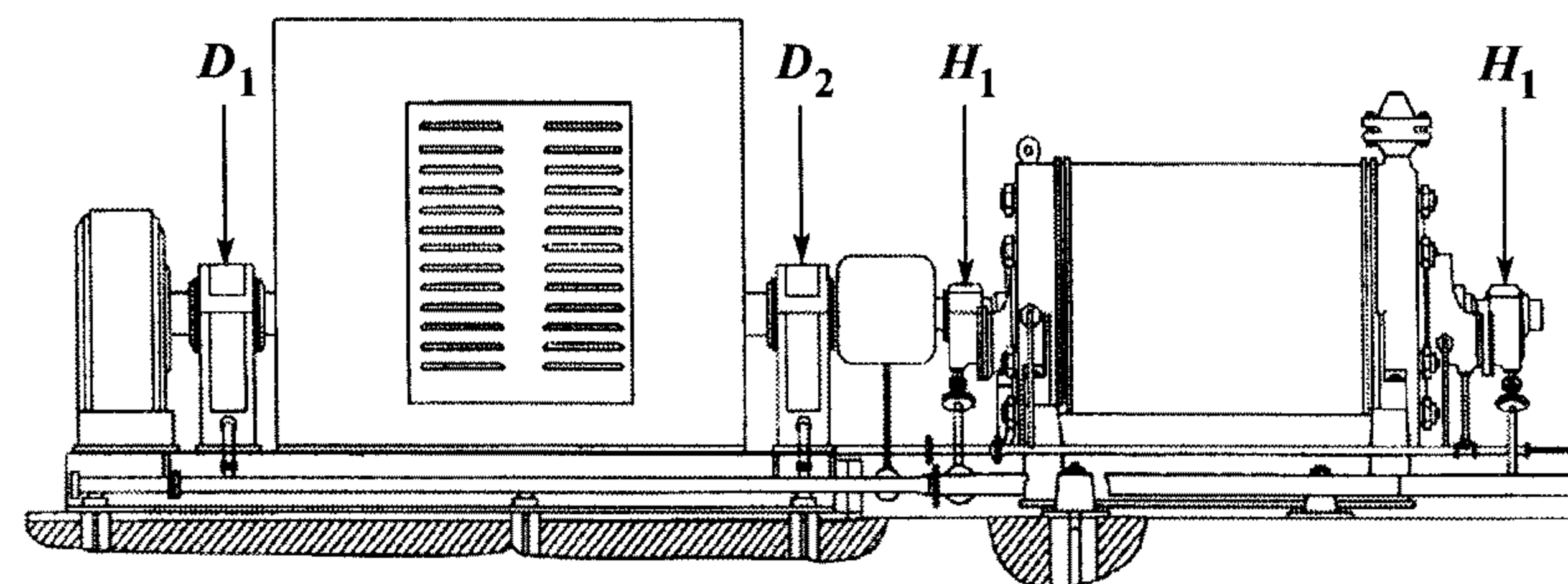


Рис. 7.1. Расположение точек для измерения вибрации на корпусе подшипниковых узлов насоса и электродвигателя

дится сравнение текущих значений вибрации, а по результатам сравнения оценивается техническое состояние агрегата, его узлов и составных частей.

Прочие точки служат для построения контурной характеристики ЭНА с целью выявления путей распространения вибрации и мест ослабления крепления отдельных элементов агрегата.

Когда по конструктивным причинам до подшипниковых узлов нет доступа для установки вибродатчика, их вибрация измеряется в точках, расположенных на корпусных деталях, как можно ближе к подшипникам. Точки  $H_1$ ,  $H_2$ ,  $D_1$ ,  $D_2$  (см. рис. 7.1) должны быть промаркированы.

В точках измерения вибрации поверхности очищаются до металла от краски, ржавчины и загрязнений.

Вибрация измеряется в трех взаимно перпендикулярных направлениях: горизонтальном  $x$ , вертикальном  $y$ , осевом  $z$ .

Крепление вибродатчиков на обследуемом агрегате должно обеспечивать измерение вибрации в необходимом диапазоне частот. Рекомендуются следующие варианты установки вибродатчиков:

с помощью щупа (для всех точек) — рабочий диапазон частот до 1,0 кГц;

с помощью магнита (для всех точек) — рабочий диапазон частот до 2,5 кГц;

с помощью шпильки (только для точек на корпусах подшипников насоса и электродвигателя) — рабочий диапазон частот до 10,0 кГц.

Для крепления вибродатчиков с помощью шпильки в точках на корпусах подшипников насоса и электродвигателя вы-



Таблица 7.1

## Нормируемые уровни вибраций ЭНА

Уровень	Качественная оценка состояния	Среднее квадратическое значение виброскорости, мм/с (виброперемещения, мкм)	
		Электродвигатель на холостом ходу	ЭНА под рабочей нагрузкой
А	Хорошо	До 3,0 (До 25)	До 4,5 (До 40)
Б	Удовлетворительно	От 3,1 до 4,5 (От 25 до 40)	От 4,6 до 7,0 (От 40 до 65)
В	Допустимо, необходимо улучшение	От 4,6 до 7,0 (От 40 до 65)	От 7,1 до 11,2 (От 65 до 100)
Г	Недопустимо	> 7,0 (> 65)	> 11,2 (> 100)

полняются отверстия глубиной 8 мм с резьбой М5. При ручной регистрации данных диагностического обследования ЭНА крепление вибродатчиков с помощью магнита более удобно и существенно сокращает время измерений.

Техническое состояние агрегата, его узлов и составных частей по параметрам вибрации может быть отнесено к одной из четырех категорий:

хорошее состояние — уровень А;

удовлетворительное состояние — уровень Б;

допустимое состояние, требующее улучшения — уровень В;

недопустимое состояние — уровень Г.

Категория технического состояния агрегата, его составной части или узла определяется по наибольшему значению вибрации в соответствующих измерительных точках.

Нормируемые уровни вибраций ЭНА, работающих под нагрузкой, и электродвигателей в режиме холостого хода приводятся в табл. 7.1.

В технических условиях на эксплуатацию, техническое обслуживание и ремонт насосов и электродвигателей ЭНА заводами-изготовителями часто нормируется удвоенная амплитуда виброперемещения  $s_v$  (именуемая в дальнейшем «виброперемещение»), измеренная на подшипниковых опорах насоса и электродвигателя, в связи с чем приводятся (см. табл. 7.1) дополнительно пороговые значения данного параметра абсолютной вибрации.

Предельные частотные диапазоны измерений вибрации для оборудования разных видов приведены в табл. 7.2.

Типовые наборы диагностических параметров и диапазонов частот для замеров параметров вибрации для оборудования разных видов приведены в табл. 7.3.

Таблица 7.2

## Предельные частотные диапазоны измерений вибрации

Оборудование	Частота измерений, кратность от частоты вращения ротора	
	Нижняя	Верхняя
Насос центробежный с подшипниками скольжения	0,4	20
Электродвигатель с подшипниками скольжения	0,4	10
Электродвигатель с подшипниками качения	0,4	20

В табл. 7.4, табл. 7.5 приведены рекомендуемые значения пороговых уровней диагностических параметров для нефтепромышленного оборудования со средними условиями эксплуатации.

Таблица 7.3

## Типовые наборы диагностических параметров и диапазонов частот

Оборудование	Диагностический параметр	Диапазон частот, кратность от частоты вращения
Насос центробежный с подшипниками скольжения	Субгармоники	0,4–0,8
	1·F	0,8–1,5
	2–5·F	1,5–5,5
	6–8·F	5,5–8,5
	9–12·F	8,5–12
	12–20·F	12–20
Электродвигатель с подшипниками скольжения	Субгармоники	0,4–0,8
	1·F	0,8–1,5
	2·F	1,5–2,5
	3–4·F	2,5–4,5
	5–7·F	4,5–7,5
	8–10·F	7,5–10
Электродвигатель с подшипниками качения	1·F	0,4–1,5
	2·F	1,5–2,5
	3–4·F	2,5–4,5
	5–8·F	4,5–8,5
	9–12·F	8,5–12
	12–20·F	12–20

Примечание. F — частота вращения ротора.

Таблица 7.4

**Пороговые уровни диагностических параметров для нефтепромыслового оборудования**

Диагностический параметр	Пороговые уровни виброскорости (в мм/с) для агрегатов					
	ЦНС-180, ЦНС-500			ЦНС-300, ЦНС-360		
	А	В	С	А	В	С
Линейный уровень	4,5	7,1	11,2	4,5	7,1	11,2
Субгармоники	1,8	2,8	4,5	1,8	2,8	4,5
Первая гармоника	4,5	7,1	11,2	4,5	7,1	11,2
2–5 гармоники	2,8	4,5	7,1	2,8	4,5	7,1
6–8 гармоники	1,8	2,8	4,5	1,8	2,8	4,5
9–12 гармоники	1,8	2,8	4,5	1,8	2,8	4,5
12–20 гармоники	1,12	1,8	2,8	1,12	1,8	2,8

Пороговые уровни раннего предупреждения дефектов назначают в виде отношения к базовому уровню диагностических параметров, измеренному при паспортизации. Типовое значение этого отношения 1,5–2. При возрастании диагностического параметра в большее число раз выдается сигнал предупреждения.

Статистические пороговые уровни задают в виде предельного отклонения диагностических параметров от среднего значения за время наблюдения (обычно минимум шесть измерений). Значение предельного отклонения обычно задают в виде трех среднеквадратичных отклонений от среднего значения.

Таблица 7.5

**Пороговые уровни диагностических параметров для нефтепромыслового оборудования**

Диагностический параметр	Пороговые уровни виброскорости (в мм/с) для агрегатов					
	СТД-1250, СТД-4000			ВАО-500, ВАО-630		
	А	В	С	А	В	С
Линейный уровень	4,5	7,1	11,2	4,5	7,1	11,2
Субгармоники	1,8	2,8	4,5	—	—	—
Первая гармоника	4,5	7,1	11,2	4,5	7,1	11,2
Вторая гармоника	2,8	4,5	7,1	2,8	4,5	7,1
3–4 гармоники	1,8	2,8	4,5	1,8	2,8	4,5
5–7 гармоники	1,8	2,8	4,5	—	—	—
5–8 гармоники	—	—	—	1,12	1,8	2,8
8–10 гармоники	1,12	1,8	2,8	—	—	—
9–12 гармоники	—	—	—	1,12	1,8	2,8
12–20 гармоники	—	—	—	1,12	1,8	2,8

Проведение технического диагностирования ЭНА включает следующие этапы:

- вибропаспортизация;
- периодический контроль;
- углубленное (внеплановое) обследование.

Вибропаспортизацию проводят после пуска оборудования в эксплуатацию или после капитального ремонта.

При проведении вибропаспортизации выполняют следующие работы:

- выбор и подготовка точек измерения вибрации оборудования в соответствии с типовыми схемами;
- выбор частотных диапазонов для точек измерения;
- выбор наборов диагностических параметров для точек измерения вибрации;
- измерение вибрации оборудования;
- расчет базовых значений диагностических параметров вибрации и пороговых уровней технического состояния;
- выбор периодичности проведения диагностических обследований оборудования;
- составление акта паспортизации оборудования.

Измерение вибрации оборудования при паспортизации проводят на типовом технологическом режиме работы при номинальной нагрузке после отработки 72 ч после пуска в эксплуатацию. Вибрацию измеряют на подшипниковых узлах оборудования в трех взаимно перпендикулярных направлениях. Технологические параметры измеряют по штатным КИП.

При проведении паспортизации обследуемое оборудование должно находиться в хорошем техническом состоянии, т.е. значение диагностических параметров должно быть меньше установленных типовых пороговых уровней хорошего состояния – уровня А. При невыполнении этого условия осуществляют ревизию технического и вибрационного состояния оборудования, и при необходимости – устранение дефектов ремонта или монтажа.

Рассчитанные значения диагностических параметров принимают за базовые значения, с которыми сравнивают результаты последующих измерений для оценки состояния оборудования.

- В акте вибропаспортизации оборудования указывают:
- измеренные значения диагностических параметров;
- типовые значения пороговых уровней диагностических параметров для оборудования этого типа;
- рассчитанные значения пороговых уровней для данного оборудования;



оценку технического состояния оборудования и качества монтажа и (или) ремонта.

При *периодическом обследовании* измеряют вибрации оборудования и оценивают его техническое состояние.

Вибрацию измеряют на подшипниковых узлах оборудования в трех взаимно перпендикулярных направлениях. Измерение технологических параметров проводят по штатным КИП.

Периодичность проведения обследований задают в зависимости от технического состояния оборудования и наработки с даты последнего ремонта и определяют в соответствии с табл. 7.6 или в зависимости от местных условий (старое оборудование, свайное основание, болотистая местность, резкие перепады температур):

- агрегаты КНС не реже 1 раза в 3 мес;
- агрегаты ДНС и котельных 1 – 2 раза в год.

Под *углубленным диагностическим обследованием* понимается проведение в определенной последовательности измерений диагностических параметров и контрольно-измерительных работ при повышенном уровне вибрации оборудования.

Углубленное диагностическое обследование включает:

анализ сочетания диагностических параметров вибрации в разных точках измерения с целью выявления предполагаемых дефектов;

измерение контурной характеристики в направлении максимальной вибрации от подшипниковых узлов к фундаменту с целью выявления дефектов, вызванных ослаблением крепежа и трещинами корпусных деталей;

измерение вибрационных параметров при изменении технологических параметров, а также при переходных процессах, например, при остановке оборудования;

контрольно-измерительные работы по проверке технического состояния оборудования (проверка соосности валов,

контроль износа вкладышей подшипниковых узлов, проверка качества шейки вала и т.п.).

Перечень и последовательность выполняемых работ определяют по результатам проведенного анализа диагностических параметров вибрации.

В зависимости от результатов углубленного обследования проводят соответствующие ремонтные или регулировочные работы.

Значения технологических параметров во время проведения диагностических обследований должны находиться в пределах, установленных заводами-изготовителями.

Все данные диагностических обследований и измерений хранятся на бумажном носителе (в картах вибрации ЭНА) или памяти компьютера в службе технической диагностики организации, занимающейся диагностическим обслуживанием ЭНА, что гарантирует достоверность и полноту информации, а также обеспечивает сравнимость результатов диагностирования, проведенных разными исполнителями.

Результаты диагностических обследований группируются по отдельным нефтегазодобывающим предприятиям (НГДП), занимающимся эксплуатацией ЭНА, отдельным насосным станциям и отдельным агрегатам в хронологическом порядке, что позволяет определять остаточный ресурс работы и проводить статистический анализ технического состояния оборудования.

Математическая обработка данных вибрационного состояния ЭНА осуществляется на базе программы «Тренд-тест» («Диамант», «Дрим»), «Мастер-тренд» или ДИЭС.

Обобщенные результаты обработки диагностической информации в виде актов обследований оборудования представляются для принятия решений руководителям соответствующих подразделений предприятий, занимающихся эксплуатацией и ремонтом ЭНА.

В конце каждого года или при списании агрегатов сохраняется только та информация, которая необходима для текущей работы или статистической обработки и расследований сложных случаев.

Поиск причин повышенного уровня вибрации ЭНА проводится следующим образом.

1. По результатам измерения линейного уровня вибрации выявляются точки с повышенным уровнем вибрации.

2. Проводится контроль технологических параметров. Технологические параметры, в случае отклонения их значений от заданных заводом-изготовителем, приводятся в норму. После

Таблица 7.6

Типовая периодичность проведения диагностических обследований, ч

Наработка с даты последнего ремонта, ч	Техническое состояние оборудования		
	хорошее	удовлетворительное	неудовлетворительное
<4000	800	500	300
От 4000 до 10000	600	400	200
>10000	400	200	необходима остановка для ремонта
		желательна остановка для ремонта	

этого повторно измеряется линейный уровень вибрации и выявляются точки с повышенным уровнем вибрации.

3. Проводится снятие контурной характеристики в направлениях повышенной вибрации. При этом измеряется линейный уровень виброскорости (размах виброперемещения) в точках, расположенных на сопрягаемых деталях возле плоскости разъема, последовательно от подшипникового узла с повышенной вибрацией к фундаменту в выбранном направлении ( $x$ ,  $y$  или  $z$ ). При нормальном состоянии фундамента и узлов крепления значения вибрации должны плавно убывать по мере удаления от подшипниковой опоры. Значения линейного уровня вибрации должны плавно убывать по мере удаления от подшипниковой опоры к фундаменту. Возрастание говорит об уменьшении прочности или жесткости рамы или фундамента ЭНА. Выявленные при этом неисправности устраняются, и вновь проводятся измерение линейного уровня вибрации и выявление точек с повышенным уровнем вибрации.

4. Проводится анализ сочетаний повышенных значений вибрации, при этом определяются теоретически возможные неисправности агрегата.

5. Проводится частотный анализ в точках с повышенным уровнем вибрации. По результатам частотного анализа вибрации уточняется перечень дефектов агрегата.

6. Для уточнения диагноза при необходимости все вышеуказанные операции проводятся на отсоединенном от насоса электродвигателе, работающем в режиме холостого хода.

7. Так как одному диагностическому признаку соответствует несколько неисправностей агрегата, для окончательного уточнения диагноза могут проводиться контрольно-измерительные работы, например, контроль соосности валов ЭНА.

Диагноз технического состояния оборудования ставится в качественном виде (хорошее — удовлетворительное — допустимое — неудовлетворительное) и, в случае отклонения его от нормы, осуществляется идентификация причин, вызвавших это отклонение.

При постановке диагноза на этапе паспортизации, измеренные при паспортизации значения диагностических параметров сравнивают с пороговыми уровнями среднестатистического оборудования этого типа. По результатам сравнения делают заключение о качестве изготовления, монтажа и (или) ремонта оборудования.

При проведении периодического обследования измеренные значения диагностических параметров сравнивают с по-

роговыми уровнями раннего предупреждения и со статистическими пороговыми уровнями.

Если значения диагностических параметров, выявленные при паспортизации или периодическом контроле, превышают пороговые уровни хорошего технического состояния, то проводят анализ вибрационного состояния оборудования с идентификацией неисправностей и при необходимости ведут углубленное диагностическое обследование.

При проведении углубленного обследования на первом этапе анализируют сочетание диагностических параметров во всех точках измерения и выявляют максимальные значения диагностических параметров, а также, какие диагностические параметры максимально возросли с даты последнего обследования и по сравнению с базовыми значениями. Затем проводят идентификацию предполагаемых дефектов и при необходимости для уточнения постановки диагноза осуществляют дополнительные измерения.

Построение контурной характеристики позволяет определить дефекты корпусных деталей (раковины, трещины) и узлов крепления. При нормальном состоянии фундамента и узлов крепления значения вибрации, измеренные в точках, расположенных на сопрягаемых деталях возле плоскости разъема, должны плавно убывать по мере удаления от подшипниковой опоры. Изменение значения виброскорости не должно превышать 2,5 мм/с при значениях вибрации подшипникового узла до 10 и 5 мм/с при вибрации подшипникового узла более 10 мм/с.

По изменению значения линейного уровня вибрации в соседних точках одной детали делается заключение о наличии в ней дефектов (трещин, раковин и т.п.), а по изменению значения линейного уровня вибрации в соседних точках, расположенных на соединяемых деталях по разные стороны от плоскости разъема, делается заключение о прочности крепежа.

При измерении характеристик вибрации на переходных процессах и (или) изменении технологических параметров, как правило, диагностическим параметром служит линейный уровень виброскорости подшипниковых узлов или виброскорость подшипниковых узлов на частоте вращения ротора. Измерения при изменении нагрузки агрегата проводят для выявления дефектов соединительных муфт, валов, дефектов центровки. Как правило, измерения ведут при работе агрегата с номинальной нагрузкой и без нагрузки (минимальной нагрузкой), например, при работе насосного агрегата на закрытую задвижку.

Вибрацию на выбеге агрегатов измеряют при диагностировании резонансных колебаний фундаментов и рам, а также при диагностировании электромагнитных причин вибрации. При этом регистрируют характер изменения вибрации от времени или частоты вращения вала. Для резонансных колебаний характерно возрастание вибрации на частоте резонанса ротора или опор. Для электромагнитных дефектов характерно быстрое (скачкообразное) уменьшение вибрации после выключения агрегата, а затем плавное снижение с уменьшением частоты вращения, аналогично характеризуются дефекты расцентровки.

Идентификация дефектов оборудования, вызывающих повышение вибрации, проводится специалистом по диагностированию машин и оборудования на основе получаемой информации об объекте диагностирования. При этом используют следующие виды анализа параметров вибрации:

- анализ трендов диагностических параметров;
- анализ частотных составляющих сигнала вибрации;

- анализ временных форм сигнала вибрации;

- анализ контурных характеристик вибрации оборудования;

- анализ зависимости параметров вибрации от технологических параметров;

- анализ изменения параметров вибрации при изменении частоты вращения роторов.

При проведении анализа трендов диагностических параметров выявляют, какие из параметров вибрации максимально возросли по сравнению с базовыми значениями и по сравнению с данными предыдущего обследования, а также скорость их изменения. Скачкообразное возрастание вибрации характерно для дефектов электромагнитного характера (пробой изоляции обмоток, короткое замыкание витков обмоток), при появлении трещин и поломок направляющего аппарата и рабочих колес роторов и трещин в фундаментах и рамах. Плавное возрастание вибрации характерно для дефектов, связанных с износом подшипниковых узлов и зубчатых муфт, отложением частиц перекачиваемой среды на роторе и возрастанием дисбаланса ротора, а также для дефектов, связанных с износом направляющего аппарата и рабочих колес ротора и соответствующим возрастанием дисбаланса.

При выявлении диагностического параметра, имеющего максимальный рост (наибольшую опасность), определяется диапазон частот, в котором возросла вибрация. Точное значение частоты возрастания вибрации определяют при анализе спектральных характеристик сигнала вибрации. После

Таблица 7.7

Нормы времени (в чел/ч) на выполнение виброобследования агрегатов нефтепромыслового оборудования и балансировки роторов СТА в собственных подшипниках

Оборудование	Плановое	Неплановое	После ремонта	Состав звена
Насосы:				
магистральные	2,0	2,5	2,0	Инженер-наладчик – 1чел. Электромонтер – 1чел. Оператор компьютера – 1чел.
вспомогательного оборудования	1,0	1,5	1,0	–
Электродвигатели:				
магистральных насосных агрегатов	4,0	6,0	4,0	–
вспомогательного оборудования	1,5	2,5	1,5	–
Ротор СТА	–	25	–	Инженер-наладчик – 1чел. Электромонтер – 1чел.

этого находят отношение этой частоты к частоте вращения, т.е. номер гармоники вибрации, и проводят идентификацию дефектов по известным характеристикам оборудования.

Анализ формы волны сигнала вибрации, как правило, проводят для определения синхронности сигнала вибрации и частоты вращения ротора. В ряде случаев определение этого по спектральным характеристикам может оказаться затруднено тем, что в спектре есть две или более составляющих сигнала вибрации с близкими частотами, например, для асинхронного двигателя частота вращения ротора в зависимости от нагрузки 48,3–49,4 Гц, а частота напряжения в сети 50 Гц. Разделить частотные составляющие с близкими частотами или определить, какая из них превалирует по спектральным характеристикам затруднительно, так как требуется применение анализа сигнала с очень большим частотным разрешением. В ряде случаев это можно сделать по форме волны сигнала вибрации (осциллограмме вибрации).

При наличии в спектре сигнала двух (или более) составляющих с близкими частотами на осциллограмме сигнала будут наблюдаться биения амплитуды.

Трудоемкость выполнения планового, непланового виброобследований насосов и электродвигателей магистральных насосных агрегатов (агрегаты КНС, ДНС (нефтяные, подтоварной воды), котельной (сетевые, питательные)) и вспомогательного оборудования (КНС (дренажные насосы), ДНС (на-



сосы некондиционной нефти), котельной (подпиточные насосы и др.)), а также балансировки роторов СТД в собственных подшипниках представлены в табл. 7.7.

#### 7.1.2. ОСНОВНЫЕ ГАРМОНИКИ ВИБРАЦИИ ЭНА

1. Субгармоническая вибрация (вибрация с частотой ниже частоты вращения ротора) — вибрация с частотой 0,42–0,48 частоты вращения — «масляная вибрация» характерна для роторов с подшипниками скольжения цилиндрической формы при возникновении автоколебаний ротора в подшипниковом узле. Возникает при дефектах подшипниковых узлов. Вибрация несинхронна с частотой вращения. Может резко изменяться при изменении давления смазочного масла.

2. Вибрация с частотой, равной частоте вращения, характерна для следующих дефектов:

1) дисбаланс ротора. При этом вибрация возрастает в радиальном направлении, чаще всего по горизонтали. Возникает при дефектах ротора. Вибрация синхронна с частотой вращения;

2) дефекты подшипниковых узлов скольжения. При этом вибрация возрастает в радиальном направлении. Возникает при дефектах подшипниковых узлов. Сопровождается повышением вибрации на второй и третьей гармониках частоты вращения. Вибрация синхронна с частотой вращения;

3) расцентровка роторов агрегата. При этом вибрация возрастает в радиальном и осевом направлениях в зависимости от вида расцентровки. Сопровождается повышением вибрации на второй, третьей и четвертой гармониках частоты вращения. Вибрация синхронна с частотой вращения. Амплитуда вибрации зависит от нагрузки агрегата;

4) неточная выставка подшипниковых опор относительно оси статора (или направляющего аппарата). При этом вибрация возрастает в осевом и радиальном направлениях. Сопровождается повышением вибрации на удвоенной частоте напряжения в сети питания (для электродвигателей) или на «лопаточной» частоте (для насосно-компрессорных агрегатов). Вибрация синхронна с частотой вращения. Амплитуда вибрации не изменяется (слабо изменяется) при изменении нагрузки агрегата.

3. Вибрация с частотой, равной удвоенной частоте вращения, характерна для следующих дефектов:

1) эллиптичность цапфы вала в подшипниковом узле. При этом вибрация возрастает в радиальном направлении. Вибрация синхронна с частотой вращения. Амплитуда вибрации не изменяется (слабо изменяется) при изменении нагрузки агрегата;

2) расцентровка роторов агрегата. При этом вибрация возрастает в радиальном и осевом направлениях в зависимости от вида расцентровки. Сопровождается повышением вибрации на первой, третьей и четвертой гармониках частоты вращения. Вибрация синхронна с частотой вращения. Амплитуда вибрации зависит от нагрузки агрегата.

4. Вибрация с частотой, равной удвоенной частоте в сети питания электродвигателя, указывает на электромагнитный дефект. При этом вибрация возрастает в радиальном и (или) осевом направлениях. Для синхронных электродвигателей вибрация синхронна с частотой вращения ротора, для асинхронных электродвигателей вибрация не синхронна с частотой вращения ротора. Амплитуда вибрации может изменяться при изменении нагрузки. На выбеге вибрация резко уменьшается после выключения агрегата, а затем плавно уменьшается с уменьшением частоты вращения.

5. Вибрацию с «лопаточной» частотой (с частотой, равной произведению частоты вращения ротора на число лопаток рабочих колес) могут вызывать следующие дефекты:

1) задевание ротора за направляющий аппарат или лабиринтные уплотнения. При этом вибрация возрастает в радиальном и (или) осевом направлениях. Амплитуда вибрации неустойчива во времени. Вибрация синхронна с частотой вращения — несинусоидальной формы. Сопровождается повышением вибрации на частотах, кратных «лопаточной» частоте. Амплитуда вибрации не изменяется (слабо изменяется) при изменении нагрузки агрегата;

2) неправильно подобранный гидравлический режим работы насосного агрегата. При этом вибрация возрастает в радиальном и (или) осевом направлениях. Амплитуда вибрации неустойчива во времени. Вибрация синхронна с частотой вращения — синусоидальной формы. Сопровождается повышением вибрации на частотах, кратных «лопаточной» частоте. Амплитуда вибрации зависит от нагрузки агрегата.

6. Вибрация с «зубцовой» частотой (с частотой, равной произведению частоты вращения на число зубьев редуктора или соединительной муфты) обусловлена износом зубьев в редукторе или зубчатой соединительной муфте. При этом вибрация возрастает в радиальном и (или) осевом направле-

ниях. Вибрация синхронна с частотой вращения — несинусоидальной формы. Сопровождается повышением вибрации на частотах, кратных «зубцовой» частоте, а также на субгармониках от «зубцовой» частоты. Амплитуда вибрации изменяется при изменении нагрузки агрегата. В форме волны вибрации могут проявляться отдельные пики «зубцовой» частоты за оборот вращения или равномерные пики в зависимости от типа износа зубчатого соединения.

7. Вибрация с характерными частотами подшипника качения:

1) вибрация с частотой вращения сепаратора подшипника (с частотой  $F_{\text{сеп}}$ ) возникает при разбалансе сепаратора подшипника:

$$F_{\text{сеп}} = 0,5F\left(1 - \frac{d}{e} \cos \gamma\right),$$

где  $F$  — частота вращения ротора;  $d$  — диаметр тела качения подшипника;  $e$  — диаметр модуля подшипника;  $\gamma$  — угол зацепления.

Вибрация несинхронная с частотой вращения — несинусоидальной формы. Сопровождается повышением вибрации на частотах, кратных частоте  $F_{\text{сеп}}$ . Амплитуда вибрации не изменяется (слабо изменяется) при изменении нагрузки агрегата;

2) вибрация при появлении дефектов на внутреннем кольце подшипника проявляется на частоте  $F_{\text{вн.к}}$ , которая определяется по формуле

$$F_{\text{вн.к}} = 0,5FZ\left(1 + \frac{d}{e} \cos \gamma\right),$$

где  $Z$  — число тел качения подшипника.

Вибрация несинхронная с частотой вращения — несинусоидальной формы. Сопровождается повышением вибрации на частотах, кратных частоте  $F_{\text{вн.к}}$ . Амплитуда вибрации не изменяется (слабо изменяется) при изменении нагрузки агрегата;

3) вибрация при появлении дефектов на наружном кольце подшипника проявляется на частоте  $F_{\text{н.к}}$ , которая определяется по формуле

$$F_{\text{н.к}} = 0,5FZ\left(1 - \frac{d}{e} \cos \gamma\right).$$

Вибрация несинхронная с частотой вращения — несинусоидальной формы. Сопровождается повышением вибрации на частотах, кратных частоте  $F_{\text{н.к}}$ . Амплитуда вибрации не изменяется (слабо изменяется) при изменении нагрузки агрегата;

4) вибрация при появлении дефектов на теле качения подшипника проявляется на частоте  $F_{\text{к}}$ , которая определяется по формуле

$$F_{\text{к}} = \frac{e}{d} F \left[ 1 - \left( \frac{d}{e} \right)^2 \right] (\cos \gamma)^2.$$

Вибрация несинхронная с частотой вращения — несинусоидальной формы. Сопровождается повышением вибрации на частотах, кратных частоте  $F_{\text{к}}$ . Амплитуда вибрации не изменяется (слабо изменяется) при изменении нагрузки агрегата.

### 7.1.3. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОНАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ С ПЛУНЖЕРНЫМИ НАСОСАМИ

Плунжерные насосы применяются для закачки в нагнетательные скважины рабочего агента для поддержания пластового давления. Плунжерные насосы полностью соответствуют современным высоким техническим требованиям; они уже получили большое применение в нефтяной промышленности при разработке нефтяных месторождений.

Для оценки технического состояния насосных агрегатов необходимо проводить их диагностирование. Диагностирование насосных агрегатов с плунжерными насосами не получило должного развития. Широко описанные в литературе методы диагностирования поршневых двигателей не могут быть однозначно применены при диагностировании плунжерных насосов. Таким образом, методология диагностики агрегатов с плунжерными насосами требует дополнительных исследований.

Наиболее информативными параметрами при диагностировании плунжерных насосов будут параметры вибрации. Работа плунжерных насосов сопровождается вибрацией, обусловленной динамическими и гидродинамическими причинами. Диагностирование насосных агрегатов по параметрам вибрации позволит не только оценивать их текущее техническое состояние, но и, возможно, дать определенные рекомендации по снижению вибрации.

При диагностировании могут быть выявлены следующие дефекты: износ подшипников, увеличение имеющейся конструктивной неуравновешенности и др.

Учитывая особенности распространения вибрации, измерения вибрационных параметров целесообразно проводить на корпусе вблизи подшипниковых узлов, в местах крепления насосного агрегата к раме и на трубопроводах в трех взаимно перпендикулярных направлениях. Замеренные параметры сравниваются с предельно допустимыми нормами. Уровни допустимых значений выбираются из определенного стандарта ряда, но конкретные их значения устанавливаются после сбора статистических данных определенного объема.

#### 7.1.4. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ С ПОМОЩЬЮ КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ

Для определения технического состояния оборудования выбираются диагностические параметры, характеризующие техническое состояние, проводятся измерения и расчеты, результаты которых сравниваются с допустимыми значениями параметра. Для диагностирования насосов с помощью КПД необходимо определять следующие параметры: давление (напор) на входе в насос, давление (напор) на выходе из насоса, а также подачу насоса, потребляемую электродвигателем мощность или разность температур перекачиваемой жидкости между входом в насос и выходом из запорно-регулирующей арматуры.

Выход параметра за предельный уровень означает отказ и необходимость последующего ремонта.

Контроль технического состояния насосов осуществляется с помощью измерений начальных и конечных давлений и температур перекачиваемой жидкости в определенных точках. По этим данным рассчитывается внутренний коэффициент полезного действия насоса, являющийся диагностическим параметром и характеризующий состояние проточной части насоса.

При наличии переносного расходомера или стационарных расходомеров на каждом отдельном агрегате, входящем в состав КНС, может быть применен традиционный метод расчета КПД насоса.

Такой подход к применению решений о необходимости ремонта проточной части означает, что принята стратегия ТО

и Р насосов по состоянию. Особенностью ТО и Р по состоянию является отсутствие межремонтных периодов.

Кроме того, для планирования и организации ремонта, а также для обеспечения целей энергосбережения необходимо знать оптимальные значения межремонтных периодов, которые могут определяться исходя из минимума суммарных удельных эксплуатационных затрат, куда составной частью входят затраты на перерасход электроэнергии в связи с уменьшением внутреннего КПД насоса.

Решение о дальнейшей эксплуатации или ремонте насосов принимается по результатам периодического контроля КПД. Сравнение текущего значения наработки с рассчитанным оптимальным значением межремонтного периода, а также сравнение составляющих удельных затрат дают дополнительную экономическую информацию для окончательного принятия решения.

Снижение внутреннего КПД в процессе эксплуатации происходит вследствие износа щелевых и сальниковых уплотнений, увеличения в них зазоров, перетоков и утечек жидкости.

#### *Расчет КПД насоса традиционным методом*

Коэффициент полезного действия насоса  $\eta_{1,2}$  (это отношение полезной мощности  $N_{\text{п}}$  к потребляемой  $N$ ) определяется по формуле

$$\eta_{1,2} = \frac{N_{\text{п}}}{N} = \frac{(H_{\text{вых}} - H_{\text{вх}}) \rho g Q_{\text{н}}}{\sqrt{3} UI \cos \varphi \eta_{\text{дв}}}, \quad (7.1)$$

где  $H_{\text{вых}}$  — напор на выходе из насоса, м;  $H_{\text{вх}}$  — напор на входе насоса, м;  $\rho$  — плотность перекачиваемой жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $Q_{\text{н}}$  — подача насоса, м<sup>3</sup>/с;  $U$  — напряжение на шинах электродвигателя, В;  $I$  — ток электродвигателя, А;  $\varphi$  — угол сдвига фаз;  $\eta_{\text{дв}}$  — КПД электродвигателя (принимается по паспорту).

Для случая снижения КПД вследствие износа насосов в формуле (7.1) величина  $\eta_1$  обозначает КПД насоса до его ремонта,  $\eta_2$  — КПД насоса после его ремонта.

#### *Расчет КПД насоса термодинамическим методом*

Термодинамический метод определения КПД насосных агрегатов используется при отсутствии расходомеров на каж-



дом отдельном агрегате. Реализация термодинамического метода возможна при соответствующем оснащении переносными приборами (или стационарно установленными) для замера температуры жидкости в различных точках трубопроводных коммуникаций КНС.

Уравнение термодинамического метода для практического определения внутреннего КПД основывается на уравнении сохранения энергии и законах термодинамики. Внутренний КПД насоса рассчитывается по формуле

$$\eta_{\text{вн}} = \frac{\Delta p}{\rho C_p \Delta T}, \quad (7.2)$$

где  $\Delta p = p_2 - p_1$ ,  $\Delta T = \Delta T_{\text{н}} + \Delta T_{\text{а}} = (T_2 - T_1) + (T_3 - T_2) = T_3 - T_1$ .

В формуле (7.2) приняты следующие обозначения:  $\Delta p$  — перепад давлений на насосе, МПа;  $p_1, p_2$  — давление соответственно на входе и выходе из насоса, МПа;  $\Delta T_{\text{н}}, \Delta T_{\text{а}}$  — разность температур перекачиваемой жидкости между входом и выходом соответственно из насоса и запорной регулирующей арматуры, °С;  $T_1, T_2, T_3$  — температура воды соответственно на входе и выходе из насоса, на выходе из запорного устройства, °С;  $\rho$  — плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $C_p$  — удельная теплоемкость воды, Дж/(кг·град).

Внутренний КПД учитывает все потери насоса, за исключением механических потерь в подшипниковых узлах (гидравлические, объемные, часть механических потерь — дисковые потери).

Предельное состояние проточной части центробежных насосов характеризуется значением внутреннего КПД  $\eta_{\text{вн}} = 0,5$ , которое принимается за минимально допустимое. При достижении минимально допустимого значения КПД дается рекомендация о ремонте насоса.

При определении внутреннего КПД насоса термодинамическим методом необходимо учитывать величины, характеризующие свойства перекачиваемой жидкости: плотность и удельная теплоемкость.

Согласно паспортным данным для высоконапорных насосов систем ППД значение плотности перекачиваемой воды должно находиться в диапазоне от 1000 до 1020 кг/м<sup>3</sup>. На практике значение плотности перекачиваемой воды вследствие ее высокой минерализации может достигать 1130—1150 кг/м<sup>3</sup>. Для уменьшения погрешности расчета КПД плотность воды измеряется с помощью ареометров в химической лаборатории.

В рабочих интервалах давлений и температур воды на выходе из насосов серии ЦНС изменение значений удельной теплоемкости незначительно и составляет 0,2—0,6 %. Значение удельной теплоемкости воды при определении КПД насосов принимается постоянным и равным 4180 Дж/(кг·град).

Измерения давлений воды на входе и выходе из насоса можно проводить с помощью образцовых манометров.

Предельная абсолютная погрешность расчета внутреннего КПД  $\eta_{\text{вн}}$  по формуле (7.2) определяется из выражения

$$\Delta \eta_{\text{вн}} = \frac{1}{\rho C_p \Delta T} \Delta(\Delta p) + \frac{\Delta p}{\rho C_p (\Delta T)^2} \Delta(\Delta T), \quad (7.3)$$

где  $\Delta(\Delta p)$  — абсолютная погрешность измерения разности давлений, Н/м<sup>2</sup>;  $\Delta(\Delta T)$  — абсолютная погрешность измерения разности температур, °С.

Формула (7.3) используется для оценки допустимой предельной абсолютной погрешности измерения разности температур жидкости  $\Delta(\Delta T)$  с помощью переносного прибора.

Образцовые манометры имеют абсолютную погрешность измерения разности давлений  $\Delta(\Delta p) = 0,004p$ , штатные манометры, устанавливаемые на КНС, —  $\Delta(\Delta p) = 0,01p$ . Тогда, задаваясь приемлемым для практики значением абсолютной погрешности расчета в виде  $\Delta \eta_{\text{вн}} = 0,02 \eta_{\text{вн}}$ , получаем следующие значения допустимой абсолютной погрешности измерения разности температур:

при использовании образцовых манометров  $\Delta(\Delta T) = 0,13$  °С;

при использовании штатных манометров  $\Delta(\Delta T) = 0,1$  °С.

Расчеты погрешностей проводились для насосов ЦНС-180-1422, имеющих изношенную проточную часть, внутренний КПД, близкий к минимально допустимому, когда значение перепада температур перекачиваемой жидкости может достигать 6 °С.

Периоды контроля параметров для расчета КПД и диагностирования насосов устанавливаются в зависимости от их технического состояния. Для новых и вышедших из ремонта насосов первое диагностическое обследование может быть проведено через 1500 ч. Последующие обследования необходимо проводить через 750 ч.

### Пример диагностирования технического состояния насоса по внутреннему коэффициенту полезного действия

Диагностирование по внутреннему КПД проводится для центробежного насоса ЦНС-180-1422. Перекачивается чистая вода, для которой  $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ ,  $C_p = 4180 \text{ Дж/(кг·град)}$ .

Получены следующие результаты измерений давлений и температур:  $p_1 = 5,2 \text{ кгс/см}^2$ ;  $p_2 = 144,0 \text{ кгс/см}^2$ ;  $T_1 = 24,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $T_3 = 29,8 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Исходные данные подставляются в формулу (7.2). При этом размерность показаний манометров переводим в Па ( $\text{Н/м}^2$ ) путем умножения на коэффициент  $10^5$ :

$$\eta_{\text{вн}} = \frac{p_2 - p_1}{\rho C_p (T_3 - T_1)} = \frac{[144 - 5,2]10^5}{1000 \cdot 4180(29,8 - 24,5)} = 0,63.$$

Значение КПД диагностируемого насоса таково, что необходимо период диагностического обследования принимать за 750 ч.

Для практических целей КПД может определяться на основе статистического подхода путем построения многофакторной математической модели [101]. Для изучения влияния факторов, определяющих значение КПД, проведена статистическая обработка полученных данных  $\Delta p$ ,  $\Delta T$ ,  $Q$ ,  $N$ ,  $T_{\text{вых}}$ . На основе результатов исследований выявлены наиболее значимые факторы, которые включены в уравнение множественной регрессии.

Многофакторная модель имеет следующий вид:  
для насоса ЦНС-500-1900

$$\eta_p = 1,209 - 0,134\Delta T + 8,9 \cdot 10^{-5} Q - 6,71 \cdot 10^{-5} N; \quad (7.4)$$

для насоса ЦНС-180-1900

$$\eta_p = 0,77 - 0,147\Delta T + 0,0023\Delta p. \quad (7.5)$$

#### 7.1.5. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОНАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ПО ТЕМПЕРАТУРНЫМ ПАРАМЕТРАМ

У электронасосных агрегатов контролируется температура подшипников, меди и железа статора, контактных соединений и токоведущих частей электродвигателей.

Для контроля температуры электронасосных агрегатов применяются штатные термометры сопротивления (ТС), а

Таблица 7.8

Допустимый нагрев частей двигателя СТД

Объект измерения	Способ измерения	Допустимая температура, $^\circ\text{C}$
Обмотка статора	Термометром сопротивления	130
Сердечник статора	Термометром сопротивления	130
Обмотка ротора	Методом сопротивления	150
Вкладыш подшипника скольжения	Термометром сопротивления	80
Масло в подшипниках скольжения	Ртутным термометром	65

также приборы термовидения: пирометры, портативные тепловизоры и высокочувствительные тепловизионные системы.

Контроль температурных параметров по срокам может приурочиваться к проведению вибродиагностических обследований или проводиться отдельно.

Оценка технического состояния электронасосных агрегатов осуществляется путем сравнения измеренных значений температуры с базовыми (эталонными) и предельными.

Предельные значения температуры принимаются в соответствии с технической документацией (табл. 7.8).

Значения базовых параметров устанавливаются при паспортизации оборудования. При установившемся режиме для определенных климатических условий увеличение температуры относительно базового значения не должно превышать  $10 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Техническое состояние статорных обмоток высоковольтных двигателей может определяться по характеристикам частичных разрядов на рабочем напряжении (см. раздел 7.4).

Оценка теплового состояния токоведущих частей электродвигателей описана в разделе 6.

## 7.2. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ И ЦЕНТРОБЕЖНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

Наиболее затратным и трудно устранимым видом аварий на скважинах являются полеты электроцентробежных насосов. Чаще всего полеты происходят из-за высокой вибрации ЭЦН. На уровень вибрации УЭЦН оказывает влияние целый

ряд факторов. Амплитуда колебаний возрастает синхронно с увеличением зазоров в подшипниковых узлах насоса и электродвигателя. Износ радиальных опор в насосе оказывает влияние как на радиальную, так и на осевую вибрации, которые могут возрасти соответственно на 44 и 13 %. Увеличение зенитного угла наклона скважины до 15–30° приводит к соответствующему росту радиальной и осевой вибрации примерно на 15 %. Остановки и многократные запуски ЭЦН также исключительно неблагоприятны, вызывают пиковое увеличение радиальной вибрации на 10 %, осевой вибрации на 20 %. Усиление вибрации начинается также после изменения гидродинамики скважины и сильного износа УЭЦН в заключительной стадии эксплуатации [102].

Организация контроля состояния УЭЦН методами вибродиагностики во время ее эксплуатации крайне затруднительна. Установка находится в скважине глубиной до 2–3 км. Периодическое диагностирование переносной аппаратурой невозможно из-за отсутствия доступа. Использование стационарных систем является дорогостоящим.

Контроль состояния находящихся в эксплуатации скважин, оборудованных установками электропогружных насосов, осуществляется посредством замера динамического уровня 1 раз в месяц, замера дебита жидкости и отбора проб добываемой жидкости 1 раз в неделю с целью определения притока из пласта и процентного содержания воды в извлекаемой продукции. По мере необходимости проводятся замеры статического уровня жидкости в скважине, отборы проб добываемой жидкости для определения наличия и объема содержания механических примесей.

Работоспособность спущенной в скважину установки ЭЦН оценивается путем снятия показаний напряжения питания ПЭД, токовых нагрузок, учета вида и числа срабатываний защиты станций управления УЭЦН. В процессе эксплуатации УЭЦН не реже 1 раза в месяц проводится профилактический осмотр наземного электрооборудования и площадки обслуживания под него, состояния заземления, кабельных эстакад, проверяются показания приборов и параметры защиты.

Для уменьшения риска спуска в скважину УЭЦН с изначально повышенным уровнем вибрации необходима организация входного (для новых УЭЦН) и выходного (для отремонтированных УЭЦН) контроля и отбраковки ЭЦН и ПЭД по нормативу вибрации.

### 7.2.1. ПОСЛЕРЕМОНТНЫЙ КОНТРОЛЬ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ И НАСОСОВ ПО ПАРАМЕТРАМ ВИБРАЦИИ НА РЕМОНТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Входной и выходной (послеремонтный) контроль погружных электродвигателей и насосов по параметрам вибрации осуществляется на имеющихся в ремонтных предприятиях стендах по обкатке и испытанию ПЭД и ЭЦН. При организации ТО и Р ЭЦН и ПЭД желательно проведение также и входного вибрационного контроля (до ремонта). Сравнение данных входного вибрационного контроля со значениями послеремонтного контроля позволит определять качество ремонта механической части ЭЦН и ПЭД.

Контроль технического состояния ЭЦН и ПЭД достаточно осуществлять по параметрам абсолютной вибрации, при этом значения энергетических и технологических параметров работы агрегатов должны быть в пределах, установленных заводами-изготовителями. Точки для измерения вибрации располагаются на корпусе ЭЦН и ПЭД в зоне установки верхнего и нижнего подшипников и посередине между ними (рис. 7.2, 7.3).

Измерение вибрационных параметров секций ЭЦН (ПЭД) осуществляется в процессе испытания секции на стенде путем установки, при помощи магнита вибродатчика на корпус секции.

Для наибольшей информативности датчик устанавливается поочередно в двух взаимно перпендикулярных направлениях, вертикальном и поперечном (горизонтальном), в шести плоскостях, равномерно расположенных по длине секции, и осевом направлении на головке секции (см. рис. 7.2, 7.3).

Продольная ось ПЭД может располагаться под углом наклона в вертикальной плоскости до 10° (головка ПЭД в верхней части).

По результатам измерения значений параметров проводят

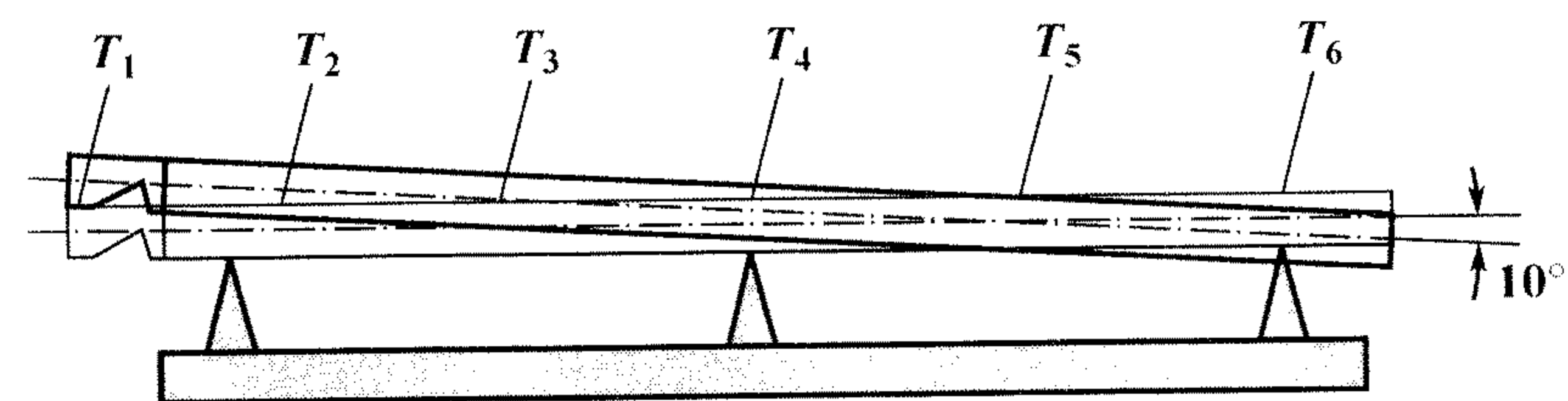


Рис. 7.2. Расположение контрольных плоскостей измерения вибрации ПЭД



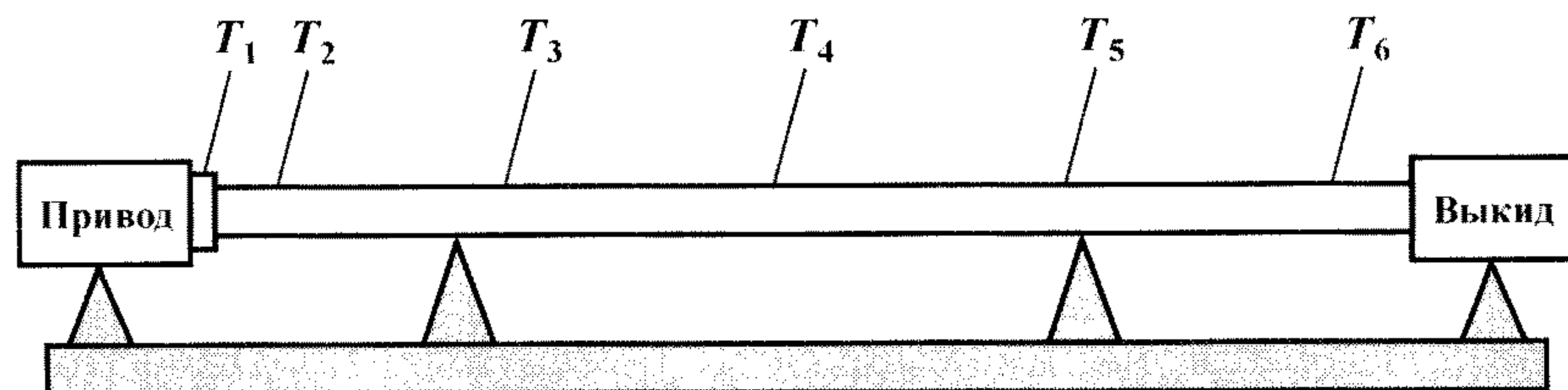


Рис. 7.3. Расположение контрольных плоскостей измерения вибрации ЭЦН

оценку технического состояния ПЭД и ЭЦН. Техническое состояние агрегатов по параметрам вибрации может быть отнесено к одной из трех категорий (табл. 7.9). Категория технического состояния определяется по наибольшему значению вибрации в соответствующих измерительных точках.

При обнаружении повышенного уровня вибрации в одной или нескольких точках ПЭД или ЭЦН (уровень В) или при превышении установленных заводом-изготовителем предельных значений электротехнических, технологических пара-

Таблица 7.9

Нормируемые уровни вибрации ПЭД и ЭЦН

Уровень	Качественная оценка состояния ПЭД и ЭЦН	Среднее квадратическое значение виброскорости, мм/с
А	Хорошо	До 2,8
Б	Удовлетворительно	От 2,8 до 4,0
В	Недопустимо	> 4,0

Таблица 7.10

Предполагаемые причины вибрации ПЭД и ЭЦН

Частота спектра, Гц	Причина вибрации ПЭД или ЭЦН
10–30 (субгармонический диапазон) 50	Большие зазоры в подшипниках скольжения
75	Дисбаланс ротора. Изгиб (искривление) корпуса или вала. Увеличенные зазоры посадки деталей. Большие зазоры в подшипниках ПЭД. Расцентровка статора с головкой (основанием) ПЭД. Поломка стопорных колец ПЭД
100, 150	Повреждение подпятника ПЭД Искривление вала насоса. Увеличенные зазоры посадки деталей

метров или температуры электродвигатель (насос) возвращается в ремонт. Для определения возможных причин повышенного уровня вибрации ПЭД или ЭЦН определяется диапазон частот, в котором возросла вибрация. Точное значение частоты возрастания вибрации определяют при спектральном анализе сигнала вибрации. После этого проводят идентификацию дефектов по частотным характеристикам (см. раздел 7.1.2).

В работе [103] для получения достоверных результатов послеремонтного диагностирования предлагается для установок со значением 4,5 мм/с оценивать техническое состояние по данным частотного анализа вибросигнала (табл. 7.10).

#### 7.2.2. ВХОДНОЙ И ВЫХОДНОЙ (ПОСЛЕРЕМОНТНЫЙ) КОНТРОЛЬ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НА РЕМОНТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИСПЫТАНИЯ ВЫСОКИМ НАПРЯЖЕНИЕМ И НА ВЫБЕГ

Входной и выходной (послеремонтный) контроль погружных электродвигателей по параметрам вибрации на ремонтных предприятиях может быть дополнен испытаниями изоляции высоким напряжением и испытаниями на выбег.

Такие испытания ПЭД могут проводиться на стенде «Motor Test System» компании «Electric Submersible Pumps (ESP), inc.» (США) в соответствии с поставляемой компанией компьютерной программой. Программа испытаний электродвигателей ПЭД компании ESP представляет собой систему, осуществляющую сбор данных, регистрацию и составление протоколов испытаний погружных электродвигателей.

Стенд позволяет проводить:

- испытание межвитковой изоляции;
- испытание изоляции высоким напряжением;
- испытание на выбег.

После визуального осмотра измеряют сопротивление между фазами с помощью омметра, которое должно быть не более 3 Ом. Замеренные попарно сопротивления между фазами должны быть одинаковы. Сопротивление меняется с температурой. Необходимо получить три одинаковых показания.

Процедура испытания постоянным током высокого напряжения осуществляется в соответствии со стандартом IEEE/ANSI 43–1974 на испытания вращающихся машин высокого напряжения.

Испытание системы изоляции осуществляется подачей постоянного напряжения между обмоткой и корпусом и изме-

рением тока утечки, протекающего через изоляцию. Измерив приложенное напряжение и протекающий ток, можно вычислить сопротивление (в МОм). После начала подачи напряжения ток начинает уменьшаться во времени и по мере того, как уменьшается ток абсорбции изоляции. Если система изоляции содержит влагу или примеси, происходит уменьшение тока вследствие примесей или влаги. В качестве меры этого уменьшения тока во времени используется индекс поляризации, определяемый как утечка за 1 мин, деленная на утечку за 10 мин.

Программа испытания на выбег запускается после пуска двигателя. Перед испытанием вводится серия двигателя. После ввода серийного номера компьютер начинает считывать скорость двигателя. Скорость вращения двигателя выводится на верхнюю часть экрана компьютера. Затем программа детектирует снижение скорости ниже нормальной скорости работы двигателя, после чего на экран выводится скорость выбега. Когда скорость упадет ниже 200 об/мин или перестанет изменяться, на экране будет вычерчен график испытания. Испытание повторяется при перемене направления вращения двигателя.

Результаты испытания в виде графиков выбега и индекса поляризации, а также данных выполненных тестов выводятся на экран компьютера и могут быть распечатаны.

*Критерии годности.* Двигатель считается пригодным к эксплуатации при выполнении следующих требований:

сопротивление между фазами не менее 3 Ом;

сопротивление фаза – корпус при измерении переносным мегомметром не более 2000 МОм;

сопротивление изоляции при испытании высоким напряжением не менее 5000 МОм;

индекс поляризации не менее 2,0;

вращение вала – ровное.

Двигатель с измеренным сопротивлением от 1 до 2000 МОм может быть высушен. Сушка проводится паспортным током или током не более 50 А, в зависимости от того, какое значение меньше.

### 7.2.3. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ УСТАНОВОК ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В ПРОЦЕССЕ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Анализ надежности работы УЭЦН на Самотлорском месторождении показал, что установки выходят из строя в ре-

зультате расчленения секций (РС-отказов) центробежных электронасосов.

К наиболее часто встречающимся РС-отказам относятся: слом по телу газосепаратора (25 %); расчленение по фланцевому соединению верхней и нижней секций насоса (12 %), по фланцевому соединению верхней и средней секций насоса (11 %), «0» патрубку (7 %), подвесному патрубку (5 %), шейке газосепаратора (4 %); слом по телу, резьбе и муфте насосно-компрессорных труб (НКТ) (6 %).

Из анализа статистических данных и факторов, обуславливающих возникновение РС-отказов, установлено, что первопричиной последних является вибрация установки.

При монтаже и эксплуатации под действием различных факторов надежность УЭЦН снижается, при этом снижается КПД, повышаются энергозатраты и вероятность отказа установки.

Предложен способ определения технического состояния электропогружных установок для добычи нефти, основанный на регистрации и анализе электрического сигнала, который создается силами различной природы (механической, электромагнитной, гидродинамической). Метод был разработан фирмой CSI (США). Впервые в Западной Сибири этот метод опробован в 1992 г. в НГДУ «Мамонтовнефть» специалистами НПО «Техника и технология добычи нефти» (г. Тюмень), затем был развит в 1996 – 1998 гг. предприятием Уралмашсервис (г. Екатеринбург). Далее ООО «ГРЭЙ» (г. Нижневартовск) в 2003 г. [104] выполнило дальнейшее совершенствование данного метода и использует его для практических целей.

Суть данного метода. Под действием вибрации корпуса УЭЦН и ротора, вызванной механической и гидродинамической силами, в воздушном зазоре появляются пространственные высшие гармоники, что отражается на процессе преобразования энергии в ПЭД. Путем установки датчика напряжения одновременно на три фазы питающего кабеля получают сигнал от переменной составляющей суммы несимметричных фазных токов питания. Гармоническая составляющая полученной несинусоидальной кривой характеризуется спектром, т.е. зависимостью амплитуды гармоники от ее порядка. Спектр удобен тем, что делит вибрацию на составляющие с различными свойствами и достаточно часто разной природы.

Разработанный метод позволяет распознавать основные повреждения УЭЦН, вызванные вибрацией различной при-

роды, без вмешательства в режим ее эксплуатации. Точность выявления повреждений установки на основе данного метода согласно [104] превышает 90 %.

#### 7.2.4. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА МАГНИТНОЙ ПАМЯТИ МЕТАЛЛА

В ОАО «ТНК-Нижневартовск» разработана и внедрена методология комплексного обеспечения работоспособного состояния УЭЦН, в которой значительное внимание уделяется методу магнитной памяти металла (ММП), как одному из основных методов диагностирования установки [105].

Основные источники разрушения колонны НКТ и подвешенного на ней оборудования — зоны концентрации механических напряжений, в которых процессы коррозии и усталости протекают наиболее интенсивно. Для своевременного выявления деталей УЭЦН, предрасположенных к повреждениям, необходимы методы технической диагностики, учитывающие корреляцию с механическими напряжениями. Метод магнитной памяти металла является эффективным методом при оценке напряженно-деформированного состояния концевых деталей [106].

Метод ММП основан на том, что все детали УЭЦН в исходном состоянии имеют остаточную намагниченность, сформировавшуюся естественным образом при их изготовлении. Под действием вибрационных процессов при работе электроцентробежного насоса, крутящих и изгибающих моментов, вызванных сборкой колонны и спуско-подъемными операциями, а также сил растяжения, обусловленных весом колонны, в ослабленных сечениях труб и концевых деталей образуется соответствующее поле напряжений в плоскости сдвига с максимальной деформацией металла. В этой же зоне на поверхности деталей и труб возникают устойчивые полосы и площадки скольжения дислокаций задолго до наступления предела текучести металла. Под действием повторяющихся в одном и том же месте циклических нагрузок они могут развиваться до каналов с размерами в десятки и сотни микрометров, что уже будет заметно на макроуровне. По границам этих каналов развивается пластическая деформация, а в итоге появляются трещины. В силу магнито-механического эффекта на поверхности участка детали или трубы, где образовались устойчивые полосы скольжения,

возникает магнитное поле рассеяния  $H_p$  соответствующего направления.

Для определения остаточного ресурса работоспособности разработана методика оценки технического состояния труб и деталей с использованием ММП металла [105]. Она основана на регистрации вдоль поверхности детали напряженности  $H_p$ , характеризующей распределение остаточной намагниченности металла, сложившейся под действием рабочих нагрузок и имеющей связь с остаточными напряжениями и деформациями, обусловленными структурой металла, конструкцией и условиями эксплуатации. В рамках данной методики оценивается характер распределения  $H_p$ , затем определяются наличие зон концентрации нагрузок (КН), максимальный уровень абсолютных значений  $H_p$ , градиент  $dH/dx$  в зоне КН.

Методика позволяет выявлять: трубы и детали, работающие в наиболее напряженных условиях; концевые детали с максимальной концентрацией напряжений, а по характеру распределения остаточной намагниченности на концевых элементах — устанавливать эксплуатационные и конструктивные причины, обусловившие концентрацию напряжений.

Уровень концентрации напряжений определяется по градиенту (интенсивности изменения) нормальной составляющей магнитного поля  $H_p$  при переходе через линию КН ( $H_p = 0$ ) [107]:

$$K_{ин} = \frac{|\Delta H_p|}{2\lambda_k},$$

где  $K_{ин}$  — градиент магнитного поля рассеяния, характеризующийся интенсивностью изменения поля  $H_p$ ;  $|\Delta H_p|$  — модуль разности поля между двумя точками контроля, расположенными на равных отрезках  $\lambda_k$  по обе стороны от линии  $H_p = 0$ .

В соответствии с [107] делается расчет максимального градиента поля  $H_p$  в каждой отдельной зоне КН. Далее составляется сводная таблица градиентов, рассчитанных для всех зон КН, выявленных при контроле, и вычисляется среднеарифметическое значение  $K_{ин}^{ср}$  для всех зон КН, выявленных на деталях данной группы:

$$K_{ин}^{ср} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n K_{ин}^{ij},$$

где  $n$  — число зон КН.



Затем определяется критерий оценки технического состояния как отношение  $K_{ин}^{max} / K_{ин}^{cp} = m$ . Если оно превышает значение  $m = 2$  (для стали 45, из которой изготавливаются ловильные установки УЭЦН), делается вывод о предрасположенности к повреждению в процессе эксплуатации трубы или детали, и может быть рекомендована замена детали при ремонте.

Для измерения  $H_p$  на поверхности концевых деталей использован прибор ИКН-1М-4 (измеритель концентрации напряжений магнитометрический), имеющий жидкокристаллический экран для графического представления параметров контроля, регистрирующее устройство на базе микропроцессора, блок памяти и сканирующие устройства в виде специализированных датчиков с феррозондовыми преобразователями. Прибор изготавливается предприятием ООО «Энергодиагностика» (г. Москва) и аттестован в Госстандарте РФ.

### 7.3. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ УСТАНОВОК ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ

Станок-качалка с глубинным штанговым насосом является одним из наиболее распространенных механизмов для откачки нефти из подземных горизонтов. Надежная и безаварийная работа СК во многом обеспечивает выполнение планов по добыче нефти. Оптимальное планирование ремонтов и обслуживания СК позволяет не только повысить надежность работы, но и снизить технологические затраты.

В настоящее время на практике применяется комбинированная система обслуживания и ремонта СК, включающая в себя элементы двух систем. С одной стороны, это система ППР, когда через фиксированные интервалы времени проводятся определенные сервисные работы с редукторами, а также диагностические работы со штанговыми насосами. С другой стороны, это наименее эффективная система из всех существующих систем обслуживания — работа до отказа.

На практике контроль за состоянием находящихся в эксплуатации скважин, оборудованных установками штанговых глубинных насосов, осуществляется посредством: замера динамического уровня 1 раз в месяц, замера дебита жидкости, отбора проб добываемой жидкости и динамометрирования 1 раз в неделю с целью определения притока из пласта, определения процентного содержания воды в извлекаемой продукции и работоспособности спущенного в скважину насоса.

По мере необходимости замеряются статические уровни жидкости в скважине. При изменении режимов работы скважины проводятся контрольные замеры динамического уровня, снимается динамограмма, замеряется дебит скважины, отбирается проба жидкости.

В процессе эксплуатации не реже 1 раза в квартал осуществляется профилактический осмотр наземного оборудования, при котором проверяются балансировка СК, крепежные соединения, исправность тормоза, проводится ревизия станции управления, состояния заземления, кабельных эстакад.

Установки штанговых глубинных насосов (ШГН) являются сложными для диагностики объектами в силу следующих причин: непрерывный характер работ; пространственно рассредоточенный объект и поступающая на поверхность информация во многих случаях значительно искажается при прохождении по колонне штанг; необходимость диагностировать ШГН в рабочем режиме; применение тестовых методов исключено.

Информацию [138] о работе (техническом состоянии) подземной части ШГН получают в виде динамограмм, представляющих собой кривые усилия, снимаемые с датчиков (рис. 7.4).

Эта информация является наименее искаженной из получаемой на поверхности и содержит лишь изменения, вносимые столбом жидкости колонной штанг и труб.

Когда искажения становятся значительными, возникают трудности расшифровки. Недостатком метода является наличие датчиков усилия и хода на движущихся частях станка-качалки (полированном штоке или балансире).

С этой точки зрения приемлемым является съем информации в виде кривой мощности (ваттметрограммы) с приводного электродвигателя станка-качалки.

Однако здесь возникают дополнительные искажения, обусловленные кинематикой станка-качалки и характеристикой электродвигателя и определяемые типом станка-качалки, степенью уравнивания, типом электродвигателя и степенью его загрузки.

Плунжерная динамограмма однозначно соответствует определенному техническому состоянию (неисправности) ШГН, семейству наземных динамограмм, размеры которых зависят от диапазона искажающих воздействий столба жидкости, колонны штанг, труб.

При незначительных искажающих воздействиях (малое число качаний, небольшая глубина скважины и др.) наземная



Рис. 7.4. Цепочка прохождения информации от ШГН

параллелограммная динамограмма незначительно отличается от плунжерной и может быть легко расшифрована (распознана неисправность). Этот вопрос всесторонне исследован и в последние годы предложен ряд методов автоматического распознавания неисправностей ШГН по наземной динамограмме. Все они применимы к параллелограммным динамограммам.

Каждой наземной динамограмме соответствует семейство кривых мощности приводного электродвигателя. Размеры этого семейства зависят от возможного диапазона искажающих воздействий со стороны станка-качалки и электродвигателя. Плунжерной динамограмме, характеризующей определенное состояние ШГН, могут соответствовать различные ваттметрограммы в зависимости от вида и степени искаже-

ний при прохождении информации от ШГН до приводного электродвигателя станка-качалки.

Бесспорным преимуществом диагностики по ваттметрограммам являются съем информации в электрической форме и отсутствие необходимости в датчиках-преобразователях механических величин в электрический сигнал, а также возможность оценки качества работы наземной части УШГН, быстрого и точного уравнивания станка-качалки.

Возможны различные подходы к распознаванию технического состояния ШГН.

1. Непосредственно по признакам наземных кривых (наземной динамограммы или ваттметрограммы). Такой подход прост в реализации, однако он заведомо ограничивает класс диагностируемых скважин: при динамометрировании — скважины с динамограммами параллелограммного типа, при ваттметрировании — скважины с параллелограммными динамограммами и хорошо уравновешенными станками-качалками, с правильно подобранными электродвигателями.

2. С предварительным приведением наземных кривых к плунжерной динамограмме. Такой подход требует большого объема вычислений и сложнее в реализации, но позволяет проводить диагностирование с любых глубинно-насосных скважин. Для осуществления этого подхода необходимо знание законов изменения и значений искажающих воздействий.

Существует несколько методов аналитического расчета плунжерной динамограммы по кривой усилия на полированном штоке. В процессе исследований были решены дифференциальные уравнения движения штанг методом Фурье и получены выражения для перемещения и нагрузки в любом сечении колонны штанг, используемые для построения соответствующих расчетных динамограмм.

При выборе критерия распознавания индикаторных кривых возможны следующие подходы:

распознавание неисправности глубинно-насосного оборудования непосредственно по характерным признакам формы кривой, что дает хорошие результаты (достоверное распознавание значительного числа видов неисправностей) для плунжерных и наземных параллелограммных динамограмм;

определение неисправности по вторичным признакам кривой (спектральным составяющим, коэффициентам разложения Фурье и т.д.). Это решение не имеет достаточного теоретического обоснования и позволяет распознавать незначительное число видов неисправностей;

определение неисправности путем сравнения исследуемой кривой с эталонной — расчетной или ранее снятой на данной скважине позволяет достоверно распознавать значительное число видов неисправностей, но требует накопления, хранения и обновления банка данных (кривых) по всем диагностируемым скважинам.

К диагностике скважинного оборудования относится определение следующих коэффициентов:

подачи насоса  $k_{пi}$

наполнения насоса  $k_{напi}$

утечек  $k_{утi}$

удлинения колонны штанг и труб  $k_{удл}$ .

По полученным результатам диагностирования можно будет сделать выводы о работе насоса и всего внутрискважинного оборудования в целом.

На месторождениях сложилась практика определения коэффициента заполнения насоса по результатам динамографирования скважин [108].

Научно-производственная фирма «ИНТЕК» предлагает переносной компьютеризированный динамограф ДН-3. Динамограф предназначен для оперативной диагностики работы станка-качалки со штанговым глубинным насосом и представляет из себя компактный вычислительный блок размером с «дипломат», в котором расположен индустриальный компьютер, и комплект датчиков. Комплекс рассчитан на эксплуатацию одним или двумя операторами, обходящими или объезжающими скважины на автотранспорте.

Динамограф позволяет решить следующие задачи:

определить выход скважины в установившийся режим работы (что очень важно для правильного определения коэффициента заполнения насоса), благодаря возможности непрерывно наблюдать форму накладывающихся динамограмм на экране и дожидаться повторяющихся кривых;

провести оперативную диагностику работы подземного оборудования (коэффициент заполнения глубинного насоса, утечки в клапанах и трубах, парафиновые пробки, высокая/низкая посадка плунжера и др.) по форме динамограммы и значениям нагрузок в характерных точках;

вычислить плановый дебит скважины, исходя из точных значений коэффициента заполнения насоса, периода и длины хода штока, и с учетом обнаруженных утечек;

определить коэффициент дисбаланса станка-качалки при балансирном и комбинированном уравнивании путем измерения значения тока электродвигателя;

записать серию динамограмм и все материалы исследований в энергонезависимую память, а затем переписать в стационарный компьютер геолога в единую базу данных по скважинам.

Переносной компьютеризированный динамограф ДН-3 обеспечивает следующие функции:

непрерывный просмотр на экране сигналов от датчиков в режиме осциллографа для быстрой и наглядной настройки;

формирование и поддержку в памяти динамографа базы данных по скважинам, обслуживаемым с помощью данного блока (по каждой скважине хранятся параметры настройки и записанные ранее динамограммы);

автоматическое измерение и расчет технологических параметров (число ходов в минуту, вес штанг в жидкости, вес столба жидкости, коэффициент утечек и др.);

распечатку на принтере записанных динамограмм со всей сопутствующей информацией в виде отчета.

Для проведения комплексной диагностики станков-качалок ПВФ «Вибро-Центр» разработан прибор «Тест-СК». Этот прибор предназначен для регистрации и анализа ваттметрограмм. Важным преимуществом применения прибора «Тест-СК» является то, что он позволяет диагностировать техническое состояние не только штангового насоса, но редуктора и приводного электродвигателя. В состав встроенных функций прибора «Тест-СК» входят регистрация и анализ спектров вибросигналов, регистрируемых на электродвигателе и редукторе станка-качалки при помощи вибродатчика. Одноканальный анализатор вибросигналов, необходимый для этого, расположен в корпусе прибора «Тест-СК». Это расширяет возможности прибора, так как позволяет диагностировать подшипники качения двигателя и редуктора СК.

Процедура снятия ваттметрограммы достаточно проста, не требует специальной подготовки персонала. Весь процесс регистрации занимает не более 10–15 мин. За время одного цикла работы СК потребляемая мощность на ваттметрограмме делает два колебания. Первое соответствует опусканию колонны штанг с одновременным поднятием противовеса. Второе колебание мощности происходит при подъеме жидкости из скважины и опускании противовеса. Потребляемая из сети мощность минимальна в те моменты времени, когда коромысло находится в верхнем или нижнем положении, в мертвых точках. В эти моменты времени вся энергия тратит-



ся только на преодоление сил трения в редукторе и электродвигателе.

При помощи прибора «Тест-СК» можно эффективно проводить динамическое уравнивание СК. Если груз противовеса избыточен, то большую амплитуду мощность имеет при спуске колонны штанг. На ваттметрограмме это соответствует большему значению потребляемой мощности в первой фазе цикла работы СК. При этом наибольшая мощность затрачивается на подъем противовеса, а подъем жидкости, в большей части, происходит не за счет электродвигателя, а за счет энергии поднятого противовеса. Если масса груза мала, то большая мощность затрачивается при подъеме жидкости. При опускании колонны штанг от электродвигателя потребляется небольшая мощность. Это иллюстрируется на ваттметрограмме большим значением потребляемой мощности во второй фазе цикла работы СК. График потребления электрической мощности установками ШГН приведены на рис. 7.5.

Балансировка одного станка занимает около 1 ч. После балансировки общее энергопотребление уменьшается.

Важным достоинством применения ваттметрограммы для диагностики состояния СК является возможность определения полного или эффективного КПД станка-качалки. Под этим термином понимается, какая часть энергии, потребляемой электродвигателем из питающей сети, расходуется непосредственно на подъем жидкости из скважины. При этом потери на трение жидкости в скважине не учитываются. В дан-

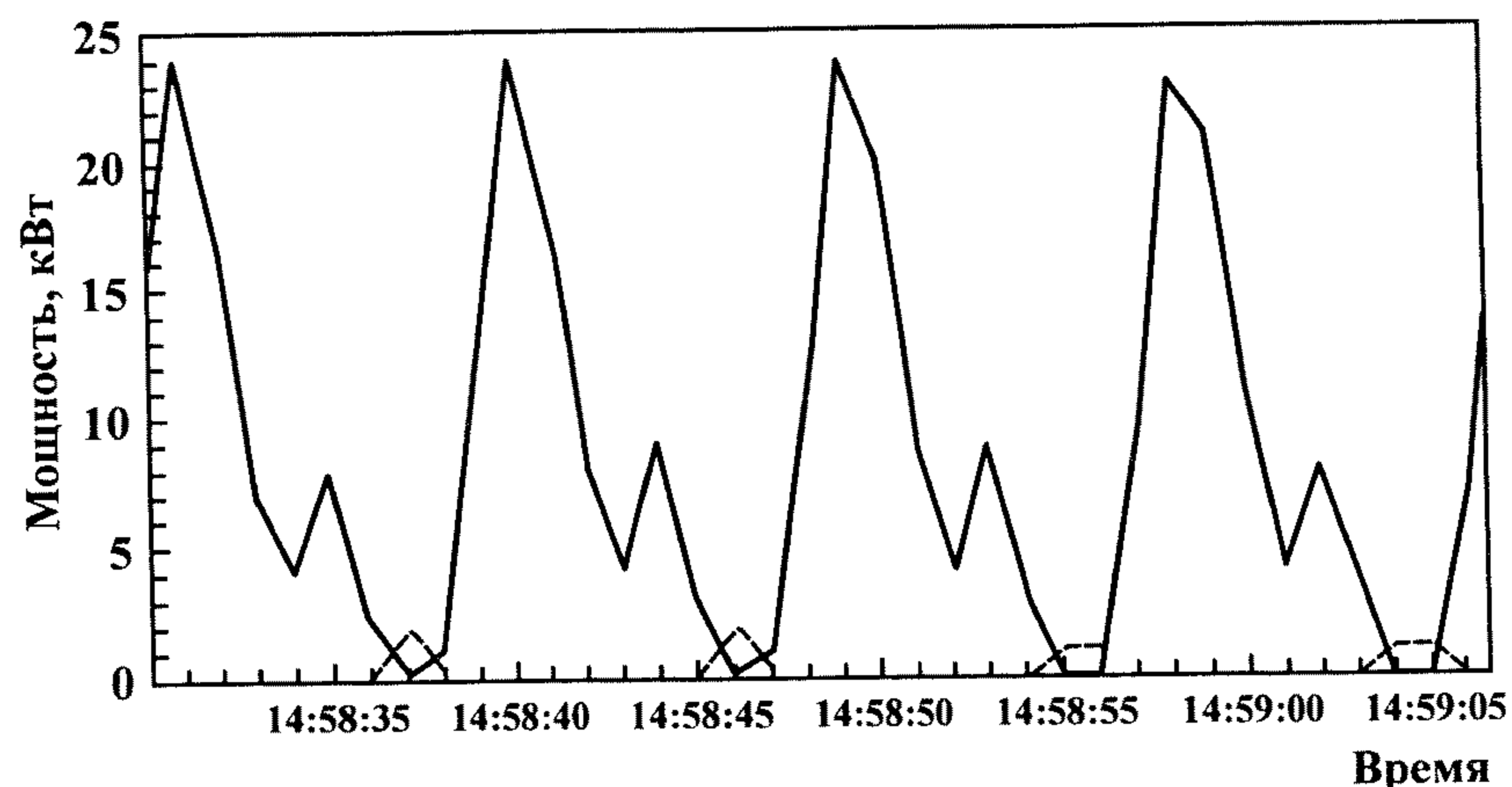


Рис. 7.5. График потребления электрической мощности УШГН

ном случае не идет речь о точном расчете КПД как отношения полезной к затраченной работе, это, скорее всего, сравнение мощности потерь с переменной составляющей мощности.

Алгоритм определения эффективного КПД следующий.

Первоначально рассчитывалось полное потребление электрической энергии за один цикл работы станка-качалки. Численно это равняется площади фигуры, ограниченной на ваттметрограмме кривой изменения потребляемой мощности за полный цикл работы, т.е. между двумя вертикальными линиями, соответствующими нахождению коромысла в верхней мертвой точке.

Для определения полезно затраченной мощности определялась мощность потерь в приводе. Численно она приравнивалась к значению потребляемой мощности в момент нахождения коромысла в мертвых точках. Далее из полной мощности вычиталась площадь прямоугольника с высотой, равной мощности потерь в СК. Полученная разность рассматривалась далее как полезно затраченной мощности, которая являлась основой для расчета эффективного КПД станка-качалки.

Выполненный при помощи прибора «Тест-СК» расчет КПД многократно повышает оперативность проведения оценки технического состояния станка-качалки. При этом определяется эффективность работы добывающего оборудования, что позволяет своевременно выводить из работы неэффективные скважины.

Прибор «Тест-СК» комплектуется программой «СК-Диагностика», которая считывает информацию из прибора и хранит ее в памяти компьютера. На основании данных нескольких замеров программа определяет техническое состояние оборудования СК и эффективное значение КПД, а также позволяет планировать сроки проведения ремонтных работ со всем парком оборудования предприятия.

#### 7.4. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ИЗОЛЯЦИИ СТАТОРНЫХ ОБМОТОК ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ НА РАБОЧЕМ НАПРЯЖЕНИИ

Техническое состояние изоляции высоковольтных двигателей достаточно надежно определяется по изменениям интенсивности местной ионизации в дефектах, именуемой час-

тичными разрядами. Используемая методика [139] позволяет регистрировать динамику характеристик ЧР без вмешательства в режим эксплуатации и конструкцию машины, что дает возможность отказаться от профилактических испытаний повышенным напряжением и перейти к ремонту по реальному состоянию объекта испытания.

По результатам контроля характеристик ЧР проводят оценку реального состояния испытуемой электрической машины по пяти уровням:

- 1 уровень — предаварийное состояние;
- 2 уровень — ухудшенное состояние;
- 3 уровень — норма со значительными отклонениями от уровня шумов;
- 4 уровень — норма со слабыми отклонениями;
- 5 уровень — норма без замечаний.

Для измерения характеристик частичных разрядов используются амплитудные анализаторы потока импульсов от ЧР. За время измерений фиксируют распределения числа импульсов  $n$  от их амплитуды  $Q$ , т.е. функций  $n(Q)$ . Указанная функция дает полное представление о ЧР-активности. При этом наиболее информативной является форма кривой  $n(Q)$ . По ее виду и наличию максимумов можно судить о числе и степени развития дефектов в обмотке.

При диагностировании статорных обмоток необходимо различать корпусную и витковую изоляцию, а также следует иметь в виду, что типы изоляции могут быть различны по технологии (например, «Монолит-2», «Монолит-10»).

Частичные разряды в корпусной изоляции «Монолит-2» характеризуются наличием у кривой  $n(Q)$  зоны коронной активности (большое число импульсов малой амплитуды) и максимумов, собственно характеризующих состояние изоляции. Ухудшение состояния изоляции проявляется в увеличении числа максимумов на кривой  $n(Q)$ , что является результатом повышения ЧР-активности при наличии многих дефектов.

Изоляция «Монолит-10» является более качественной. Это проявляется в том, что при измерениях у нее не наблюдается коронной активности. Активность частичных разрядов в изоляции «Монолит-10» существенно отличается от ЧР в изоляции «Монолит-2» тем, что и значение кажущегося заряда, и мощность ЧР в изоляции «Монолит-10» значительно меньше, чем в «Монолит-2». Признаком ухудшения изоляции «Монолит-10» является собственно факт появления ЧР.

Основной причиной повреждений витковой изоляции яв-

ляются коммутационные импульсы. Наличие повреждений витковой изоляции можно определить по наличию на осциллограммах характерных импульсов от «искры» или «дути», а также по повышению температуры выводных линейных стержней. Структура импульса от «искры» не похожа на импульс от ЧР. Таким образом, диагностическим признаком при наличии виткового замыкания является форма импульсов.

## 7.5. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ КОРОТКОЗАМКНУТЫХ КЛЕТОК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

В Оренбургском государственном университете разработан способ контроля роторов короткозамкнутых асинхронных двигателей и создана на основе его установка [109].

Способ заключается в следующем. К испытуемому стержню подводят подковообразный электромагнит (ЭМ) переменного тока, снабженный намагничивающей (НО) и измерительной (ИО) обмотками. Расстояние между полюсами ЭМ приблизительно равно шагу по пазам испытуемого ротора. Измерения проводят для всех стержней в нескольких фиксированных точках по длине ротора при неизменно питающем напряжении НО. При этом возможны следующие случаи состояния стержня в контролируемом пазу.

1. Стержень не имеет контакта с короткозамыкающим кольцом и изолирован от стенок паза. При этом магнитодвижущая сила (МДС) НО будет минимальной аналогично режиму холостого хода трансформатора. То же будет иметь место при отсутствии стержня.

2. Стержень исправный, имеет надежный контакт с кольцами. При этом МДС НО будет максимальной для данного ротора (аналогично режиму короткого замыкания трансформатора).

3. Стержень неисправный (трещина, раковина, распайка с кольцом), не изолированный от стенок паза. При этом МДС будет иметь промежуточное значение относительно пп. 1 и 2.

Таким образом, диагностическим признаком состояния стержня является значение МДС (либо тока  $I_n$ ) намагничивающей обмотки при неизменном питающем напряжении  $U_n$ .

Если исследуемый стержень и стержни, лежащие в соседних пазах, являются исправными, то контуры индуцированного электромагнитом тока имеют малое активное и индуктивное сопротивление. Такому состоянию соответствует оп-

ределенный уровень активной мощности, потребляемой электромагнитом.

Когда стержень имеет обрыв, ЭДС, индуцированная в целой его части, создает ток, который замыкается на другие стержни через сердечник ротора. Активное сопротивление контуров тока будет значительно больше, чем при исправном стержне. При неизменном питающем напряжении  $U_{\text{п}}$  потребляемая активная мощность уменьшится и в месте нахождения дефекта достигнет минимального значения. Поэтому другим диагностическим признаком состояния стержня является активная мощность, потребляемая электромагнитом.

Результаты проведенного исследования позволили установить следующие преимущества предложенного способа.

1. Способ является бесконтактным, в нем отсутствуют точки ввода тока, которые необходимо многократно переносить.

2. Отпадает необходимость в громоздком источнике питания.

3. Токи, наведенные в испытуемом стержне, могут достигать десятков и сотен ампер. При этом измерения являются более достоверными.

4. Имеется возможность определить место нахождения не только дефектного стержня, но и самого дефекта. Применение двух каналов диагностики и использование двух диагностических признаков позволяет получать достаточно надежные результаты обследования.

## **7.6. МЕТОДИКА ДИНАМИЧЕСКОЙ БАЛАНСИРОВКИ СИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ В СОБСТВЕННЫХ ПОДШИПНИКАХ**

1. Одной из наиболее распространенных неисправностей электродвигателей, обнаруживаемой методом вибродиагностики, является неуравновешенность роторов электродвигателей. Указанная неисправность может быть устранена на месте эксплуатации путем динамической балансировки электродвигателей в собственных подшипниках.

Методика динамической балансировки синхронных электродвигателей типа СТД в собственных подшипниках [16] основана на измерении амплитуд и фаз вибрации подшипниковых узлов электродвигателя при работе его с отключенной нагрузкой.

2. Перед балансировкой на электродвигателе должно быть

проведено диагностическое обследование с проверкой качества подшипниковых узлов, крепления подшипниковых опор и наличия (отсутствия) электромагнитных дефектов. Проверку проводят на холостом ходу двигателя (с отсоединенной муфтой). По результатам обследования диагностическая бригада выдает заключение о возможности проведения балансировки или необходимости устранения обнаруженных дефектов.

3. Для измерения параметров вибрации применяют переносные балансировочно-измерительные приборы типа ВВМ-337Н, анализатор модели 2120 или аналогичные.

4. С электродвигателя при проведении балансировки необходимо снять лобовые крышки статора, крышки диффузора вентиляторов и разъединить муфту. Все работы по снятию и установке муфты, лобовых крышек и крышек диффузора проводит обслуживающий персонал кустовой насосной или компрессорной станции (КС). На валу двигателя со стороны соединительной муфты черной краской наносят кольцо шириной 25–30 мм, и на нем белой краской – светлую метку шириной 20–25 мм. Метку желательно совмещать с одной из шпонок крепления полумуфты. В одной плоскости с меткой на валу и осью ротора наносят зубилом метки на корректирующих плоскостях ротора для отсчета углов при последующих балансировках.

5. На специальном кронштейне закрепляют датчик импульсов на расстоянии 3–10 мм от вала по центру черного кольца. Датчик устанавливают горизонтально слева от вала, если смотреть со стороны муфты. При невозможности закрепления датчика импульсов в таком положении проводят установку его в любом удобном положении, но при этом в примечаниях к акту балансировки указывают угол установки, отсчитываемый против направления вращения вала от места штатной установки.

6. Подключение, прогрев и настройку измерительных приборов, соединение их с вибродатчиками и датчиком стробирующего сигнала проводят в соответствии с их инструкциями по эксплуатации и с правилами техники безопасности на месте работы. Измерительные приборы к сети 220 В подключает только обслуживающий персонал КНС или КС.

7. Процесс балансировки двигателей с двумя плоскостями коррекции в общем случае может включать следующие этапы:

измерение вибрации на холостом ходу (без пробных грузов) и расчет пробных грузов ( $P_{\text{xx}}$ );



измерение вибрации при установке пробного груза в первую плоскость коррекции со стороны соединительной муфты ( $\Pi_{1п}$ );

расчет или корректировка коэффициентов влияния груза первой плоскости коррекции ( $P_{кв1}$ );

расчет корректирующего груза первой плоскости по одноплоскостной методике, расчет и анализ остаточной вибрации ( $P_{кг1}$ );

измерение вибрации при установке пробного груза во вторую плоскость коррекции ( $\Pi_{2п}$ );

расчет или корректировка коэффициентов влияния груза второй плоскости коррекции ( $P_{кв2}$ );

расчет корректирующего груза второй плоскости по одноплоскостной методике, расчет и анализ остаточной вибрации ( $P_{кг2}$ );

расчет корректирующих грузов по двухплоскостной методике ( $P_{кг12}$ );

измерение вибрации при установке корректирующих грузов: в первую плоскость коррекции ( $\Pi_{1к}$ ), во вторую плоскость коррекции ( $\Pi_{2к}$ ), в обе плоскости коррекции ( $\Pi_{12к}$ );

контрольный пуск (КП).

8. При пусках электродвигателя на холостом ходу с пробными и корректирующими грузами регистрируют по измерительному прибору значение размаха виброперемещения на частоте вращения двигателя и углы сдвига фаз вибрации на двух подшипниковых узлах в горизонтальном, вертикальном и осевом направлениях. Результаты измерений заносят в акт балансировки (табл. 7.11), где приняты следующие обозначения:

$A_0$  — вибрация первого подшипника (со стороны муфты) до установки пробного груза;

$\varphi_{A_0}$  — фаза вибрации  $A_0$ ;

$B_0$  — вибрация второго подшипника (со стороны возбудителя) до установки пробного груза;

$\varphi_{B_0}$  — фаза вибрации  $B_0$ ;

$A_1$  — вибрация первого подшипника при установке пробного груза в первой (1) плоскости;

$\varphi_{A_1}$  — фаза вибрации  $A_1$ ;

$B_1$  — вибрация второго подшипника при установке пробного груза в первой плоскости;

$\varphi_{B_1}$  — фаза вибрации  $B_1$ ;

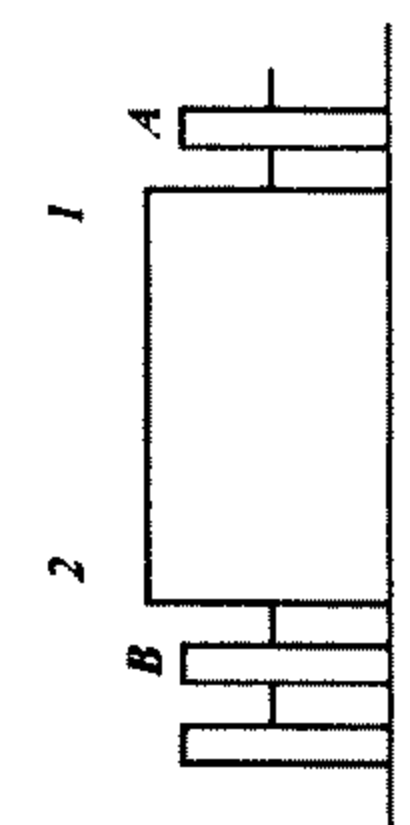
$A_2$  — вибрация первого подшипника при установке пробного груза во второй (2) плоскости;

$\varphi_{A_2}$  — фаза вибрации  $A_2$ ;

Таблица 7.11

Акт балансировки электродвигателя

Предприятие		Цех		Агрегат		Заводской номер		Дата											
Ось	Без грузов			Груз в первой плоскости			Груз во второй плоскости												
	$A_0$	$\varphi_{A_0}$	$B_0$	$\varphi_{B_0}$	$A_1$	$\varphi_{A_1}$	$B_1$	$\varphi_{B_1}$	$M_{к1}$	$\varphi_{M_{к1}}$	$K_{с1}$	$A_2$	$\varphi_{A_2}$	$B_2$	$\varphi_{B_2}$	$M_{к2}$	$\varphi_{M_{к2}}$	$K_{с2}$	
	$x$																		
$M_{п1}$	$\varphi_{M_{п1}}$	$M_{п2}$	$\varphi_{M_{п2}}$	Ось	$K_{A_1}$	$\varphi_{K_{A_1}}$	$K_{B_1}$	$\varphi_{K_{B_1}}$	Ось	$K_{A_2}$	$\varphi_{K_{A_2}}$	$K_{B_2}$	$\varphi_{K_{B_2}}$						
				$x$					$x$										
				$y$					$y$										
Ось	Груз в первой плоскости			Груз во второй плоскости			С корректирующим грузом												
	$A'_1$	$\varphi_{A'_1}$	$B'_1$	$\varphi_{B'_1}$	$M'_{к1}$	$\varphi_{M'_{к1}}$	$K'_{с1}$	$A'_2$	$\varphi_{A'_2}$	$B'_2$	$\varphi_{B'_2}$	$M'_{к2}$	$\varphi_{M'_{к2}}$	$K'_{с2}$	$A_3$	$\varphi_{A_3}$	$B_3$	$\varphi_{B_3}$	
	$x$																		
Ось	$K'_{A_1}$	$\varphi'_{K_{A_1}}$	$K'_{B_1}$	$\varphi'_{K_{B_1}}$	Ось	$K'_{A_1}$	$\varphi'_{K_{A_1}}$	$K'_{B_1}$	$\varphi'_{K_{B_1}}$	Ось	$K'_{A_1}$	$\varphi'_{K_{A_1}}$	$K'_{B_1}$	$\varphi'_{K_{B_1}}$	$M_{к1}$	$\varphi'_{M_{к1}}$	$M_{к2}$	$\varphi'_{M_{к2}}$	
					$x$					$x$									
					$y$					$y$									



Примечания  
Балансировщик

$B_2$  — вибрация второго подшипника при установке пробного груза во второй плоскости;

$\varphi_{B_2}$  — фаза вибрации  $B_2$ ;

$M_{\text{п}}$  — масса пробного груза;

$\varphi_{\text{п}}$  — угол установки пробного груза;

$K_{A_1}$  — вектор влияния на вибрацию первого подшипника при установке пробного груза в первой плоскости;

$\varphi_{K_{A_1}}$  — угол вектора  $K_{A_1}$ ;

$K_{A_2}$  — вектор влияния на вибрацию первого подшипника при установке пробного груза во второй плоскости;

$\varphi_{K_{A_2}}$  — угол вектора  $K_{A_2}$ ;

$K_{B_1}$  — вектор влияния на вибрацию второго подшипника при установке пробного груза в первой плоскости;

$\varphi_{K_{B_1}}$  — угол вектора  $K_{B_1}$ ;

$K_{B_2}$  — вектор влияния на вибрацию второго подшипника при установке пробного груза во второй плоскости;

$\varphi_{K_{B_2}}$  — угол вектора  $K_{B_2}$ ;

$M_{k_1}$  — масса корректирующего груза в первой плоскости;

$\varphi_{M_{k_1}}$  — угол установки корректирующего груза  $M_{k_1}$ ;

$M_{k_2}$  — масса корректирующего груза во второй плоскости;

$\varphi_{M_{k_2}}$  — угол установки корректирующего груза  $M_{k_2}$ .

$K_{c_1}$  — коэффициент снижения вибрации от установки корректирующего груза в первую плоскость;

$K_{c_2}$  — коэффициент снижения вибрации от установки корректирующего груза во вторую плоскость.

Расчет пробных грузов при неизвестных коэффициентах влияния осуществляют по максимальной из горизонтальных составляющих вибрации по формуле

$$\left. \begin{aligned} M_{\text{пр}} &= S_{\text{max}} K_0, \text{ если } S_{\text{max}} < 200 \\ M_{\text{пр}} &= 120 + (S_{\text{max}} - 200)0,4, \text{ если } S_{\text{max}} \geq 200 \end{aligned} \right\} \quad (7.6)$$

где  $M_{\text{пр}}$  — масса пробных грузов, г;  $S_{\text{max}}$  — максимальная из горизонтальных составляющих вибрации, мкм;  $K_0$  — коэффициент приведения, г/мкм.

Рис. 7.6. Схема балансировки электродвигателей при неизвестных коэффициентах влияния (алгоритм 1)

Для синхронных электродвигателей СТА-1250, СТА-1600, СТА-4000, СТА-6300 и подобных им коэффициент приведения принимают равным 0,6.

Углы установки грузов откладывают против направления вращения ротора от меток, нанесенных на роторе с помощью рулетки по наружному диаметру ротора. При этом длину дуги ротора, соответствующую нужному углу, рассчитывают по формуле

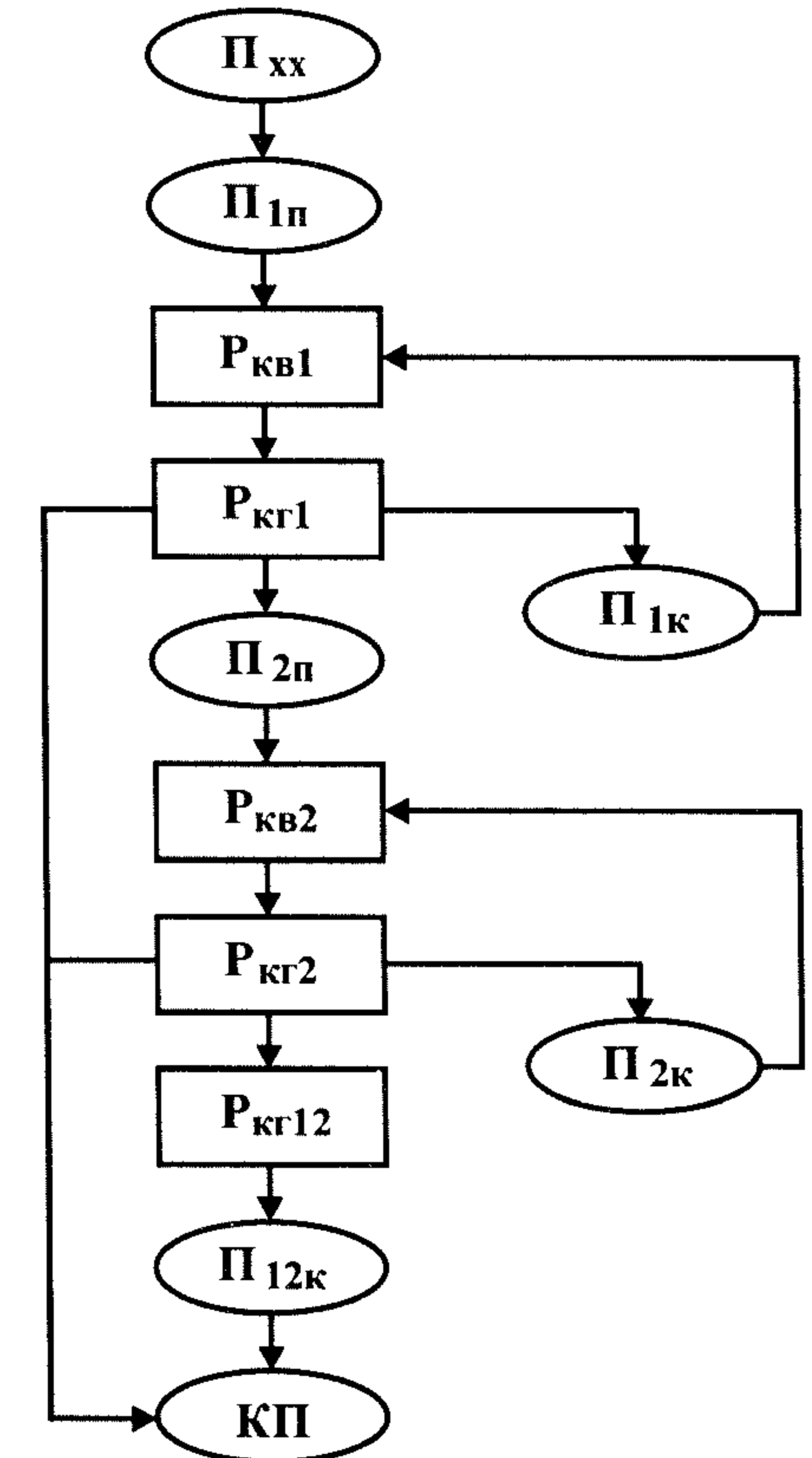
$$L = \frac{\varphi \pi}{180} R,$$

где  $L$  — длина дуги по наружному диаметру ротора, соответствующая углу  $\varphi$ , мм;  $\varphi$  — угол установки пробного или корректирующего груза, град;  $R$  — наружный радиус ротора электродвигателя, мм.

Для электродвигателей СТА-1250 и СТА-1600  $R = 190$  мм,  $L = \varphi \cdot 3,316$ ; для электродвигателей СТА-4000 и СТА-6300 = 248 мм,  $L = \varphi \cdot 4,328$ .

9. В зависимости от ранее проводимых работ по уравниванию роторов электродвигателей процесс балансировки может проводиться по двум основным алгоритмам согласно рис. 7.6, 7.7. При неизвестных коэффициентах влияния пробных грузов (новый, ранее небалансированный агрегат) балансировка проводится по алгоритму 1 (см. рис. 7.6). Если по данным ранее проводимых балансировок электродвигателя известны коэффициенты влияния пробных грузов, то работы по уравниванию проводятся в соответствии с алгоритмом 2 (см. рис. 7.7).

10. При неизвестных коэффициентах влияния после пуска







вновь рассчитывают корректирующий груз, коэффициент снижения вибрации.

Переход к двухплоскостной балансировке осуществляют, когда значение коэффициентов снижения вибрации от установки корректирующего груза как в первую, так и во вторую плоскости коррекции, будет меньше трех ( $K_c < 3$ ). После установки корректирующих грузов проводят контрольный пуск.

12. Ввиду сложности проводимых при балансировке вычислений, расчеты всех необходимых параметров ведут по специальным программам с применением компьютеров или программируемых микрокалькуляторов с энергонезависимой памятью.

13. При установке больших корректирующих грузов (более 150 г) необходимо проводить пересчет их значения с учетом распределения массы по длине кольцевого паза. Перерасчет осуществляют по формуле

$$M'_k = 2R_1 m \arcsin\left(\frac{M_k}{2R_1 m}\right), \quad (7.8)$$

где  $M'_k$  — корректирующий груз, рассчитанный с учетом распределения по длине паза;  $R_1$  — радиус внутреннего кольца паза для установки корректирующих грузов, мм;  $m$  — удельный вес корректирующих грузов на единицу длины паза г/мм;  $M_k$  — расчетный точечный корректирующий груз, г.

Для электродвигателей СТД-1250 и СТД-1600  $R_1 = 153$  мм, для электродвигателей СТД-4000 и СТД-6300  $R_1 = 206$  мм.

14. Перед проведением контрольного пуска осуществляют замену всех установленных в корректирующие плоскости групп грузов (если их несколько) одной эквивалентной группой грузов. При этом сначала регистрируют вес и углы установленных групп грузов  $M_1, M_2, \dots, M_n, \varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_n$ , где  $n$  — число установленных групп грузов. Углы  $\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_n$  рассчитывают по формуле

$$\varphi_j = \frac{L_j 180}{\pi R}, \quad (7.9)$$

где  $j$  — номер установленной группы грузов;  $L_j$  — длина дуги ротора от строб отметки до середины группы грузов в направлении против вращения вала.

Затем регистрируют длину дуги  $l_j$ , соответствующую каждой группе грузов, и проводят расчет эквивалентных точечных грузов  $M_j$  по формуле

$$M'_j = 2R_1 \frac{M_j}{l_j} \sin \frac{l_j}{2R_1}. \quad (7.10)$$

Вектор эквивалентного точечного балансировочного груза находят по формуле

$$\bar{M}_s = \sum_{j=1}^n \bar{M}'_j. \quad (7.11)$$

Соответствующий ему вес распределенного груза  $M'_s$  находят по формуле (7.8).

### 8.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

При газлифтном способе эксплуатации, который нашел широкое применение на Самотлорском месторождении ОАО «Самотлорнефтегаз», используются компрессорные станции для нагнетания газа в нефтяные газлифтные скважины.

ТО и Р оборудования КС по состоянию представляет собой совокупность правил [9] по определению режимов и порядка диагностирования и принятию решений о необходимости обслуживания и ремонта на основе информации о фактическом техническом состоянии.

Контроль технического состояния оборудования КС осуществляется с помощью вибродиагностики, определения значений газодинамических характеристик компрессоров. В качестве диагностических параметров принимаются: вибро-смещение и виброскорость, характеризующие в основном состояние механической части оборудования; полнотропный КПД, характеризующий состояние проточной части и, частично, механической; потребляемая компрессором мощность, механоизотермический КПД, степень сжатия, характеризующие общее состояние компрессора и оборудования компрессорной линии.

Центробежные компрессоры диагностируются по параметрам вибрации, КПД, мощности, степени сжатия; вспомогательное оборудование КС — по вибрации.

Режимы диагностирования представляют собой состав диагностических параметров, периодичность их проверки и предупреждающие допуски на параметры.

Особенностью ТО и Р по состоянию является отсутствие межремонтных периодов оборудования. Решение о дальнейшей эксплуатации или ремонте принимается по результатам периодического контроля параметров.

### 8.2. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КОМПРЕССОРНЫХ МАШИН ГАЗЛИФТНЫХ СТАНЦИЙ

Центробежные компрессорные агрегаты являются одним из важных узлов газлифтной системы добычи нефти. К надежности их работы, особенно в зимний период, предъявляются высокие требования, поскольку имеется возможность гидратообразования и перемерзания трубопроводов подачи газа при простое системы и, как следствие, выход из строя целых участков нефтепромысла.

Оборудование компрессорных станций отличается повышенной пожаро- и взрывоопасностью, поэтому поломка или дефект даже неосновного узла работающей машины может повлечь за собой серьезную аварию.

Применяемые в настоящее время центробежные компрессорные агрегаты имеют следующие относительные характеристики и особенности:

синхронный электропривод с единичной мощностью от 6,3 до 12 МВт;

большое давление нагнетания газа (более 10 МПа);

высокая частота вращения компрессорных агрегатов (более 9000 об/мин);

применение редукторов, повышающих число оборотов (мультипликаторов) от 1500 и 3000 до 9900 и 10700 об/мин;

высокая производительность компрессорных агрегатов до 60000 м<sup>3</sup>/ч.

Приведем основную техническую характеристику центробежных компрессорных машин (ЦКМ) фирмы «Крезо Луар» (Франция), применяемых в газлифтной системе добыче нефти:

Тип привода .....	Синхронный электродвигатель
Мощность, кВт.....	12000
Частота вращения привода, об/мин.....	1500
Частота вращения компрессоров, об/мин...	9919 (10707)
Максимальная производительность, м <sup>3</sup> /ч....	60000
Давление газа на входе компрессорной линии, МПа .....	0,5
Давление на выходе первой ступени нагнетания, МПа .....	3,0
Давление на выходе второй ступени нагнетания, МПа.....	11,0
Критическая частота вращения, об/мин:	
компрессор низкого давления .....	4400
компрессор высокого давления.....	5600

Из числа характеристик, имеющих важное значение для целей диагностики, можно отметить следующие:

стабильная частота вращения, определяемая частотой питания сети;

первая критическая частота вращения компрессоров, меньшая частоты вращения;

применяемые сегментные самоустанавливающиеся подшипники скольжения, исключающие возможность автоколебаний ротора;

широкий частотный диапазон возможных вибраций машин (нижний предел обусловлен частотой вращения привода 1500 об/мин — 25 Гц, верхний предел — частотой соударения зубьев редуктора 5000 Гц и более);

высокая степень сжатия каждой ступени нагнетания, вызывающая значительное изменение энтальпии газа и облегчающая измерение состояния проточной части по термодинамическим параметрам.

Система контроля и управления работой ЦКМ включает в себя подсистемы контроля линейного уровня относительной вибрации с выходом сигнала для подключения внешних анализаторов и контроля давления и температуры газа на выходе компрессорных агрегатов.

Основные неисправности и дефекты ЦКМ по опытным данным и данным завода-изготовителя приведены в табл. 8.1.

Одним наиболее просто измеряемым параметром вибрации является ее амплитуда. Для ЦКМ газлифтных станций в связи с большим соотношением массы корпуса к массе ротора применяют контроль амплитуды виброперемещения ротора относительно подшипниковых узлов, значения размаха виброперемещения от пика к пику. При линейном замере нормируются два обязательных уровня вибрации:

уровень предупредительной сигнализации ( $S_B = 50$  мкм);

уровень аварийной сигнализации ( $S_C = 70$  мкм).

Устанавливается также уровень хорошего технического состояния, которому машина должна соответствовать при пуске в эксплуатацию и после капитального ремонта ( $S_A = 30$  мкм).

На ЦКМ газлифтных станций смонтирована стационарная контрольно-сигнальная виброизмерительная аппаратура (КСВА) измерения относительной вибрации роторов КСА-15 или аппаратура фирмы «Bentli Nevada» (США), аналогичные по своим характеристикам, кроме измерения размаха виброперемещения КСВА. Эта аппаратура позволяет регистрировать зазоры между ротором и измерительным преобразовате-

Таблица 8.1

Основные неисправности и дефекты и соответствующие им диагностические параметры

Тип неисправностей	Характерные признаки	Чем сопровождается
Расцентровка агрегатов	Повышение вибрации, особенно в осевом направлении	Повышенный износ соединительных муфт подшипниковых узлов
Дисбаланс ротора	Повышение вибрации в радиальном направлении	Износ подшипниковых узлов
Резонансные вибрации элементов и узлов	Повышение вибрации в произвольном направлении	Усталостные разрушения деталей и узлов
Задевание уплотнителей за ротор	Повышение высокочастотных вибраций, снижение КПД агрегата	Износ уплотнителей, увеличение внутренних перетечек газа, снижение КПД агрегата
Попадание жидкости в проточную часть ЦКМ	Повышение вибрации на лопаточных частотах	Износ проточной части
Помпажные колебания газа	Низкочастотная вибрация, особенно в осевом направлении	Ослабление креплений, большие нагрузки на детали и узлы компрессора
Износ подшипниковых узлов	Повышение вибрации в радиальном направлении. Загрязнение смазочного масла частицами износа	Усталостное разрушение и заклинивание подшипников, задевание уплотнителей
Износ проточной части ЦКМ	Снижение КПД агрегата. Изменение собственных частот ротора	Повышенный расход электроэнергии

лем, что при контроле его в состоянии покоя и установившегося вращения ротора дает возможность находить значение всплытия вала в подшипнике скольжения. Это позволяет корректировать центровку ЦКМ.

Для ЦКМ с синхронным электродвигателем частоты вращения всех роторов практически постоянны и определяются только частотой питающей сети, числом полюсов применяемого электродвигателя и передаточным числом редуктора (мультипликатора). Поэтому целесообразно выражать их как гармоники этой частоты. Например, на частоте вращения ротора компрессора низкого давления 9919 об/мин (для газлифтных станций производства фирмы «Крезолуар») частота вибрации ротора на первой гармонике будет составлять 165 Гц, частота вибрации на второй гармонике — 330 Гц и т.п.



### 8.3. КРАТКИЙ ОБЗОР МЕТОДОВ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ МАШИН ПО ПАРАМЕТРАМ ВИБРАЦИИ

#### Метод линейного контроля уровня вибрации

Техническая диагностика центробежных машин по анализу линейного уровня вибрации основывается на том, что нормальному техническому состоянию машины, которое можно описать как сумму структурных признаков (зазоры в сопряжениях, значения неуравновешенности вращающихся деталей, давление масла и др.), соответствует определенный диапазон вибрации. Ухудшению технического состояния машины соответствует возрастание уровня вибрации, причем каждому типу машины можно поставить определенные пороговые значения уровней вибрации (А, В, С), которые позволяют классифицировать техническое состояние машины по признаку: хорошее, удовлетворительное, требует улучшения, недопустимое. Уровни А, В, С назначаются для каждого типа машин на основе экспериментальных исследований, данных завода-изготовителя или норм на вибрацию, носящих обобщенный характер и базирующихся на разделении всех машин на ряд определенных классов [110, 111].

Процесс вибрации центробежных машин может характеризоваться тремя составляющими: виброускорением  $a$ , виброскоростью  $v$ , виброперемещением  $s$ , которые связаны между собой следующими соотношениями:

$$a = \frac{dv}{dt} = \frac{d^2v}{dt^2}; \quad v = \frac{ds}{dt}. \quad (8.1)$$

Для чисто синусоидальных (гармонических) колебаний

$$s = \sin(\omega t + \varphi_0) s_a; \quad \omega = 2\pi f; \quad f = 1/T, \quad (8.2)$$

где  $\omega$  — угловая частота;  $s_a$  — амплитуда виброперемещения;  $\varphi_0$  — начальная фаза колебаний;  $f$  — частота вибрации;  $T$  — период колебаний.

Если подставить уравнение (8.2) в уравнение (8.1), можно найти соотношения между амплитудами виброскорости, виброускорения и виброперемещения:

$$v_a = s_a \omega; \quad a_a = v_a \omega = s_a \omega^2, \quad (8.3)$$

где  $v_a$ ,  $a_a$  — амплитуда соответственно виброскорости и виброускорения.

Применяются также средние квадратические значения уровня вибрации ( $a_e$ ,  $v_e$ ,  $s_e$ ), которые пропорциональны энергии процесса вибрации и для гармонических колебаний связаны с амплитудой следующими соотношениями:

$$a_e = \frac{a_a}{\sqrt{2}}; \quad v_e = \frac{v_a}{\sqrt{2}}; \quad s_e = \frac{s_a}{\sqrt{2}}. \quad (8.4)$$

Для колебаний центробежных машин характерно наличие суммы гармонических составляющих (гармоник) с частотами, кратными частоте вращения машины (полигармонические колебания)

$$s = \sum_{i=1}^m s_{ai} \sin(\omega_i t + \varphi_i), \quad (8.5)$$

где  $m$  — число гармонических составляющих;  $s_{ai}$  — амплитуда гармонических составляющих вибрации с номером  $i$ ;  $\omega_i$  — частота гармонических составляющих вибрации с номером  $i$ ;  $\varphi_i$  — фаза составляющих вибрации с номером  $i$ .

Соответственно для виброскорости и виброускорения:

$$v = \sum_{i=1}^m v_{ai} \sin(\omega_i t + \gamma_i); \quad a = \sum_{i=1}^m a_{ai} \sin(\omega_i t + \alpha_i), \quad (8.6)$$

где  $v_{ai}$  — амплитуда составляющих виброскорости;  $\gamma_i$  — фаза составляющих виброскорости;  $a_{ai}$  — амплитуда составляющих виброускорения;  $\alpha_i$  — фаза составляющих виброускорения.

Среднее квадратическое значение полигармонической вибрации

$$s_e = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m s_{ai}^2}{2}}; \quad v_e = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m v_{ai}^2}{2}}; \quad a_e = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m a_{ai}^2}{2}}. \quad (8.7)$$

На рис. 8.1 приведены амплитудно-частотные характеристики сигнала вибрации, имеющего три частотные составляющие — первую, вторую и десятую гармоники частоты вращения 9500 об/мин. Разные частотные составляющие сигналов виброскорости, виброускорения и виброперемещения имеют различный вклад в значение суммарного среднего квадратического значения вибрации. Наиболее равномерен этот вклад в том случае, если измеряемый параметр — виброскорость. Это заключение справедливо, если спектральное рас-

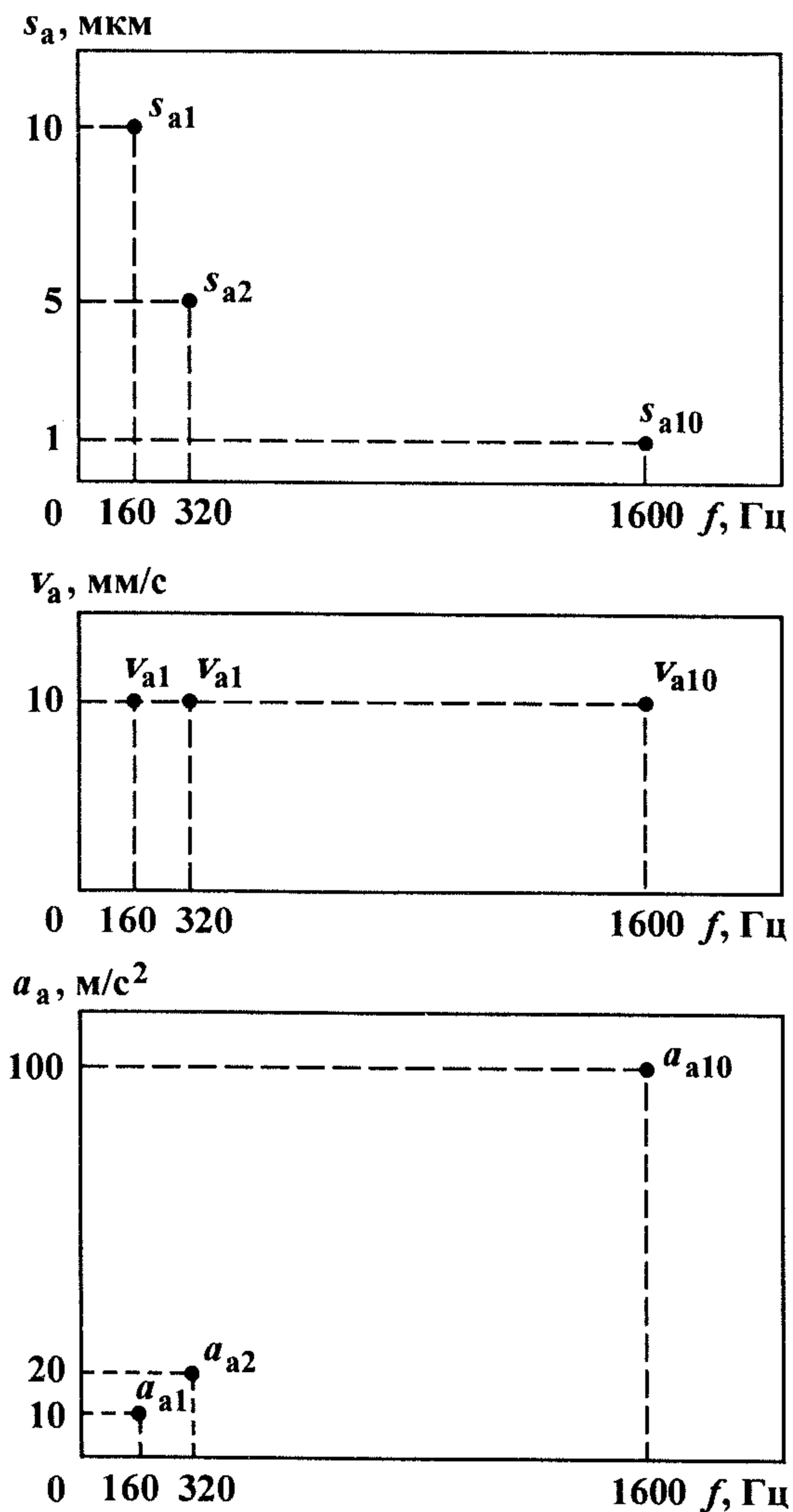


Рис. 8.1. Амплитудно-частотные характеристики виброперемещения, вибро- скорости и виброускорения сигнала, имеющего три составляющие:  
 $s_{a1} = 10,0 \mu\text{m}$ ;  $s_{a2} = 5,0 \mu\text{m}$ ;  $s_{a10} = 1 \mu\text{m}$ ;  $s_{e1} = 7,07 \mu\text{m}$ ;  $s_{e2} = 3,5 \mu\text{m}$ ;  $s_{e10} = 0,71 \mu\text{m}$ ;  $s_e = 7,94 \mu\text{m}$ ;  $v_{a1} = 10 \text{ mm/s}$ ;  $v_{a2} = 10 \text{ mm/s}$ ;  $v_{a10} = 10 \text{ mm/s}$ ;  $v_e = 12,2 \text{ mm/s}$ ;  $v_{e1} = v_{e2} = v_{e10} = 7,07 \text{ mm/s}$ ;  $a_{a1} = 10 \text{ m/s}^2$ ;  $a_{a2} = 20 \text{ m/s}^2$ ;  $a_{a10} = 100 \text{ m/s}^2$ ;  $a_{e1} = 7,07 \text{ m/s}^2$ ;  $a_{e2} = 14,1 \text{ m/s}^2$ ;  $a_{e10} = 71 \text{ m/s}^2$ ;  $a_e = 79,4 \text{ m/s}^2$

пределение уровней вибрации имеет изображенный характер (см. рис. 8.1).

При анализе вибрации машин, имеющих частоту вращения от 100 до 10000 об/мин, в качестве контролируемого параметра принимают значение виброскорости [111].

Рассмотрим ЦКМ (рис. 8.2) как машину, включающую корпус 4 с подшипниковыми опорами 2, вращающийся в них ротор 3 и установленную на основании 1. Жесткости корпуса и основания учитываются как упругие элементы 5 и 6.

В подобной системе можно рассматривать вибрации трех основных видов:

вибрация ротора относительно подшипниковых узлов (ВРО);

вибрация подшипниковых узлов (корпуса) относительно неподвижного основания — абсолютная вибрация подшипников их узлов (ВПА);

вибрация ротора относительно неподвижного основания — вибрация ротора абсолютная (ВРА).

Измеряются вибрации первых двух видов: вибрация ротора относительно подшипниковых узлов и абсолютная вибрация подшипниковых узлов (корпуса, трубопроводной обвязки и т.д.). Связь между этими видами вибрации определяется соотношением масс корпуса машины  $M$  и вращающегося ротора машины  $m$ , а также жесткостью элементов 5 и 6 (см. рис. 8.2). По данным [112] при нормальном значении жестко-

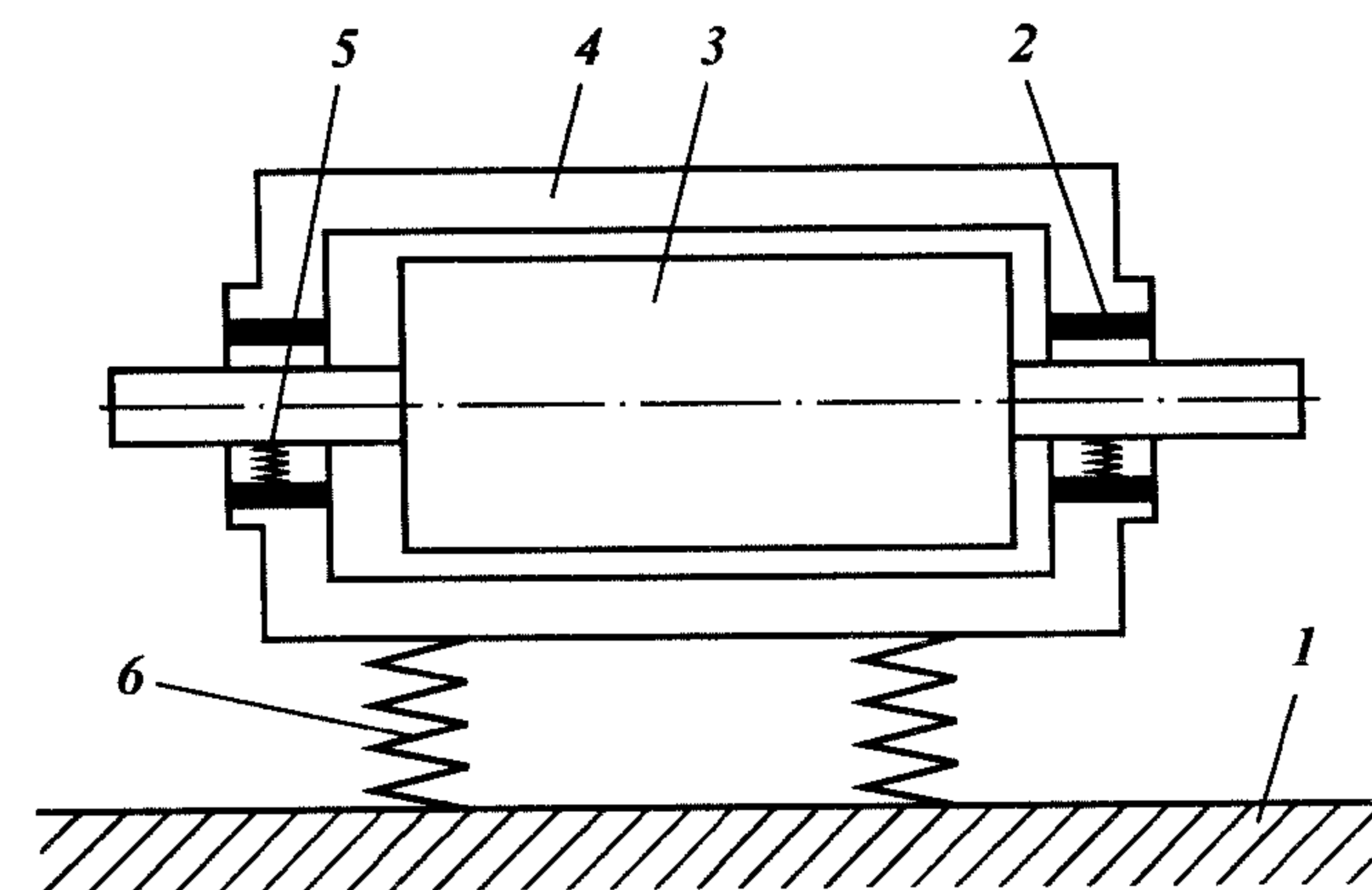


Рис. 8.2. Условное изображение ЦКМ:

1 — основание; 2 — подшипниковые опоры; 3 — ротор; 4 — корпус ЦКМ; 5, 6 — упругие элементы

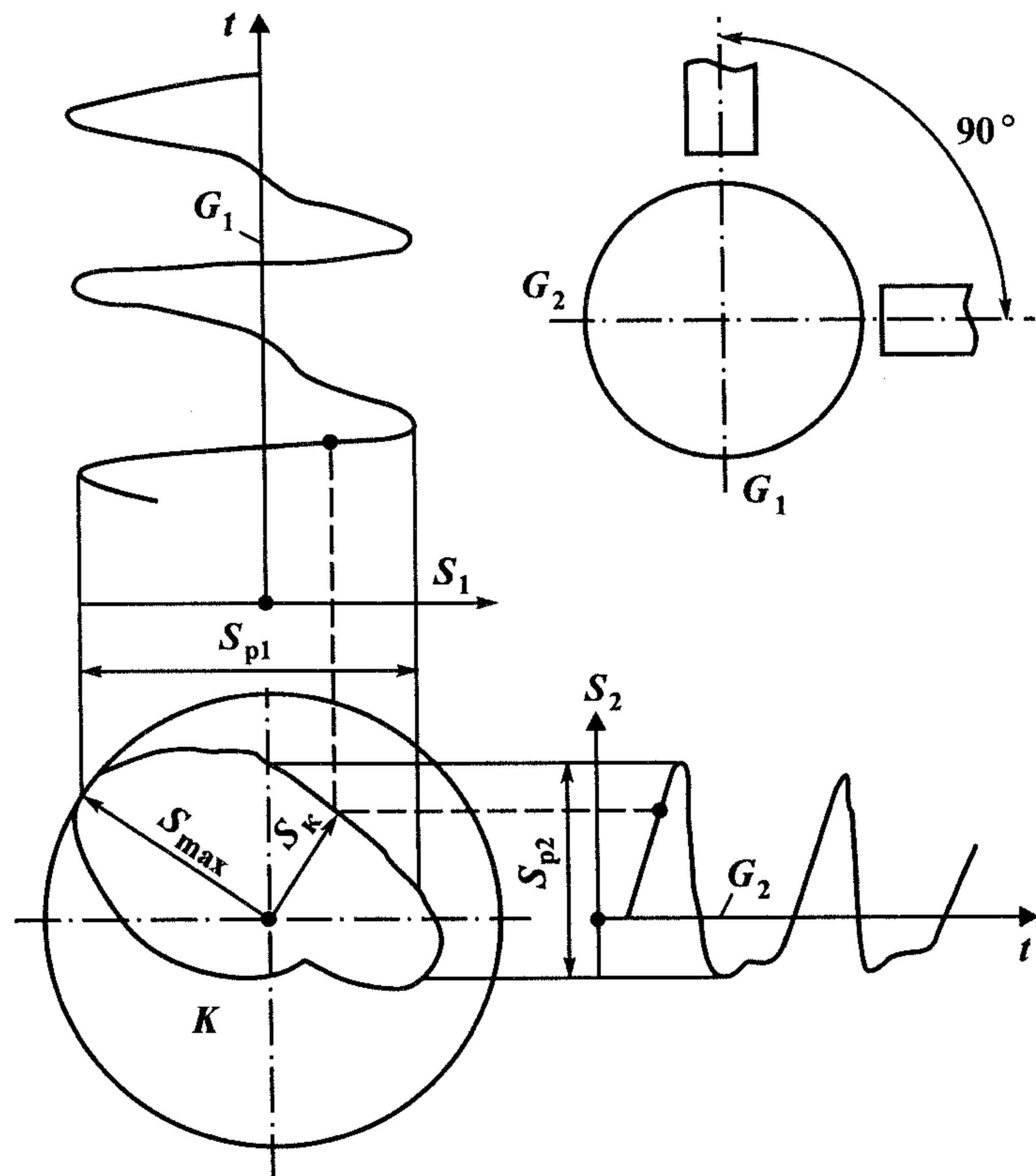


Рис. 8.3. Пример кинетической траектории вала и соответствующие вибросмещения в двух, находящихся по прямому углу направлениях. (Движение содержит две гармоники (1 и 2)):

$S_1, S_2$  — мгновенные значения амплитуды колебаний;  $S_{p1}, S_{p2}$  — значения размаха;  $S_k$  — мгновенная кинетическая амплитуда вала;  $S_{max}$  — максимальное значение амплитуды вала, максимальная амплитуда;  $K$  — кинетическая траектория вала;  $t$  — время;  $G_1, G_2$  — оси координат

сти подшипниковых узлов и корпуса машины принято следующее определение по наибольшей информативности видов вибрации:

$10 m < M$  — измерение относительной вибрации ротора;

$m < M < 10 m$  — измерение относительной вибрации ротора и абсолютной вибрации подшипниковых узлов;

$M < m$  — измерение абсолютной вибрации подшипниковых узлов.

При измерении абсолютной вибрации для диагностики машин с частотой вращения от 100 до 10000 об/мин контро-

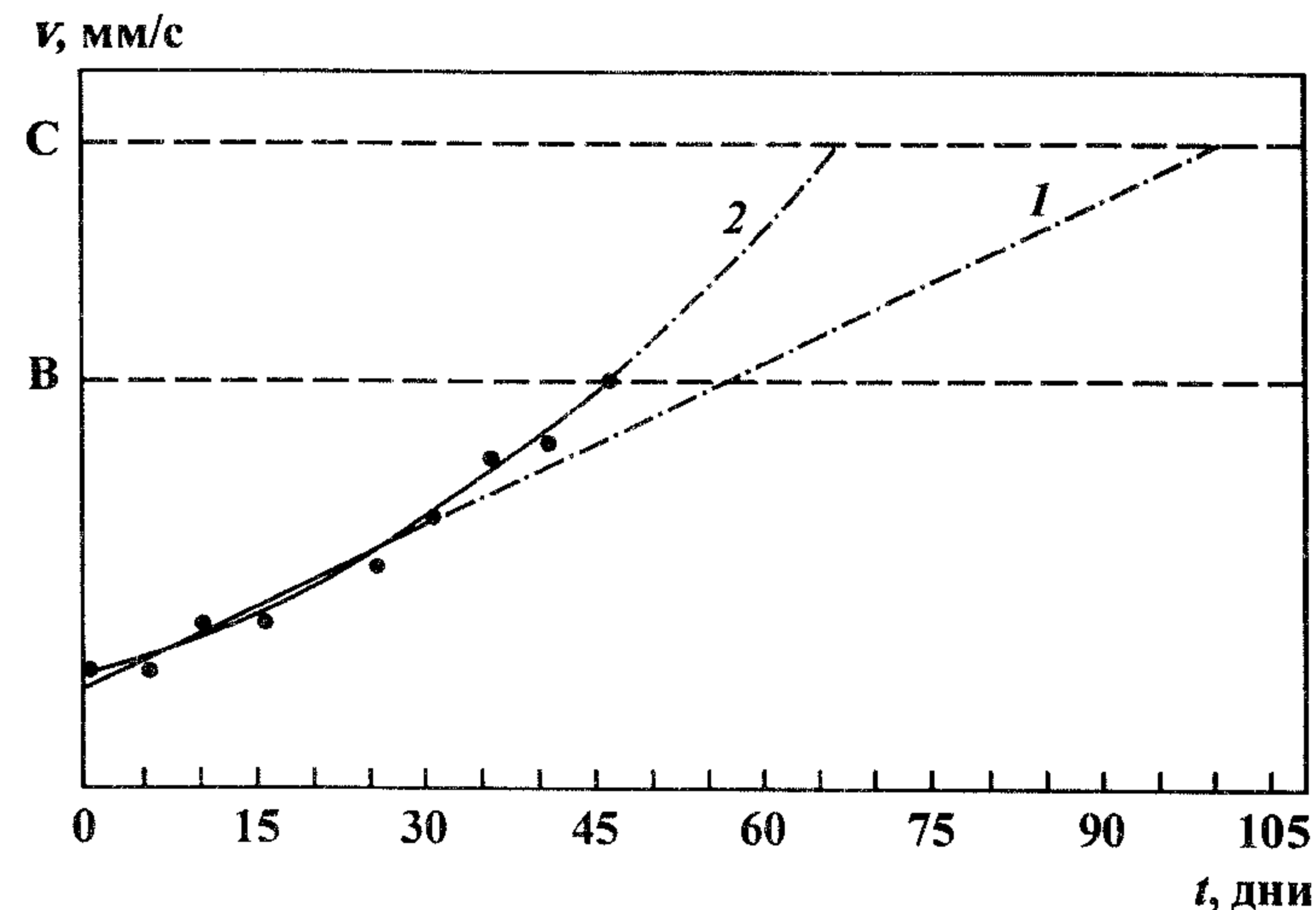


Рис. 8.4. Прогноз изменения вибрации во времени:

1 — по информации за 30 дней; 2 — по информации за 45 дней

лируемой величиной является среднее квадратическое значение виброскорости.

При измерении абсолютной вибрации машин с частотой вращения выше 10000 об/мин контролируется среднее квадратическое значение виброускорения.

При измерении относительной вибрации машин с подшипниками скольжения контролируемой величиной является размах виброперемещения ротора относительно подшипникового узла, причем применяется две разновидности измерений. На каждый подшипниковый узел крепят по два измерительных преобразователя (ИП) под углом  $90^\circ$  друг к другу в плоскости, перпендикулярной к оси вала (рис. 8.3). По рекомендации [113] контролируемым параметром является значение размаха виброперемещения в направлении установки ИП ( $\max S_{pi}$ ). По рекомендации [110] контролируемым параметром является значение максимального отклонения вала от положения равновесия  $S_{max}$  (см. рис. 8.3). При сравнении измерений или норм по этим директивам можно руководствоваться следующим соотношением

$$\max S_{pi} \cdot 0,707 < S_{max} < \max S_{pi} . \quad (8.8)$$

Рекомендуемые нормы значения вибрации для центробежных машин разных классов представлены в работах [112–115].



При периодическом контроле уровня вибрации центробежных машин применяют трендовый анализ, т.е. строят график зависимости уровня вибрации от времени. Построение таких графиков позволяет прогнозировать дальнейшую работу машины и корректировать при необходимости графики обследований. На рис. 8.4 представлен типичный прогноз изменения вибрации центробежной машины. Уровень вибрации приблизительно линейно связан со сроком работы машины. При отклонении уровня вибрации от этой линейной зависимости следует предположить развитие какой-то неисправности (например, см. рис. 8.4, кривая 2).

### **Метод спектрального анализа вынужденных колебаний центробежных машин**

Метод контроля линейного уровня вибрации позволяет оценить только общее техническое состояние машины и отнести его к какому-нибудь классу (хорошее, удовлетворительное, требующее улучшения, недопустимое).

Более точный анализ, т.е. выяснение конкретной причины, обуславливающей повышение вибрации, на основании данных замера линейного уровня вибрации затруднителен. Большую помощь в решении этой задачи может оказать частотный анализ сигнала вибрации, так как динамические силы, вызывающие вибрацию, возникающие при появлении дефектов и неисправностей, проявляются в основном с частотами, кратными частоте вращения деталей и узлов.

Таким образом, сравнивая частоту вибрации с частотой вращения элементов и узлов машин, можно выделить ряд дефектов, вызывающих вибрацию на рассматриваемых частотах.

Простейший вид частотного анализа сигнала вибрации можно проводить с применением приборов, которые позволяют измерять два или три типа линейных параметров, например, виброскорость и виброперемещение. По формуле (8.3) можно примерно оценить среднюю частоту сигнала вибрации  $\omega_e$

$$\omega_{es} = v_a / s_a; \quad (8.9)$$

$$\omega_{ev} = a_a / v_a. \quad (8.10)$$

При возрастании высокочастотных составляющих сигнала вибрации частота  $\omega_e$  будет возрастать, при чисто гармониче-

ском сигнале вибрации (или если остальные составляющие много меньше основной) частота  $\omega_e$  практически совпадает с преобладающей частотой сигнала.

Так, если взять соотношение (8.9) для сигнала виброперемещения (см. рис. 8.1), то  $\omega_{es} = 244$  Гц, что ближе к значению 160 Гц, максимальному относительно остальных из принятых значений  $s_i$ . При возрастании 2-й или 10-й гармоники сигнала частота  $\omega_e$  будет повышаться (для виброскорости  $\omega_{ev} = 420$  Гц).

При возрастании вибрации на первой гармонике эта частота будет снижаться.

Более точный метод частотного анализа связан с применением специальных приборов — анализаторов спектра.

### **Способ диагностики подшипников скольжения роторных машин**

При регистрации относительной вибрации вала роторной машины двумя взаимно перпендикулярно установленными датчиками во время переходных процессов (пуск, неустановившийся режим работы) возможно определение зазоров в подшипниковом узле по способу, предлагаемому в [116].

Для этого принимаем, что сигналы датчиков относительного перемещения соответствуют перемещениям центра вала. При этом погрешностью, определяемой отклонением от цилиндрической формы вала в месте установки датчиков (неконцентричность, эллиптичность, шероховатость), пренебрегаем, так как для качественных роторов она не превышает 5 мкм.

С учетом этого допущения регистрация сигналов относительной вибрации по двум координатам позволяет построить траекторию движения центра вала роторной машины, например, на экране осциллографа при работе его в режиме  $x-y$ , когда один сигнал подается на горизонтальную ось отклонения осциллографа, другой — на вертикальную. Во время переходных процессов, когда вал совершает движение по неустановившейся траектории (при проходе через критическую частоту вращения), возникают соударения вала с вкладышем подшипника, которые можно детектировать и зарегистрировать в эти моменты координаты центра вала.

Реализуется это следующим образом. Сигналы с датчиков относительного перемещения подают на каналы  $x$  и  $y$  запоминающего осциллографа, а сигнал с датчика абсолютной вибрации после детектирования подают на формирователь

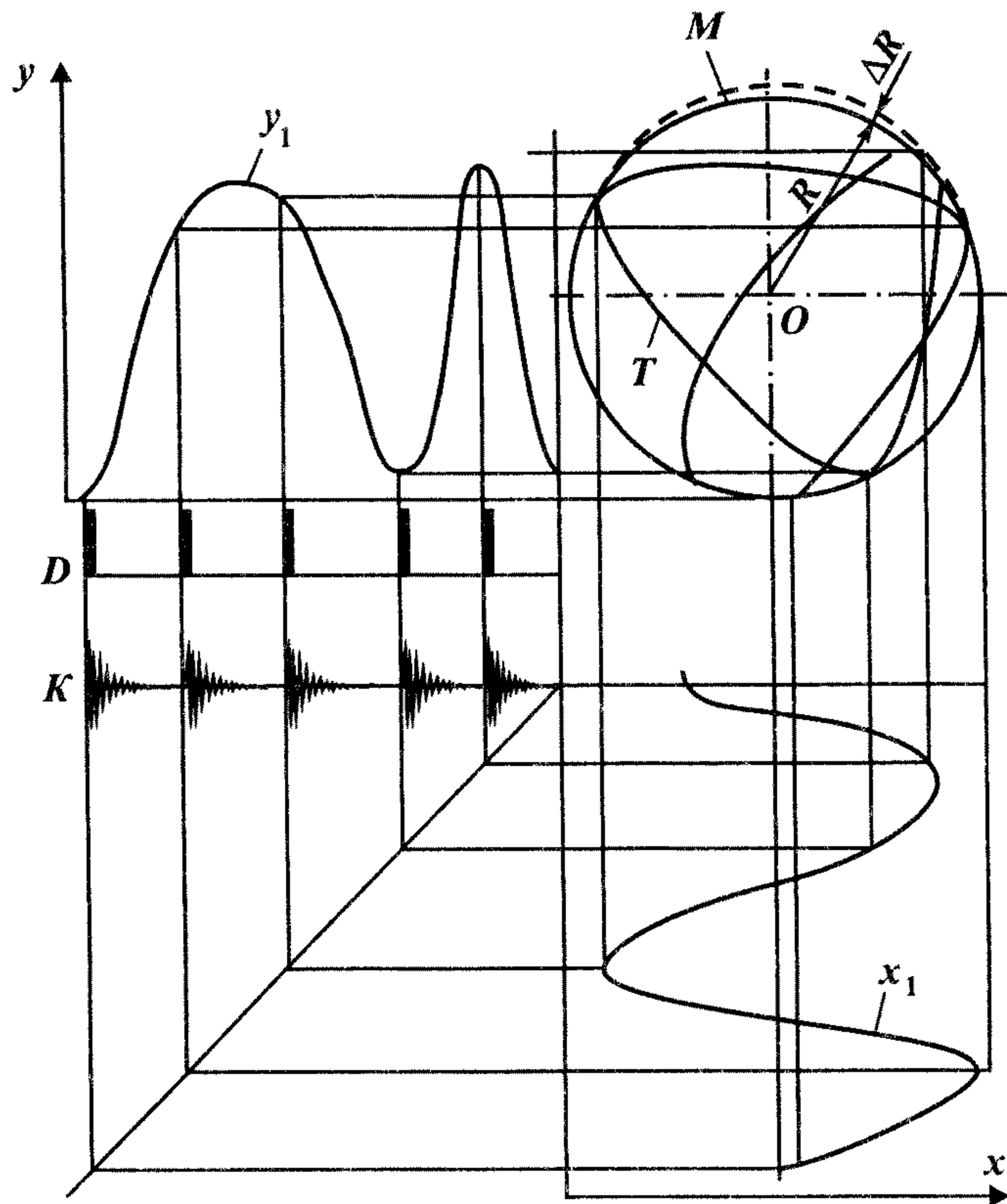


Рис. 8.5. Траектория движения центра вала и ее огибающая:  $x_1$  — временная развертка с горизонтального ИП;  $y_1$  — временная развертка с вертикального ИП;  $K$  — сигнал с датчика абсолютной вибрации;  $D$  — проектирование сигнала  $K$ ;  $T$  — траектория движения центра вала;  $M$  — огибающая траектории;  $O$  — геометрический центр огибающей;  $R$  — радиальный зазор между цапфой вала и вкладышем подшипника;  $\Delta R$  — изменение положения вала в опорных подшипниках

стрибирующего импульса, который падает на вход  $z$  осциллографа (управления яркостью луча). При этом на экране регистрируются отрезки траектории вала в моменты соударения вала и вкладыша подшипникового узла (рис. 8.5). Построив по ним огибающую, получим профилограмму зазоров в подшипниковом узле. Зная коэффициенты преобразования измерительных преобразователей относительной вибрации ( типовые 5 или 8 В/мм) и коэффициенты отклонения каналов осциллографа, можно определить значение зазоров в подшипнике. Например (см. рис 8.5) максимальный размер про-

филограммы на экране осциллографа  $U_p = 3,4$  деления, коэффициент чувствительности ИП  $K_{ип} = 8$  В/мм, коэффициенты отклонения осциллографа по каналам  $x$  и  $y$   $K_{o.c} = 0,5$  В/деление. Тогда максимальный зазор в подшипнике

$$R_n = \frac{K_{o.c} U_p}{K_{ип}} = 0,2125 \text{ мм} = 212 \text{ мкм.} \quad (8.11)$$

В упрощенном варианте можно просто зарегистрировать на экране орбиту вала во время переходного процесса, при этом на экране получится сплошная засветка центра экрана за счет наложения многократного прохождения валом. Зарисовав ее контур, можно построить профилограмму зазоров в подшипнике.

Для неискаженной передачи траектории движения центра вала осциллограф необходимо использовать в режиме с открытым входом, а для компенсации постоянной составляющей сигнала подавать сигнал смещения со стабилизированного источника.

#### 8.4. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЦКМ ПО ПАРАМЕТРАМ ВИБРАЦИИ

Для оценки технического состояния ЦКМ приняты следующие диагностические параметры:

- изменение положения вала в опорных подшипниках  $\Delta R$ ;
- коэффициент вибросостояния агрегата  $K_{ij}$ ;
- коэффициент возрастания вибрации  $L_{ij}$ .

Положение вала в опорных подшипниках определяется как вектор

$$\vec{R}_n = (R_{j1} - R_{j0})\vec{l}_v + (R_{(j+1)1} + R_{(j+1)0})\vec{l}_r, \quad (8.12)$$

где  $n$  — номер плоскости, в которой установлены ИП;  $j = 2n - 1$ ;  $j + 1 = 2n$ ;  $\vec{l}_v$ ,  $\vec{l}_r$  — соответственно единичный вертикальный и горизонтальный вектора;

$$R_{jx} = U_{ja} K'_{ип}, \quad (8.13)$$

здесь  $U_{ja}$  — напряжение, соответствующее зазору;  $K'_{ип}$  — крутизна характеристики ИП (обычно 8 В/мм).

Изменение положения вала в опорных подшипниках  $\Delta R$  определяется как модуль отношения разности между измеренным при обследовании вектором  $\vec{R}_n$  и вектором  $\vec{R}_{n6}$ , измеренным при паспортизации ЦКМ, к вектору  $\vec{R}_{n6}$ :

$$\Delta R = \left| \frac{\vec{R}_n - \vec{R}_{n6}}{\vec{R}_{n6}} \right|. \quad (8.14)$$

Допустимое значение  $\Delta R$ , определенное по результатам проведенных исследований, задается тремя уровнями:  $A = 0,4$ ;  $B = 0,63$ ;  $C = 1$ .

При этом качественное состояние ЦКМ может быть:

$\Delta R \leq A$  — хорошее состояние ЦКМ;

$A < \Delta R \leq B$  — удовлетворительное состояние ЦКМ;

$B < \Delta R \leq C$  — неудовлетворительное состояние ЦКМ;

$C < \Delta R$  — недопустимое состояние ЦКМ.

При проведении анализа положения вала необходимо избегать ошибок при возможном изменении зазора между ИП и валом в результате проведения ремонтных работ в период между обследованиями, в этом случае необходима коррекция базовых значений с учетом крутизны характеристики ИП.

Коэффициент вибросостояния агрегата  $K_{ij}$  определяется как отношение измеренного параметра вибрации  $S_{ij}$  к уровню  $C_{ij}$  для значения этого параметра:

$$K_{ij} = S_{ij}/C_{ij}. \quad (8.15)$$

Суммарная оценка технического состояния ЦКМ и агрегатов по коэффициенту  $K_{ij}$  равна максимальному коэффициенту ЦКМ или агрегата.

Для  $K_{цкм}$  устанавливается также три пороговых уровня хорошего, удовлетворительного и недопустимого состояния:  $A = 0,4$ ;  $B = 0,63$ ;  $C = 1$ .

Коэффициент возрастания вибрации

$$L_{ij} = S_{ij}/S_{ij6}, \quad (8.16)$$

где  $S_{ij6}$  — уровни виброперемещения при паспортизации ЦКМ.

Для коэффициента  $L_{ij}$  по результатам проведенных исследований устанавливается две группы пороговых уровней:

первая группа для гармоник вибрации с  $i \leq 2$ :  $L_A = 1,5$ ;  $L_B = 2,5$ ;  $L_C = 4$ ;

вторая группа для гармоник вибрации с  $i > 2$ :  $L_A = 1,3$ ,  $L_B = 2,0$ ,  $L_C = 3$ .

## 8.5. ВИБРОДИАГНОСТИРОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Основными вибродиагностическими методами, применяемыми для контроля общего технического состояния ЦК, являются:

постоянный контроль уровня общей вибрации узлов с помощью имеющейся стационарной контрольно-сигнальной виброизмерительной аппаратуры, при этом измеряется относительное вибросмещение валов;

периодический контроль спектральных составляющих вибрации с помощью дополнительной (переносной) КСВА, а также замеры абсолютного вибросмещения валов и виброскорости подшипниковых узлов и корпусов.

Вспомогательное оборудование имеет резервирование (дублировано) и не является энергоемким по сравнению с ЦК, поэтому для него ТО и Р экономичнее осуществлять по наработке. При необходимости может проводиться его диагностирование путем контроля общей вибрации узлов с помощью переносной КСВА.

Основные измерения вибрации выполняют согласно ГОСТ 12.1.034–81. Определяющим значением интенсивности вибрации электродвигателя и мультипликатора принимают среднее квадратическое значение виброскорости и размах вибросмещения подшипниковых узлов на частоте вращения.

Для измерения абсолютной вибрации ЦК (включая приводной двигатель, редуктор, цилиндры низкого и высокого давления (ЦНД, ЦВД)) в качестве точек измерения вибрации целесообразно принять следующие:

точки на верхних крышках подшипниковых узлов электродвигателя и мультипликатора;

точки на корпусе электродвигателя со стороны муфты (для ЦК фирмы «Крезо Луар»);

точки на корпусах компрессоров низкого и высокого давлений;

точки на фланцах трубопроводов газа низкого и высокого давлений;

точки на опорных лапах и раме ЦК.

Схема размещения и нумерация точек измерения для ЦК разных типов показана на рис. 8.6. Вибрацию измеряют в трех взаимно перпендикулярных направлениях.

Контроль технологических параметров ЦК осуществляют в соответствии с техническим описанием автоматики и КИП газлифтной КС.



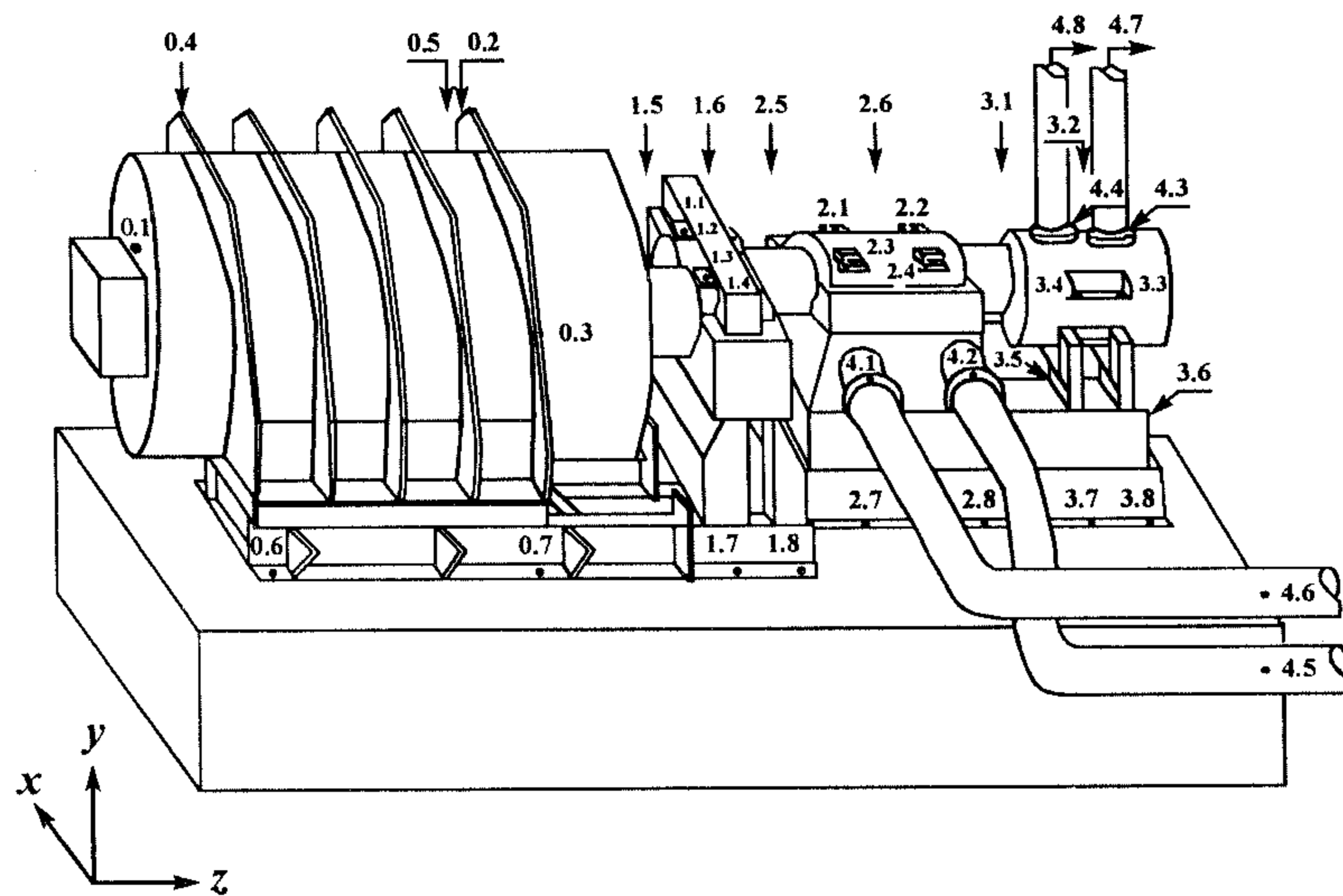


Рис. 8.6. Точки измерения абсолютной вибрации

При диагностировании оценка технического состояния ЦК проводится по четырем категориям: хорошее состояние — значение диагностического параметра меньше или равно пороговому уровню А; удовлетворительное состояние — значение диагностического параметра больше порога А и меньше или равно пороговому уровню В; неудовлетворительное состояние — значение диагностического параметра больше порога В и меньше или равно пороговому уровню С; недопустимое состояние — значение диагностического параметра больше порогового уровня С.

Пороговые уровни диагностических параметров ЦК разных типов приведены в табл. 8.2.

Проведение технического диагностирования ЦК включают следующие этапы (рис. 8.7):

- паспортизация ЦК;
- постоянный контроль размаха виброперемещения и осевого положения валов, термогазодинамических параметров ЦК;
- периодическая регистрация технологических параметров ЦК;
- периодические обследования вибрационного состояния ЦК;
- внеплановые обследования ЦК, проводимые при внезапном изменении уровней диагностических параметров.



Рис. 8.7. Этапы диагностирования ЦК

Таблица 8.2

## Уровни вибрации для центробежных компрессоров

Диагностический параметр	ЦК «Крезолуар»			ЦК «Мицубиси»		
	А	В	С	А	В	С
Относительное вибро смещение валов в ЦК. Размах от пика к пику, мкм	30	50	70	25	40	50
Абсолютная виброскорость подшипниковых узлов и корпусов ЦК, среднее квадратическое значение, мм/с	4,5	7,1	11,2	4,5	7,1	11,2
Уровень составляющих относительного вибро смещения (в мкм) вала для гармоник частоты вращения с кратностью:						
1	30	50	70	25	40	50
2	7	10	15	6	8	12
3	5	7	10	4	7	10
4–8	3	5	7	3	5	7
>8	1,5	2	3	1	1,5	3

Паспортизацию проводят после пуска ЦК в эксплуатацию после капитального ремонта или ремонта, связанного с заменой или монтажом отдельных агрегатов, а также при внедрении диагностики на уже эксплуатируемых КС. Основная цель паспортизации — получение диагностических эталонных параметров ЦК, являющихся базовыми, для сравнения при последующих обследованиях, а также оценка качества ремонта агрегатов.

При проведении паспортизации обследуемый ЦК должен находиться в хорошем техническом состоянии. При невыполнении этого условия проводят ревизию технического состояния ЦК, при необходимости — устранение дефектов, и только потом регистрируют базовые значения диагностических параметров.

При проведении паспортизации измеряют:

среднее квадратическое значение виброскорости подшипниковых узлов и корпусов неработающей машины для определения значения наведенной вибрации;

напряжение, соответствующее зазору между измерительным преобразователем и валом при остановленной машине, а также сразу после пуска (через 1–2 мин) и после выхода машины на полную загрузку и начальной приработки (через 72 ч), для определения положения валопровода в опорных подшипниках;

среднее квадратическое значение виброскорости и размах вибро смещения во всех точках замера (см. рис. 8.6);

размах вибро смещения роторов по мониторам КСВА, а также уровень спектральных составляющих вибрации для шести гармоник частоты вращения;

термогазодинамические параметры работы ЦК по штатным КИП и образцовым термометрам.

Постоянный контроль размаха вибро перемещения и осевого положения валов осуществляет штатная КСВА. При превышении диагностических параметров над установленными предупредительными или аварийными пороговыми уровнями подается предупредительный сигнал или осуществляется аварийное отключение ЦК. Основная цель контроля — предотвращение аварийных ситуаций.

Периодическая регистрация технологических параметров ЦК проводится дежурным оператором КС по приборам КСВА и КИП. Периодичность регистрации 2 ч, при этом необходимо регистрировать следующие параметры:

размах вибро перемещения и осевое положение роторов по мониторам КСВА с целью анализа трендов изменения вибрации во времени;

давление газа на входе и выходе компрессорных агрегатов;

температуру газа на входе и выходе компрессорных агрегатов.

Периодические обследования ЦК проводят выездные бригады служб технической диагностики. Основная цель периодических обследований — определение технического состояния ЦК, тенденций его изменения и выдача заключений о целесообразности ремонта машины.

Периодичность проведения обследований задается в зависимости от технического состояния ЦК и наработки с даты последнего ремонта (табл. 8.3).

Внеплановые обследования ЦК проводят в случае внезапного изменения уровня вибрации или термогазодинамических параметров, или при выводе машины в ремонт. Цель

Таблица 8.3

## Периодичность проведения диагностических обследований, ч

Наработка с даты последнего ремонта	Техническое состояние ЦК		
	хорошее	удовлетворительное	неудовлетворительное
< 5000	700–800	300–400	200–300
От 5000 до 8700	300–400	300–400	200–300
> 8700	300–400	200–300	Требуется остановка для ремонта ЦК
		Желательна остановка для ремонта	

внеплановых обследований — определение дефектов, возникающих в машине, и степени их опасности.

При остановке ЦК на ремонт проводят замер и регистрацию следующих параметров:

- расцентровку агрегатов до ремонта;
- измерение зазоров в подшипниковых узлах и лабиринтных уплотнениях до ремонта;
- дисбаланс роторов до ремонта;
- оценку нагарообразования и состояния резиновых уплотнений.

При наступлении срока очередного ремонта ЦК не останавливают на ремонт, если значения диагностических параметров не превышают уровня В (см. табл. 8.2), а значения технологических параметров, определяемых по показаниям КИП, находятся в норме.

Все результаты диагностических обследований и измерений хранят в службе технической диагностики на бумажном носителе или в памяти компьютера. По результатам диагностических обследований состояния ЦК служба технической диагностики дает заключение о состоянии агрегатов, которое передают в управление компримирования газа.

Основной задачей диагностики является своевременное обнаружение дефектов и неисправностей в работе узлов и агрегатов по диагностическим параметрам. Связь между параметрами вибрации и состоянием машины обусловлена динамическими процессами, происходящими во время работы деталей и узлов, конструктивными особенностями механической системы, характером источников возмущения.

Различные дефекты по-разному отражаются на изменении параметров вибрации, что дает ключ к их идентификации в процессе эксплуатации ЦК.

Вибродиагностирование ЦК позволяет выявлять дефекты, связанные с дисбалансом роторов, расцентровкой, износом подшипников, нарушением зубчатого зацепления, износом цапф вала, задеванием ротора за лабиринтные уплотнения, ослаблением крепления деталей, возникновением колебаний газового потока, а также дефекты электромагнитного характера.

Характерным признаком дефектов электромагнитного характера являются повышение вибрации на частоте, равной двойной частоте (иногда и однократной) электрической сети, а также зависимость вибрации от тока возбуждения.

Основным методом идентификации дефектов ЦК является спектральный анализ вибрационных сигналов КСВА. Уровень

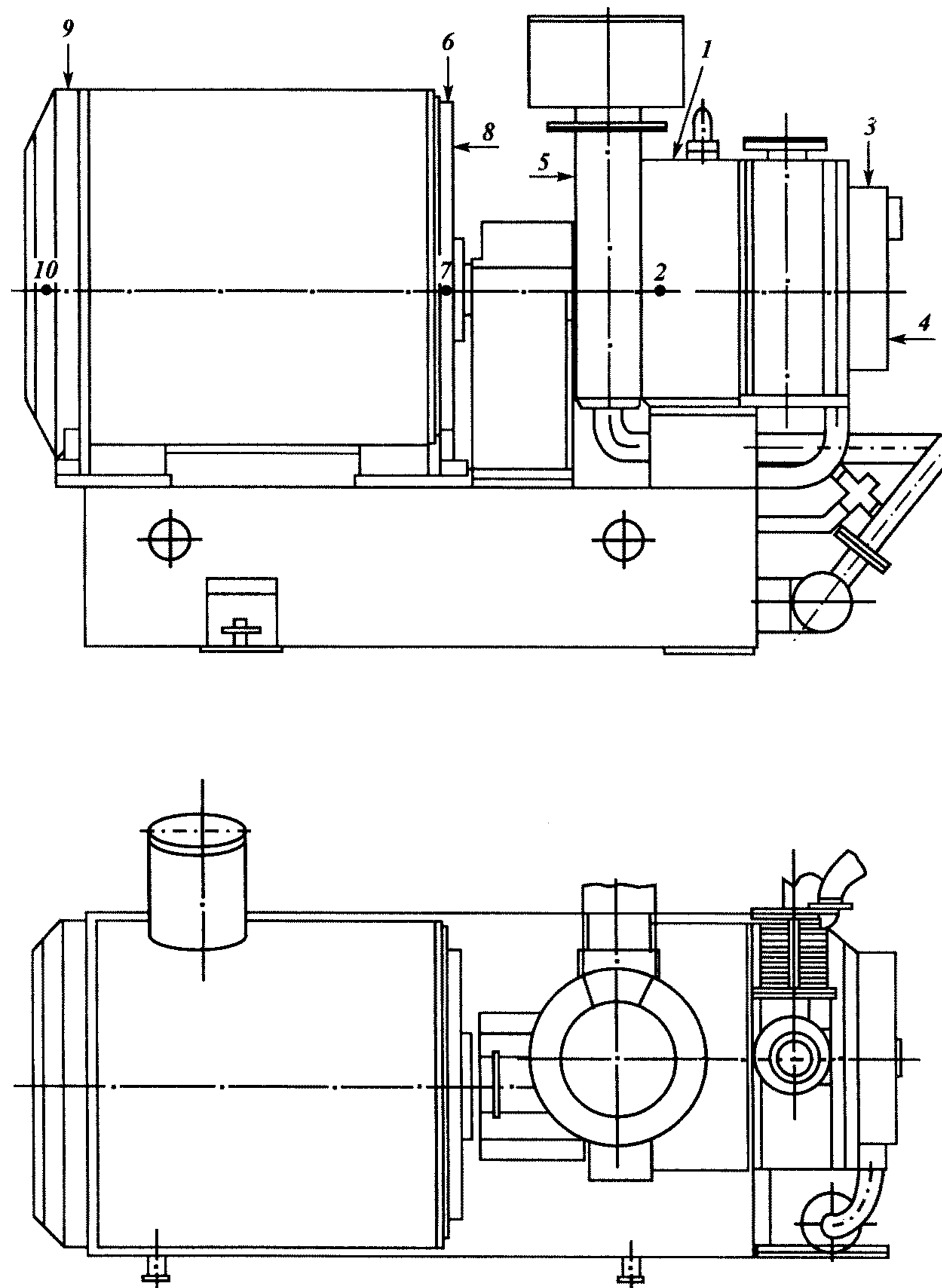


Рис. 8.8. Точки измерения параметров вибрации винтового газового компрессора

измеренных спектральных составляющих сравнивается с эталонными, полученными при вибропаспортизации машины, и пороговыми уровнями (см. табл. 8.2).



Таблица 8.4

## Уровни вибрации для вентиляторов

Уровень	Частота вращения, об/мин							
	3000		1500		750		600 и меньше	
	$v_e$ , мм/с	$s_r$ , мкм	$v_e$ , мм/с	$s_r$ , мкм	$v_e$ , мм/с	$s_r$ , мкм	$v_e$ , мм/с	$s_r$ , мкм
A	4,6	18,0	4,6	35,0	4,6	80,0	2,8	100,0
B	7,1	30,0	7,1	60,0	7,1	120,0	4,6	150,0
C	11,2	50,0	11,2	100,0	11,2	180,0	7,1	250,0

Диагностирование проточной части ЦК проводят сравнением номинальных характеристик с эталонными, полученными при паспортизации машин. Основным диагностическим параметром состояния проточной части компрессоров является снижение политропного КПД сжатия газа.

Вибродиагностирование приводного двигателя и редуктора ЦК проводят совместно с диагностированием компрессоров низкого и высокого давлений. Допустимые уровни вибрации приводных электродвигателей ЦК соответствуют приведенным данным (см. табл. 8.2).

Уровни вибрации для винтовых газовых компрессоров следующие:

уровень А  $v_e = 7,1$  мм/с;

уровень В (предотказовое значение параметра  $v_e$ )  $v_e = 11,2$  мм/с;

уровень С (предельное значение параметра  $v_e$ )  $v_e = 18,0$  мм/с.

Точки для измерения параметров вибрации винтового газового компрессора показаны на рис. 8.8.

Таблица 8.5

## Уровни вибрации для поршневых компрессоров и плунжерных насосов

Уровень	Число рабочих ходов поршня, мин <sup>-1</sup>							
	> 2000		1000 – 2000		500 – 1000		< 500	
	$v_r(v_e)$ , мм/с	$s_r$ , мкм	$v_r(v_e)$ , мм/с	$s_r$ , мкм	$v_r(v_e)$ , мм/с	$s_r$ , мкм	$v_r(v_e)$ , мм/с	$s_r$ , мкм
A	7,1(4,6)	20	7,1(4,6)	25	7,1(4,6)	35	7,1(4,6)	80
B	11,2(7,1)	35	11,2(7,1)	45	11,2(7,1)	60	11,2(7,1)	120
C	18,0(11,2)	60	18,0(11,2)	80	18,0(11,2)	100	18,0(11,2)	180

Уровни вибрации для вспомогательного оборудования:

1) центробежные и шестеренчатые насосы:

уровень А  $v_e = 4,6$  мм/с;

уровень В (предотказовое значение параметра  $v_e$ )  $v_e = 7,1$  мм/с;

уровень С (предельное значение  $v_e$ )  $v_e = 11,2$  мм/с.

2) вентиляторы типа АВО, приточно-вытяжные, вентиляторы надува электродвигателя (табл. 8.4);

3) поршневые компрессоры, плунжерные и диафрагменные насосы по размаху виброскорости  $v_r$  и размаху виброперемещения  $s_r$  (табл. 8.5).

### 8.6. РАСЧЕТ ПОЛИТРОПНОГО КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ И РАСХОДА ГАЗА ДЛЯ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ КОМПРЕССОРОВ

Снижение политропного КПД в процессе эксплуатации происходит вследствие нагарообразования в проточной части ЦК, износа лабиринтных уплотнений и увеличения в них зазоров, потери свойств резиновых кольцевых уплотнений. Политропные КПД для ЦК низкого  $\eta_{п1}$  и высокого  $\eta_{п2}$  давлений определяются [9] отдельно по формуле (здесь и далее формулу КПД с индексом 1, 2 следует рассматривать как две одинаковые формулы с индексами 1 и 2)

$$\eta_{п1,2} = \frac{K - 1}{K} \frac{\ln[(p_{к1,2} + 0,1)/(p_{н1,2} + 0,1)]}{\ln[(T_{к1,2} + 273)/(T_{н1,2} + 273)]} \quad (8.17)$$

где  $K$  — показатель адиабаты;  $p_{н1,2}$ ,  $p_{к1,2}$  — начальные и конечные давления газа, МПа;  $T_{н1,2}$ ,  $T_{к1,2}$  — начальные и конечные температуры газа, °С.

Показатель адиабаты рассчитывается по формуле

$$K = \frac{1}{1 - 1/\sum_i (C_{pi} r_i / R_i)} \quad (8.18)$$

где  $C_{pi}$  — удельная теплоемкость  $i$ -х составляющих компонент перекачиваемого газа, Дж/(кг·К);  $r_i$  — объемная доля  $i$ -го компонента смеси газа;  $R_i$  — газовая постоянная  $i$ -го компонента смеси газа, Дж/(кг·К).

Массовый расход газа  $G$  (в кг/ч) при отсутствии расходомера на компрессорной линии определяется по методу энергобаланса по формуле

$$G = \frac{3600N}{(1 + \beta)C_p[(T_{к1} - T_{н1}) + (T_{к2} - T_{н2})]} \quad (8.19)$$

где  $N$  — мощность электродвигателя, идущая на сжатие газа, Вт;  $\beta$  — коэффициент, учитывающий отдачу тепла газом через стенки ЦК, равный 0,02;  $C_p$  — удельная теплоемкость газовой смеси, Дж/(кг·К).

Выражение для удельной теплоемкости смеси газов имеет вид

$$C_p = \sum_i C_{pi} r_i \quad (8.20)$$

Объемный расход газа  $Q$  (в м<sup>3</sup>/ч), приведенный к нормальным условиям, рассчитывается по формуле

$$Q = G/\rho^0 \quad (8.21)$$

где  $\rho^0$  — плотность газовой смеси при нормальных условиях (при 0 °С и давлении 0,1 МПа), кг/м<sup>3</sup>,

$$\rho^0 = \sum_i \rho_i^0 r_i \quad (8.22)$$

здесь  $\rho_i^0$  — плотность компонентов газовой смеси при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

Суммарная мощность электродвигателя  $N_э$  (в Вт) рассчитывается по формуле

$$N_э = \sqrt{3}UI \cos \varphi \quad (8.23)$$

где  $U$  — напряжение на вводе электродвигателя, В;  $I$  — сила тока, потребляемая электродвигателем, А;  $\cos \varphi$  — отношение активной мощности к полной.

Суммарная мощность на валах роторов компрессоров низкого и высокого давлений

$$N_в = N_э \eta_э \quad (8.24)$$

где  $\eta_э$  — КПД электродвигателя, равный 0,975.

Мощность, идущая на сжатие газа в компрессорах низкого и высокого давлений

$$N = N_в \eta_м \quad (8.25)$$

где  $\eta_м$  — механический КПД, равный 0,95.

Значение мощности  $N$  подставляется в формулу (8.19). Суммарная мощность электродвигателя  $N_э$  может определяться по ваттметру.

Измерения технологических и энергетических параметров проводятся с помощью штатных контрольно-измерительных приборов, которые должны быть поверены. Анализ состава компримируемого газа проводится химической лабораторией по стандартной методике.

Технологические режимы перекачки на газлифтных КС изменяются во времени  $t$  случайно, и по значениям КПД  $\eta_{п1,2}(t)$  техническое состояние ЦК определить невозможно.

Для целей диагностирования в данном случае следует использовать газодинамические характеристики ЦК. Однако паспортные газодинамические характеристики ЦК газлифтных КС отсутствуют.

Состояние проточной части ЦК будет контролироваться путем расчета и графического построения отрезка газодинамической характеристики  $\eta_{п1,2}(Q)$  для ЦК, вышедшего из ремонта, и последующего периодического определения текущих значений  $\eta_{п1,2}(Q)$ .

Порядок диагностирования ЦК по значениям  $\eta_{п1,2}(Q)$  следующий.

1. После ремонта ЦК, не позднее первого месяца эксплуатации, определяются исходные данные для расчета газодинамической характеристики  $\eta_{п1,2}(Q)$  ЦК низкого и высокого давлений.

Для этого проводятся экспериментальные измерения расхода газа  $Q$  на компрессорной линии при изменении давления газа на входе в КС с помощью шарового крана. Всего необходимо иметь как минимум три значения расхода  $Q$  в интервале  $\Delta Q = 10 \div 15$  тыс. м<sup>3</sup>/ч для одной компрессорной линии. С одной стороны, границы интервала должны располагаться на достаточном удалении от режима помпажа, а с другой, — должны по возможности, приближаться к максимальной производительности компрессорной линии.

За первое значение  $Q$  принимается текущий расход газа, последующие значения  $Q$  должны отличаться от предыдущих на 5–7 тыс. м<sup>3</sup>/ч.

При каждом значении  $Q$ , после стабилизации работы компрессорных линий в течение 15–30 мин, проводятся измерения технологических режимов по штатным КИП, находящимся в зале управления и помещения компрессоров.

Обычно продолжительность всех измерений для трех точек расхода газа  $Q$  не превышает 1–2 ч. После окончания

измерений следует возратить расход газа на КС на первоначальное значение. Для получения более точных результатов последующего расчета разница во времени между измерениями технологических, энергетических режимов и отбором проб для анализа газа не должна превышать 1 сут.

2. Проводятся расчеты  $\eta_{п1,2}$  и  $Q$  на компьютере с помощью программы или по формулам (8.17) – (8.25).

3. Полученные экспериментальные точки характеристики  $\eta_{п1,2}(Q)$  изображаются в виде графика.

4. Через 1500–2000 ч (2–3 мес) работы ЦК проводятся работы, указанные в пп. 1 и 2. Новые экспериментальные точки изображаются на том же графике, что и предыдущие.

5. По графикам контролируется уменьшение значения КПД  $\Delta\eta_{п1,2} = \eta_{п1,2}^н - \eta_{п1,2}^т$ , которое со временем будет происходить в связи с ухудшением состояния проточной части ЦК (здесь  $\eta_{п1,2}^н$ ,  $\eta_{п1,2}^т$  – соответственно начальное (после ремонта) и текущее значение КПД).

6. Значение уменьшения КПД  $\Delta\eta_{п1,2}^н$  сравнивается с допустимым  $\Delta\eta_{п,д}$  и делается вывод о продолжении эксплуатации, если  $\Delta\eta_{п1,2} \leq \Delta\eta_{п,д}$ . Уменьшение КПД  $\Delta\eta_{п,д} = 0,08 \div 0,10$ .

7. В конце межремонтного периода работы ЦК периодичность диагностирования следует уменьшить до 720 ч (1 мес).

## 8.7. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ КОМПРЕССОРОВ

Для оценки общего состояния компрессоров рассчитываются производительность, потребляемая мощность, коэффициент полезного действия – политропный, изотермический или механоизотермический (произведение механического и изотермического КПД). Текущее состояние ЦК сравнивается с состоянием, гарантированным заводом-изготовителем, после приведения результатов измерений и расчета к условиям гарантий (нормативным параметрам газа на всасывание).

Для ЦК газлифтных КС заводские газодинамические характеристики отсутствуют. Поэтому текущие рабочие значения характеристик после приведения следует сравнивать с исходными, определяемыми после ремонта ЦК. Приведение осуществляется к исходным параметрам газа на всасывании.

Кривые исходных газодинамических характеристик строятся по трем точкам на интервале расхода  $\Delta Q = 10 \div 15$  тыс. м<sup>3</sup>/ч. С интервалом 2–3 мес строятся точки текущих рабочих и приведенных к исходным значениям характеристик. Причем, достаточно получить эти точки для одного текущего значения расхода. Текущие рабочие и приведенные значения характеристик в виде точек наносятся на график исходных газодинамических характеристик.

Измерения режимов компримирования газа при оценке общего состояния ЦК проводят с помощью эксплуатационных КИП.

После ремонта ЦК, не позднее первого месяца эксплуатации, должны быть построены исходные газодинамические характеристики: степень сжатия  $E(Q)$ , мощность на валу  $N_v(Q)$ , механоизотермический КПД  $\eta_{миз}(Q)$  по трем точкам. Расчеты проводятся отдельно для каждого из трех значений  $Q$ .

Порядок расчета следующий.

По измеренным данным определяются расход газа  $Q$  и политропные КПД  $\eta_{п1,2}$  (см. формулы (8.17), (8.21)).

По показаниям манометров, измеряющих давление газа на входе и выходе ЦК низкого и высокого давлений, с учетом атмосферного давления рассчитывается степень сжатия ( $E_1$ ,  $E_2$ )

$$E_{1,2} = \frac{p_{к1,2} + 0,1}{p_{н1,2} + 0,1} \quad (8.26)$$

По измеренной мощности электродвигателя  $N_э$  и формуле (8.24) определяется суммарная мощность на валу компрессоров  $N_v$ .

Рассчитывается изотермическая мощность  $N_{из1}$  для ЦК низкого давления и  $N_{из2}$  для ЦК высокого давления по формуле

$$N_{из1,2} = \bar{Q}_{1,2} (p_{н1,2} + 0,1) 981000 \cdot \ln E_{1,2}, \text{ кВт, кВт}, \quad (8.27)$$

где  $\bar{Q}_{1,2}$  – расход газа при рассчитываемых условиях, м<sup>3</sup>/ч.

В формулу (8.27) нужно подставить расход  $\bar{Q}_{1,2}$ , соответствующий давлению на входе  $p_n$  и температуре  $T_n$ . Для этого используется уравнение состояния идеального газа

$$\frac{p_{норм} Q}{T_{норм}} = \frac{(p_{н1,2} + 0,1) \bar{Q}_{1,2}}{T_{н1,2}}, \quad (8.28)$$

где  $p_{норм}$ ,  $p_{н1,2}$  – давление на входе при нормальных ( $p_{норм} =$



= 0,1 МПа) и рассчитываемых условиях, МПа;  $T_{\text{норм}}$ ,  $T_{\text{н}1,2}$  — температура на входе при нормальных ( $T_{\text{норм}} = 273 \text{ К}$ ) и рассчитываемых условиях, К;  $Q$  — расход при нормальных условиях,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

Определяется общий механоизотермический КПД  $\eta_{\text{м}} \eta_{\text{из}}$  по формуле

$$\eta_{\text{м}} \eta_{\text{из}} = \frac{N_{\text{из}1} + N_{\text{из}2}}{N_{\text{в}}} \quad (8.29)$$

Определяется общее для ЦК отношение давлений

$$E = E_1 E_2 \quad (8.30)$$

Строятся линии исходных газодинамических характеристик  $E(Q)$ ,  $N_{\text{в}}(Q)$ ,  $\eta_{\text{м}} \eta_{\text{и}}(Q)$  на совмещенном графике.

По истечении периода диагностирования проводятся измерения исходных данных для построения рабочих и приведенных точек характеристик. Причем для экономии времени диагностирования, достаточно получить только одну серию измерений при текущем рабочем расходе  $Q_{\text{р}}$  и эксплуатационном режиме. Определяются расход  $Q_{\text{р}}$  и политропные КПД  $\eta_{\text{п}1,2}$  (см. формулы (8.17), (8.21)).

Рабочие точки определяются по такому же порядку, как исходные (см. формулы (8.26) — (8.30)), и наносятся на тот же график. Рабочие точки должны попасть на интервал  $\Delta Q$  изменения исходных газодинамических характеристик.

Приведение рабочих точек к исходным условиям осуществляется по формулам, полученным из условий газодинамического подобия. Пересчет рабочей точки компрессоров низкого и высокого давлений сводится к двум формулам

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{р}}$$

$$E_{\text{пр}1,2} = \left[ 1 + \frac{\mu_{\text{исх}}}{\mu_{\text{р}}} \frac{T_{\text{н}1,2}}{T_{\text{н}1,2}} \frac{\sigma_{\text{р}1,2}}{\sigma_{\text{исх}1,2}} \left( E_{\text{р}1,2}^{\sigma_{\text{р}1,2}} - 1 \right) \right]^{\sigma_{\text{исх}1,2}} \quad (8.31)$$

где  $Q_{\text{пр}}$ ,  $Q_{\text{р}}$  — соответственно приведенный и рабочий расходы,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;  $E_{\text{пр}1}$ ,  $E_{\text{пр}2}$  — приведенное отношение давлений для ЦК соответственно низкого и высокого давлений;  $\mu_{\text{исх}}$ ,  $\mu_{\text{р}}$  — соответственно исходный и рабочий молекулярный вес газа;  $T_{\text{н}1,2}$ ,  $T_{\text{н}1,2}$  — соответственно начальные исходные и рабочие температуры газа, К;  $\sigma_{\text{исх}1,2}$ ,  $\sigma_{\text{р}1,2}$  — соответственно исходное и рабочее число политропы;  $E_{\text{р}1,2}$  — рабочее отношение давлений.

Числа политропы  $\sigma_{\text{исх}1,2}$  и  $\sigma_{\text{р}1,2}$  определяются по формуле

$$\sigma_{\text{исх}(\text{р})1,2} = \frac{K_{\text{исх}(\text{р})}}{K_{\text{исх}(\text{р})} - 1} \eta_{\text{п}1,2} \quad (8.32)$$

где  $K_{\text{исх}(\text{р})}$  — показатель адиабаты для исходных (рабочих) условий, определяемый при расчете политропного КПД.

Определяется общее для ЦК приведенное отношение давлений  $E_{\text{пр}}$  по формуле

$$E_{\text{пр}} = E_{\text{пр}1} E_{\text{пр}2} \quad (8.33)$$

Полученные значения  $E_{\text{пр}}$  наносятся на совмещенный график.

Приведенная изотермическая мощность для ЦК низкого и высокого давлений рассчитывается по формуле

$$N_{\text{из}1,2} = \bar{Q}_{\text{р}1,2} (p_{\text{н}1,2} + 0,1) 981000 \ln E_{\text{пр}1,2} \quad (8.34)$$

где  $\bar{Q}_{\text{р}1,2}$  — рабочий расход при рассчитываемых условиях,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $p_{\text{н}1,2}$  — рабочее давление на входе, МПа.

Расход  $\bar{Q}_{\text{р}1,2}$  определяется ранее по формуле (8.28) при расчете изотермической мощности в рабочих точках.

Рабочий механоизотермический КПД  $(\eta_{\text{м}} \eta_{\text{из}})_{\text{р}}$  на исходные условия не пересчитывается и остается неизменным. Тогда рабочая суммарная мощность на валу компрессоров при пересчете на исходные условия (приведенная  $N_{\text{в}1,2}$ ) определится по формуле

$$N_{\text{в}1,2} = \frac{N_{\text{из}1,2}}{(\eta_{\text{м}} \eta_{\text{из}})_{\text{р}}} \quad (8.35)$$

где  $(\eta_{\text{м}} \eta_{\text{из}})_{\text{р}}$  определяется ранее по формуле (8.29) для рабочих условий.

Полученные значения  $N_{\text{в}1,2}$  наносятся на совмещенный график при соответствующем расходе.

По полученным результатам можно оценить текущее рабочее состояние компрессоров путем сравнения приведенных значений с исходными в относительных и абсолютных единицах.

Потерянное отношение давлений при одинаковой производительности ( $Q = \text{idem}$ ) рассчитывается по формуле

$$-\left( \frac{\Delta E}{E} \right)_Q = \frac{E_{\text{исх}} - E_{\text{пр}}}{E_{\text{исх}}} \quad (8.36)$$

Потерянная производительность при одинаковом отношении давления ( $E = idem$ ) рассчитывается по формуле

$$-\left(\frac{\Delta Q}{Q}\right)_{E_{пр}} = \frac{Q_{исх} - Q_p}{Q_{исх}} \quad (8.37)$$

Потерянная экономичность при одинаковой производительности рассчитывается по формуле

$$-\left(\frac{\Delta \eta_m \eta_{из}}{\eta_m \eta_{из}}\right)_Q = \frac{(\eta_m \eta_{из})_{исх} - (\eta_m \eta_{из})_p}{(\eta_m \eta_{из})_{исх}} \quad (8.38)$$

Перерасход электрической мощности (абсолютный) при одинаковой производительности рассчитывается по формуле

$$-N_{эл.пр} = \frac{N_{в.пр}}{\eta_э} \left[ 1 - \frac{(\eta_m \eta_{из})_p}{(\eta_m \eta_{из})_{исх}} \right] \quad (8.39)$$

При цене  $X$  за кВт·ч стоимость (в руб/ч) перерасхода электроэнергии  $C = N_{эл.пр} X$ .

Если при значениях показателей, полученных по формулам (8.36) – (8.39), сохраняется знак «минус», то это означает ухудшение показателей, если знак «плюс» – улучшение, т.е. увеличение отношений давлений, производительности, экономичности, экономию электроэнергии.

Значения и степень изменения полученных показателей дают общую диагностическую оценку состояния компрессоров.

Можно порекомендовать назначение ремонта ЦК, если значение хотя бы одного показателя по формулам (8.36) – (8.38) ухудшилось на значение, превышающее 10 %, а потери от перерасхода электроэнергии становятся сопоставимыми со стоимостью ремонта ЦК.

## 8.8. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВИНТОВЫХ ГАЗОВЫХ КОМПРЕССОРОВ ПО ИЗОТЕРМИЧЕСКОМУ КОЭФФИЦИЕНТУ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ

Контроль технического состояния винтовых газовых компрессоров 7ВКГ-30/7, 7ВКГ-50/7 осуществляется с помощью определения газодинамической характеристики – изотермического КПД, по которому судят о потерях в компрессоре,

вызванных несовершенством процессов сжатия, потерями давления и утечками газа. Состояние упорных подшипников винтовых газовых компрессоров контролируется датчиками осевого сдвига вала.

Изотермический КПД определяется по формуле

$$\eta_{из} = N_{из} / N_e \quad (8.40)$$

где  $N_{из}$  – изометрическая мощность компрессора, кВт;  $N_e$  – эффективная мощность на валу компрессора или мощность, идущая на сжатие газа, кВт.

Изотермическая мощность компрессора рассчитывается по формуле

$$N_{из} = 3,76 p_v V_A \lg(p_n / p_v) \quad (8.41)$$

где  $p_v$  – давление газа на стороне всасывания, кгс/см<sup>2</sup>;  $p_n$  – давление газа на стороне нагнетания, кгс/см<sup>2</sup>;  $V_A$  – действительная объемная производительность, м<sup>3</sup>/мин.

Мощность, идущая на сжатие газа, определяется по формуле

$$N_e = N_{эл} \eta_{эл} \eta_{м.к} \quad (8.42)$$

где  $N_{эл}$  – мощность электродвигателя, кВт;  $\eta_{эл}$  – КПД электродвигателя, принимаемый по паспорту на электродвигатель;  $\eta_{м.к}$  – механический КПД компрессора, принимаемый по паспорту на компрессор.

Мощность электродвигателя рассчитывается по формуле

$$N_э = \frac{\sqrt{3} UI \cos \varphi}{1000} \quad (8.43)$$

где  $U$  – напряжение на входе электродвигателя, В;  $I$  – сила тока, потребляемая электродвигателем, А;  $\cos \varphi$  – отношение активной мощности к полной.

Измерения технологических ( $p_v, p_n$ ) и энергетических ( $U, I, \cos \varphi$ ) параметров проводятся с помощью штатных или переносных контрольно-измерительных приборов. Приборы должны быть поверены.

Действительная объемная производительность  $V_A$  определяется по штатным расходомерам. При их отсутствии могут использоваться переносные устройства для замера расхода газа, выпускаемые промышленностью.

Значения  $\eta_{из}$ , рассчитанные по формулам (8.40) – (8.43), сравниваются с паспортными значениями  $\eta_{из}^н$  (заводская ха-

рактеристика  $\eta_{из}(V)$  при соответствующих значениях  $V_A$  и делается вывод о продолжении эксплуатации или необходимости ремонта.

Предельное значение уменьшения КПД  $\Delta\eta_{из} = \eta_{из}^n - \eta_{из}$  не должно превышать 0,08 – 0,10.

При отсутствии заводской характеристики  $\eta_{из}(V)$  следует путем расчета по формулам (8.40) – (8.43) для компрессора, вышедшего из ремонта, определить характеристику  $\eta_{из}(V)$  и сравнить с ней текущие значения  $\eta_{из}$ .

### 8.9. ОБЪЕМЫ РАБОТ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ И ВИДАМ РЕМОНТА

Объемы работ по ТО и видам ремонта необходимы для целей планирования, организации подготовительных работ, определения потребности в материалах, инструментах и запасных частях и организации работы ремонтного персонала. Объемы работ по ТО и видам ремонта могут уточняться главным механиком производственного подразделения в зависимости от технического состояния оборудования и накопленного на предприятии опыта. Объемы работ по ТО и видам ремонта для оборудования КС приведены в табл. 8.6.

Таблица 8.6

Объемы работ по техническому обслуживанию и видам ремонта оборудования КС

Оборудование	Вид ремонта	Содержание
Центробежный компрессор	Текущий ремонт	Оформление наряд-допуска на газоопасные работы. Разработка электрической схемы электродвигателя. Установка заглушек на вход и выход компрессоров и на вход и выход масла. Продувка компрессора инертным газом. Проведение анализа газа в компрессорах. Демонтаж контрольно-измерительных приборов и проверка их исправности. Демонтаж муфт, кожухов, промвалов, коронок, проверка радиального биения и осевого сдвига муфт. Демонтаж коллекторов, очистка и монтаж сетчатых фильтров на выходе в цилиндр низкого давления и цилиндр высокого давления. Ревизия упорных и опорных подшипников мультипликатора, ЦНД, ЦВД. Разборка корпусов ЦНД, ЦВД, извлечение валов-роторов.

Продолжение табл. 8.6

Оборудование	Вид ремонта	Содержание
Центробежный компрессор	Капитальный ремонт	Проверка состояния зазоров направляющих аппаратов и рабочих колес, очистка их от нагара. Ревизия лабиринтных уплотнений корпуса и колес. Ревизия подшипниковых узлов. Проверка состояния и контактов зубьев шестерни колеса мультипликатора. Ремонт. Демонтаж и очистка коллекторов на входе и выходе ЦНД и ЦВД. Ревизия и ремонт антипомпажного клапана, приводов шаровых кранов, регулирующей заслонки, дренажных вентиляей. Ревизия и ремонт обратных клапанов. Сборка ЦНД и ЦВД в обратной последовательности с заменой тороидальных прокладок. Центровка линии, проверка положения машин по уровню, радиального биения и осевого сдвига муфт. Установка приборов КИП, регулировка. Демонтаж заглушек на входе и выходе газа и масла. Сборка электрической схемы и обкатка компрессоров в течение 72 ч со снятием технических характеристик Состав работ среднего ремонта. Демонтаж ЦНД, ЦВД, мультипликатора, электродвигателя. Выверка базовых поверхностей рамы и проверка глубины промасливания фундамента. При наличии промасленного бетона демонтаж рамы, удаление промышленного бетона, укладка на раствор закладных деталей и клиньев по высотной отметке и уровню. Укладка рамы по уровню и высотной отметке на клиньях, заливка рамы раствором. Полная обтяжка анкерных болтов рамы через 6 сут с контролем усадки рамы по индикатору. Разборка, чистка, дефектовка ЦНД, ЦВД, мультипликатора. Восстановление изношенных деталей. Цветная дефектоскопия, ультразвуковой контроль, рентгеноскопия роторов, газодинамики, зубчатых пар, ЦНД и ЦВД, корпуса мультипликатора, трубопроводов. Гидроиспытания корпусов ЦНД и ЦВД. Монтаж ЦНД и ЦВД, мультипликатора. Ремонт вспомогательного оборудования и запорно-регулирующей арматуры. Ремонт электрооборудования. Монтаж электродвигателя. Подгонка, чистка посадочных мест на раму оборудования и регулировка прокладки. Чистка трубопроводов газа, масла.



Продолжение табл. 8.6

Оборудование	Вид ремонта	Содержание
Центробежный компрессор	Капитальный ремонт	Центровка и сборка компрессорного агрегата. Обкатка в течение 72 ч со снятием технических характеристик
Винтовой газовой компрессор	Техническое обслуживание	Оформление наряд-допуска на проведение газоопасных работ. Разборка электрической схемы. Установка заглушек на вход и выход газа и масла. Осмотр. Ревизия торцевого уплотнения. Ревизия, замена упорных подшипников. Проверка центровки. Подтяжка крепления
	Текущий ремонт	Проведение работ, предусмотренных текущим ремонтом. Оформление допуска на газоопасные работы. Разборка электрической схемы электродвигателя. Установка заглушек на вход и выход газа и масла компрессора. Демонтаж приборов КИП и проверка их исправности. Разборка компрессора. Ревизия подшипников. Проверка зазора, биения винтов, состояния шеек вала (при необходимости — шлифовка, проточка). Замена тороидальных прокладок. Очистка деталей от нагара. Сборка компрессора. Центровка. Установка и регулировка приборов КИП. Демонтаж установленных заглушек. Сборка электрической схемы электродвигателя. Обкатка в течение 72 ч со снятием технических характеристик
Винтовой воздушный компрессор	Капитальный ремонт	Проведение работ, предусмотренных средним ремонтом. Дефектовка (при необходимости — восстановление или замена) всех узлов и деталей компрессора. Проверка состояния посадочных мест в корпусе компрессора подшипников торцевых уплотнений запорных втулок валов. Сборка компрессора. Центровка. Установка и регулировка приборов КИП. Демонтаж установленных заглушек. Сборка электрической схемы электродвигателя. Обкатка в течение 72 ч со снятием технических характеристик
	Техническое обслуживание	Осмотр. Продувка или замена входного воздушного фильтра. Доливка масла. При необходимости очистка оребрения масляных и воздушных теплообменников
	Текущий ремонт	Проведение работ, предусмотренных техническим обслуживанием. Замена масла. Замена масляных фильтров. Подтяжка болтовых соединений.

Продолжение табл. 8.6

Оборудование	Вид ремонта	Содержание
Винтовой воздушный компрессор	Капитальный ремонт	Проверка эластичности соединительных шлангов. Ревизия и настройка приборов КИП. Ревизия подшипников. Проверка зазоров, биения винтов, состояния шеек вала (при необходимости — их шлифовка, проточка). Ревизия торцевого уплотнения, соединительной муфты. Центровка. Сборка электрической схемы электродвигателя. Обкатка в течение 72 ч со снятием технических характеристик Проведение работ, предусмотренных текущим ремонтом. Дефектовка (при необходимости — восстановление или замена) всех узлов и деталей компрессора. Проверка состояния посадочных мест в корпусе компрессора подшипников торцевых уплотнений запорных втулок валов. Сборка компрессора. Центровка. Установка и регулировка приборов КИП. Сборка электрической схемы электродвигателя. Обкатка в течение 72 ч со снятием технических характеристик
Поршневой компрессор воздуха КИП и автоматики	Техническое обслуживание	Подготовка или замена воздушного фильтра и фильтра смазки. Долив или замена масла в картере. Подтяжка крепления, центровка. Чистка от нагара
	Текущий ремонт	Проведение работ, предусмотренных техническим обслуживанием. Ревизия клапанов всаса и нагнетания. При необходимости их замена или замена пружин. Замена компрессорных и маслосъемных колец. Ревизия кривошипно-шатунной группы и подшипников. Центровка. Промывка и чистка трубок холодильников
Центробежный насос смазочного масла	Капитальный ремонт	Проведение работ, предусмотренных текущим ремонтом. Полная разборка компрессора. Дефектовка всех узлов и деталей. Проточка или шлифовка шеек коленвала. Гильзовка или расточка цилиндров с заменой поршней и поршневых колец. Перезаливка или замена при необходимости всех подшипников. Ремонт холодильников с заменой вышедших из строя труб. Центровка компрессора с электродвигателем. Окраска. Испытание компрессора в работе
	Техническое обслуживание	Осмотр. При необходимости промывка фильтра смазочного масла. Смазка подшипников. Проверка центров-

Продолжение табл. 8.6

Оборудование	Вид ремонта	Содержание
Центробежный насос смазочного масла	Техническое обслуживание Текущий ремонт	ки. При необходимости проведение центровки. Подтяжка крепления Выполнение работ, предусмотренных техническим обслуживанием. Разборка. Ревизия подшипников. Устранение замеченных дефектов. Ревизия уплотнений, при необходимости — замена. Проверка зазоров, состояния деталей. Проверка биения вала. Ревизия соединительной муфты. Центровка агрегата
	Капитальный ремонт	Выполнение объема работ текущего ремонта. Ревизия (при необходимости — замена) рабочего колеса, вала, уплотнений, втулок. Расточка посадочных мест корпуса
Винтовой насос уплотняющего масла	Техническое обслуживание Текущий ремонт	Осмотр. Смазка подшипников. Ревизия соединительной муфты. Проверка. Центровка. Подтяжка крепления Выполнение работ, предусмотренных техническим обслуживанием. Ревизия или замена подшипников, уплотнений. Замена тороидальных прокладок. Проверка зазоров, биения винтов, состояния шеек вала. При необходимости — их шлифовка, проточка. Ревизия соединительной муфты. Центровка. Капитальный ремонт. Выполнение работ текущего ремонта. Шлифовка винтовых пар для удаления зазоров на винтовых винтах. Дефектовка всех узлов и деталей. Проверка состояния посадочных мест корпуса, при необходимости — их восстановление. Сборка агрегата, испытание в работе
	Капитальный ремонт	Частичная разборка. Промывка картера, замена масла. Чистка (при необходимости) фильтров. Проверка состояния ремней привода и регулировка их натяжения. Проверка центровки. Подтяжка креплений Выполнение работ, предусмотренных техническим обслуживанием. Ревизия и ремонт плунжеров и клапанов, втулок. Ревизия и, при необходимости, замена сальников, тороидальных прокладок. Устранение утечек. Ремонт масляного насоса. Разборка и ревизия редуктора. Ревизия пульсатора и заправка инертным газом
Плунжерный насос впрыска типа ТЭГ	Техническое обслуживание	Выполнение работ текущего ремонта. Ревизия и ремонт кривошипно-шатунной группы (крейцкопфов). Ремонт или замена подшипников, маслопроводов. Проверка, регулировка, замена неисправных КИП.
	Текущий ремонт	Сборка, регулировка, испытание насоса Смазка подшипников, натяжка ремней. Регулировка угла — наклона лопастей вентилятора. Подтяжка крепления
Осевые вентиляторы типа АВО	Техническое обслуживание	Смазка подшипников, натяжка ремней. Регулировка угла — наклона лопастей вентилятора. Подтяжка крепления

Продолжение табл. 8.6

Оборудование	Вид ремонта	Содержание
Осевые вентиляторы типа АВО	Текущий ремонт	Выполнение работ технического обслуживания. Ревизия привода, замена дефектных подшипников. Замена смазки. Ревизия, ремонт и регулировка угла наклона лопастей вентилятора. Осмотр лопастей, проверка крепления. Натяжка или замена ремней. Проверка параллельности смещения шкивов
	Капитальный ремонт	Выполнение работ текущего ремонта. Замена лопастей вентилятора с последующей балансировкой. Ремонт или замена отдельных узлов диффузора
Приточно-вытяжные вентиляторы	Техническое обслуживание Текущий ремонт	Ревизия креплений вентилятора, диффузора, мягких вставок. Смазка. Осмотр лопаток рабочего колеса. Выполнение работ технического обслуживания. Проверка балансировки рабочего колеса. Замена мягких вставок, смазка подшипников. Смена отдельных лопаток. Проверка калориферов. Ревизия запорной арматуры с частичной заменой задвижек, вентилялей. Ремонт шибера-заслонки
	Капитальный ремонт	Выполнение работ текущего ремонта. Ремонт или замена рабочего колеса. Балансировка рабочего колеса. Замена подшипников. Замена пружин. Проверка на соосность диффузора и воздуховода. Ремонт или замена кожуха. Окраска, испытание вентилятора в работе. Проверка на эффективность
Центробежные вентиляторы надува	Техническое обслуживание	Ревизия креплений вентилятора, диффузора. Осмотр лопаток рабочего колеса. Проверка состояния соединительных муфт. Проверка центровки
	Текущий ремонт	Выполнение работ технического обслуживания. Проверка балансировки рабочего колеса. Смазка подшипников. Смена отдельных лопаток. Проверка калориферов, обратного клапана, шибера
Насос откачки конденсата (центробежный)	Капитальный ремонт	Выполнение работ текущего ремонта. Ремонт или замена рабочего колеса. Замена подшипников. Замена электрических ТЭНов на КС-3, КС-9. Ремонт или замена элементов кожуха. Окраска, испытания вентилятора в работе
	Техническое обслуживание	Осмотр. Чистка фильтра на приемном трубопроводе насоса. Проверка центровки, состояния торцевого уплотнения, соединительной муфты. Подтяжка креплений. Смазка подшипников
	Текущий ремонт	Проведение работ, предусмотренных техническим обслуживанием. Разборка. Ревизия подшипников, торцевого уплотнения. Проверка зазоров, биения вала. Чистка

Продолжение табл. 8.6

Оборудование	Вид ремонта	Содержание
Насос откачки конденсата (центробежный)	Текущий ремонт	уравнительной линии. Проверка крепления рабочего колеса к валу. Сборка. Центровка. Обкатка
	Капитальный ремонт	Проведение работ, предусмотренных текущим ремонтом. Дефектовка (при необходимости восстановление или замена) всех узлов и деталей. Балансировка рабочего колеса и вала. Проверка посадочных мест корпуса (при необходимости их восстановление). Сборка. Центровка. Обкатка
Насос откачки конденсата (черпаковый)	Техническое обслуживание	Осмотр и замена при необходимости колец торцевого уплотнения, смазка, осмотр и промывка фильтра
	Текущий ремонт	
Насос откачки конденсата (диафрагменный)	Капитальный ремонт	Разборка насоса для осмотра состояния проточной части, подшипников, пальцев, полумуфт
	Техническое обслуживание	Осмотр. Подтяжка креплений. При необходимости доливка масла. Осмотр червячной передачи, кривошипно-шатунной группы
	Текущий ремонт	Проведение работ, предусмотренных техническим обслуживанием. Разборка. Промывка картера. Замена масла. Ревизия подшипников, диафрагмы, клапанов (при необходимости их замена). Сборка. Обкатка
Погружной центробежный насос	Капитальный ремонт	Проведение работ, предусмотренных текущим ремонтом. Дефектовка (при необходимости — восстановление или замена). Сборка. Обкатка
	Техническое обслуживание	Осмотр. Проверка креплений плиты насоса к емкости. Осмотр соединительной муфты, сальникового уплотнения
	Текущий ремонт	Проведение работ, предусмотренных техническим обслуживанием. Демонтаж. Разборка. Ревизия подшипников, рабочего колеса, промвалов. Замена сальникового уплотнения. Ревизия соединительной муфты. Проверка креплений колеса к валу, биение вала. Сборка. Обкатка
	Капитальный ремонт	Проведение работ, предусмотренных текущим ремонтом. Дефектовка (при необходимости — восстановление или замена). Балансировка рабочего колеса. Сборка. Обкатка
Центробежный насос антифриза	Техническое обслуживание	Осмотр. Чистка фильтра на приемном трубопроводе насоса. Проверка центровки, состояния торцевого уплотнения, соединительной муфты. Подтяжка креплений. Доливка масла
	Текущий ремонт	Проведение работ, предусмотренных техническим обслуживанием. Разборка. Ревизия подшипников, торцевого уплотнения.

Продолжение табл. 8.6

Оборудование	Вид ремонта	Содержание
Центробежный насос антифриза	Капитальный ремонт	Замена масла. Проверка зазоров, биения вала. Проверка крепления рабочего колеса к валу. Сборка. Центровка. Обкатка в течение 72 ч со снятием технических характеристик
		Проведение работ, предусмотренных текущим ремонтом. Дефектовка (при необходимости — восстановление или замена) всех узлов и деталей. Балансировка рабочего колеса и вала. Проверка посадочных мест корпуса (при необходимости — их восстановление). Сборка. Центровка. Обкатка
Теплообменное оборудование типа АВО	Техническое обслуживание	Осмотр повреждений оребрения при необходимости — выровнять секции. Осмотр крепления трубок между собой. Проверка состояния фиксаторов трубных пучков. Осмотр жалюзи
	Текущий ремонт	Проведение работ, предусмотренных техническим обслуживанием. Чистка трубок, трубных коллекторов, оребрения. Выборочный контроль толщины стенок трубок
Теплообменное оборудование (кожухотрубное, типа труба в трубе)	Капитальный ремонт	Проведение работ, предусмотренных текущим ремонтом. Контроль толщины всех трубок газовых камер, штуцеров, фланцев секции (при отбраковке 25 % и более провести 100 % замену газовых труб, выполнить гидроиспытание)
	Техническое обслуживание	Проверка на наружную и внутреннюю герметичность трубок. Осмотр фланцевых соединений
	Текущий ремонт	Проведение работ, предусмотренных техническим обслуживанием. Вскрытие, чистка. Выборочный контроль толщины стенок трубок. Испытание на герметичность
Теплообменное оборудование (калориферы приточной вентиляции)	Капитальный ремонт	Проведение работ, предусмотренных текущим ремонтом. Полный контроль толщины стенок трубок. Гидроиспытание на прочность
	Техническое обслуживание	Осмотр повреждений оребрения (при необходимости — выровнять). Осмотр жалюзи. Проверка креплений
	Текущий ремонт	Проведение работ, предусмотренных техническим обслуживанием. Очистка оребрения. Проверка состояния трубок: отсутствие течи степени коррозионного износа, соединений и креплений. Подтягивание всех соединений и креплений. Выравнивание оребрения
	Капитальный ремонт	Проведение работ, предусмотренных текущим ремонтом. Замена трубок с пластинами. Замена крышек. Проверка на герметичность
Шестеренчатый насос масла	Техническое обслуживание	Осмотр. Проверка состояния креплений, соединительной муфты, торцевого уплотнения, центровки. Регулировка перепускного клапана



Продолжение табл. 8.6

Оборудование	Вид ремонта	Содержание
Шестеренчатый насос масла	Текущий ремонт	Проведение работ, предусмотренных техническим обслуживанием. Разборка. Ревизия подшипников. Проверка прилегания шестерен. Замер зазоров. Замена сальникового уплотнения. Сборка. Центровка. Обкатка в течение 72 ч. Со снятием технических характеристик.
	Капитальный ремонт	Проведение работ, предусмотренных текущим ремонтом. Дефектовка (при необходимости – восстановление или замена). Сборка. Центровка. Обкатка

## 9

### **ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ ОАО ТНК**

#### 9.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Эксплуатация оборудования тесно связана с проблемой энергосбережения. Особенно остро эта связь ощущается службами главного энергетика, которые отвечают за энергосбережение. Надо отметить, что службы главного энергетика без тесного взаимодействия с другими службами (главного механика, отдела добычи и т.д.) не смогут разработать и реализовать мероприятия по энергосбережению.

В своей производственной деятельности предприятия, входящие в состав ОАО ТНК, используют топливно-энергетические ресурсы, получаемые как от стороннего источника: электрическая энергия, тепловая энергия, моторное топливо, так и образующиеся в процессе добычи нефти: нефть, попутный нефтяной и природный газ (см. рис. 1.1).

Основным топливно-энергетическим ресурсом, потребляемым нефтегазодобывающими предприятиями ОАО ТНК, является электроэнергия, годовое потребление которой более 6 млрд кВт·ч.

На рис. 9.1 приведена доля потребления электроэнергии предприятиями, входящими в состав ОАО ТНК, в общем потреблении за 2001 г.

Анализ электропотребления показывает, что основное электропотребление приходится на два технологических процесса: добычу жидкости механизированным способом и закачку воды. В этих технологических процессах заключены резервы энергосбережения.

В 2001 г. по предприятиям, входящим в состав ОАО ТНК, было добыто 39807,138 тыс. т нефти и 366822,9 тыс. т жидкости. Обводненность продукции действующего фонда добывающих скважин составляла 91,6 %, а по ОАО «Самотлор-

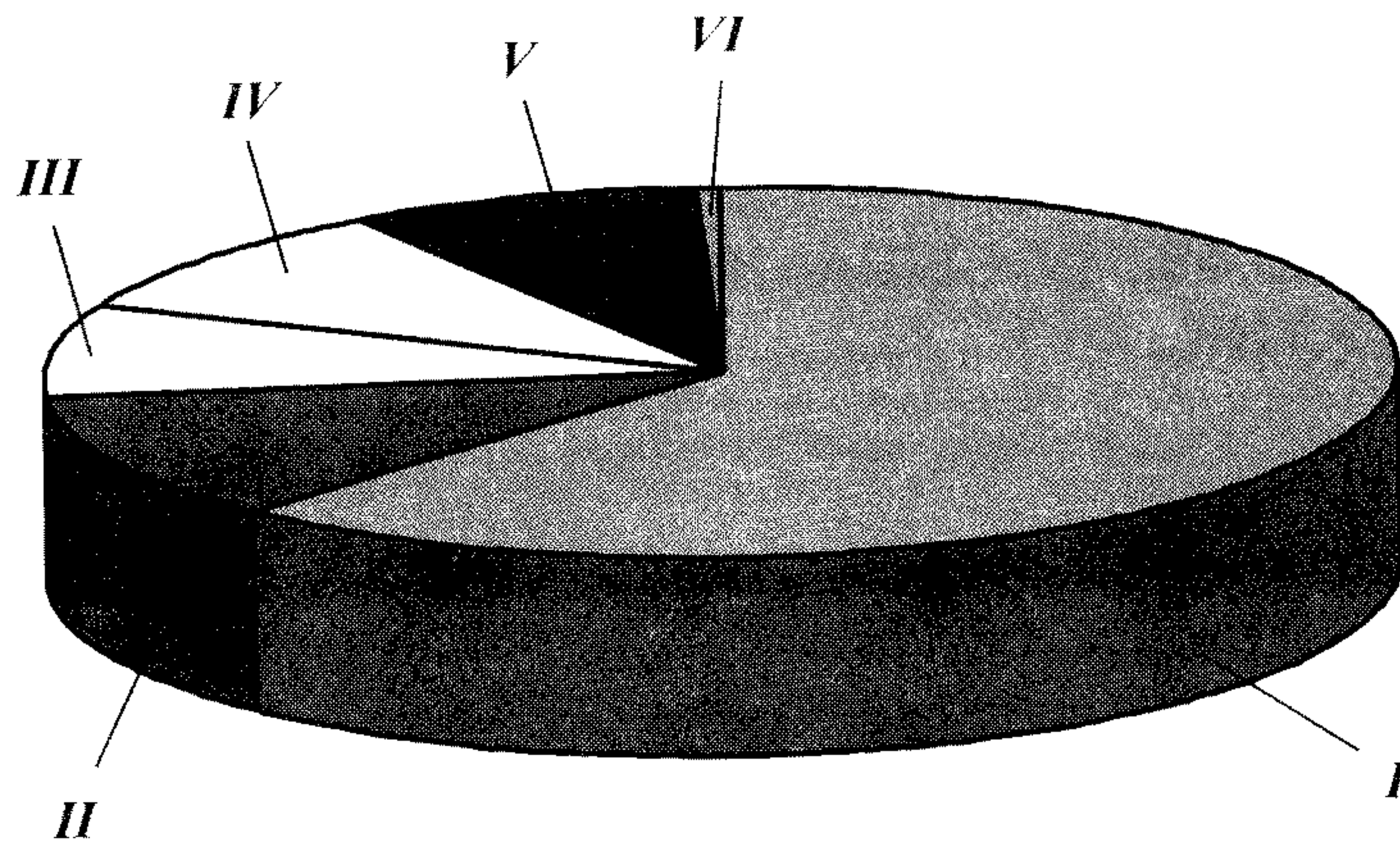


Рис. 9.1. Доля потребления электроэнергии предприятиями, входящими в состав ОАО ТНК, в общем потреблении за 2001 г.: I – ОАО «Самотлорнефтегаз» 3923924,0 тыс. кВт·ч (63 %); II – ОАО «Оренбургнефть» 725371,2 тыс. кВт·ч (11 %); III – ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» 502644,5 тыс. кВт·ч (8 %); IV – ОАО «ТНК-Нижневартовск» 591769 тыс. кВт·ч (9 %); V – ОАО «ТНК-Нягань» 527814,2 тыс. кВт·ч (8 %); VI – ОАО «Тюменнефтегаз» 38086 тыс. кВт·ч (1 %)

нефтегаз» и ОАО «ТНК-Нягань» 94,46 и 85,2 %, соответственно. Было закачено в продуктивные пласты 345041,97 тыс. м<sup>3</sup> воды.

Ряд месторождений, входящих в состав ОАО ТНК, находится на стадии IV разработки, характеризующейся значительной выработкой запасов и высокой обводненностью продукции (Самотлорское, Талинская площадь и др.).

Внешнее электроснабжение потребителей, входящих в состав ОАО ТНК, осуществляется: по Тюменской области от Сургутских ГРЭС и Нижневартовской ГРЭС ОАО «Тюменьэнерго»; по Оренбургской области от ОАО «Оренбургэнерго» и ОАО «Самараэнерго».

Основные группы электроприемников:

блочные кустовые насосные станции (БКНС);

дожимные насосные станции;

компрессорные станции;

комплексные сборные пункты (КСП);

центральные товарные и резервуарные парки (ЦТП и ЦРП), объекты сбора, первичной подготовки и внутрипромышленной перекачки нефти;

установки механизированной добычи нефти.

Для оптимизации собственного энергопотребления, обеспечения надлежащего учета и контроля за электропотреблением необходима достоверная информация об электропотреблении основных групп электроприемников, фактических электрических нагрузках, уровнях напряжения во всех основных узлах электрических сетей нефтепромыслов.

Энергосберегающие мероприятия в нефтегазодобывающих предприятиях можно разделить на две группы:

решения, направленные на снижение потерь электроэнергии в электрических сетях и электрооборудовании;

решения, направленные на повышение энергоэффективности нефтедобычи при разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений.

## 9.2. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Общая картина распределения элементов потерь активной мощности в электрических сетях ОАО ТНК отображена на рис. 9.2. Потери активной мощности в электрических сетях нефтяных месторождений составляют от 3,2 до 8,5 % потребляемой мощности.

Наибольшие потери активной мощности приходятся на линии электропередачи (ЛЭП) и трансформаторы напряжением 6 кВ.

Суммарные потери активной энергии в электрических сетях ОАО ТНК составляют около 447900 тыс. кВт·ч или 7 % потребляемой энергии.

Установлено, что основные резервы снижения потерь электроэнергии в электрических сетях и электрооборудовании заключены в целенаправленной оптимизации уровней напряжения в сетях, рациональной компенсации реактивной мощности. Установлено, что из оптимизации активных потерь по реактивной мощности и напряжению при существующей схеме электроснабжения основных групп электроприемников в ОАО ТНК возможности электротехнических решений по снижению потерь составляют около 49270–80600 тыс. кВт·ч в год или 11–18 % суммарных потерь активной энергии.

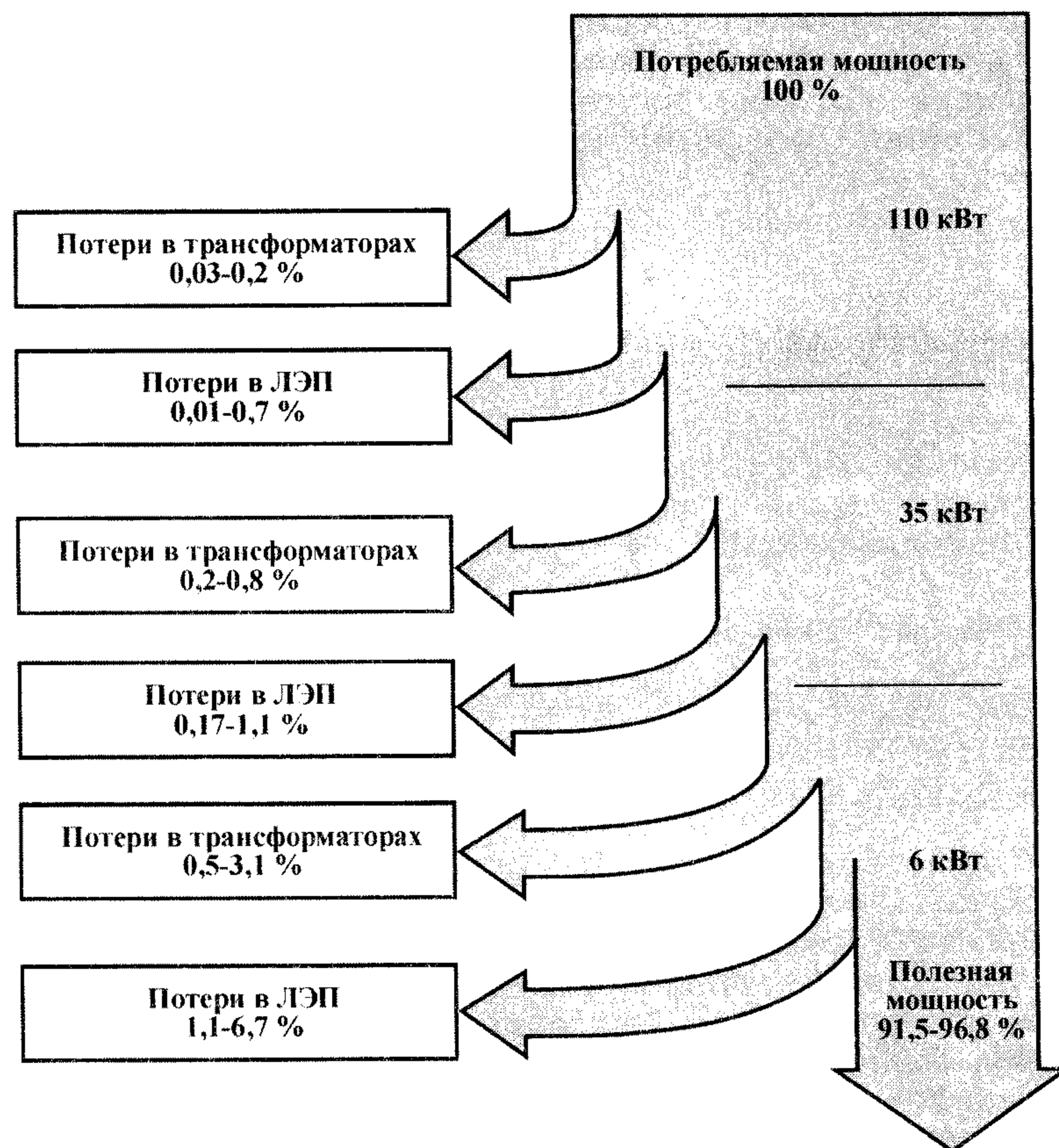


Рис. 9.2. Диаграмма распределения активной мощности в электрических сетях

### 9.3. АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

#### 9.3.1. ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО

Теплоэнергетическое хозяйство является важнейшей составной частью потенциала нефтедобывающих предприятий, обеспечивающее теплом не только процессы непосредственно на основных стадиях технологии добычи нефти, но и призванное создавать нормальные условия функционирования во всех других сферах экономической и хозяйственной деятельности.

Существующая системы теплоснабжения создавалась несколько десятков лет тому назад, во время массового освоения месторождения и в весьма короткие сроки. В ряде случаев она даже не имеет эффективных средств водоподготовки и химводоочистки, что отрицательно сказывается на надежности и приводит к увеличению эксплуатационных расходов.

В большинстве случаев, из-за относительно небольшой суммарной подключенной тепловой нагрузки потребителей потенциал теплоэнергетического оборудования и пропускная способность магистральных трубопроводов от котельных используются не в полном объеме, а это неоправданные расходы на электроэнергию и эксплуатацию.

Основой для написания данного раздела послужили работы [117–122].

#### 9.3.2. КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Мелкие котельные (до 3 Гкал/ч) и индивидуальные отопительные установки (теплопроизводительностью до 25 тыс. ккал/ч) характеризуются устаревшими конструкциями, отсутствием автоматического регулирования и средств контроля, требуют значительных затрат и времени для эксплуатации, имеют значительно более низкий КПД, чем установки аналогичного назначения зарубежных фирм.

Высокоэкономичные котельные установки полной заводской готовности отечественного производства пока еще не нашли широкого применения. За счет установки таких автоматизированных и механизированных котлов в блочном исполнении, приспособленных для работы на жидком, газообразном и твердом топливе, усовершенствованных местных генераторов тепла для отопления и горячего водоснабжения, в том числе с топками длительного горения для твердого топлива, может быть значительно повышена эффективность использования топлива.

КПД котлового агрегата  $\eta_{к.а}$  легко выразить через суммарные потери тепла  $\sum q_i$  (в %) при производстве пара, т.е.

$$\eta_{к.а} = [100 - (q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5)] \%,$$

где  $q_1$  — потери тепла с отходящими газами;  $q_2$  — потери тепла от химической неполноты сгорания топлива;  $q_3$  — общие потери тепла от механического недожога топлива;  $q_4$  — потери тепла со шлаком;  $q_5$  — потери тепла в окружающую среду.



Эта формула наглядно показывает, что для повышения КПД котлового агрегата следует всемерно стремиться к уменьшению каждой из составляющих тепловых потерь.

Основным путем обеспечения эффективной работы систем теплоснабжения зданий (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения) и высоких технико-экономических показателей системы централизованного теплоснабжения в целом является оптимизация эксплуатационных режимов тепловых сетей на базе разработки и внедрения наладочных мероприятий.

Показатели системы теплоснабжения постоянно изменяются, за счет подключения или отключения потребителей, строительства или отключения участков сетей, замены существующих диаметров тепловых сетей в сторону увеличения или уменьшения. В связи с этим на каждый конкретный отопительный сезон следует рассчитывать или корректировать гидравлический режим сетей, учитывающий фактическое состояние теплоснабжения. Необходимо ежегодно выполнять мероприятия по регулированию системы теплоснабжения, обеспечивающие расчетную циркуляцию воды в тепловых сетях, распределение теплосистем между всеми подключенными системами теплоснабжения по теплопотребляющим приборам в строгом соответствии с расчетной тепловой нагрузкой.

Значительный расход электроэнергии сетевыми, подкачивающими насосами служит одним из основных показателей, определяющим качество и экономичность работы системы централизованного теплоснабжения. При нормировании расхода электроэнергии основной задачей является правильное определение потребной электрической нагрузки насосов исходя из параметров их работы при заданном гидравлическом режиме тепловых сетей.

Целесообразно максимально использовать тепловую энергию отходящих газов. Для большей части систем с мазутным топливом температура отходящих газов не должна превышать 180 °С. Если температура выше этого значения — следует провести очистку котла.

У газовых котлов температура отходящих газов должна быть ниже 180 °С, ее значение необходимо согласовать с уровнем теплоизоляции дымовых труб и дымоходов. Для снижения тепловых потерь вследствие теплоотдачи необходимо хорошо теплоизолировать и котлы.

Для обеспечения снижения потерь тепла в окружающую среду необходимо учитывать, что их значение зависит от ро-

да топки, сочетания ее с котлом, качества обмуровки, футеровки, общей компоновки с экономайзером и поверхности нагрева котельного агрегата в целом. Паропроизводительность котла зависит от качества топлива, эффективности его сгорания, значения КПД котлового агрегата, а также находится в прямой зависимости от предельно допустимого выброса (ПДВ) в атмосферу газов и золы, что приводит к необходимости принудительной очистки дымовых газов в эффективных аппаратах.

Наиболее эффективная и стабильная работа котла достигается при согласовании его размеров с типом газовой или мазутной горелки. Максимальная эффективность работы котла приходится на нагрузку, составляющую 80–85 % максимальной его производительности.

Одним из эффективных способов повышения КПД является утилизация тепла уходящих дымовых газов котельных. Глубокое снижение температуры уходящих газов возможно за счет установки контактных или рекуперативных теплообменников в хвостовой части газовоздушного тракта котлового агрегата. Особенно эффективна установка таких теплообменников на промышленных и отопительных котельных. Использование утилизационных установок в хвостовой части котлов наряду с повышением экономичности энергоблоков обеспечивает снижение выбросов оксида с уходящими газами.

Чтобы снизить потери энергии, необходимо: уменьшить количество избыточного воздуха; снизить температуру дымовых газов, установив охладитель между котлами и дымовой трубой; вмонтировать «турбулизаторы» в дымоходах котла с целью обеспечения турбулентного потока газа и улучшения теплопередачи; исключить подсос ненужного воздуха через трещины и отверстия; использовать регулируемые горелки, многоступенчатые или малые горелки, когда нагрузка по теплу переменчива; свести к минимуму число запусков и остановов за счет уменьшения количества тепла на входе в котел.

### 9.3.3. ОБСЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Обследования проводятся при текущем планировании потребности в энергоресурсах и затрат на топливо, электроэнергию и воду. Объектами обследования являются предприятия по эксплуатации котельных и тепловых сетей.

Система теплоснабжения состоит из комплекса устройств, оборудования и коммуникаций трубопроводов, предназна-

ченных для выработки тепловой энергии, ее транспортировки к потребителям, распределения по зданиям и сооружениям.

Котельные оснащены центробежными насосными агрегатами: сетевыми, подпиточными, питательными.

В эксплуатации в большинстве случаев рабочие режимы работы насосов изменяются и они отличны от оптимального. Для практического анализа режимов работы насосного агрегата необходимо снятие его фактических характеристик в различных условиях эксплуатации. Значение внутреннего КПД можно использовать для оценки затрат на электроэнергию, так как расход электроэнергии пропорционален значению КПД.

В связи с возрастанием стоимости топлива необходимо оценить целесообразность улучшения теплоизоляции котлов, водоподогревателей, трубопроводов для уменьшения потерь в системах теплогенерирования и распределения теплоты. Рекомендуемая наружная температура обмуровки современных котлов не превышает на 10–15 °С температуру окружающего воздуха. Параметры температуры снимаются в пяти точках передней, задней, правой и левой сторонах котла. За основу берется средняя температура стенки котла.

Для проверки КПД котлов необходимо выполнить газовый анализ (коэффициент избытка воздуха  $\alpha$  в уходящих газах позволяет оценить подсосы воздуха и качество обмуровки котла). Низкое содержание CO и  $\alpha$  указывают на правильную настройку режимов работы горелочных устройств.

Пробы дымовых газов отбираются с помощью зонда газоанализатора KM800Plus из дымохода, на расстоянии, равном, по меньшей мере, двум диаметрам трубы, а наконечник зонда располагается по центру дымохода.

По следующим показаниям прибора определяют КПД процесса горения и коэффициент избытка воздуха, а также анализируют работу котла:

$O_2$  — содержание кислорода, %;

FLUE — температура уходящих газов, °С;

CO — содержание угарного газа;

CO<sub>2</sub> — содержание углекислого газа (вычисленное);

EFF — КПД процесса горения;

XAIR — избыток воздуха, вычисляемый на основании измеренного значения содержания  $O_2$  и вида топлива;

CO/CO<sub>2</sub> — соотношение, вычисляемое делением измеренного значения содержания CO на вычисленное значение содержания CO<sub>2</sub>. Соотношение показывает, на сколько хорошо работает котел. Например, новый или прочищенный котел

имеет соотношение 0,0004. Котел, нуждающийся в прочистке, имеет соотношение 0,0004–0,0008, а котел, для которого необходим капитальный ремонт, имеет соотношение более 0,0008.

По температуре уходящих газов необходимо оценить возможность применения экономайзера и контактных теплообменников для увеличения КПД котельных агрегатов. При использовании газообразного топлива особый интерес представляют контактные теплообменники, позволяющие значительно снизить температуру уходящих газов, так как нагреваемая вода практически не загрязняется продуктами сгорания.

В связи с возрастанием стоимости топлива необходимо оценить целесообразность улучшения теплоизоляции котлов, водоподогревателей, трубопроводов для уменьшения потерь в системах генерирования и распределения теплоты.

По результатам измерения расходов подпиточной воды определяются потери воды в системе теплоснабжения и степень возврата конденсата в систему питания котлов.

Для оценки состояния системы отопления необходимо выполнить сравнение тепловой мощности, потребляемой на отопление зданий различного назначения, с расчетными данными, которые были заложены при проектировании. Сравнительный анализ позволяет определить наличие перетопа здания и необходимость настройки его системы на проектные показатели.

В системе отопления и теплоснабжения имеются потери энергии, связанные с повреждением теплоизоляции трубопроводов. Для оценки состояния теплотрасс необходимо сравнить в них потери теплоты с теми значениями, которые допускались при проектировании. Эти данные можно использовать для оценки эффективности рекомендаций по улучшению теплоизоляции труб систем теплоснабжения.

Гидравлические расчеты систем теплоснабжения во время их эксплуатации позволяют выяснить причины различия фактических и требуемых параметров, наметить экономичные способы их устранения, оптимально изменить режимы работы сетевых насосов, уменьшить затраты, связанные с расходом электроэнергии на них.

Теплоснабжение производственных объектов, зданий и сооружений, входящих в состав ОАО ТНК, осуществляют управления по эксплуатации котельных и тепловых сетей.

Проведенный анализ показал, что располагаемая мощность котельных в основном соответствует проектной. Техническое

состояние котлов, находящихся в эксплуатации, удовлетворительное. Основным видом топлива в котельных — газ, в единичных котельных используется нефть. В качестве теплоносителя для производственных объектов применяется вода.

Источниками водоснабжения котельных является вода с рек и артезианских скважин. Не все котельные оснащены средствами, необходимыми для водоподготовки и химводоочистки. Основным способом очистки воды в котельных являются механическая очистка, двухступенчатое натрий-катионирование, атмосферная деаэрация.

Учет тепловой энергии на крупных котельных ведется по приборам расхода и температуры воды, на мелких котельных — расчетным путем.

Производственная деятельность предприятий по эксплуатации котельных и тепловых сетей направлена на бесперебойное обеспечение объектов тепловой энергией и снижение расходов на тепловую энергию.

Регулирование тепловых сетей является заключительным этапом наладочных работ. Задача регулирования состоит в том, чтобы в работающей тепловой сети достигнуть расчетных (заданных) гидравлических и тепловых режимов и нормального теплоснабжения всех подключенных потребителей.

Для анализа работы систем теплоснабжения котельных ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО «Оренбургнефть», ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие», ОАО «ТНК-Нягань» проведены расчеты гидравлических и тепловых сетей от котельных.

Потери энергии в системе теплоснабжения (рис. 9.3) можно разделить на потери при производстве теплоэнергии и потери при использовании выработанного тепла.

В результате инструментальных замеров определены потери энергии: в электродвигателях насосных агрегатов 5–7 %, в обвязке насосных станций до 2 %, в трубопроводах от 5 до 10 %, потери на дросселирование 5 %, потери во внутренней системе отопления 5 %.

Полезная энергия, затрачиваемая на производство теплоэнергии, составляет 56–68 %.

Потери полученной теплоэнергии разделяются на потери в котельной 10–20 %, тепловые потери в трубах 12–14 %, потери через ограждения зданий 5 % и тепловые потери потребителей из-за отсутствия регулировки тепловых сетей (ТП) 10–16 %. Полезная энергия при использовании выработанного тепла составляет 45–63 %.

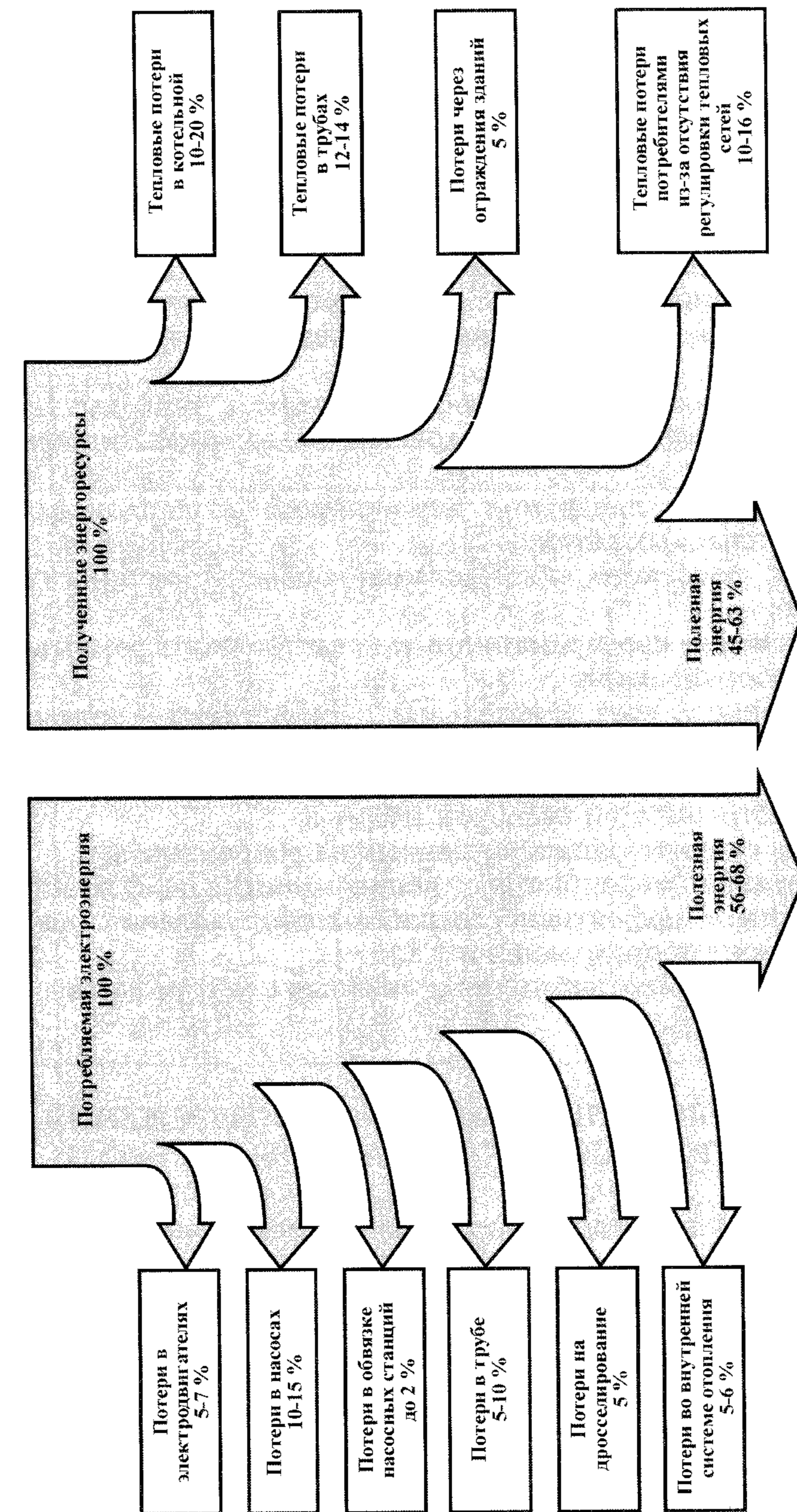


Рис. 9.3. Потери энергии в системе теплоснабжения



Значительные объемы производства и поставки тепловой энергии потребителям, необходимость рационального ведения теплового хозяйства с целью повышения эффективности использования тепловой энергии и мощностей по выработке тепла обуславливают необходимость проведения комплексных технико-экономических мероприятий.

Основные выводы и рекомендации по результатам проведенного анализа теплоснабжения:

потери активной мощности находятся в допустимых пределах, имеется незначительный потенциал в уменьшении потерь;

оптимизация эксплуатационных режимов тепловых сетей на базе разработки и внедрения наладочных мероприятий;

разработка и внедрение мероприятий по теплоизоляции зданий и тепловых сетей;

замена насосного оборудования большой мощности на меньшую;

обеспечение своевременного и качественного ремонта насосного оборудования;

оснащение всех котельных средствами химводоочистки;

обеспечение надлежащего учета расхода тепла на котельных и у потребителей тепловой энергии;

замена существующих котельных на современные;

проведение мероприятий, направленных на повышение надежности и эффективности работы оборудования (диагностика, ремонт оборудования и т.д.);

перевод топливоснабжения котельных с нефти на газ.

#### 9.4. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ

В табл. 9.1 приведено потребление электроэнергии по основным технологическим процессам добычи нефти предприятиями, входящими в состав ОАО ТНК, за 2001 г.

На добычу нефти приходится от 75 до 97 % общего потребления электроэнергии.

Потребление электроэнергии по предприятиям, входящим в состав ОАО ТНК, на добычу жидкости составляет от 43 до 58 %, на закачку воды от 18 до 35 %, на подготовку и транспорт нефти от 5 до 15 % общего потребления электроэнергии.

Таблица 9.1

Потребление электроэнергии по основным технологическим процессам добычи нефти в нефтегазодобывающих предприятиях, входящих в состав ОАО ТНК, за 2001 г.

Показатель	Предприятия							Всего
	ОАО «Самолорнефтегаз»	ОАО «Оренбургнефть»	ОАО ННП	ОАО «ТНК-Нижневартовск»	ОАО «ТНК-Нягань»	ОАО «Тюменьнефтегаз»		
Добыча нефти, тыс. т	14951,9	7888,3	6733,923	6432,0	3118,751	682,264	39807,138	
Потребление электроэнергии, тыс. кВт·ч	3803939,0	577183,5	456883,819	572190,8	464514,9	28712,14	5903424,15	
Удельная норма расхода электроэнергии, кВт·ч/т	254,4	73,2	67,84	89,0	148,9	42,08	148,3	
Добыча жидкости, тыс. т	269776,1	23750,1	18889,542	32293,1	21078,478	1035,619	366822,9	
Потребление электроэнергии, тыс. кВт·ч	2192183,0	348107,3	242618,98	341123	241448,5	16207,44	3381688,22	
Удельная норма расхода электроэнергии, кВт·ч/т	8,1	14,7	12,84	10,6	11,4	15,65	9,2	
Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	256318,25	26863,9	20081,326	25427,0	15275,1	1076,402	345041,97	
Потребление электроэнергии, тыс. кВт·ч	1390742,0	129819,2	165745,83	154092,6	137732,2	10110,11	1988241,94	
Удельная норма расхода электроэнергии, кВт·ч/м <sup>3</sup>	5,4	4,8	8,25	6,1	9,0	9,39	5,8	
Подготовка и транспорт нефти, тыс. т	14928,0	10108,6	7117,138	16906,0	7455,3	675,487	57190,5254	
Потребление электроэнергии, тыс. кВт·ч	209489,0	99301,8	48519,00	76975,2	79533,2	2394,601	516212,001	
Удельная норма расхода электроэнергии, кВт·ч/т	14,0	9,8	6,81	4,6	10,7	3,55	9,0	
Потребление электроэнергии, тыс. кВт·ч	3923924,0	725371,2	502644,5	591769,0	527814,18	38086,71	6306609,59	
В том числе: на добычу нефти	3803939,0	577183,5	456883,809	572190,8	464514,9	28712,14	5903424,15	
прочее потребление	57657,0	148187,7	45760,691	19578,2	63299,28	9374,568	343857,44	

Структура потребления электроэнергии на добычу нефти по ОАО ТНК за 2001 г. приведена на рис. 9.4.

Основная доля потребления электроэнергии по ОАО ТНК приходится на добычу жидкости 54 % и закачку воды 32 % общего потребления. На подготовку и транспорт нефти приходится 9 %, прочее потребление составляет 5 %.

По итогам производственной деятельности за 2001 г. удельная норма расхода электроэнергии на добычу нефти по ОАО ТНК составила 148,3 кВт·ч/т.

Для условий Западной Сибири при разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами необходимо уделять большое внимание проблеме повышения качества строительства скважин.

Основные энергосберегающие мероприятия качественного строительства скважин связаны с сохранением естественной проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии на различных этапах строительства скважин, а также последующим увеличением проницаемости околоскважинной зоны выше естественной, что ведет к снижению затрат электроэнергии.

Необходимо отметить, что при комплексном подходе к строительству и обустройству скважин как составной части

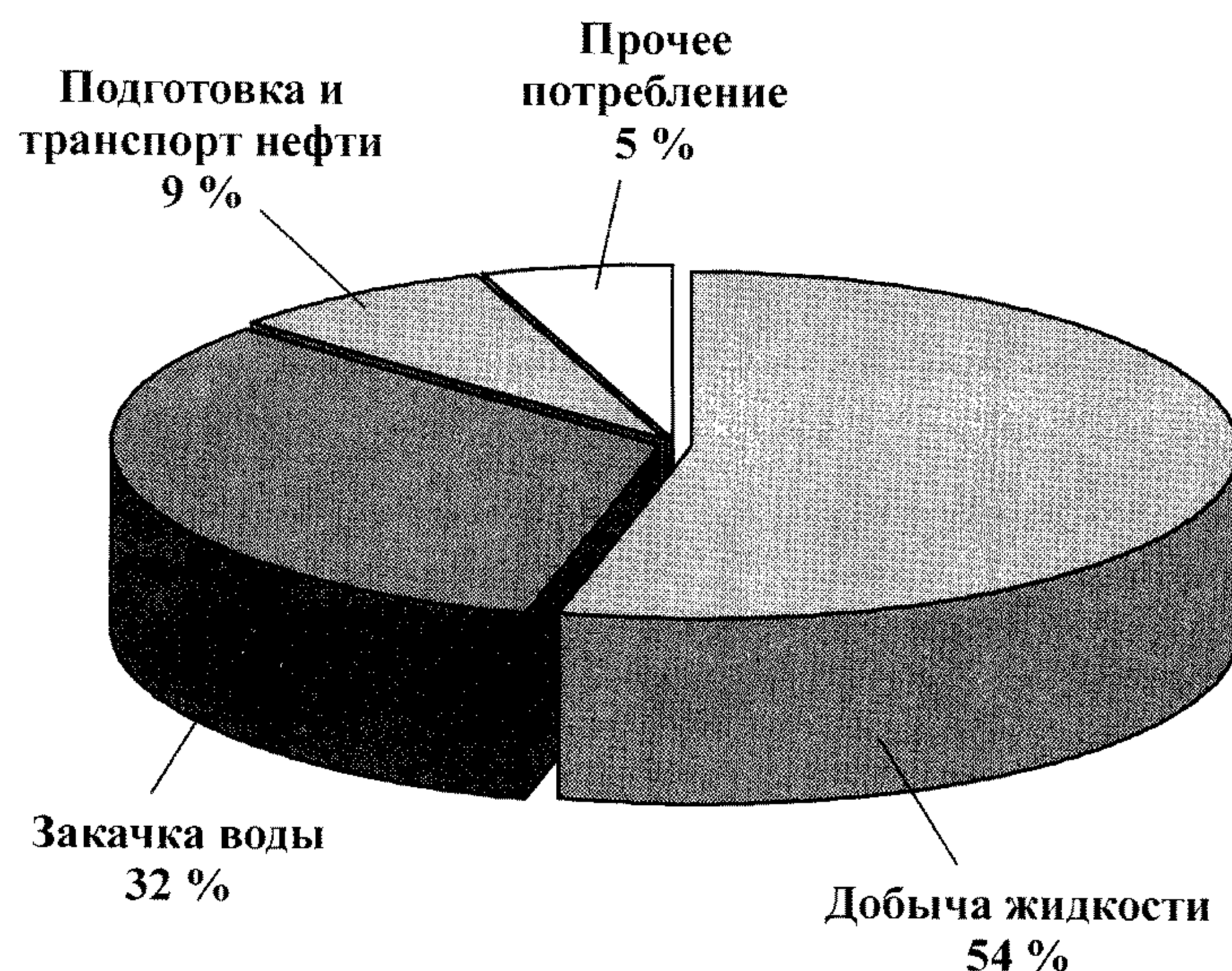


Рис. 9.4. Структура потребления электроэнергии на добычу нефти

проблемы энергосбережения в нефтедобыче, на первый план выдвигается повышение производительности буровых работ, их удешевление и улучшение качества.

В настоящее время традиционные поставщики оборудования и инструмента выпускают изделия, в значительной части устаревшие, качество которых неудовлетворительно, даже с точки зрения требований имеющихся технологий. Нефтяные компании тратят средства на зарубежные технические средства, заведомо неадекватные условиям применения и отечественным технологиям. Недостаточная экономическая и энергетическая оценка приобретаемых технических средств негативно влияет на производство буровых работ.

В процессе разработки месторождений проблема ограничения водопритоков в добывающие скважины становится все более актуальной.

Уменьшение объемов добываемой воды обеспечивается остановкой высокообводненных скважин; проведением ремонтно-изоляционных работ в скважинах; оптимизацией объемов закачки воды по скважинам и участкам пластов.

Энергосбережение при проведении ремонта скважин проявляется посредством: внедрения мероприятий по активизации призабойной зоны; сокращения объемов притока воды; очистки забоя; обеспечения герметичности эксплуатационной колонны или НКТ.

В нефтегазодобывающих предприятиях, входящих в состав ОАО ТНК, проводятся геолого-технические мероприятия, позволяющие обеспечить стабилизацию и увеличение добычи нефти.

## 9.5. СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОЗАТРАТ В ТЕХНОЛОГИЯХ ВНУТРИПРОМЫСЛОВОГО СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Месторождения ОАО ТНК обустроены по герметизированной системе сбора и подготовки продукции скважин с использованием для товарной сдачи нефти резервуаров.

Технологические потери нефти при добыче, сборе, подготовке и транспортировке определяются в соответствии с [123] и включают технологические потери всех видов от устья скважин до узла коммерческого учета. Они подразделяются на:

потери нефти от испарения в процессе подготовки и транспортировки из негерметичных емкостей (технологических и товарных резервуаров, бойлеров и т.д.);

потери нефти с газом в виде капельной жидкости, уносимой из узлов сепарации;

потери нефти со сточной водой, представляющей собой попутно добываемую воду, отделенную на объектах промышленной подготовки — установках предварительного сброса воды (УПСВ) и установках подготовки нефти (УПН), возвращаемую в систему ППД;

потери от утечек из фланцевых, сальниковых и прочих соединений, технологической обвязки скважин, оборудования и коммуникаций системы сбора, первичных сборных пунктов (ДНС) и пункта товарной подготовки нефти.

Схема сбора и подготовки нефти включает резервуары, которые сообщаются с атмосферой через дыхательные клапаны. Из резервуаров происходит испарение нефти. Испарившиеся углеводороды составляют основную статью технологических потерь нефти.

Снижение технологических потерь нефти возможно за счет реализации мероприятий по снижению уноса капельной нефти в системе предварительного сброса воды и уноса легких фракций нефти в резервуарах. Эти мероприятия реализуются внедрением новых систем дыхательной арматуры КДС-3000 и строительством УПСВ на ДНС. Существенный эффект дает предварительный сброс воды на кустах и ее непосредственная закачка на этом же кусте. Оценочные расчеты показывают, что в этом случае потери энергии на закачку 1 м<sup>3</sup> воды могут быть уменьшены более чем на 15 %, причем энергетическая эффективность системы ППД с УПСВ возрастает с увеличением обводненности нефти. Полная подготовка нефти и ее товарная сдача, как правило, осуществляются в укрупненных пунктах сбора или на товарных парках.

При снижении объемов добычи нефти и росте ее обводненности возникают проблемы при перекачке установленными высокопроизводительными насосами. В этих случаях при перекачке целесообразно использовать многофазные насосы, поставляемые фирмами «Rosscor int.» (Голландия), «Sulzer» (Франция), «Leistritz» (Германия) и отечественные насосы А5-2ВВ, А3-2ВВ производства «Ливгидропром», обеспечивающие совместную транспортировку нефти, пластовой воды и газа в любом соотношении.

Применение многофазных насосов позволяет:

управлять системой сбора и подготовки нефти;

повысить эффективность эксплуатации месторождений;

снизить капитальные затраты при обустройстве месторождений;

исключить необходимость строительства площадок сепарации и системы газопроводов с первичных сборных пунктов;

избежать загрязнения окружающей среды при сжигании газа в факелах и т.д.

На ДНС для повышения качества сепарации нефти с высоким газовым фактором на первой ступени применяется технология по РД 39-0148070-303—88 «Руководство по применению технологии сепарации нефти для месторождений с высоким газовым фактором».

Технология заключается в разделении потока газожидкостной смеси на жидкую и газовую фазы в подводящем трубопроводе (устройство предварительного отбора — УПО). Дальнейшая сепарация жидкости ведется в сепараторе; газ из УПО и сепаратора очищается от капельной жидкости в газосепараторе.

Основные направления снижения энергозатрат в системе внутрипромыслового сбора и подготовки нефти:

снижение объемов перекачиваемой жидкости за счет предварительного сброса воды;

замена существующих насосов на современные с большими значениями КПД;

внедрение диагностики насосного оборудования с проведением послеремонтного контроля;

снижение уноса легких фракций нефти в резервуарах за счет внедрения систем уловителей легких фракций (УЛФ).

Оценка энергосбережения от проводимых мероприятий по ОАО ТНК может составить 15 % потребления, что равно 78 млн кВт·ч. Экономически оправданно экономить до 40 млн кВт·ч.

## **9.6. СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОЗАТРАТ ПРИ ДОБЫЧЕ ЖИДКОСТИ МЕХАНИЗИРОВАННЫМ СПОСОБОМ**

Анализ потерь энергии по основным технологическим процессам добычи нефти показал, что наибольшие затраты энергии приходятся на добычу жидкости механизированным способом и поддержание пластового давления. Именно этим технологическим процессам должно уделяться основное внимание при выработке направленной экономии электрической энергии. Геолого-технические условия эксплуатации скважин являются достаточно сложными (наличие механических примесей, солей и парафина в добываемой жидкости) и поэтому



требуют особой тщательности при подборе насосных установок в скважинах.

Основным способом подъема жидкости из скважин является механизированный способ, на долю которого приходится 55 % общего потребления электроэнергии ОАО ТНК. Основная доля приходится на механизированную добычу нефти УЭЦН и УШГН.

Насосная эксплуатация осуществляется с помощью штанговых плунжерных насосов и бесштанговых погружных центробежных электронасосов. Область экономически целесообразного применения насосной установки того или иного вида определяется сочетанием суточного дебита скважины  $Q$  и глубины подвески насоса  $H_{\text{п}}$ .

Для глубинно-насосных штанговых установок эта область характеризуется  $Q = 5 \div 50 \text{ м}^3/\text{сут}$  при глубине подвески насоса  $H_{\text{п}}$ , не превышающей 1600 м, и доходит до  $Q = 300 \text{ м}^3/\text{сут}$  при уменьшении  $H_{\text{п}}$  до 400 м.

Бесштанговые погружные насосы используются на скважинах с форсированным отбором жидкости при  $Q = 400 \div 500 \text{ м}^3/\text{сут}$  и на скважинах с меньшим дебитом  $Q = 40 \div 300 \text{ м}^3/\text{сут}$  при  $H_{\text{п}}$  от 2800 до 400 м.

При механизированной добыче нефти используются электроприводы с нерегулируемыми асинхронными двигателями, отмечаются низкие КПД технических средств подъема жидкости. В скважинах, оборудованных УЭЦН, КПД оценивается в 0,20–0,33. Привод, построенный на основе нерегулируемого асинхронного двигателя, не может обеспечить оптимальные режимы работы установки при непрерывно меняющихся условиях нагрузки.

С точки зрения энергетической эффективности, целесообразно регулировать подачу насоса с помощью регулируемого электропривода, либо с использованием установок управления запуска УЭЦН (за счет плавного изменения числа оборотов электродвигателя).

Основные преимущества использования частотных преобразователей:

- увеличение полезной мощности погружных электродвигателей;

- увеличение межремонтного периода (МРП) за счет улучшения условий запуска насосных агрегатов на пониженных частотах.

Для регулирования подачи насоса на устье скважин устанавливается штуцер. В результате значительно снижается КПД насосной установки, увеличивается потребление элек-

троэнергии, т.е. насосное оборудование работает в неоптимальном режиме, что требует перехода на режим периодической откачки или его замены.

Перевод малобитного фонда на периодическую эксплуатацию обеспечивает значительную экономию электроэнергии и позволяет включать насосное оборудование не в период пиковых нагрузок на электросеть, что значительно увеличивает МРП работы скважин.

Повышение текущего дебита за счет сохранения или роста продуктивности скважин достигается подбором характеристик насосов УЭЦН в соответствии с параметрами пласта и скважины, при этом:

- вывод насосных установок на режим необходимо проводить при обязательном контроле уровня жидкости. В перспективе освоение и эксплуатацию скважин с УЭЦН следует вести с применением тиристорных систем управления;

- перед спуском установок в низкодебитные простаивающие длительное время скважины необходимо проводить работы по восстановлению проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) и увеличению притока из пласта с применением гидравлического разрыва пласта (ГРП), виброобработок, комплексных кислотных обработок ПЗП;

- следует проводить плавный ввод в эксплуатацию скважин, склонных к пробкообразованию, т.е. постепенно увеличивать производительность установок после окончания ремонта;

- необходимо рационально использовать запас производительности оборудования скважинных насосных установок, т.е. постепенно увеличивать темп откачки жидкости из скважин по мере износа скважинных насосов;

- следует форсировать отбор жидкости с целью интенсификации добычи нефти из обводненных скважин;

- для скважин с осложняющими факторами (высокое газо-содержание, температура, механические примеси, соли и парафин) рекомендуется установка газосепараторов, пескоотделителей, термостойкого кабеля;

- необходимо применять частотное регулирование для электроприводов УЭЦН, что при снижении сроков вывода скважин на режим снижает потребляемую мощность на 16 %.

Оценка эффективности от внедрения новой техники для УЭЦН и УШГН приведена в табл. 9.2 и 9.3.

Результаты анализа показывают, что отказы УЭЦН в основном происходят по причинам выхода из строя кабеля, двигателя, ЭЦН и пр. Наибольшее число отказов происходит по причине выхода из строя кабеля. Кабели электропогруж-

Таблица 9.2

## Оценка эффективности от внедрения новой техники УЭЦН

Мероприятие	Технологический эффект
Увеличение глубины подвески насосов до 2100 м	Повышение дебита нефти на 12 т/сут
Внедрение новой техники:	
диспергатор	Уменьшение глубины спуска насоса на 200 м
передвижной тиристорный преобразователь частоты	Сокращение сроков вывода скважин на режим на 4 сут и рост МРП на 25 %
стационарная тиристорная система на восемь скважин	Увеличение МРП на 25 %, повышение текущего дебита за счет согласования неоптимального режима скважин

ных насосов для добычи нефти эксплуатируются в очень суровых условиях. На них воздействуют механические, тепловые нагрузки, химическая агрессивность окружающей среды.

Общая доля отказов электропогружного оборудования по вине кабелей составляет до 60 %. Поэтому к ним ставятся жесткие требования по надежности и качеству.

Для повышения экономических показателей работы скважины необходимо время простоя скважины из-за повреждения кабеля свести до минимума. Это можно достичь повышением надежности за счет испытания и диагностики кабеля после ремонта в цехе или непосредственно на скважине с помощью системы «Скважина».

Таблица 9.3

## Оценка эффективности от внедрения новой техники УШГН

Мероприятие	Технологический эффект
Увеличение глубины подвески насосов до 1800–1900 м	Увеличение депрессии на пласт. Увеличение дебита нефти на 1–4 т/сут
Внедрение новой техники:	
газосепаратор	Уменьшение глубины спуска насоса на 200 м
хвостовик	Повышение дебита скважины в среднем на 2 т/сут
клапан-отсекатель	Сокращение затрат на соль. Сохранение дебита
Имплозия, депрессия	Повышение дебита скважин на 1–2 т/сут в течение 180 сут

Для предупреждения механических повреждений токоподводящего кабеля рекомендуется применять центраторы, устанавливаемые на НКТ, соблюдать скорость спуска установки в скважину.

Для предупреждения расчленения модулей УЭЦН и падений их в скважину в процессе спускоподъемных операций (СПО) или эксплуатации установки рекомендуется применять страховочные муфты, амортизатор и противоположные устройства.

Проведенный анализ причин отказов фонда скважин, оборудованных УШГН, показывает, что основные причины отказов следующие:

- отсутствие подачи;
- обрыв штанг;
- заклинивание плунжера в цилиндре;
- наличие механических примесей;
- негерметичность клапанов.

Используемый в ОАО «Татнефть» привод станков-качалок УШГН, построенный на основе нерегулируемого асинхронного двигателя, не может обеспечить оптимальные режимы работы установки при непрерывно меняющихся условиях нагрузки, поэтому целесообразно обеспечить балансировку всех действующих станков-качалок для снижения нагрузок в приводе и получения наиболее экономичного режима электропотребления за счет снижения потерь электроэнергии и повышения коэффициента мощности.

Для обеспечения возможности плановой регулировки числа качаний балансира наиболее оптимальным решением является применение преобразователей частоты. Применение низкооборотного асинхронного электродвигателя (частота вращения  $500 \text{ мин}^{-1}$ ) вместо высокооборотного асинхронного электродвигателя (частота вращения  $1000 \text{ мин}^{-1}$ ) обеспечивает следующие преимущества:

двигательная мощность электропривода станка-качалки снижается в 2 раза;

потери электроэнергии в электродвигателе уменьшаются на 4 %;

норма расхода электроэнергии на 1 т добываемой нефти снижается на 49 %;

не требуется изменение конструкции станка-качалки для получения режима работы с числом качаний балансира менее 4 (от 1 до 4);

общий КПД установки повышается на 20 %, так как не требуется двухступенчатое редуцирование.

Для повышения текущего дебита скважин и коэффициента использования перспективным является применение новых способов добычи нефти, отвечающих конкретным условиям скважины. К таким относятся способы, использующие установки гидропоршневых (УГПН), струйных (УСН), электродиафрагменных (УЭДН) и электровинтовых (УЭВН) насосов (табл. 9.4).

Характеристики основного насосного оборудования, применяемого в нефтегазодобывающей промышленности, представлены в виде сравнительной табл. 9.5.

Инженерно-производственной фирмой «Сибнефтеавтоматика» разработан и поставляется комплекс индикаторов дебита скважин, оборудованных ШГН.

Комплекс индикаторов дебита (ИД) скважин состоит из двух устройств:

переносного индикатора мгновенного дебита (ИМД) скважины ШГН;

стационарного индикатора суммарного дебита (ИСД) скважины ШГН.

Индикатор дебита ШГН позволит полностью изменить порядок контроля добываемой из скважин жидкости, отказавшись от громоздкой трубопроводной сети на групповом замерном устройстве (ГЗУ) «Спутник».

Контроль за подачей скважины ведется непрерывно, тогда как замеры с помощью ГЗУ «Спутник» осуществляются практически 1 раз в сутки.

Таблица 9.4

**Технико-эксплуатационные возможности новых способов добычи нефти**

Параметр	УГПН	УСН	УЭДН	УЭВН
Диапазон производительности, м <sup>3</sup> /сут	650	1200	16	200
Возможная глубина спуска скважинного оборудования, м	2200	2200	1900	1900
Допустимое значение интенсивности искривления ствола скважины, град/10 м	5-8	7-10	2	2
Гарантированный межремонтный период работы, сут	1500	1500	450	450
КПД установки	0,35-0,45	0,30-0,35	0,35-0,45	0,35-0,45

Таблица 9.5

**Основные показатели насосного оборудования, применяемого в нефтегазодобывающей промышленности**

Показатель	Типы насосов					
	Центробежные	Шестеренные	Винтовые	Плунжерные	Диафрагменные	Пластинчатые
Подача, м <sup>3</sup> /сут	26-430	100-1700	10-45	20	8-20	40-480 (0-40)*
Напор, м	950-1900	1100	600	1200	900-2000	950-2200
КПД объемный, %	54-72 (32-54)	70-92	75-95 (70-95)	85-98	40-60	93
КПД механический, %	53-65 (32-49)	87-90	85-98 (87-90)	90-95	36-40	80
Размер твердых частиц, мм, не более	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Массовая концентрация твердых частиц, г/л, не более	0,1	2,5	2,0	0,2	2	2,5
Перекачиваемая жидкость	Жидкая среда	Мультисреда	Мультисреда	Жидкая среда	Жидкая среда	Мультисреда
Содержание газа на входе, %, более	25	50	70	10	10	50
Температура, °С, не более	40	70	40	130	90	130
Частота вращения, с <sup>-1</sup>	24-46	24,1	3	10 качаний/мин	25	16
Длина, мм	8200-11100	690×395 (габариты)	1000-2000	2000-5000	2700-4000	1000-2060
Масса, кг	262-448	19-135	110-220	200-400	120	80-230
Средняя наработка на отказ, сут	128	100	225	120	335	625

\* В скобках даны значения для погружных насосов.



Принцип работы ИД ШГН основан на методе анализа активной мощности, потребляемой электроприводом станка-качалки. Переносной индикатор получает информационный сигнал и питание от стационарного индикатора и выдает информацию о значении мгновенного дебита скважины.

Стационарный индикатор позволяет проводить:

непрерывную регистрацию и суммирование дебита скважины;

дистанционную регистрацию текущего дебита скважины;

дистанционную сигнализацию при снижении дебита ниже заданного значения;

регистрацию диаграмм мощности с последующей диагностикой по ним работы ШГН.

Известно, что снижение энергозатрат при механизированной добыче нефти достигается правильным подбором характеристики насосов УЭЦН и УШГН в соответствии с параметрами пласта и скважины.

Среди отечественных методик подбора можно отметить программу «SPINNAKER», анализирующую огромное число скважинных данных и выдающую подробное описание особенностей работы насосной установки в выбранной скважине. Однако данная программа написана давно и не имеет новых версий.

Наиболее оптимальными в плане соотношения числа исходных данных к числу и информативности получаемых результатов относятся методики подбора электроприводных и штанговых насосов, разработанные лабораторией кафедры машин и оборудования нефтегазовой промышленности РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Данные методики легли в основу программного комплекса «Автотехнолог», позволяющего учитывать все вышеперечисленные, сложные для ручного счета факторы, а также существенно облегчить процесс подбора необходимого для эксплуатации скважины оборудования.

Несмотря на небольшое число данных, методика позволяет определить, насколько эффективно будет работать в конкретной скважине подбираемое оборудование. Расчеты режимов работы скважин, оборудованных УЭЦН, с использованием программы подбора, позволяют определить рациональные с точки зрения энергосбережения режимы работы установок и рекомендовать к внедрению подземное оборудование с повышенными энергетическими характеристиками. Программа позволяет оценить эффективность применяемого оборудования на основании сравнения затрат мощ-

ности (в кВт·ч) на подъем 1 т нефти и в стоимостном выражении (в руб).

В результате расчета:

определяются затраты мощности на подъем жидкости для эксплуатируемых установок и предлагаются установки с меньшими энергозатратами на 1 т добываемой жидкости;

определяются скважины с УЭЦН, существующие расчетные режимы работы которых не являются оптимальными (за критерий принимается отличие расчетного и фактического значений КПД более чем на 5 %);

рекомендуются к применению наиболее экономичные установки;

определяется перерасход электроэнергии по сравнению с существующими вариантами.

Наиболее эффективным направлением совершенствования эксплуатации УШГН необходимо признать оптимальный подбор подземного оборудования и режима работы УШГН.

Проводимые расчеты режимов работы скважин, оборудованных УЭЦН, УШГН, по программе подбора насосных установок «Автотехнолог» позволяют определить рациональные с точки зрения энергосбережения режимы работы установок и рекомендовать к внедрению подземное оборудование с повышенными энергетическими характеристиками.

Наиболее актуальным вопросом в настоящее время является коррозия подземного оборудования скважин, для защиты от которой необходимо применение НКТ в антикоррозионном исполнении, что позволит сэкономить значительные средства на замену НКТ, а также на текущий и капитальный ремонт скважин.

Для снижения числа отказов насосных установок за счет внедрения мероприятий по борьбе с соле-парафиноотложениями в скважинах эффективно применяются скребки, электропрогрев; внедряются методы предупреждения парафиноотложения с применением футерованных НКТ, электропрогрев НКТ (прямой), либо с помощью греющего кабеля и полых штанг; дозировка химреагентов в затрубное пространство скважин.

Рекомендуется широкое применение специальных устройств, снижающих вредное влияние осложняющих факторов (свободного газа, механических примесей и соле-парафиноотложений): газосепараторов, якорей, фильтров, скребков-центраторов, штанговращателей, дозаторов химреагентов и другого оборудования.

В табл. 9.6 приведен перечень известных мероприятий и

Таблица 9.6

## Перечень известных мероприятий по повышению эффективности эксплуатации на нефтедобывающих предприятиях

Но-мер п/п	Мероприятия, разработка	Предприятие-разработчик	Технико-экономический эффект
1	Технология повышения производительности скважин	ЗАО НПК (г. Тюмень) СибПЭК, ТюмГНГУ, НПКФ «Стомир»	Увеличение дебита на 30 % за счет воздействия на поток добываемой жидкости физическим полем
2	Устройство и технология для ударно-депресссионной очистки скважин (УДОС)	Инженерный сервис	Мгновенная депрессия до 35 МПа, за счет имплозионного эффекта очищения призабойной зоны скважин (ПЗС), снижение обводненности скважины на 18–20 %
3	Технологические схемы БКГ и БКГ-Пла	Инженерный сервис	Снижение себестоимости добычи нефти
4	Комбинированное воздействие на пласт теплоносителем и оторочкой карбамида	ВНИИнефть, СахалинНИПИ – морнефть	Снижение обводненности скважин в течение 2–3 мес, уменьшение текущих энергозатрат
5	Экономичный привод станка-качалки УШГН (низкооборотный асинхронный электродвигатель, частота вращения 500 мин <sup>-1</sup> )	ОАО «Татнефть»	Снижение мощности электропривода в 2 раза, уменьшение на 49 % удельной нормы расхода электроэнергии на 1 т
6	Предварительный отбор газа в системах нефтегазосбора	НижневартовскНИПИнефть	Снижение устьевых давлений, увеличение дебитов добывающих скважин
7	Методика определения оптимального давления нагнетания для газлифта на многопластовом месторождении	ТуркменНИПИнефть	Обеспечение минимальных затрат энергии на подъем нефти газлифтом
8	Расчет дебита горизонтальной скважины	ИПНГ РАН, ОАО «Ритек» (г. Москва)	Формула дебита горизонтальной скважины
9	Использование плунжерных насосов АНТ-150 для закачки воды в пласт	ОАО «Буланашский машзавод»	Регулирование подачи насоса от 230 до 1056 м <sup>3</sup> /сут, исключается штуцирование
10	Применение пластмассовых труб на нефтепромыслах (давление до 4 МПа, диаметр 50–400 мм)	УГНГУ, ИПТЭР (г. Уфа)	Увеличение срока службы трубопроводов за счет применения бипластмассовых труб при транспортировке высокоагрессивных нефтепромысловых жидкостей
11	Совмещенная герметизированная схема подготовки нефти и воды на объектах добычи нефти	БашНИПИнефть (г. Уфа), НГДУ «Краснохолмскнефть»	Сброс воды на месторождениях на первичных пунктах сбора нефти, снижение энергозатрат на транспорт нефти на 10–12 %

Продолжение табл. 9.6

Но-мер п/п	Мероприятия, разработка	Предприятие-разработчик	Технико-экономический эффект
12	Очистка пластовых сточных вод перед закачкой	ТатНИПИнефть (г. Бугульма), НГДУ «Бузулукнефть»	Увеличение приемистости более 80 % нагнетательных скважин после проведения очистки сточных вод
13	Бустерная откачка нефтяного газа с ДНС в систему ППД (утилизация нефтяного газа)	ВНИИБТ (г. Москва), НГДУ «Бугурусланнефть»	Замена воды в системе ППД на водогазовую смесь
14	Погружной электропривод с однопроводной линией питания	АОЗТ «Аванто», ОАО «АЛНАС» (г. Альметьевск)	Экономия от применения одножильного кабеля составит 6300 дол. на одну скважину
15	Применение нестационарного заводнения	НГДУ «Альметьевскнефть»	Снижение энергопотребления в системе ППД на 30 %
16	Зарубежная технология тестирования и ремонта УЭЦН	СП «Ойлпамп» (Канада)	Допуск к последующей эксплуатации без разборки 18 % насосов и 46 % электродвигателей, экономия 3 млн дол.
17	Применение полых электронагревательных штанг (УПЭНШ)	РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (г. Москва)	Возможность использования УШГН для добычи высоковязких нефтей
18	Внутрипластовая закачка воды с помощью УЭЦН	ОАО «АЛНАС» (г. Альметьевск)	Выпуск установок с подачей 50, 80, 125 и 160 м <sup>3</sup> /сут
19	Применение магнитных депарафинизаторов МОЖ-36,60 Г	НПФ «Технологические системы» (г. Оренбург)	Увеличение дебита скважины на 10–25 %
20	Винтовые насосные установки с поверхностным приводом (УВНП)	ВНИИЦ «Нефтегазтехнология» (г. Москва)	Регулирование подачи насоса изменением скорости вращения штанг
21	Насосно-жекторная система «Тандем»	РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (г. Москва)	Срок окупаемости системы 33 дня (по данным НГДУ «Федоровскнефть»)
22	Применение вентильного двигателя для УЭЦН	ОАО «Ритэк» (г. Москва)	Повышение экономичности электропривода за счет увеличения КПД до 90 %
23	Глубинно-насосная штанговая установка с регулируемым электроприводом	Фирма «Амосо» (США)	Обеспечение плавного изменения подачи насосов
24	Продление фонтанирования скважин за счет использования комбигазлифта	ВНИИГаз, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (г. Москва)	Увеличение дебитов добывающих скважин на 10–20 % с депрессией на пласт менее 1,0–1,5 МПа
25	Передвижные промысловые компрессорные станции	США	Средняя стоимость станции 41 дол./кВт, общая стоимость 3,8 тыс. дол.

Продолжение табл. 9.6

Номер п/п	Мероприятия, разработка	Предприятие-разработчик	Технико-экономический эффект
26	Компенсации реактивной мощности с помощью УПОК	ОАО «Татнефть»	Снижение платы за невыполнение режима потребления реактивной мощности на 2 % всей платы за электроэнергию
27	Малогабаритные отбензинивающие установки для утилизации газа малых месторождений	Фирма «Modular Co» (США), Гипростокнефть (г. Москва), ВНИПИГАЗ (г. Москва)	Производительность газа от 80 млн м <sup>3</sup> /год до 300 млн м <sup>3</sup> /год. Повышение степени утилизации газа
28	Длинноходовой привод УШГН	Фирма «Oilwell» (США)	Увеличение подачи УШГН при сокращении на 20–30 % расхода электроэнергии
29	Насосы повышенной надежности с двухопорными рабочими ступенями (ЭЦН5-50, ЭЦНМ и ЛЭЦНМ-5-20)	ОАО «Лебедянский машзавод» (г. Лебедянский)	Повышение ресурса работы по сравнению с ЭЦН
30	Многофазные насосные станции	ОАО «Гипросток» (г. Самара)	Сокращение капитальных вложений, возможность совместной перекачки по одной трубе нефти и газа
31	Технология совместно-раздельного извлечения нефти и воды насосами типа НРП	ОАО «Гипростокнефть» (г. Самара)	Увеличение текущих дебитов скважин, снижение темпа обводнения
32	Трехфазный сепаратор	ИТП «Контэкс» (г. Самара)	Установка в УПСВ
33	Установки сброса балласта воды на кустовых площадках	ОАО «Гипростокнефть» (г. Самара)	Обводненность нефти после сброса балласта не превышает 2–5 %
34	Программно-технический комплекс СЛУДЗ	ОАО «Торговый дом «Воткинский завод» (г. Воткинский)	Непрерывный сбор информации о состоянии контролируемых объектов
35	Пакер для нагнетательных скважин	ОАО «Электрон» (г. Тюмень)	Исключение порывов эксплуатационной колонны и возможность увеличения давления нагнетания воды
36	Комплексный интеллектуальный датчик расходомер «Гипер-Флоу-3П»	НПФ «Вымпел» (г. Саратов)	Для построения АСУ ТП на одну линию связи возможность подключения до 10 датчиков-расходомеров
37	Трубы нового поколения, армированные, многослойные (давление до 8 МПа)	ОАО «Запсибгазпром» (г. Тюмень)	Срок службы до 50 лет, устойчивость к коррозии
38	Гибкие полимерно-металлические трубы (ГПМТ) (давление до 1 МПа, диаметр 90 мм)	АНК «Башнефть» (г. Уфа)	Применение для транспортировки высокоагрессивных жидкостей при температуре 40–45 °С

Продолжение табл. 9.6

Номер п/п	Мероприятия, разработка	Предприятие-разработчик	Технико-экономический эффект
39	Полиэтиленовые газовые трубы (давление до 0,6 МПа, диаметр 20–160 мм)	АНК «Башнефть» (г. Уфа)	Стойкость к агрессивным средам, ниже сопротивление течению газа и воды
40	Трубы стеклопластиковые (давление до 2,5 МПа, диаметр 20–500 мм)	ОАО «Пармапласт» (г. Харьков)	Прочность на уровне стальных, применение для хозяйственно-питьевого водоснабжения
41	Пороховой акустический аккумулятор давления для скважин (ПААДС)	ПермНИПИ-нефть (г. Пермь)	Увеличение коэффициента продуктивности скважин в 1,6–1,9 раза, продолжительность эффекта 1 год
42	Гели для повышения нефтеотдачи и предотвращения прорыва газа	Институт химии нефти СО РАН (г. Томск)	Дополнительная добыча нефти: 100 т нефти на 1 т композиции
43	Композиция ИХН-КА для повышения нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов с высокой пластовой температурой	Институт химии нефти СО РАН (г. Томск)	Дополнительная добыча нефти: 20–40 т на 1 т композиции
44	Плунжерные насосы высокого давления (мощность 1400 кВт, дебит до 300 м <sup>3</sup> /ч)	—	Подача пропорциональна числу оборотов двигателя; повышение КПД
45	Механотронный привод штангового насоса МНК-1	ООО «Сибирь-мехатроника» (г. Новосибирск)	Увеличение срока службы подземного оборудования, уменьшение затрат на доставку, монтаж, демонтаж и наладку, повышение нефтеотдачи пластов при работе оборудования в оптимальном режиме
46	Цифровой регулятор возбуждения синхронных двигателей	КТИ ВТ СО РАН	Управление напряжением и реактивной мощностью синхронных двигателей
47	Автоматизированная система учета тепловой энергии	КТИ ВТ СО РАН	Контроль потребления теплоэнергосносителей в системах теплоснабжения
48	Модульные мультифазные насосные станции	ДУП «Турбонасос» ФГУП «Конструкторское бюро химавтоматики» (г. Воронеж)	Одновременная перекачка жидкости и газа, сокращение сроков и стоимости работ по обустройству месторождений

разработок по повышению эффективности эксплуатации в нефтедобыче.

Инновационно-внедренческим центром ОАО «Ритек» (г. Москва) разработан комплектный привод погружных цен-



тробежных насосов на основе вентильных двигателей (КП ЭЦН ВД) ТУ 341471-004-39356121-01, серийный выпуск освоен с июня 2001 г. Высокие показатели энергетической эффективности (КПД и  $\cos \phi$ , низкие значения потребляемого тока) обеспечивают снижение энергопотребления УЭЦН с приводом КП ЭЦН ВД на 15–20 %.

Возможность регулирования частоты вращения позволяет осуществлять плавный запуск установки при пусковых токах, не превышающих номинальных значений, а также подбирать оптимальную подачу насоса.

Возможность регулирования скорости вращения и момента на валу предусмотрена у реактивно-индукторного двигателя (SRM-привод), разработанного научно-производственным предприятием «Электромаш», г. Новочеркасск. SRM-привод имеет более высокий момент и КПД в более широком диапазоне скоростей по сравнению с приводами других типов. Изменение производительности агрегатов, достигаемое путем регулирования скорости вращения и момента на валу двигателя, позволяет снизить расходы электроэнергии до 50 %.

КПД электрооборудования установки погружного электронасоса для добычи нефти зависит от степени загрузки насоса, глубины подвески, площади сечения кабеля, а также от структуры газовой смеси, которая определяется вязкостью откачиваемой нефти, содержанием воды откачиваемой жидкости, количеством растворенного в жидкости газа, характером кривой разгазирования для данной нефти, т.е. количества свободного газа на приеме насоса.

Кроме того, КПД косвенно зависит от количества механических примесей в откачиваемой жидкости, которые влияют на износ и, соответственно, на его подачу.

Потери электроэнергии в узлах УЭЦН, УШГН приведены соответственно на рис. 9.5, 9.6.

Основные потери электроэнергии при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, приходятся на насос 30–57 %, электродвигатель 10–18 % и кабель 5–15 %. Полезная энергия, затрачиваемая на подъем жидкости на поверхность, не превышает 40 %.

Потери электроэнергии при эксплуатации скважин, оборудованных УШГН, приходятся на насос до 60 %, электродвигатель 5–25 %, станок-качалку 15 %, трение 20 %. Гидравлические потери в трубе составляют 2–3 %. Полезная энергия, затрачиваемая на подъем жидкости на поверхность, не превышает 28–37 %.

Основной потенциал энергосбережения заложен в повы-

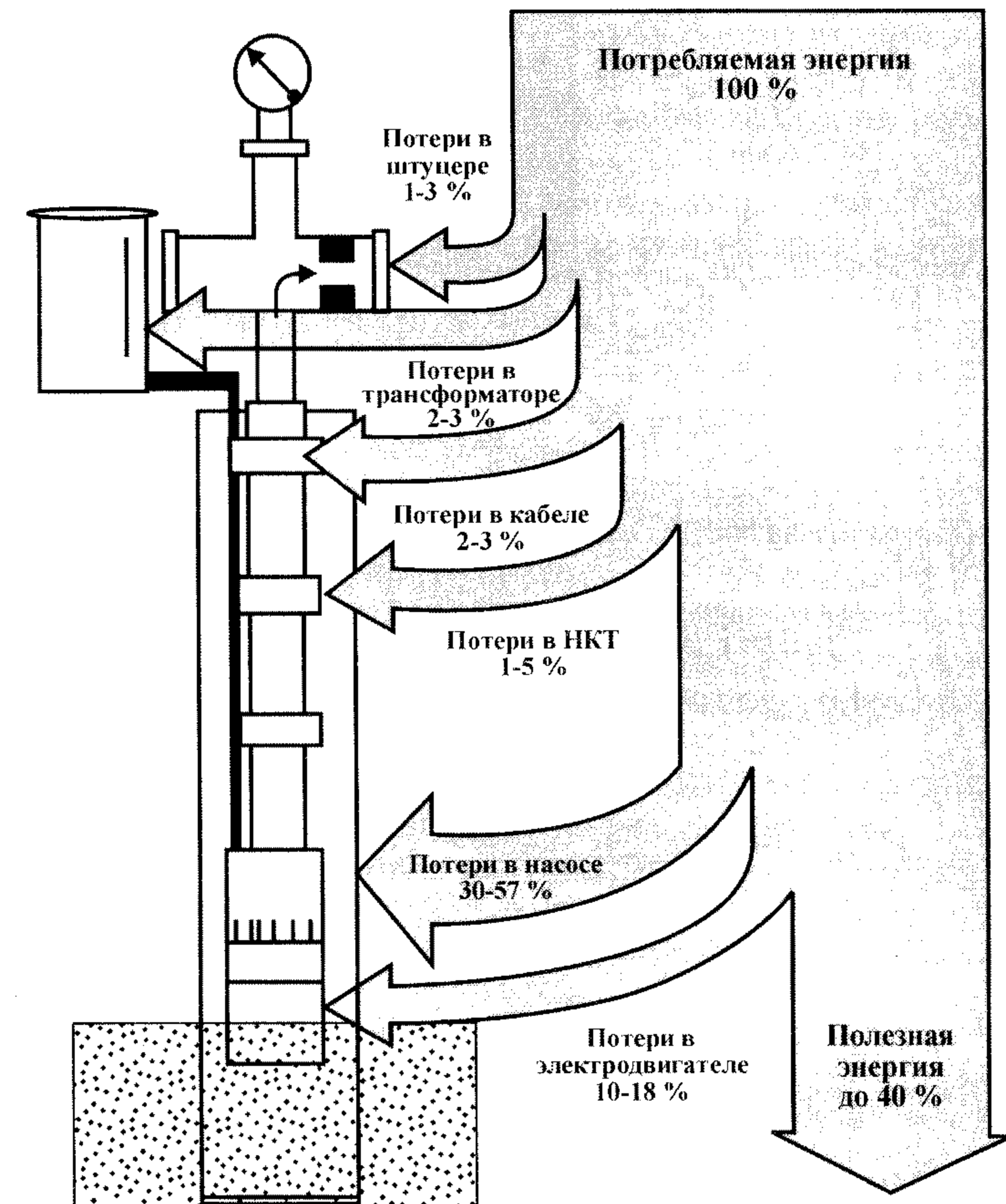


Рис. 9.5. Потери энергии при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН

шении эффективности электропотребления непосредственно в технологических процессах добычи нефти.

Сложившиеся условия разработки и эксплуатации нефтяных месторождений требуют внедрения в производство новейших технологий, направленных на сокращение энергоемкости процессов. Наибольшие затраты энергии всех видов на добычу нефти имеют место в механизированных способах извлечения продукции и поддержания пластового давления, которым должно уделяться основное внимание при выработке направлений экономии электрической энергии.

В этой ситуации чрезвычайную актуальность приобретают: разработка комплекса технических, методических и органи-

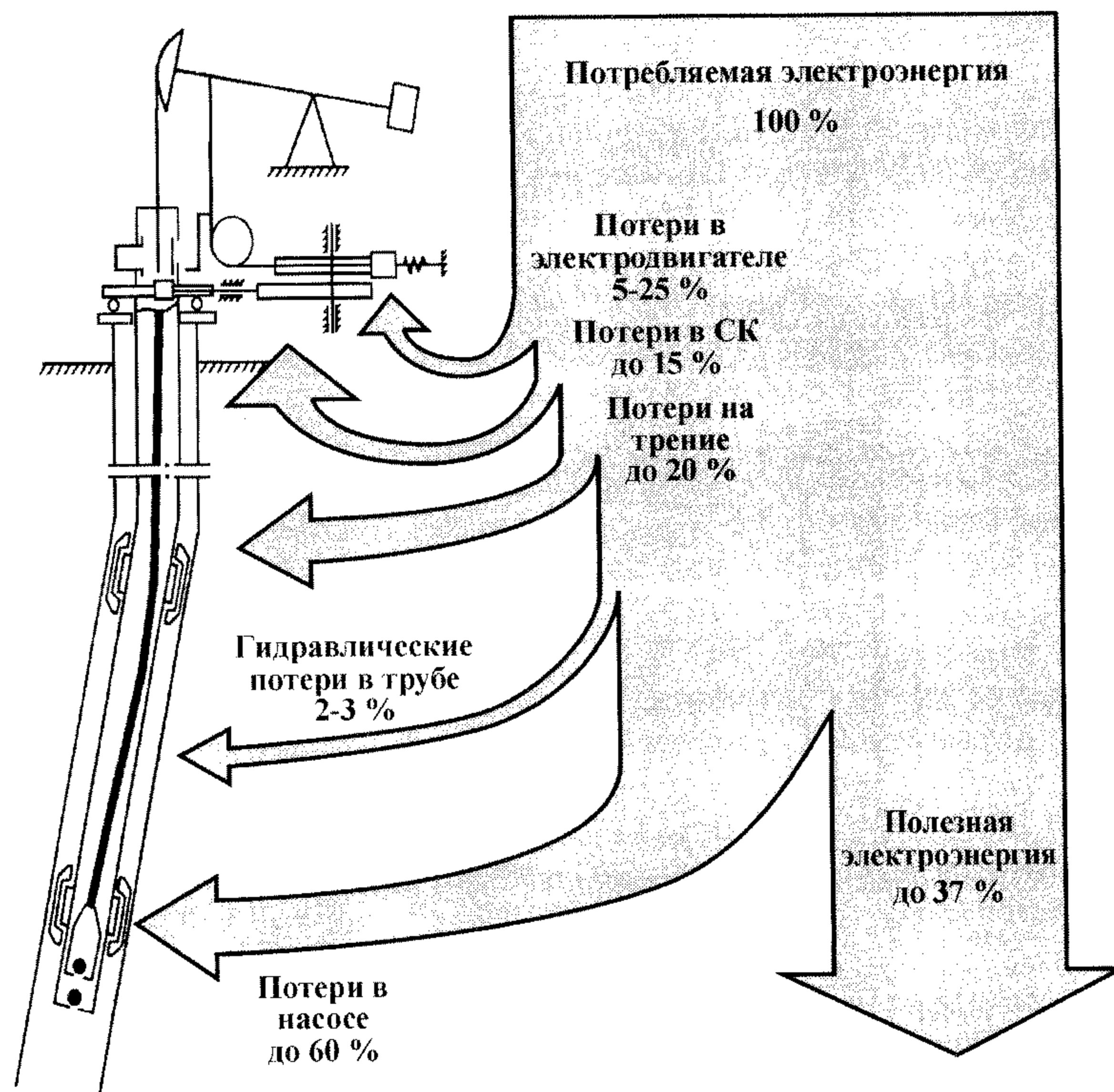


Рис. 9.6. Потери энергии при эксплуатации скважин, оборудованных УШГН

зационных мероприятий, создание новых видов оборудования, технологических процессов, систем контроля, обеспечивающих реализацию энергетической оптимизации и энергосбережения при добыче нефти.

Основные направления снижения энергозатрат в области насосной добычи нефти:

обоснованный подбор насосных установок к параметрам работы систем «пласт – скважина»;

перевод скважин на другие способы механизированной добычи;

правильный выбор глубины подвески УЭЦН, применение более энергоэффективных насосов;

повышение МРП скважин, оборудованных УЭЦН и УШГН, за счет внедрения специальных устройств, снижающих вредное влияние осложняющих факторов (свободного газа, механических примесей и соле-парафиновых отложений): газосе-

параторов, якорей, фильтров, скребков, штанговращателей, дозаторов химреагентов и т.п.;

внедрение технических средств, для устранения парафиногидратных пробок;

внедрение современных методов активизации призабойной зоны, сокращения объемов притока воды, обеспечение герметичности обсадных колонн (НКТ);

внедрение регулируемого привода для частотного управления запуском УЭЦН за счет плавного изменения числа оборотов;

проведение 100%-ного входного и послеремонтного контроля насосных установок с применением испытательных стендов для повышения надежности работы механизированного фонда скважин, оборудованных УЭЦН и УШГН;

оптимизация режимов работы и подбор скважинного оборудования с использованием компьютерного программно-аппаратного комплекса, адаптированного к конкретным геолого-промышленным условиям;

периодическое отключение нерентабельных (высокообводненных более 98 % воды) добывающих скважин;

замена недогруженных электродвигателей станков-качалок нефти (СКН) на скважинах, оборудованных ШГН, проведение работ по уравниванию и балансировке СКН для повышения КПД;

повышение качества ремонта скважин;

дефектовка штанг и отбраковка НКТ.

Энергосбережение проявляется посредством решений в следующих направлениях:

повышение текущего дебита за счет сохранения или роста продуктивности скважин;

увеличение отборов нефти по скважинам за счет увеличения межремонтного периода и сокращения времени их простоя;

повышение текущего дебита за счет оптимизации режимов работы скважин.

Все эти направления могут быть выполнены:

совершенствованием применяемых техники и технологии эксплуатации и ремонта скважин и нефтепромышленного оборудования;

внедрением новых прогрессивных технологий и техники;

улучшением организации работ по эксплуатации и ремонту скважин и оборудования.

Для улучшения положения с эксплуатацией УЭЦН, повы-

шения МРП скважин и снижения энергозатрат на добычу нефти необходимо:

проводить 100%-ный входной контроль насосных установок с обкаткой их на стенде перед спуском в скважину;

использовать более энергоэффективное и износостойкое импортное оборудование фирм «Reda» и «Centrilift», обеспечивающие откачку из скважин с абразивной и коррозионной средой, с надежностью безотказной работы в 1,5 раза выше серийно выпускаемых отечественных УЭЦН;

применять отечественные вихревые насосы ВННП-25 для малодебитных скважин, эксплуатируемых в периодическом режиме;

осуществлять своевременный ремонт с подъемом и заменой установок для предупреждения «полетов» установки, обусловленных, как правило, значительным износом рабочих органов погружных насосов при последующем снижении подачи.

Для повышения текущего дебита скважин и коэффициента использования перспективным является применение новых способов добычи нефти, отвечающих конкретным условиям скважины. К таким относятся способы, использующие установки гидропоршневых, струйных, электродиафрагменных и электровинтовых насосов.

Для УЭЦН глубина спуска насоса ограничивается допустимым давлением на токоподводящий кабель 18,5 МПа, что при плотности жидкости глушения 1,12 г/см<sup>3</sup> определяет глубину спуска в метрах.

Вывод насосных установок на режим необходимо вести при обязательном контроле уровня жидкости.

Ограничениями по глубине спуска УЭЦН являются прочностные свойства штанговой колонны.

Для глубокозалегающих пластов рекомендуется увеличить глубину подвески насосов с использованием трехступенчатой колонны штанг и НКТ марки «К», что позволяет снизить вредное влияние газа, увеличить коэффициент подачи насоса и, в конечном итоге, повысить темп откачки жидкости.

Для УЭЦН со сложными условиями эксплуатации рекомендуется применять диспергаторы и газосепараторы.

Цель диспергатора — механическим методом приготовить мелкодисперсную, гомогенную газожидкостную смесь. При наличии соответствующего устройства УЭЦН устойчиво работает при поступлении в нее до 30–40 % свободного газа.

Газосепараторы выпускаются модулями к стандартным

УЭЦН заводами — изготовителями насосов. Коэффициент сепарации по техническому паспорту 0,6, фактически достигает 0,8.

Одна из основных проблем дальнейшего совершенствования насосного способа добычи нефти — оптимизация режимов откачки жидкости из скважин. Для этого привод скважинной насосной установки должен обеспечивать возможность работы насоса при различных темпах отбора жидкости. В настоящее время режим работы штанговых скважинных насосных установок регулируется изменением длины хода плунжера насоса за счет перестановки пальцев на кривошипе или же изменением числа ходов при помощи сменных шкивов на валу приводного электродвигателя.

Эти способы трудоемки и связаны с необходимостью остановки станка-качалки, что нередко приводит к потерям нефти, а иногда, при длительных остановках, вызывает образование песчаных пробок, заклинивание плунжера и другие неполадки, для устранения которых требуются соответствующие ремонтные работы. Кроме того, при таком изменении режима откачки жидкости часто нарушается уравновешенность станка-качалки, для восстановления которой необходимы дополнительные затраты времени и труда. Чтобы сократить продолжительность и трудоемкость работ, связанных с изменением режима откачки скважинных насосных установок, неоднократно предлагались различные технические решения, например, были испытаны быстросменные шкивы, поворотные салазки и др. Однако вследствие несовершенства предложений и присущих им недостатков ни одно из этих приспособлений не получило широкого распространения на практике.

Обеспечить необходимое изменение режима откачки жидкости из насосных скважин можно применением регулируемых электроприводов нефтепромысловых скважинных насосных установок.

Осуществление регулируемого режима работы скважинных насосных скважин обеспечивает успешное решение различных задач, возникающих при их эксплуатации. К числу таких задач относятся следующие:

1. Рациональное использование запаса производительности оборудования скважинных насосных установок, заключающееся в постепенном увеличении темпов откачки жидкости из скважин по мере износа скважинных насосов.

2. Плавный ввод в эксплуатацию скважин, склонных к пробкообразованию. Суть плавного ввода заключается в по-



степенном увеличении производительности установок после окончания ремонта.

3. Форсирование отборов жидкости с целью интенсификации добычи нефти из обводненных скважин, проводимое в процессе их эксплуатации.

4. Оптимизация режимов работы насосных скважин, т.е. выявление таких режимов, при которых обеспечивается наиболее эффективное получение максимальных дебитов нефти.

Все эти задачи могут успешно решаться при помощи регулирования режима работы штанговых скважинных насосных установок средствами электропривода, что дает возможность плавно переходить с одного режима на другой без остановки действующих скважин. Кроме того, при регулируемом электроприводе можно добиться сглаживания нагрузочной диаграммы и снизить динамические нагрузки в элементах установок, что, в свою очередь, улучшит условия работы оборудования и питающей электросети.

Из приведенного обзора современного состояния проблемы создания регулируемого электропривода штанговых скважинных насосных установок видно, что в последнее десятилетие значительно активизировались научные и опытно-конструкторские разработки в этой области, причем их уровень можно считать вполне соответствующим достижениям автоматизированного электропривода в других отраслях промышленности. Что же касается внедрения выполненных разработок в практику добычи нефти, то обоснованные рекомендации по этому вопросу можно дать лишь на основе обобщения и анализа результатов испытаний опытно-промышленных образцов в промысловых условиях и их всестороннего технико-экономического сравнения с обязательным учетом надежности различных систем.

Оснащение оборудования регулируемым электроприводом обеспечивает оптимизацию режимов работы оборудования и исключает вредные динамические воздействия на его узлы и элементы.

Применение регулируемого электропривода обеспечивает: минимизацию нагрузок на механические элементы станков-качалок, устройств откачки нефти из скважин;

исключение вредных динамических механических, гидравлических и электрических воздействий на скважинные насосы и трубопроводы.

Зарубежный опыт показывает: применение регулируемого электропривода в 3–4 раза повышает долговечность оборудова-

ования, в 2–3 раза сокращает операции по замене наиболее нагруженных элементов и узлов оборудования, что уменьшает эксплуатационные затраты по нефтедобыче.

Анализ причин отказов насосных установок показал, что высокие эксплуатационные показатели могут быть достигнуты в том случае, если организован входной и выходной контроль насосного оборудования, проводятся подготовительные работы на скважинах, переводимых на механизированную добычу.

Извлеченные из скважины отказавшие УЭЦН должны проходить диагностику на стендах. Диагностика предусматривает ревизию поступившей установки, составление дефектных ведомостей на каждый узел установки, выявление вышедшего из строя узла с последующим проведением ремонтных работ. Отремонтированные узлы проходят тестирование:

гидрозащита – опрессовка путем прокачки диэлектрического масла с целью определения ее герметичности, обкатка на стенде, определение момента вращения и потребляемой мощности;

насос – определение КПД, снятие рабочей и напорной характеристик;

ПЭД – определение выбега ротора, вращающего момента, измерение сопротивления обмотки, омического сопротивления, тока холостого хода.

Рекомендуется с целью диагностики работы наземного и подземного оборудования применять комплексы диаграммной ваттметрии. По результатам испытаний разрабатываются мероприятия по снижению динамических нагрузок, в числе которых находят применение компенсаторы динамических нагрузок, уравнивание станков-качалок по току с переводом их на статический режим откачки.

## **9.7. СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОЗАТРАТ ПРИ ДОБЫЧЕ ЖИДКОСТИ ГАЗЛИФТНЫМ СПОСОБОМ**

Несмотря на высокую стоимость электрической энергии, газлифтный способ эксплуатации до сих пор находит применение на Самотлорском месторождении ОАО «Самотлорнефтегаз». По состоянию на 01.01.2001 г. эксплуатационный фонд газлифтных скважин составил 661 скважину (компрессорный газлифт), бескомпрессорный газлифт – 23 скважины и внутрискважинный газлифт – 3 скважины. Потребление ком-

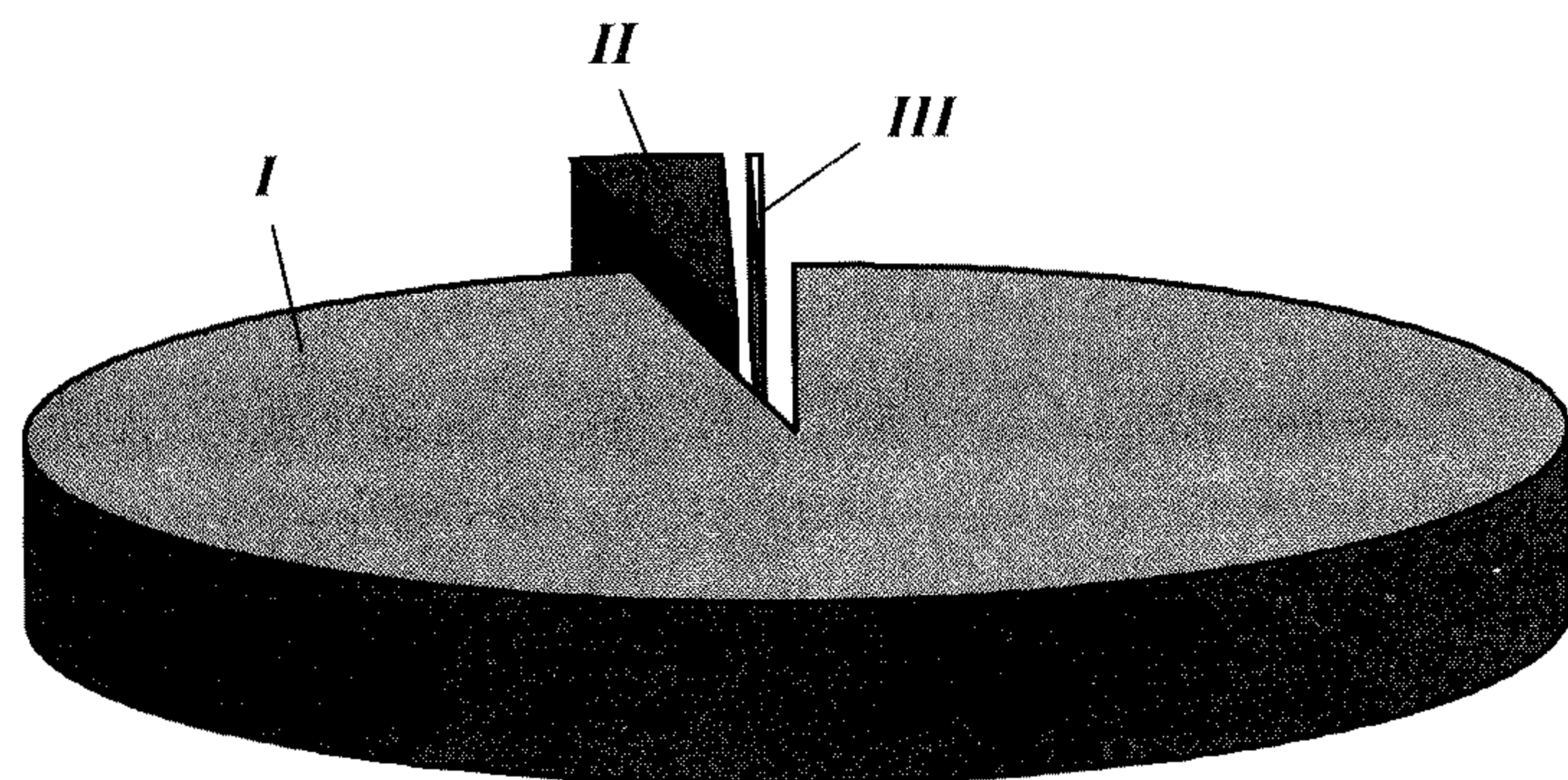


Рис. 9.7. Структура потребления электроэнергии Самотлорского УКГ в 2000 г.: I — на компримирование газа 1022236 тыс. кВт·ч (96,55 %); II — на транспорт газа 34319 тыс. кВт·ч (3,24 %); III — прочее потребление 2180,3 тыс. кВт·ч (0,21 %)

примированного газа в 2000 г. достигло 5195300 тыс. м<sup>3</sup> при плане 5173760 тыс. м<sup>3</sup> или 100,4 %. По газлифтным скважинам коэффициент охвата газлифтного фонда снятием зависимости дебита от расхода газа составил 0,52. Работу по эксплуатации газлифтного способа добычи нефти, внутрипромысловому сбору и использованию попутного нефтяного газа выполняет Самотлорское управление компримирования газа (УКГ), которое является большим потребителем электроэнергии. В 2000 г. потребление электроэнергии составило 1058735,30 тыс. кВт·ч. На рис. 9.7 приведена структура потребления электроэнергии Самотлорского УКГ в 2000 г.

Основная доля потребления электроэнергии 96,55 % приходится на компримирование газа, что составляет 26 % общего потребления электроэнергии ОАО «Самотлорнефтегаз» и 15,9 % общего потребления электроэнергии ОАО ТНК.

Удельное потребление электроэнергии на компримирование газа составляет 197 кВт·ч/тыс. м<sup>3</sup> при плане 202 кВт·ч/тыс. м<sup>3</sup> и на протяжении последних трех лет остается практически на одном уровне, что объясняется выполнением организационно-технических мероприятий по совершенствованию процесса производства. Экономия электроэнергии от плана за год составила 31069,9 тыс. кВт·ч. На транспорт газа в объеме 356600 тыс. м<sup>3</sup> израсходовано 34319 тыс. кВт·ч электроэнергии, удельное электропотребление составляет 10 кВт·ч/м<sup>3</sup>.

Использование попутного нефтяного газа является для ОАО ТНК крупным резервом энергосбережения. За 2000 г.

Таблица 9.7

Баланс газа ОАО «Самотлорнефтегаз» за 2000 г.

Показатель	План	Фактическое значение	Отклонение
Ресурс газа по Самотлорскому месторождению, млн м <sup>3</sup>	1710,000	1898,246	188,246
В том числе:			
нефтяного газа	1197,435	1243,869	46,434
природного газа	512,565	654,377	141,812
Добыча газа по Самотлорскому месторождению, млн м <sup>3</sup>	1650,13	1867,642	217,512
В том числе:			
нефтяного газа	1137,565	1213,265	75,700
природного газа	512,565	654,377	141,812
Технологические потери, млн м <sup>3</sup>	65,848	74,113	8,265
В том числе:			
нефтяного газа	41,855	43,479	1,624
природного газа	23,993	30,634	6,641
Производственные нужды ОАО «Самотлорнефтегаз», млн м <sup>3</sup>	54,084	36,54	-17,544
В том числе			
УКГ:	20,957	21,076	0,119
котельные	10,009	9,732	-0,277
регенерация	10,948	11,344	0,396
НГДУ	33,127	15,464	-17,663
Нужды подрядчиков «Самотлорнефтегаз», млн м <sup>3</sup>	72,381	53,431	-18,950
Отпуск газа сторонним предприятиям, млн м <sup>3</sup>	17,382	12,158	-5,224
Поставка газа на ГПЗ, млн м <sup>3</sup>	1440,435	1691,400	250,965
В том числе:			
нефтяного газа	951,863	1067,658	115,795
природного газа	488,572	623,742	135,170
Уровень использования газа Самотлорского месторождения, %	96,5	98,4	

ресурсы нефтяного газа по Самотлорскому месторождению составили 1898,246 млн м<sup>3</sup>. Коэффициент использования газа составляет 98,4 %.

В табл. 9.7 приведен баланс газа ОАО «Самотлорнефтегаз» за 2000 г., из которого видно, что 1691,4 млн м<sup>3</sup> газа или 90 % поставляется для переработки на ГПЗ, на собственные нужды используется 102,129 млн м<sup>3</sup> или 5,4 %, а технологические потери составляют 74,113 млн м<sup>3</sup> или 3,9 %.

Из 102,129 млн м<sup>3</sup> газа, используемого ОАО «Самотлорнефтегаз» на собственные нужды, производственные ну-

жды составляют 36,54 млн м<sup>3</sup> или 2 %, нужды подрядчиков — 53,431 млн м<sup>3</sup> или 3 % и отпуск сторонним организациям равняется 12,158 млн м<sup>3</sup> или 1 %.

Для подготовки и закачки газа применяется комплекс вакуумных компрессорных станций (ВКС) на каждой площадке подготовки нефти Самотлорского месторождения. На компрессорных станциях установлены центробежные компрессоры «Крезо Луар», «Мицубиси».

Суммарная установленная мощность компрессоров составляет 266340 кВт.

В результате проведенных инструментальных обследований центробежных компрессорных агрегатов Самотлорского УКГ установлено:

средний перерасход электроэнергии за год, приходящийся на один компрессор, 2920 тыс. кВт·ч;

средний перерасход электроэнергии за год 29687 тыс. кВт·ч, в том числе по ВКС 582 тыс. кВт·ч.

### **Основные проблемы эксплуатации газлифтного оборудования**

Газлифтные компрессорные станции:

работа компрессоров не в оптимальном режиме;

неустойчивая работа систем осушки газа из-за старения оборудования и вспенивания под воздействием различных примесей во входящем газе;

отклонение основных размеров корпуса компрессоров (посадочных мест цилиндров газодинамических блоков) из-за длительного срока эксплуатации.

Вакуумные компрессорные станции:

большая степень износа основного оборудования, в том числе компрессорного;

неэкономичный режим эксплуатации компрессоров с повышенным расходом электроэнергии из-за уменьшения ресурсов газа. Из-за работы в нештатном режиме по данной причине в летнее время происходят аварийные остановки компрессорных станций;

удаленность объектов от источника газа, что ухудшает условия эксплуатации;

уровень оснащения средствами КИП и автоматики, не соответствующий нормам;

частый выход из строя электродвигателей компрессора.

Транспорт газа низкого давления:

длительная эксплуатация трубопроводов, требующая проведения их освидетельствования;

режимы работы газопроводов, отличающиеся от расчетных из-за сокращения количества транспортируемого газа, что затрудняет удаление газового и водяного конденсата и не позволяет соблюдать технологический режим поддержания необходимых давлений на приеме компрессорных станций;

недостаточная герметичность отключения из-за длительного срока эксплуатации запорной арматуры большого диаметра;

затрудненное выполнение консервации оборудования и трубопроводов из-за отсутствия фланцевых соединений на трубопроводах большого диаметра, что требует значительных финансовых затрат.

Транспорт газа высокого давления:

после проведения диагностики большое число узлов переключения газопроводов подлежит ремонту, требуется замена линейных газопроводов, шлейфов.

Следует отметить, что газлифтный комплекс не реконструируется и дорабатывает до полного списания оборудования. В настоящее время специалисты считают, что в ближайшие годы альтернатива газлифтному способу отсутствует. С этим можно согласиться, но, учитывая энергоемкость газлифтного комплекса и большие затраты для его реанимации, рекомендуется рассмотреть возможность его реконструкции.

На основании проведенного анализа энергопотребления в Самотлорском УКГ установлено, что работа по энергосбережению ведется планомерно и целенаправленно.

В результате анализа энергопотребления в Самотлорском УКГ с использованием инструментальных обследований центробежных компрессоров предлагается:

1. Проводить комплексное диагностическое обследование парка центробежных компрессорных агрегатов, послеремонтный контроль и своевременный вывод компрессоров в ремонт. Своевременно и качественно осуществлять ППР компрессорного оборудования, запорной арматуры с целью продления ресурса работы, увеличения КПД компрессоров и повышения надежности технологического оборудования.

2. Разработать программно-вычислительный комплекс (ПВК) для расчета и оптимизации гидравлических режимов газотранспортной газлифтной системы ОАО «Самотлорнефтегаз».



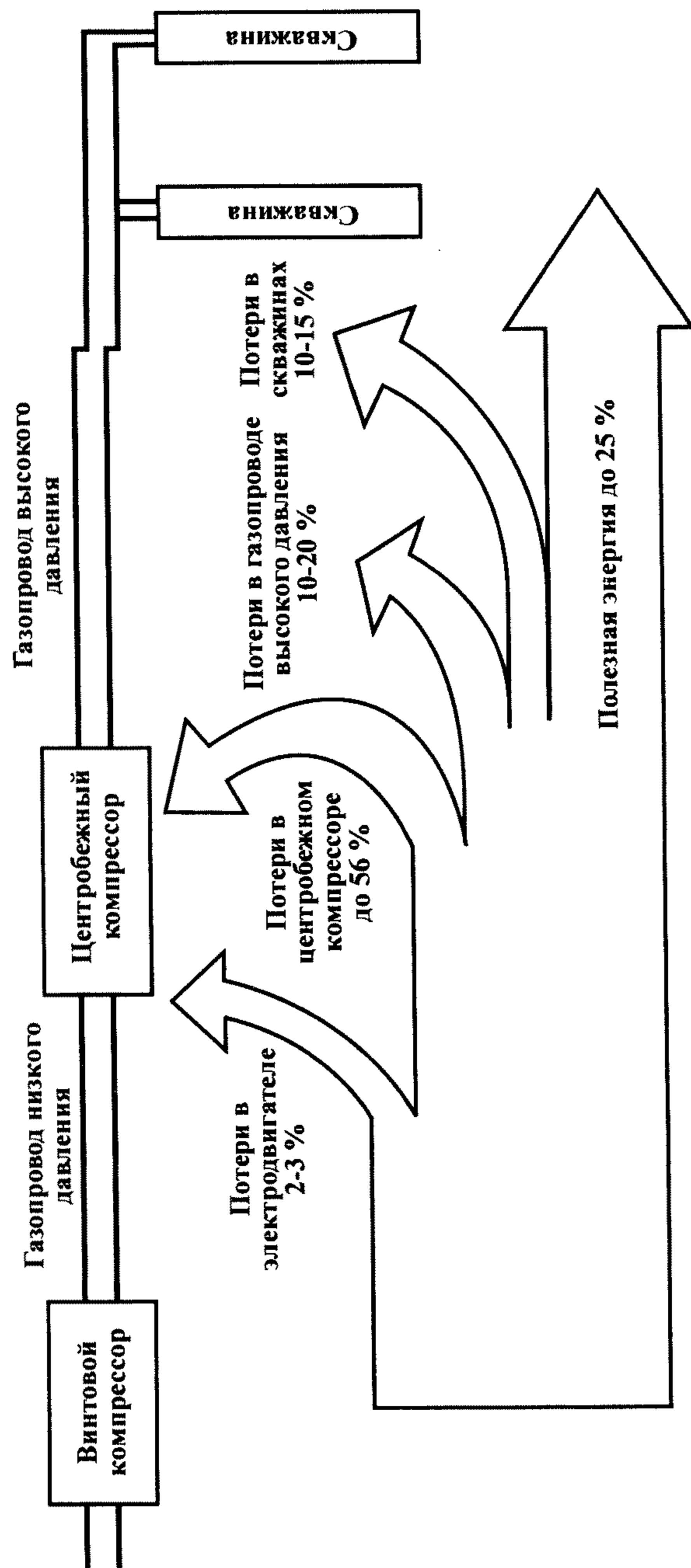


Рис. 9.8. Потери энергии при газлифтной добыче нефти

3. Организовать обслуживание и ремонт электротехнического оборудования по фактическому его состоянию с использованием диагностики.

Потери электроэнергии при газлифтной добыче нефти приведены на рис. 9.8.

Потери энергии при газлифтной добыче нефти приходится на потери в электродвигателе 2–3 %, в центробежном компрессоре до 56 %, газопроводе высокого давления 10–20 % и скважинах 10–15 %. Полезная энергия, затрачиваемая на подъем жидкости на поверхность, не превышает 25 %.

## 9.8. СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОЗАТРАТ В СИСТЕМЕ ППД

### 9.8.1. АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ППД И МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЕЕ РАБОТЫ

Для интенсификации добычи нефти на месторождениях ОАО ТНК применяется заводнение продуктивных нефтяных пластов.

Система оборудования для вытеснения нефти водой состоит из водозабора, магистральных водоводов, очистных сооружений, блочных кустовых насосных станций, напорных водоводов, водораспределительных гребенок (ВРГ), нагнетательных водоводов от ВРГ до кустов нагнетательных скважин и нагнетательных скважин.

В качестве источника заводнения используется пресная, подтоварная вода и вода сеноманских скважин.

В ОАО ТНК 70 блочных кустовых насосных станций общей производительностью 2466792 тыс. м<sup>3</sup>/сут. На БКНС установлено 327 насосных агрегатов ЦНС-500-1900, ЦНС-180-1422, ЦНС-180-1900, ЦНС-180-1400, ЦНС-63-1800 и ЦНС-63-1400 с электродвигателями СТА-4000, СТА-1250, СТА-1600, СТАМ-800, СТАМ-630 соответственно, с установленной мощностью 769230 кВт.

Параметры эксплуатируемых в ОАО ТНК агрегатов приведены в табл. 9.8.

При обследовании системы ППД необходимо обратить внимание, насколько технически изношено оборудование.

Проведенный анализ насосного парка показал, что коэффициент эксплуатации низкий и составляет 0,3–0,5. Практически на всех БКНС наблюдается снижение числа насосных агрегатов, находящихся в работе, растет процент насосов,

Таблица 9.8

## Характеристики насосных агрегатов

Типоразмер насоса	Рабочая область	
	По давлению, МПа	По производительности, м <sup>3</sup> /ч
ЦНС-63-1400	14,1 – 15,1	44 – 76
ЦНС-63-1800	18,9 – 17,5	44 – 76
ЦНС-180-1422	13,9 – 15,7	100 – 180
ЦНС-180-1900	18,6 – 21,5	100 – 180
ЦНС-500-1900	15,7 – 19,8	300 – 720

находящихся в резерве. Производительные мощности ряда БКНС больше необходимых для выполнения плановых объемов закачки воды. Насосное оборудование находится в эксплуатации за пределом установленного для него амортизационного срока. С учетом амортизации и технического состояния все технологические сооружения системы ППД (БКНС, водоводы, ВРГ) нуждаются в замене и реконструкции.

Анализ эффективности работы системы ППД показал, что основные неоправданные потери электроэнергии связаны с износом насосов (85 % насосов отработали амортизационные сроки), снижением приемистости нагнетательных скважин.

В табл. 9.9 приведены основные причины потерь энергии в системе ППД и методы их устранения.

Для определения гидравлических потерь в системе ППД необходимо выполнить гидравлические расчеты высоконапорных водоводов.

Гидравлические расчеты систем ППД можно проводить на основании специально разработанного (ИСЭМ СО РАН при участии ОАО СибНИИЭНГ) программно-вычислительного комплекса (ПВК) «ДИСППД», позволяющего решать целый комплекс задач для системы ППД, включая сеть напорных водоводов, блочные кустовые насосные станции с насосными агрегатами типа ЦНС и нагнетательные скважины.

ПВК «ДИСППД» позволяет [20] рассчитывать напорные и энергетические характеристики БКНС с учетом изменения числа работающих насосных агрегатов (числа ступеней, оборотов, типа насосов) и рекомендовать оптимальный режим их работы. Исходной информацией служат данные, предоставляемые геологическими и производственными службами:

технологические схемы напорных водоводов;

спецификации действующих напорных водоводов;

технологические схемы и режимы работы блочных кустовых насосных станций;

Таблица 9.9

## Основные причины потерь электроэнергии в системе ППД

Причина неоправданных потерь энергии в системе ППД	Методы устранения
Износ насосов	Замена насосов на новые или модернизация старых. Своевременный вывод насосов из эксплуатации в ремонт из-за постоянного уменьшения КПД. Качественный текущий и капитальный ремонт насосов, послеремонтный контроль насосов
Технологические ограничения, т.е. работа насосов не в оптимальной зоне	Правильный подбор насосов. Снятие секций, обточка рабочих колес. Применение регулируемого привода. Объединение отдельных систем ППД в одну (по возможности). Перераспределение нагрузки между параллельно работающими насосами и БКНС
Неправильный выбор диаметров штуцеров	Правильный подбор диаметров штуцеров, основанный на точных расчетах
Низкая приемистость нагнетательных скважин	Своевременный и качественный ремонт скважин, обработка призабойной зоны пласта. Установка ультразвуковых излучателей
Нарушение целостности НКТ в нагнетательных скважинах	Контроль за техническим состоянием скважин. Качественный ремонт и цементаж обсадной колонны
Низкое качество закачиваемой в пласт воды	Контроль качества закачиваемой воды и ее очистки

технологические режимы работы фонда нагнетательных скважин;

технические характеристики насосных агрегатов БКНС.

При проведении гидравлических расчетов используются технические характеристики насосных агрегатов БКНС, полученные в результате проведения инструментальных замеров.

В результате анализа проведенных гидравлических расчетов высоконапорных водоводов системы ППД центробежных насосных агрегатов ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО «Оренбургнефть», ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» и ОАО «ТНК-Нягань» были даны рекомендации по: выводу систем ППД в оптимальный режим работы; обеспечению проектных давлений нагнетания на устье нагнетательных скважин; повышению качества проведения текущих и капитальных ремонтов насосов; снятию лишних секций; замене устаревших изношенных насосов на новые, а также участков водоводов с большими гидравлическими потерями (при реконструкции); применению регулируемого частотного привода для плавного изменения режимов работы на-

сосных агрегатов. Эффективность за счет выполнения рекомендаций по результатам гидравлических расчетов составит 75054,1 тыс. кВт·ч в год.

Задача гидравлического расчета системы ППД с применением ПВК «ДИСППД» сводится к оптимизации режимов работы системы ППД (оценка параметров работы насосных агрегатов: напора, расхода, потребляемой мощности, удельных затрат электроэнергии и давления на устье нагнетательных скважин).

ПВК «ДИСППД» позволяет рассчитывать напорные и энергетические характеристики БКНС с учетом изменения числа работающих насосных агрегатов, ступеней, оборотов (при использовании регулируемого привода), типа насосов. В результате расчета и сравнения различных вариантов работы системы ППД проводится выбор наиболее оптимального режима работы насосных агрегатов, даются рекомендации по реконструкции сети водоводов.

Распределение потерь энергии в системе ППД ОАО ТНК представлено на рис. 9.9.

Полезная энергия составляет 26–58 % потребляемой энергии. Потери электроэнергии в электродвигателях насосных агрегатов незначительны, практически не зависят от продолжительности эксплуатации двигателя и составляют 3–4 %. Потери энергии в обвязке агрегатов и водоводах 5–10 %, потери на штуцерование от 0 до 5 %, потери в нагнетательных скважинах и призабойной зоне пласта 5 и 5–10 % соответственно. Основные потери приходятся на насос и составляют 24–40 % и более, причем КПД насоса, а, следовательно, и потери энергии в нем, зависят от режима работы, перекачиваемой среды, срока эксплуатации.

С целью определения текущего технического состояния центробежных насосных агрегатов и получения достоверной информации, используемой в гидравлических расчетах, проведены инструментальные замеры на БКНС ОАО «Самолорнефтегаз», ОАО «Оренбургнефть», ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие», ОАО «ТНК-Нижневартовск», ОАО «ТНК-Нягань» и ОАО «Тюменнефтегаз».

Замерены технологические параметры работы центробежных насосных агрегатов, а также их параметры вибрации, позволяющие оценить техническое состояние агрегатов. По данным замеров построены характеристики зависимости напора  $H$ , потребляемой мощности  $N$  и КПД  $\eta$  от расхода  $Q$  насосного агрегата типа ЦНС (рис. 9.10).

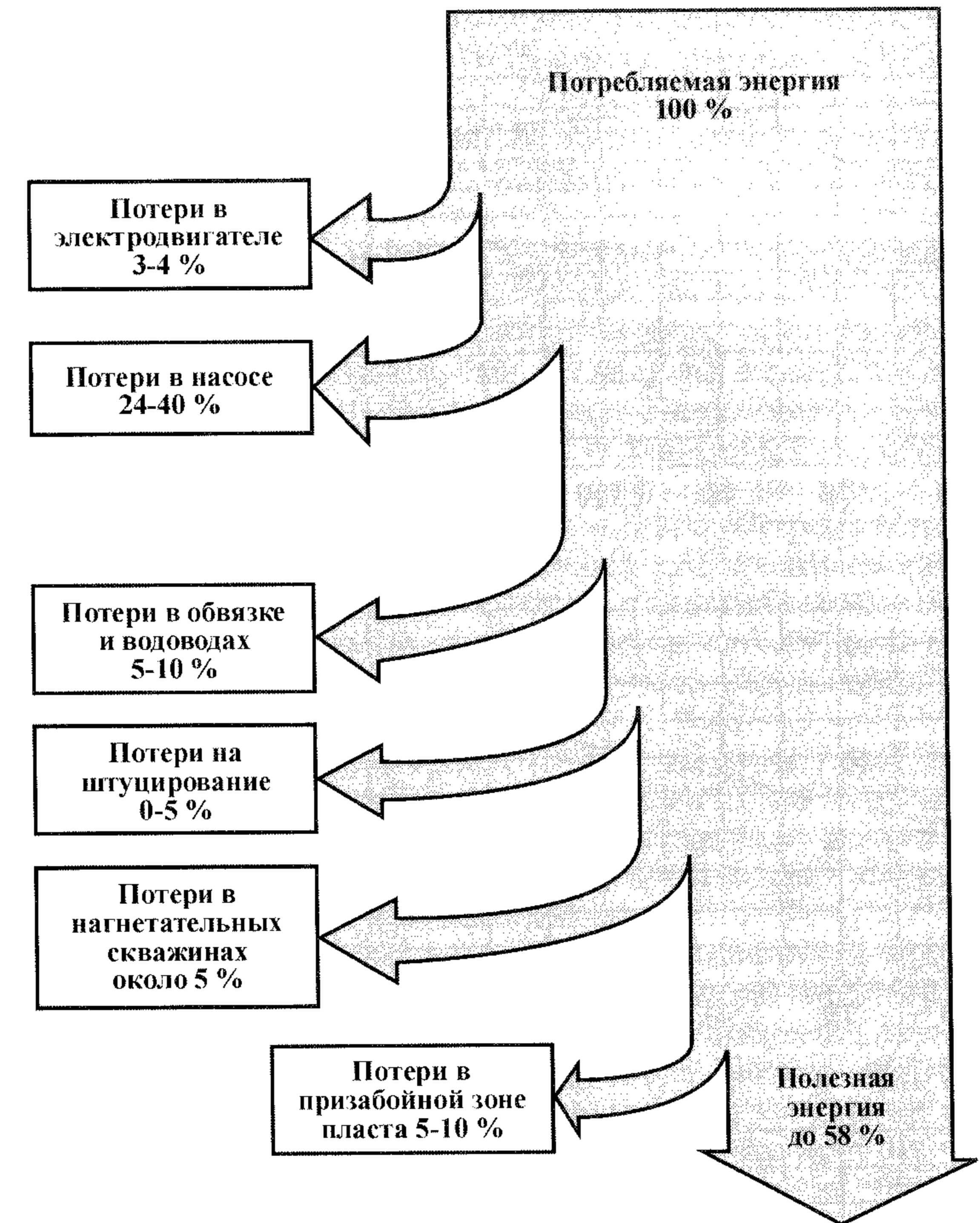


Рис. 9.9. Потери энергии в системе ППД

Результаты повторных инструментальных обследований насосных агрегатов показали, что технические характеристики насосных агрегатов изменились следующим образом:

снижение напорных характеристик составило в среднем от 0,8 до 5 %;

потребляемая мощность в среднем увеличилась от 3 до 12 %; значение КПД снизилось от 1 до 13 %.

Значения КПД насосов в номинальных режимах колеблются в диапазоне 50–70 %.



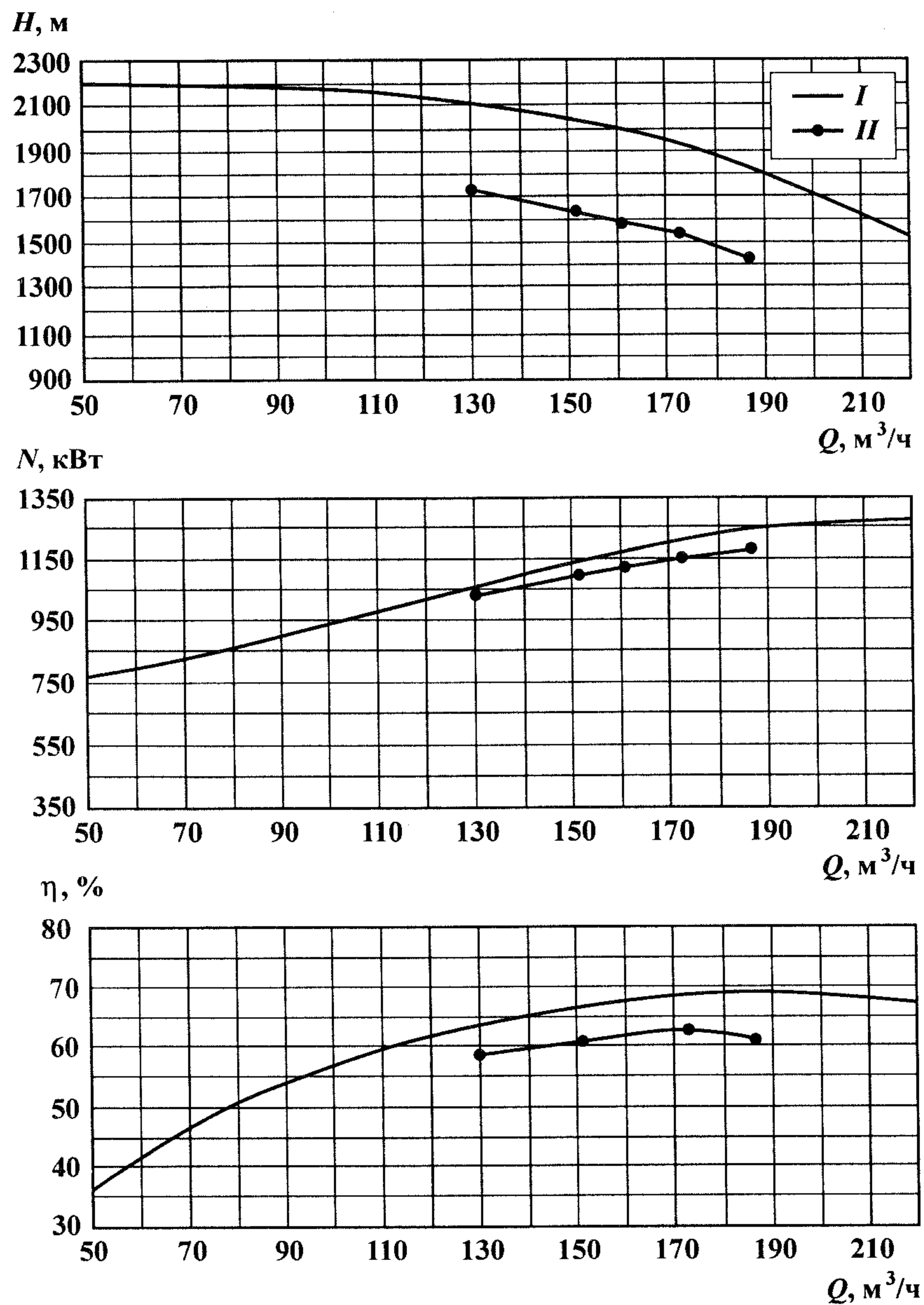


Рис. 9.10. Характеристики изменения напора  $H$ , потребляемой мощности  $N$  и КПД  $\eta$  от расхода  $Q$  насосного агрегата:  
 I — заводские; II — измеренные

Перерасход электроэнергии из-за ухудшения технического состояния насосов системы ППД за год составил 286935 тыс. кВт·ч.

Результаты инструментальных обследований, если их проводить регулярно, могут быть использованы для своевременного вывода насосных агрегатов в ремонт или для продления их межремонтного периода, в результате чего достигается экономический эффект.

Как правило, насосы после капитального ремонта вводятся в эксплуатацию в разное время. Исходя из этого, они имеют разные характеристики КПД, отличие составляет до 13 %. Такая зависимость будет характерна и для новых насосов. Выявлено, что от перераспределения загрузки насосов в одной системе ППД можно сэкономить до 1,5 % электроэнергии.

Кроме того, имеются возможности экономии энергии от правильного подбора числа секций и состава работающего оборудования. Это также дополнительно может дать до 7 % экономии электрической энергии с учетом снижения платы за установленную мощность.

Правильный подбор штуцеров на скважинах также приносит экономию электрической энергии. КПД насосов со временем изменяется, поэтому, сравнивая затраты на ремонт и перерасход электрической энергии, необходимо определять оптимальные моменты вывода их в ремонт.

В результате инструментальных обследований и гидравлических расчетов системы ППД ОАО «Самотлорнефтегаз» выявлено, что устранимые потери энергии в системе составляют 8–13 % потребления. Часть этих потерь можно уменьшить установкой новых насосов с большим КПД, но это не решит всей проблемы, так как КПД насосов еще зависит от технологии (режимов их работы). Может так случиться, что замена старого насоса на новый насос с большим КПД не приведет к более эффективной работе системы ППД.

Повысить значения КПД насосов можно за счет:

повышения эффективности ремонтных работ в центральной базе производственного обслуживания (ЦБПО), проведения послеремонтного контроля мощностных и напорных характеристик насосов;

повышения ответственности специалистов к выполнению проектных решений по закачке воды в пласт с учетом конкретных условий закачки;

модернизации отдельных узлов насосов (подшипники, рабочие колеса, направляющие аппараты и т.д.);

использования регулируемого частотного привода;

периодического проведения диагностики насосов; при этом особое внимание следует обращать на изменение значения КПД, поскольку их КПД уменьшается со временем и при определенных значениях выгоднее их отправить в ремонт, чем эксплуатировать;

подбора насосов с одинаковыми характеристиками для параллельной работы на одной БКНС;

применения разных по производительности насосов в одной системе ППД;

правильного выбора и соблюдения технологического режима закачки воды с целью обеспечения работы насосов в зоне максимальных значений КПД.

Поскольку увеличение удельного расхода электроэнергии пропорционально снижению КПД насоса, вводится понятие о предельно допустимом эксплуатационном значении КПД насоса (который зависит от стоимости электроэнергии), ниже которого эксплуатация насоса экономически нецелесообразна.

Проводя периодическое диагностирование и определяя КПД, а затем сравнивая перерасход электрической энергии со стоимостью ремонта, можно определить оптимальный срок вывода насосов в ремонт. Затраты на организацию такой работы незначительные и срок окупаемости не больше года.

Установлено, что существующие режимы работы насосов характеризуются их работой не в номинальном режиме. Это происходит по причине отсутствия возможности увязать планируемые объемы добычи нефти, закачки воды, с мощностями насосного оборудования БКНС.

Для предотвращения этого нужно либо иметь целый ряд насосов с разной производительностью, либо иметь насосы с регулируемым приводом. И то и другое дорого, но в связи с постоянным увеличением цены электрической энергии постепенно становится приемлемым для внедрения (например, расчеты показывают, что регулируемый частотный привод при двукратном повышении электроэнергии окупается за два года).

С целью увеличения числа типоразмеров выпускаемых насосов с разной производительностью ЗАО ППД разрабатывает конструкции рабочих колес и направляющих аппаратов, устанавливаемых в корпусах широко применяемых в системе ППД насосов ЦНС-180-1442, ЦНС-180-1900, в результате чего получают насосные агрегаты с характеристиками, отличными от заводских по напору и подаче. Стоимость такого ремкомплекта составляет 410 тыс. руб.

Свою программу модернизации насосов ЦНС-180-1442, ЦНС-180-1900 разработала фирма «Зульцер». Программа фирмы включает использование специальных материалов и покрытий, что позволяет значительно увеличить срок службы насосов и сохранять высокий КПД на протяжении практически всего срока службы. Модернизированные фирмой «Зульцер» насосы ЦНС-180-1422, ЦНС-180-1900 при напорах соответственно 1400 и 1900 м имеют расход, равный 220 м<sup>3</sup>/ч.

Также можно получить эффект от перераспределения закачки воды между параллельно работающими БКНС, обособленного включения состава и числа работающих насосов. Установлено, что такие возможности имеются, и расход насосов не будет выходить за пределы рабочей зоны.

В процессе передачи и преобразования энергии от БКНС до кустов нагнетательных скважин происходят ее необратимые потери, зависящие от технических и технологических особенностей системы ППД. Низконапорные и высоконапорные водоводы системы ППД также являются объектом энергетических потерь.

Основные потери энергии в высоконапорных водоводах появляются из-за повышенного гидравлического сопротивления, возникающего при движении жидкости в незапланированных режимах, и ухудшения технического состояния водовода. В качестве определяющих факторов, влияющих на срок службы водоводов, можно назвать высокое давление в водоводах и коррозионную активность перекачиваемой воды. Воды, закачиваемые в продуктивные пласты с целью ППД, вызывают коррозию стенок труб водоводов. Для защиты водоводов от коррозии проводятся мероприятия по борьбе с коррозией.

На некоторых участках водоводов давление нагнетания не обеспечивается ввиду высоких гидравлических потерь в системе напорных водоводов. С целью снижения гидравлических потерь при реконструкции системы ППД рекомендуется напорные водоводы малого диаметра заменить на водоводы большего диаметра. Расчет гидравлических режимов систем ППД с использованием ПВК «ДИСППД» дает возможность определять участки водоводов с высокими гидравлическими потерями. Необходимо принимать более активные меры по замене водоводов, что положительно скажется на энергосбережении.

Применяя ПВК «ДИСППД», можно сэкономить электроэнергию за счет мероприятий по приведению гидравлических режимов систем ППД в оптимальную зону.

Оптимизация работы системы «насосный агрегат — напорный водовод — нагнетательная скважина» может быть достигнута путем разработки и установки регулируемого частотно-управляемого электропривода насосных агрегатов, так как в настоящее время выпускается достаточно широкая номенклатура полупроводниковых преобразователей частоты для регулируемых асинхронных и синхронных электроприводов. Изменение скорости вращения вала насоса (изменение числа оборотов), обеспечиваемое насосными агрегатами с частотно-регулируемым электроприводом, ведет к снижению потребляемой мощности.

Кроме непосредственного снижения потерь энергии в системе ППД, существенное уменьшение затрат на электроэнергию достигается за счет осуществления специальных регулировочных мероприятий по управлению суточным графиком электрических нагрузок.

Для этих целей выполнены расчеты оптимизации работы БКНС ОАО «Самотлорнефтегаз» в часы максимума и минимума энергосистемы для определения возможности использования электронасосных агрегатов в качестве потребителей-регуляторов. Результаты расчетов показали, что серьезное ограничение на использование электронасосных агрегатов в качестве потребителей-регуляторов накладывает техническое состояние электротехнического оборудования. Все эти ограничения приведут к тому, что реально возможно будет использовать три — пять агрегатов.

Предварительная оценка показывает, что рекомендации по переводу БКНС в режим потребителей-регуляторов необходимо давать на основе детального экспериментального исследования режимов работы системы ППД на ближайший месяц (квартал).

Перевод крупных потребителей в режим потребителей-регуляторов является экономически выгодным; для пяти агрегатов это может дать экономию в размере 12135,0 кВт.

Поиск возможных путей энергосбережения в системе ППД, в первую очередь, следует искать в совершенствовании работы насосных агрегатов, конструкции насосов, системы электропривода, снижении потерь в трубопроводах, регулирующей запорной арматуре, а также мероприятий по качественному проведению ремонтно-изоляционных работ нагнетательных скважин.

Достоверную информацию о фактической эффективности насосных агрегатов можно получить только на основе системного технического контроля. Необходимо контролировать

производительность, напорную характеристику насоса, потребляемую мощность и КПД, что в настоящее время отсутствует в ОАО ТНК.

Приведенные рекомендации касаются сложившихся технологических схем наземной части системы ППД. При такой схеме добытая жидкость (нефть и попутная вода) транспортируется до очистных сооружений, а затем большие объемы воды под высоким давлением транспортируются обратно до кустов скважин. Такой процесс сопровождается большими затратами и потерями энергии. Оценочные расчеты показывают, что в случае отказа от транспорта воды «туда — обратно» потери энергии на закачку 1 м<sup>3</sup> воды могут быть уменьшены более чем на 20 %.

С ростом обводненности продукции скважин контур циркуляции пластовых вод (добывающие скважины — ДНС — товарный парк — система ППД — нагнетательные скважины) значительно возрастает энергоемкость перекачки и повышается степень аварийности системы. Для снижения энергозатрат осуществляется сброс воды на ДНС. Степень технологических связей между системой промыслового сбора и системой ППД возрастает с увеличением обводненности добываемой нефти, так как сбрасываемая на ДНС вода здесь же очищается и подается на прием БКНС — контур циркуляции пластовых вод замыкается на участке добычи нефти. На ДНС проводится подготовка продукции скважин до товарной кондиции. Попутно добываемая сточная вода полностью утилизируется в системе ППД. С ДНС по низконапорному водоводу сточная вода подается на БКНС, а затем по системе напорных водоводов — на кусты нагнетательных скважин, где и закачивается в продуктивные пласты. Полная подготовка нефти и ее товарная сдача, как правило, осуществляются в укрупненных пунктах сбора или товарных парках. Энергетически более выгодно разукрупнение БКНС и сокращение протяженности сети высоконапорных водоводов. Такая система ППД должна предусматриваться на вновь обустраиваемых месторождениях, а также при реконструкции действующих.

Экономия электроэнергии в системе ППД — это не только снижение гидравлических потерь в водоводах, насосах, нагнетательных скважинах, но и высокий коэффициент использования энергии воды в пласте.

Применение стационарных систем заводнения приводит к преждевременному прорыву воды в добывающие скважины, что снижает коэффициент вытеснения, интенсифицирует



обводненность скважин со всеми вытекающими последствиями.

Применение прогрессивных систем разработки, широкое внедрение технологии изоляции пластов, позволяют исключить неэффективную циркуляцию воды по замкнутому кольцу, ликвидировать межпластовые перетоки в скважинах, продлить срок фонтанирования и т.д.

Для вовлечения в разработку пластов, неохваченных заводнением, необходимо применение эффективных технологий регулирования фильтрационных потоков. В скважинах используются технологии с применением новых материалов и реагентов для ремонтно-изоляционных работ (РИР) и работ по активизации призабойной зоны нагнетательных скважин, таких как: цементные и нефцецементные суспензии, гипансиликатные композиции, смолы ДЭГ и ТЭК, силикатполимерные гели и кремнеорганические эмульсии, которые позволяют снизить отбор попутно добываемой воды на 10–15 %.

Как показал опыт применения на месторождениях Западной Сибири, достаточно эффективно использование комбинированной технологии на основе ВУС и эмульсии с нефтелом-НЗ, разработанной специалистами РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Технология направлена на селективное снижение проницаемости водопромытых участков пласта.

На основе оптимизации расстановки и плотности сетки скважин, исключением внутрискважинных перетоков и разукрупнения объектов разработки создается возможность регулирования выработки каждого пласта по площади.

Значительные резервы по энергосбережению в системе ППД – в нагнетательных скважинах. При нарушении целостности колонны нагнетательных скважин происходит перераспределение потоков воды в сторону меньшего гидравлического сопротивления.

Главенствующая роль в повышении КПД системы ППД за ремонтно-изоляционными работами. Уменьшение объемов добываемой воды обеспечивается остановкой высокообводненных скважин; проведением РИР в скважинах; оптимизацией объемов закачки по скважинам и участкам пластов.

Снижение приемистости нагнетательных скважин, даже при росте устьевого давления, является большой проблемой современных систем заводнения. Приемистость нагнетательных скважин зависит от множества факторов (фильтрационные свойства призабойной зоны, свойства пластовых жидкостей, динамика пластового давления и др.).

Анализ этих факторов показывает, что основные причины снижения приемистости скважины связаны прежде всего с ухудшением фильтрационных свойств призабойной зоны пласта в результате понижения проницаемости коллекторов, с увеличением пластового давления вследствие неконтролируемой закачки воды в пласт.

Для увеличения приемистости нагнетательных скважин традиционно применяются соляно-кислотные обработки призабойной зоны.

#### 9.8.2. ПРИМЕНЕНИЕ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА В ППД

Решение задач энергосбережения при эксплуатации насосных агрегатов в системе ППД путем оптимизации работы системы «насосный агрегат – напорный трубопровод – нагнетательная скважина» может быть достигнуто за счет разработки регулируемого, частотно-регулируемого электропривода. В настоящее время промышленностью выпускается достаточно широкая номенклатура полупроводниковых преобразователей частоты для регулируемых асинхронных и синхронных электроприводов.

Насосные агрегаты КНС работают на трубопроводы с регулирующими органами (задвижками с электроприводом в КНС), и периодически возникает необходимость в изменении объемов закачки воды и значения давления нагнетания в нагнетательные скважины.

Для этих насосных агрегатов, на взгляд авторов, целесообразно применение систем частотно-регулируемого электропривода, поскольку их использование обеспечивает значительную экономию и повышает надежность эксплуатации электропривода.

Эффективность применения частотно-регулируемого привода (ЧРП) складывается из следующих составляющих:

один преобразователь может использоваться для поочередного или группового пуска нескольких агрегатов;

пуск двигателя осуществляется плавно, с токами меньше номинального значения, что не приводит к перегреву поверхности ротора, ударным механическим воздействиям на обмотки статора и, как следствие, обеспечивает значительное увеличение ресурса двигателя (в десятки раз);

нет ограничений по числу частотных пусков электроприводного агрегата от тиристорного пускового преобразователя частоты. Экспериментально подтверждена возможность 10–

15 пусков в течение 1 ч серийных двигателей Лысьвинского завода при мощности на валу синхронного двигателя в конце пуска (т.е. при синхронной частоте вращения) на уровне 80 % номинальной, а всего более 3000 пусков без ремонта ротора;

экономия электроэнергии при каждом пуске одного двигателя составляет десятки кВт/ч;

остановка электроприводного агрегата возможна за счет рекуперативного торможения с возвратом электроэнергии в питающую сеть, что также экономит электроэнергию;

использование ЧРП позволяет реализовать режим точной синхронизации электроприводного агрегата с сетью переменного тока, что упрощает обслуживание, гарантирует надежное переключение двигателя в сеть без бросков тока и механических ударов;

применение ЧРП позволяет снизить требования к линии высоковольтной передачи, питающей предприятие, поскольку при пуске очередного агрегата с помощью преобразователя просадка напряжения в линии снижается в 5–10 раз по сравнению с принятым в настоящее время реакторным пуском;

использование ЧРП в составе частотно-регулируемого синхронного электропривода позволяет значительно экономить электроэнергию, особенно в широком диапазоне требуемого регулирования частоты вращения (0,2–1,1 номинального значения).

Частотно-регулируемый привод обеспечивает режимы автоматического пуска, разгона электропривода до синхронной с сетью по частоте с заданным темпом, точной синхронизации с сетью по частоте и фазе и бестолчкового переключения на сеть, плавного регулирования и стабилизации частоты вращения двигателя в широком диапазоне, рекуперативного торможения до заданной частоты.

Преобразователь имеет развитую систему защиты, контроля и диагностики, облегчающую его эксплуатацию. Один преобразователь с выходным током 630–800 А может обеспечить одновременный групповой пуск до шести ненагруженных агрегатов с двигателями СТД-12,5 за время 1,5–2 мин. Преобразователь подключается к сети 6/10 кВ через входные токоограничивающие реакторы, при другом номинальном напряжении сети – через согласующий трансформатор. Технические характеристики основных исполнений ЧРП приведены в [3].

Расчеты экономической эффективности от внедрения преобразователя частоты СПЧРС-6000/1500 в электроприводе агрегата ЦНС-180-1422 приведены в разделе 10.

### 9.8.3. РЕГЛАМЕНТ РАБОТ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ППА

#### ***Контроль технического состояния нагнетательных скважин***

При отклонении от установленного режима работы скважины возникает необходимость в проверке ее технического состояния. Дефекты скважины возникают в основном из-за коррозии стальной колонны, разрушения цементного камня, нарушения сцепления цементного камня с породой и колонной в результате прострелочно-взрывных работ, под воздействием повышенного градиента давления, приводящего к нарушениям цементного камня, а также из-за агрессивности пластовых и закачиваемых вод. Необходимость в проведении контроля технического состояния нагнетательных скважин возникает при невыполнении ими прямого назначения.

Задачи исследования технического состояния нагнетательных скважин сводятся к следующему:

определение интервалов негерметичности обсадных колонн, НКТ;

определение глубины забоя, подвески НКТ.

Для решения поставленных задач применяется комплекс промыслово-геофизических исследований.

#### ***Контроль технологических параметров работы нагнетательных скважин и физико-химических характеристик пластовых флюидов***

Определение приемистости по нагнетательным скважинам при полной автоматизации и телемеханизации должно проводиться в непрерывном режиме. В связи с несовершенством техники и технологии измерений, а также неполной автоматизации частота измерений задана 1 раз в неделю. По всем скважинам после бурения или ремонта, а также проведения геолого-технологических мероприятий (ГТМ) должны измеряться коэффициенты приемистости и гидропроводности.

Контроль качества закачиваемой в пласт воды должен осуществляться лабораторным анализом проб:

- на содержание твердых взвешенных веществ (ТВВ), железа:
  - 1 раз в неделю на водозаборе и БКНС (в паводковый период для пресной воды),
  - 1 раз в месяц на устье нагнетательных скважин,

2 раза в месяц на водозаборе и после очистных сооружений;

на содержание нефтепродуктов после очистных сооружений;

1 раз в смену,

1 раз в сутки на БКНС,

1 раз в месяц на устье нагнетательных скважин.

Качественное распределение расхода по пластам и пропласткам и определение интервалов поглощения воды осуществляются промыслово-геофизическими методами (расходомерия, термометрия, изотопы). Исследованиям подлежат не менее 25 % фонда нагнетательных скважин. Периодичность 1 раз в год.

### ***Планирование, организация и проведение работ по энергосбережению в системе ППД***

Для планирования работ по энергосбережению ежегодно составляются планы работ по энергосбережению, которые должны предусматривать работы по:

проведению расчетов по оптимизации гидравлических режимов работы системы ППД с применением ПВК «ДИСППД»;

проведению инструментальных замеров центробежного насосного агрегата (ЦНА);

определению интервалов негерметичности обсадных колонн, НКТ;

контролю количественного распределения расхода по пластам и определению интервалов поглощения воды;

контролю технологических параметров работы нагнетательных скважин.

Организаторами работ по энергосбережению являются нефтегазодобывающие управления, которые приказом назначают ответственного за проведение работ по энергосбережению.

Организации, осуществляющие проведение энергетических обследований, отвечают за методическое обеспечение и выдают рекомендации по энергосбережению по договорам с производственными объединениями.

Сведения о проведенных работах по энергосбережению 1 раз в квартал рассматриваются на техническом совете объединения.

### ***Регламент работ по повышению энергетической эффективности насосного оборудования и нагнетательных скважин системы ППД***

Целью регламента является упорядочение деятельности нефтегазодобывающих предприятий в области поддержания пластового давления, оптимизации гидравлических режимов работы системы ППД с применением программно-вычислительного комплекса, определения технического состояния центробежных насосных агрегатов, осуществления контроля технического состояния, технологических параметров работы нагнетательных скважин и физико-химических характеристик пластовых флюидов.

Введение регламента в действие позволит повысить эффективность заводнения продуктивных пластов и за счет выбора оптимальных режимов работы технологического оборудования сэкономить электроэнергию.

С целью получения достоверной по объему и удовлетворительной по качеству информации для оценки энергетической эффективности работы центробежных насосных агрегатов и нагнетательных скважин необходимо осуществлять системный контроль технического состояния ЦНА: напор, расход, потребляемая мощность, КПД, удельный расход электроэнергии на закачку 1 м<sup>3</sup> воды.

Контроль базируется на анализе технического состояния ЦНА по результатам проведения гидравлических расчетов с применением ПВК «ДИСППД» и инструментальных обследований ЦНА.

Составными частями контроля работы системы ППД является контроль технического состояния эксплуатационной колонны и технологических параметров работы нагнетательных скважин, физико-химических характеристик пластовых флюидов.

Основой контроля служит автоматизированный контроль на поверхности технологических параметров работы ЦНА, параметров работы нагнетательных скважин и характеристик пластовых флюидов, энергетического состояния залежей на основе промысловых исследований, а также контроль технического состояния ЦНА по результатам инструментальных обследований.

С целью получения достаточного объема информации контроль предусматривает проведение систематических исследований технических и технологических параметров работы оборудования и нагнетательных скважин.



Периодичность исследований предусматривается в зависимости от решаемой задачи и контролируемых параметров (технические характеристики ЦНА, контроль технического состояния, технологических параметров работы нагнетательных скважин и т.д.).

В регламенте частота того или иного измерения установлена, исходя из потребностей в информации тех или иных задач. Например, наиболее часто бывает востребована информация о режимах работы нагнетательных скважин и БКНС, о качестве закачиваемой в пласт воды.

Перечень работ, составляющих регламент работ по повышению энергетической эффективности насосного оборудования и нагнетательных скважин, приведен в табл. 9.10.

### Основные выводы по результатам обследования системы ППД

На основании проведенного технологического мониторинга и анализа проводимых мероприятий по энергосбережению системы ППД в ОАО ТНК основными направлениями совершенствования работы системы ППД являются:

- по насосному оборудованию:
  - замена насосного парка;
  - проведение комплексного диагностического обследования парка насосного оборудования, проведение послеремонтного контроля и своевременный вывод насосов в ремонт. Своевременное и качественное проведение ППР насосного оборудования, запорной арматуры с целью продления ресурса работы, увеличения КПД насосов и повышения надежности технологического оборудования;
  - определение оптимальных режимов работы насосных агрегатов в зависимости от их технического состояния и установленных технологических режимов закачки воды;
  - применение специально разработанного программно-вычислительного комплекса «ДИСППД» для расчета и оптимизации гидравлических режимов работы системы ППД и с его использованием внедрение диспетчерского управления для обеспечения эффективной работы системы ППД и регулируемого частотного привода;
  - проведение модернизации насосных агрегатов с использованием: торцевых уплотнений, металлорукавов, компенсаторов, пластинчатых муфт и другого виброгасящего оборудования;

Таблица 9.10

Регламент работ по повышению энергетической эффективности насосного оборудования и нагнетательных скважин системы поддержания пластового давления

Задача	Объект	Контролируемый параметр	Способ и метод	Периодичность работы
Контроль качества воды	Водозабор, очистные сооружения	Отбор проб на содержание твердых взвешенных веществ и железа	Лабораторный анализ	1 раз в неделю на водозаборе. 1 раз в смену после очистных сооружений
Определение оптимальных режимов работы БКНС, системы напорных водоводов и устьевых давлений	БКНС, напорные водоводы, нагнетательные скважины	БКНС: производительность, напор, потребляемая мощность, удельные затраты электроэнергии. Пропускная способность водоводов. Давление на устье нагнетательных скважин	Расчет и оптимизация гидравлических режимов работы системы ППД	Ежедневно, при изменении режима работы нагнетательных скважин и БКНС. Ежемесячно, при постоянном технологическом режиме работы нагнетательных скважин и БКНС
Обеспечение технических характеристик центробежных насосных агрегатов	БКНС	Напор, расход, потребляемая мощность КПД	Диагностика, объемный метод – переносной расходомер	1 раз в год 100 % от насосного парка. После капитального ремонта ЦНА
Обеспечение качественного проведения текущего и капитального ремонтов	ЦНА	Напор, расход, КПД	Диагностика, объемный метод – переносной расходомер	После проведения капитального ремонта ЦНА

Задача	Объект	Контролируемый параметр	Способ и метод	Периодичность работы
Качество закачиваемой воды – на содержание нефтепродуктов, ТВВ и железа	БКНС, очистные сооружения	Содержание нефтепродуктов, ТВВ и железа	Отбор проб, лабораторный анализ	1 раз в сутки на БКНС. 1 раз в смену после очистных сооружений
<i>Нагнетательные скважины</i>				
Контроль технического состояния скважин и определение интервалов негерметичности обсадных колонн, НКТ	Нагнетательные скважины	Принимающий интервал	Методы расходомерии, термометрии, меченой жидкости	При наличии отклонения в работе
Контроль количественного распределения расхода по пластам и определение интервалов поглощения воды	Нагнетательные скважины	Профиль приемистости (рабочая толщина, расход), интервалы поглощения	Методы расходомерии, термометрии, изотопов	Не менее 25 % фонда скважин с расчлененным строением и при наличии двух и более интервалов перфорации. 1 раз в год
Контроль технологических параметров работы нагнетательных скважин	Нагнетательные скважины	Приемистость	Объемный метод – счетчики расхода	В непрерывном режиме при полной автоматизации и телемеханизации замеров. 1 раз в неделю, при отсутствии средств автоматизации и телемеханизации. Охват исследования 100 % действующего фонда нагнетательных скважин
	Устье нагнетательных скважин	Устьевое давление	Барометрия	В непрерывном режиме при полной автоматизации и телемеханизации замеров. 1 раз в неделю, при отсутствии средств автоматизации и телемеханизации. Охват исследования 100 % действующего фонда нагнетательных скважин
		Качество закачиваемой в пласт воды	Отбор проб на ТВВ и железа, лабораторный анализ	1 раз в месяц, опорная сеть скважин

- внедрение систем регулирования, защиты и контроля насосных агрегатов с использованием микропроцессорной техники и тиристорных преобразователей частоты;
- перевод БКНС в режим потребителей-регуляторов;
- проведение диагностики фундаментов БКНС и выполнение их качественного капитального ремонта;
- проведение очистки водоводов с целью уменьшения гидравлического сопротивления, по нагнетательным скважинам:
  - обеспечение проектного давления нагнетания на устье нагнетательных скважин;
  - ремонт и замена устьевого оборудования и водораспределительных гребенок;
  - проведение работы по определению технического состояния обсадных колонн нагнетательных скважин и ликвидации негерметичности;
  - применение пакерующих устройств с целью защиты эксплуатационных колонн и предупреждения межпластовых перетоков;
  - проведение обработок призабойных зон скважин с целью увеличения приемистости скважин;
  - закачка большеобъемных гелевых систем (БГС) для выравнивания профилей приемистости скважин;
  - монтаж датчиков телеизмерения давления в водоводах и на кустах скважин с целью контроля допустимого давления;
  - применение ингибиторов в закачиваемой воде для снижения коррозионного разрушения водоводов и скважин;
  - обеспечение 100 % охвата замерами действующего фонда нагнетательных скважин, при необходимости проведения контрольных замеров объемов закачиваемой воды с использованием современных переносных расходомеров (например, фирм «Panametrics», «Micronics LTD») или использование результатов промыслово-геофизических исследований, по источникам водоснабжения:
    - осуществление контроля качества закачиваемой воды в соответствии с требуемыми нормами;
    - обеспечение надлежащего учета воды на водозаборных сооружениях и сточной воды с цехом подготовки и перекачки нефти (ЦППН);
    - на удаленных участках месторождений применять для водоснабжения схему закачки воды с использованием погружных насосов типа ЭЦП.

## 9.9. НОРМИРОВАНИЕ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

Наиболее перспективным методом нормирования электроэнергии является экспериментально-теоретический, основанный на анализе реального расхода электроэнергии на важнейшие технологические операции, главным образом влияющие на энергопотребление. Такой метод дает возможность учесть и оценить влияние основных технологических параметров на реальный расход электроэнергии, скорректировать эти расходы с изменением техники, технологии и условий эксплуатации.

По результатам анализа данных разрабатывается стандартное (нормативное или среднестатистическое) значение электропотребления «базовый или нулевой уровень», относительно которого может быть оценено последующее энергопотребление. Отклонение фактического энергопотребления от базового уровня только показывает, насколько оптимально использовалась энергия относительно установленного норматива.

В связи с вышеизложенным рекомендуется:

1. Поручать выполнять расчеты технологическим службам, так как они обладают полной информацией и программными комплексами для расчета технологических режимов работы оборудования.

2. Периодически проводить инструментальные замеры технического состояния насосного парка и электродвигателей.

3. Для каждой технологии иметь программный комплекс по ее расчету. Например, для скважинного оборудования можно использовать «Автотехнолог» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, для гидравлических расчетов системы ППД – программный комплекс «ДИСППД» и т.д.

Это достаточно трудоемкий подход, но только он позволит реально заниматься энергосбережением при нормировании.

## 9.10. МАТЕРИАЛЬНОЕ ПОощРЕНИЕ ЗА ЭКОНОМИЮ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

В экономии энергоресурсов должны быть материально заинтересованы все участники реализации соответствующих программ (мероприятий). Предлагается схема материального



поощрения за реализацию мероприятий по экономии топливно-энергетических ресурсов.

Она основывается на следующих принципах:

материальное поощрение можно получить в том случае, если зафиксировано фактическое снижение удельного расхода энергии;

материальное поощрение должно стимулировать скорейшее достижение установленного (запланированного) удельного расхода энергии;

материальное поощрение необходимо рассчитывать исходя из цены сэкономленных энергоресурсов и их количества;

схема материального поощрения должна автоматически трансформироваться в схему штрафных санкций при увеличении удельных расходов энергии по сравнению с предыдущим годом;

схема материального поощрения должна легко адаптироваться к изменению планового и фактического снижения удельного расхода энергии.

## 9.11. РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫПОЛНЕННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ

На основании проведенных энергетических обследований ОАО «Самотлорнефтегаз» (ОАО СНГ), ОАО «Оренбургнефть» (ОАО ОН), ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» (ОАО ННП), ОАО «ТНК-Нижневартовск» (ОАО ТНК-НВ), ОАО «ТНК-Нягань» и ОАО «Тюменнефтегаз» (ОАО ТНГ) установлено, что в ОАО ТНК:

1. Работа по энергосбережению ведется планомерно и целенаправленно.

2. Учет расхода электроэнергии по основным технологическим процессам ведется по показаниям счетчиков.

3. Определены приоритетные направления энергосбережения на период 2001–2005 гг. с учетом мероприятий, направленных на экономию электроэнергии в наиболее энергоемких процессах.

На основе энергетических обследований определены перерасходы энергии (табл. 9.11) и разработаны основные направления энергосбережения в нефтедобыче нефтегазодобывающих предприятий, входящих в состав ОАО ТНК, на период 2001–2005 гг. (табл. 9.12) и Программа энергосбережения ОАО ТНК (табл. 9.13).

На рис. 9.11 представлено экономически оправданное энергосбережение в основных технологических процессах добычи нефти.

Кроме того, возможен дополнительный эффект от внедрения новой техники и технологий в размере 62,1 млн кВт·ч, а также возможно сэкономить 0,96 млн кВт·ч электроэнергии и 37470 Гкал в тепловом хозяйстве. Также можно сократить потери нефти в системах подготовки, сбора и транспортировки нефти на 45000 т условного топлива.

Энергопотребление можно сократить еще на 5–10 %, но это потребует значительных финансовых средств, которые при существующей стоимости электрической энергии не целесообразны, или их необходимо решать при реконструкции систем добычи нефти месторождений ОАО ТНК.

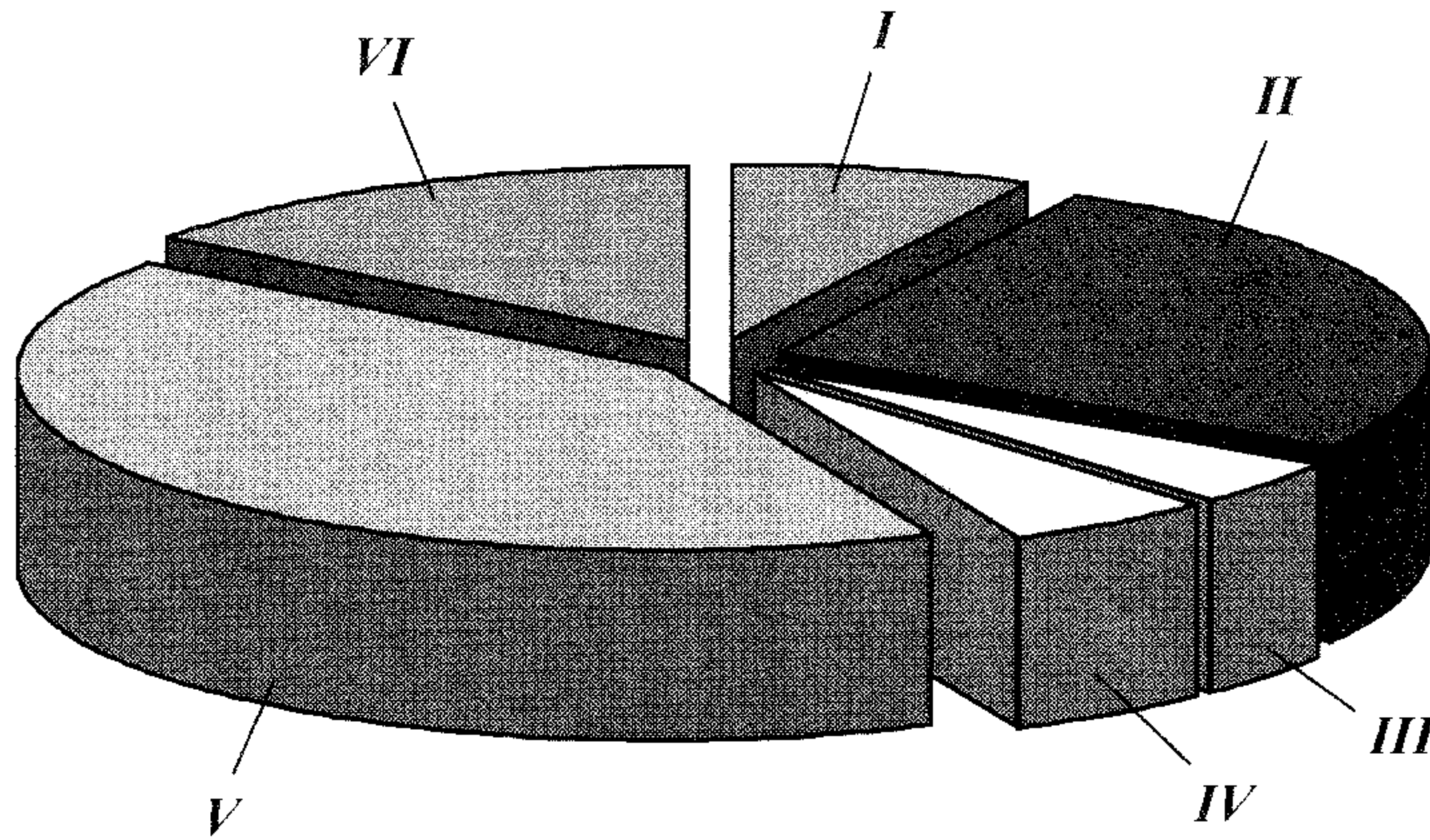
На основе инструментальных замеров и расчетов составлен энергетический баланс ОАО ТНК. Графически потоки энергии и ее потери представлены на рис. 9.12.

Потери электроэнергии в электрических сетях составляют около 7 %. На добычу нефти расходуется 80 % покупаемой

Таблица 9.11

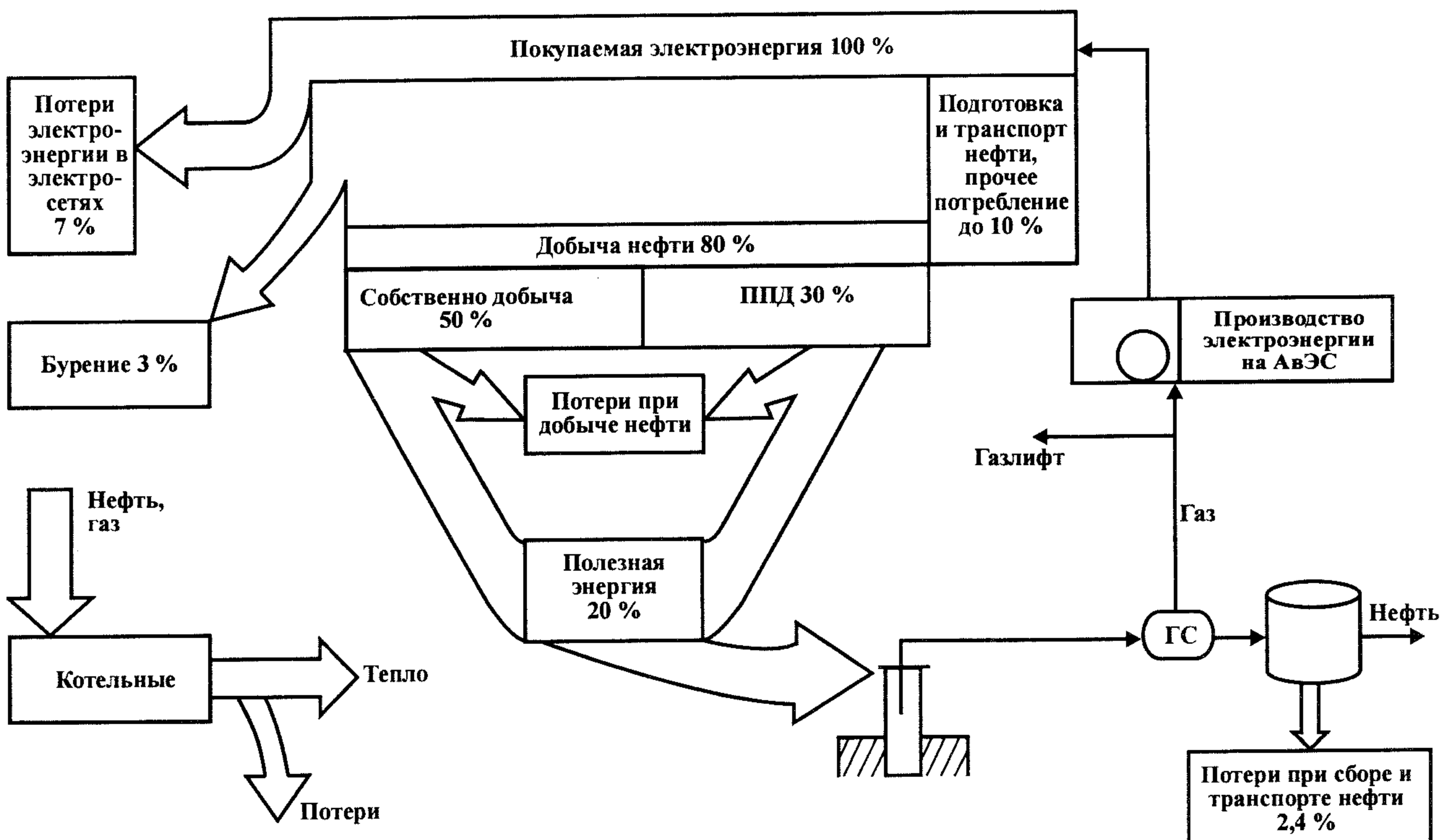
Экономически оправданное энергосбережение в технологических процессах добычи нефти, млн кВт·ч

Название	ОАО СНГ	ОАО ОН	ОАО ННП	ОАО ТНК-НВ	ОАО «ТНК-Нягань»	ОАО ТНГ	Итого
Электрические сети	32,5	10,4	2,4	4,6	3,2	1,4	54,5
Механизированная добыча нефти	96,8	50,0	13,0	14,8	14,5	2,9	192,0
ППД	222,4	19,3	19,0	24,7	19,1	1,4	305,9
Компримирование газа (Самотлорское УКГ)	30,2	—	—	—	—	—	30,2
Внутрипромысловый сбор и подготовка нефти	20,0	10,0	3,0	4,0	2,0	0,2	39,2
Возможный сопутствующий эффект от внедрения новой техники и технологий, методов повышения нефтеотдачи и выполнения ГТМ	45,0	36,5	15,0	7,5	2,3	0,3	106,6
Итого	446,9	126,2	52,4	55,6	41,1	6,2	728,4



**Рис. 9.11. Экономически оправданное энергосбережение:**

*I* – электрические сети 54,5 млн кВт·ч (7 %); *II* – механизация добычи нефти 192 млн кВт·ч (26 %); *III* – компримирование газа (4 %); *IV* – внутрипромышленный сбор и подготовка нефти 39,2 млн кВт·ч (5 %); *V* – ППД 305,9 млн кВт·ч (43 %); *VI* – возможный сопутствующий эффект от внедрения новой техники и технологий, методов повышения нефтедобычи и выполнения ГТМ 106,6 млн кВт·ч (15 %)



**Рис. 9.12. Баланс распределения потерь и затрат**

Таблица 9.12

## Перечень мероприятий, направленных на энергосбережение в нефтедобыче

Мероприятие программы	Ожидаемый эффект, тыс. т условного топлива
<i>Разработка и эксплуатация месторождений; освоение, эксплуатация и ремонт скважин</i>	
Внедрение методов повышения нефтеотдачи (гидроразрывы, закачка БГС, тепловые методы, электрофизические методы воздействия на пласт и другие новые методы вытеснения нефти)	31,7 в год
Оптимизация работы скважин: (перевод на другие виды механизированной добычи, подбор насосных установок к параметрам работы систем «пласт-скважина», внедрение регулируемого привода, внедрение технической диагностики, замена устаревших насосов на современные)	27,0 в год
Внедрение технических средств для устранения парафино-гидратных пробок (скребков, электропрогрев, периодическая обработка теплоносителем, реагентами и т.п.)	3,0 ежегодно
Внедрение методов активизации призабойной зоны скважин, снижения обводненности, обеспечение герметичности эксплуатационной колонны или НКТ	3,5 ежегодно
<i>Система ППД</i>	
Замена устаревшего насосного парка на основании рекомендаций по результатам энергоаудита (при необходимости подбор типоразмера насоса)	0,23 (от замены одного насоса)
Обоснованное использование регулируемого электропривода насосных агрегатов	Около 0,32 (на один преобразователь)*
Внедрение автоматизированных систем диспетчерского управления для перераспределения нагрузки насосов, подбора числа секций, обточки колес, диаметров штуцеров, диаметров водоводов при реконструкции систем ППД и т.д.	5,7 ежегодно
Внедрение параметрической диагностики работы насосов, послеремонтный контроль насосов, своевременный вывод насосов в ремонт	7,9
Обеспечение объемов закачки воды в соответствии с технологическими режимами	0,1 ежегодно
<i>Система сбора, подготовки и транспортировки нефти</i>	
Внедрение систем предварительного сброса воды (УПСВ)	0,4 (по одной ДНС)

Продолжение табл. 9.12

Мероприятие программы	Ожидаемый эффект, тыс. т условного топлива
Внедрение диагностики проточной части насосов и организация послеремонтного контроля	0,7 ежегодно
Замена существующих насосов на современные, мультифазные («Зульцер», «Раскор» и др.)	0,15 ежегодно
<i>Газлифтный способ эксплуатации</i>	
Установка приборов учета количества газа на ВКС (12 объектов)	3,0
Мониторинг системы газопроводов низкого давления	3,2
Применение компрессоров с меньшей производительностью (замена семи ВКГ-50 на семь ВКГ-30)	3,0
Внедрение диагностики работы компрессоров	2,6
Замена электрического привода компрессорных станций на газотурбинный привод	136,0
<i>Внедрение технических средств учета и контроля за расходом энергоресурсов</i>	
Установка приборов учета и контроля расхода энергоресурсов по направлениям технологических процессов в нефтедобыче (коммерческий и технический контроль)	1,0–4,0 ежегодно (уменьшение платы за мощность)
Внедрение современных средств измерения продукции добывающих скважин, приемистости нагнетательных скважин, газового фактора, температур, давлений с применением информационно-измерительных комплексов с использованием компьютера	0,5 ежегодно
<i>Использование попутного нефтяного газа</i>	
Внедрение насосов с приводом от газопоршневых или газотурбинных двигателей	0,6 ежегодно
<i>Промысловые электрические сети</i>	
Консервация энергетических объектов, отключение подстанций, трансформаторов, замена оборудования большой мощности на меньшую	0,1



Мероприятие программы	Ожидаемый эффект, тыс. т условного топлива
Внедрение ПВК для расчета режимов электрических сетей (компенсация реактивной мощности)	5,6
<i>Теплоснабжение нефтепромыслов</i>	
Перевод топливоснабжения котельных с нефти на газ	0,1
Разработка и внедрение мероприятий по теплоизоляции тепловых сетей и котлов	1,0
Оптимизация эксплуатационных режимов тепловых сетей путем проведения наладочных мероприятий	3,2 ежегодно
<i>Организационные и нормативно-правовые мероприятия</i>	
Создание постоянно-действующих комиссий по энергосбережению под председательством генерального директора. Разработка положений и регламентов работы комиссий	—
Разработка руководящего документа на нормативы удельного энергопотребления в нефтедобыче	Эффект скажется не явно
Организация подготовки и повышения квалификации кадров по программе «Энергосбережение в нефтедобыче»	Эффект скажется не явно
Проработка с органами исполнительной власти вопросов возможности льгот для предприятий нефтедобычи, разрабатывающих месторождения, которые находятся на поздней стадии разработки	Требует уточнения
Ввод системы информационного обеспечения работ по энергосбережению	Эффект скажется не явно
Подготовка нормативных документов об обязательном включении в проекты разработки месторождений и реконструкции объектов нефтедобычи современного энергоэффективного оборудования и технологий	2**
Подготовка и утверждение Положения о поощрении сотрудников за проведение энергосберегающих мероприятий.	—

\* Режимы БКНС стабильные, поэтому правильный подбор насосов или изменение числа секций и т.д. снижает эффект регулируемого привода.  
 \*\* Эффект может достичь 5–15 % энергопотребления предполагаемого объекта для реконструкции.

Предлагаемые мероприятия по энергосбережению на ближайшую перспективу для ОАО ТНК

Мероприятие по энергосбережению	Экономия, тыс. кВт·ч
Внедрение коммерческого контроля расходования энергоресурсов (АСКУЭ)	85250
Внедрение технического контроля расходования энергоресурсов	99950
Внедрение современных насосов на БКНС системы ППД	56800
Внедрение установок предварительного сброса воды	24900
Внедрение системы для исследования режимов электропотребления сети с возможностью анализа мероприятий, направленных на снижение потребления реактивной энергии	27300
Перевод электродвигателей в режим потребителей-регуляторов	Экономия за счет уменьшения заявленной мощности до 18900 кВт в месяц
Внедрение системы эксплуатации электротехнического оборудования по его фактическому состоянию с использованием диагностики	100800
Внедрение автоматизированной системы диспетчерского управления режимами систем ППД и мониторинга технического состояния насосов	28000
Внедрение преобразователей частоты на кустовых насосных станциях, где будут установлены современные насосы	17975
Внедрение комплектов погружных центробежных насосов на основе вентильных двигателей КП ЭЦН ВД на скважинах с дебитом по жидкости 50–100 м <sup>3</sup> /сут и обводненностью до 15 %	20860
Внедрение ультразвуковых излучателей, современных регуляторов расхода, химических реагентов полисиллов, диагностики нагнетательных скважин	6400
Внедрение системы УФ нефти в резервуарах на Лор-Еганском, Тюменском ЦПС и ДНС-32 Самотлорского месторождения	30000
Всего	412985

<sup>1</sup> Данное мероприятие реализуется с оборудованием, имеющим амортизационные сроки эксплуатации ниже предельных, поэтому необходимо проводить плановую замену электротехнического оборудования.

электроэнергии. На подготовку и транспорт нефти и прочее потребление идет 10 % электроэнергии. Потери электроэнергии при добыче нефти составляют от 60 %. На долю полезно используемой энергии приходится 20 %.

### 9.11.1. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ НА ОСНОВЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ

В результате анализа энергопотребления и потерь энергии в оборудовании и технологиях ОАО ТНК с использованием инструментальных замеров и расчетов предложены конкретные мероприятия по оптимизации режимов работы БКНС и применению новых прогрессивных технологий и технических решений.

С помощью инструментальных замеров и расчетов с использованием программно-вычислительных комплексов определены потери энергии в оборудовании и технологиях нефтедобычи.

Энергосбережение в системе можно увеличить за счет закупки зарубежных насосов фирмы «Зульцер», имеющих КПД 73–75 %.

При механизированной добыче нефти существенного снижения энергосбережения можно добиться уменьшением обводненности.

## 10

### МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ НОВЫХ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

В процессе эксплуатации оборудования часто возникают проблемы его замены или реконструкции. Прежде чем проводить эти мероприятия необходимо их оценить с экономической точки зрения. Внедряемые новые виды оборудования и технологии должны несомненно приносить энергосберегающий эффект.

Практические решения, направленные на энергосбережение, в общем случае можно разделить на организационно-технические мероприятия и техническую реконструкцию (первооружение) процессов передачи, распределения и потребления энергии. Принципиальное различие между ними заключается в том, что организационно-технические мероприятия, как правило, не требуют долгосрочных инвестиций, в то время как техническая реконструкция требует капитальных вложений на приобретение нового энергоэффективного оборудования, замену или ремонт коммуникаций и т.п. Вместе с тем, с точки зрения методики оценки экономической эффективности, и то и другое направление энергосбережения допустимо рассматривать, как инвестиционные проекты, с различным значением инвестиций (для организационно-технических мероприятий значение инвестиций может быть равно нулю).

В современной мировой, а в последние годы и в отечественной практике для оценки экономической эффективности инвестиционных проектов широкое применение получил метод дисконтированного потока наличности «Discounted Cash Flow». Этот метод соответствует методам, предложенным ЮНИДО (United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) – организация ООН по промышленному развитию), а также рекомендуется официальными «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных

проектов и их отбору для финансирования», утвержденными Госстроем России, Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ и Госкомпромом России 31 марта 1994 г.

Метод «Discounted Cash Flow» базируется на моделировании и анализе потоков денежных средств, образуемых предстоящими затратами и результатами, позволяет оценить эффективность и окупаемость инвестиций в проект, а также дает возможность сравнения экономической эффективности капитальных вложений различных вариантов. Этот метод позволяет обосновано определять необходимые объемы финансирования и моменты времени, когда оно должно проводиться, оценивать влияние на процесс осуществления проекта возможных отклонений внешних условий от расчетных, повысить надежность расчетов. Расчеты, выполненные по этой методике, принимаются к рассмотрению как отечественными, так и зарубежными инвесторами и банками, а также государственными органами. Относительная сложность методики и требуемый большой объем вычислений предполагают использование для вычислений компьютеров. Ниже изложены основные положения методики и отмечены особенности ее применения к анализу экономической эффективности энергосбережения.

В рамках каждого вида деятельности происходят приток  $P_i(t)$  (со знаком «плюс») и отток  $O_i(t)$  (со знаком «минус») денежных средств, образующих денежные потоки. При расчете денежных потоков следует иметь в виду принципиальное отличие понятий притоков и оттоков реальных денег от понятий доходов и расходов. Все расходы вычитаются из доходов и влияют на сумму чистой прибыли, но не при всех расходах требуется реальный перевод денег. Такие расходы не влияют на поток реальных денег, т.е. не являются оттоком. Примером этого являются амортизационные отчисления, которые по форме учета являются расходами (затратами в составе себестоимости продукции), но не являются оттоком реальных денег, а представляют собой приток средств и берутся со знаком «плюс».

Экономическая эффективность новых энергосберегающих технических решений целесообразно оценивать относительно базового варианта, за который принимается: для действующих предприятий – существующие, а для проектируемых – традиционные технические решения. Все показатели расчетных вариантов сравниваются с аналогичными показателями базового варианта, т.е. все показатели определяются отно-

сительно базовых. Например, определяются необходимые дополнительные (относительно базового варианта) капитальные вложения, расчетный срок окупаемости показывает период возврата именно дополнительных капитальных вложений и т.д. Получаемые при этом относительные экономические показатели позволяют выбрать наиболее выгодный вариант, а расчет относительной экономической эффективности во многих случаях значительно упрощается. Упрощение заключается в том, что при таком расчете не требуется определять по предприятию в целом такие показатели, как полная себестоимость продукции, выручка от ее реализации, прибыль и т.п. – определяется только изменяемая часть этих показателей (например, изменение затрат на энергопотребление, увеличение или уменьшение затрат на эксплуатацию и т.п.). Все неизменяющиеся показатели по предприятию в целом как в базовом, так и в расчетных вариантах могут не учитываться, так как при оценке относительной эффективности они взаимно компенсируются. Например, при реализации организационных энергосберегающих мероприятий для предприятия в целом будет снижена себестоимость продукции и, соответственно, увеличена прибыль, но при расчете относительной экономической эффективности нет необходимости рассчитывать полную себестоимость продукции, достаточно определить относительное изменение энергетической составляющей по сравнению с базовым вариантом, так как именно оно определит изменение полной себестоимости продукции и прибыли предприятия.

Задачей расчета экономической эффективности является оценка по каждому расчетному варианту предстоящих затрат и получаемых при этом результатов. Любые решения, направленные на энергосбережение, рассчитаны, как правило, на достаточно длительный период, поэтому оценка предстоящих затрат и результатов при определении эффективности каждого варианта осуществляется в пределах некоторого расчетного периода (горизонта расчета). Продолжительность расчетного периода обычно принимается с учетом:

продолжительности создания и эксплуатации нового оборудования;

нормативного срока службы основного технологического оборудования;

достижения заданных экономических характеристик, например, прибыли;

требований инвестора и т.п.

Горизонт расчета измеряется числом шагов расчета – пла-



нируемые интервалами времени, для которых выполняются расчеты всех показателей. Шагом расчета может быть месяц, квартал или год.

Для стоимостной оценки затрат и результатов могут использоваться базисные, мировые прогнозные и расчетные цены. Согласно Методическим рекомендациям, базисные цены, под которыми понимаются цены, сложившиеся на определенный момент времени и неизменные в течение всего расчетного периода, могут применяться только на стадии исследований инвестиционных возможностей. На стадии технико-экономического обоснования (ТЭО) расчеты должны в обязательном порядке выполняться в прогнозных и расчетных ценах. Прогнозная цена  $C(t)$  продукции или ресурса в конце  $t$ -го шага расчета определяется по формуле

$$C(t) = C(0)J(t, t_n),$$

где  $C(0)$  — базисная цена продукции или ресурса, т.е. цена, сложившаяся на начальный момент расчета;  $J(t, t_n)$  — коэффициент (индекс) изменения цен продукции или ресурсов в конце  $t$ -го шага по отношению к начальному моменту расчета.

Расчетные цены используются для вычисления интегральных показателей эффективности, если текущие (на каждом шаге расчета) значения затрат и результатов вычислены в прогнозных ценах. Расчетные цены получаются путем введения дефлирующего множителя  $J_G(t_n, t)$ , соответствующего индексу общей инфляции. Учет влияния инфляционных процессов на эффективность долгосрочных инвестиционных проектов является обязательным. Алгоритм расчета дефлирующего множителя  $J_G(t_n, t)$  приведен в Методических рекомендациях.

Оценка эффективности вариантов выполняется в пределах принятого расчетного периода с расчетом затрат и результатов на каждом шаге. Однако непосредственно складывать показатели разновременных периодов нельзя, так как средства, израсходованные или полученные в разные периоды, неравноценны. Это обусловлено не только инфляционными процессами. Даже при отсутствии инфляции стоимость денег в начале периода (допустим года) и конце его неодинакова. В рыночных условиях любые денежные средства должны и могут приносить доход, например, в виде банковского процента, т.е. в расчетах необходимо учитывать временную стоимость денег. Соизмерение разновременных показателей осуществляется путем приведения (дисконтирования) их к ценности в

начальном периоде. Технически приведение к базисному моменту времени результатов и эффектов, имеющих место на  $t$ -м шаге расчета реализации проекта, осуществляется путем их умножения на коэффициент дисконтирования  $\alpha_t$ , определяемый для постоянной нормы дисконта как:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^t},$$

где  $E$  — норма дисконта;  $t$  — номер шага расчета ( $t = 0, 1, 2, \dots, T$ ;  $T$  — горизонт расчета).

Чем выше норма дисконта  $E$ , тем более жестким условиям (большие значения эффектов и(или) меньшие затраты) должен удовлетворять проект, чтобы быть выгодным. Значение нормы дисконта оказывает большое влияние на интегральные показатели эффективности проекта, и поэтому важно правильно выбрать ее значение в конкретных расчетах. В общем случае следует исходить из того, что выбираемая норма дисконта  $E$  — это максимальная доходность альтернативных и доступных инвестору направлений вложения капитала. Для долгосрочных проектов предлагается принимать норму дисконта в пределах 10–15 %, что соответствует международной практике для перспективных расчетов и используется для решения подобных задач зарубежными фирмами.

Экономическая оценка энергосбережения, а также сравнение различных вариантов и выбор лучшего из них должны проводиться с использованием совокупности различных экономических показателей, дающих наиболее полное представление о результатах реализации проекта. Для применения каждого из них необходимо ясное представление о том, какой вопрос экономической оценки проекта решается с его использованием и как осуществляется выбор решения. Предлагается в расчетах применять следующие экономические показатели, соответствующие Методическим рекомендациям, а также дополнительные с учетом специфики рассматриваемой задачи.

*Капитальные вложения.* Если капитальные вложения ( $K$ ) осуществляются не единовременно, то определяются суммарные капитальные вложения. Суммирование может выполняться без дисконтирования и с ним. Суммарные дисконтированные капитальные вложения

$$K = \sum_{t=0}^T K_t \frac{1}{(1 + E)^t}, \quad (10.1)$$

где  $K_t$  — капитальные вложения на  $t$ -м шаге расчета в прогнозных ценах.

В формулу (10.1) значения, соответствующие затратам, входят со знаком «минус».

*Ежегодные производственные затраты, связанные с реализацией энергосберегающих технологий* ( $Z_t$ ) — т.е. затраты на  $t$ -м шаге расчета.

*Поток реальных денег* (поток денежной наличности — Cash Flow). Представляет собой совокупность эффектов  $\Delta_t$ , достигаемых в каждом периоде осуществления проекта, т.е. денежную наличность<sup>1</sup>, получаемую на каждом шаге расчета, как раз и образующую поток денежной наличности. Значение  $\Delta_t$  определяется как разность между притоком  $\Pi_i(t)$  и оттоком  $O_i(t)$  денежных средств по инвестиционной ( $i = 1$ ) и операционной ( $i = 2$ ) деятельности на каждом шаге расчета, т.е.

$$\Delta_t = [\Pi_1(t) - O_1(t)] + [\Pi_2(t) - O_2(t)] = R_t - Z_t - K_t,$$

где  $R_t$  — результат, достигаемый на  $t$ -м шаге расчета.

*Интегральный эффект* (накопленный поток денежной наличности — Cumulative Cash Flow). Определяется как сумма годовых эффектов в текущих ценах (т.е. без дисконтирования) за весь расчетный период, т.е.

$$\text{Cumulative Cash Flow} = \sum_{t=0}^T \Delta_t = \sum_{t=0}^T \{[\Pi_1(t) - O_1(t)] + [\Pi_2(t) - O_2(t)]\}.$$

*Чистый дисконтированный доход* или дисконтированный интегральный эффект (другие названия: чистая приведенная или чистая современная, чистая текущая стоимость, интегральный эффект, Net Present Value — NPV). Этот показатель представляет собой дисконтированный (приведенный к начальному периоду) суммарный поток денежной наличности за расчетный период и определяет приведенный к году вложения капитала интегральный эффект от реализации рассматриваемого варианта проекта.

Значение NPV для постоянной нормы дисконта и с учетом общего уровня инфляции определяется по формуле

$$\text{NPV} = \sum_{t=0}^T \Delta_t \frac{J_G(t_H, t)}{(1+E)^t} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \frac{J_G(t_H, t)}{(1+E)^t} - K. \quad (10.2)$$

<sup>1</sup> Термин «денежная наличность» следует понимать как приток либо отток реальных денег (соответственно, со знаком «плюс» или со знаком «минус»), а не в обычном смысле этого слова.

При положительном значении NPV инвестиционный проект (или вариант проекта) является эффективным — накопленные за расчетный период денежные средства превышают первоначальные капиталовложения. Как следует из формулы (10.2), значение NPV зависит от принятой нормы дисконта. Положительность NPV при заданной норме дисконта является необходимым и достаточным условием выгодности (по критерию коммерческой эффективности) проекта, независимо от характера потока реальных денег. Из нескольких альтернативных проектов при одинаковой норме дисконта выгоднее тот, у которого NPV больше.

*Индекс доходности* (другие названия: индекс прибыльности, Profitability Index — PI). Этот показатель представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к значению капиталовложений, т.е.

$$\text{PI} = \frac{1}{K} \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \frac{J_G(t_H, t)}{(1+E)^t}. \quad (10.3)$$

Индекс доходности тесно связан с NPV. Он строится из тех же элементов и его значение связано со значением NPV: если значение NPV положительно, то  $\text{PI} > 1$  и наоборот. Если  $\text{PI} > 1$ , проект эффективен, если  $\text{PI} < 1$  — неэффективен. Удобство этого показателя в том, что результат получается в относительных единицах, т.е. можно сравнивать эффективность капиталовложений вариантов с различным значением капиталовложений.

*Внутренняя норма доходности* (другие названия: внутренняя норма прибыли, рентабельности, возврата инвестиций, Internal Rate of Return — IRR). Этот показатель представляет собой значение нормы дисконта, при которой значение NPV равно нулю, т.е. сумма приведенных эффектов равна приведенным капиталовложениям. Значение IRR является решением уравнения

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_t - Z_t}{(1+E)^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1+E)^t}. \quad (10.4)$$

Определенное из уравнения (10.4) значение нормы дисконта  $E$  и будет являться внутренней нормой доходности. Этот показатель удобен тем, что не нуждается в априорном определении подходящего коэффициента дисконтирования, является выражением меры рентабельности и зависит исключительно от состояния Cash Flow в течение всего рассматриваемого периода. Если значение IRR больше требуемой

инвестором нормы дохода на вкладываемый капитал, инвестиции в данный проект оправданы. Экономический смысл IRR определяется тем положением, что она равняется максимальному проценту за кредит, который можно выплатить (вместе с процентами) за срок, равный горизонту расчета, при условии, что весь проект осуществляется только за счет средств кредита. Это позволяет интерпретировать IRR как меру эффективности вложения средств в проект.

*Срок окупаемости* – минимальный интервал времени (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект (накопленный поток денежной наличности с дисконтированием NPV или без дисконтирования Cumulative Cash Flow) становится и в дальнейшем остается неотрицательным. Иными словами, это период, начиная с которого первоначальные вложения и другие затраты, связанные с проектом, покрываются суммарными результатами его осуществления. Поскольку результаты и затраты, связанные с осуществлением проекта, можно вычислять с дисконтированием или без него, получится два различных срока окупаемости. Срок окупаемости удобно определять графоаналитическим путем по графикам изменения Cumulative Cash Flow и NPV.

Основными достоинствами срока окупаемости в качестве одного из показателей эффективности являются наглядность результата и то, что он не зависит от значения горизонта расчета, задание которого всегда включает некоторый элемент произвола. Вместе с тем значение срока окупаемости ничего не говорит о значении эффекта от вложения средств в проект, поэтому срок окупаемости не рекомендуется рассматривать как самостоятельную экономическую категорию. Кроме того, при финансировании проекта полностью за счет заемных средств, срок окупаемости вообще теряет смысл, так как в этом случае речь должна идти не о сроке окупаемости, а о возврате долга в соответствии с условиями получения займа.

*Удельная себестоимость энергии для потребителя* (себестоимость 1 кВт·ч, 1 Гкал, 1 т условного топлива и т.п.). Этот показатель является одним из наиболее наглядных показателей эффективности проекта энергосбережения. Себестоимость энергии для потребителя представляет собой удельные затраты потребителя на покупку (выработку) каждого вида энергоресурса плюс затраты на преобразование, передачу и распределение энергии. Удельная себестоимость энергии определяется на каждом шаге расчетного периода в соответст-

вии с принятой структурой затрат на энергообеспечение. Для сравнения показателей удельной стоимости энергии по всем вариантам рассчитывается усредненное значение удельной стоимости за весь расчетный период. Усреднение проводится путем средневзвешивания удельных затрат на каждом шаге расчета с учетом значения энергопотребления и прогнозных затрат на энергоснабжение:

$$C_{yA} = \frac{\sum_{t=0}^T C_{yAt} W_t}{\sum_{t=0}^T W_t}, \quad (10.5)$$

где  $C_{yAt}$ ,  $W_t$  – соответственно удельная стоимость энергии и годовое энергопотребление на  $t$ -м шаге расчета. Рассчитывается для каждого вида энергии – электроэнергии, теплоэнергии и т.п.

Ни один из описанных выше критериев сам по себе не является достаточным для принятия проекта. Выбор проекта (варианта проекта) и принятие решения об инвестировании средств должны проводиться с учетом значений всех перечисленных критериев. Вместе с тем среди приведенных критериев есть определенные отношения приоритетности. Основным показателем, непосредственно определяющим эффект от реализации проекта, является чистый дисконтированный доход NPV. Такие показатели как внутренняя норма доходности IRR, индекс доходности PI оценивают эффект проекта косвенно – через эффективность вложенного капитала. Недостатки срока окупаемости как самостоятельного показателя уже отмечались – он определяет срок возврата вложенных средств, но не эффективность их использования (несколько упрощая, можно отметить, что деньги вкладываются в проект не для того, чтобы их вернуть, а чтобы они принесли доход). Показатель себестоимости энергии для потребителя удобен для сравнения нескольких вариантов проекта и также является косвенным показателем эффективности. В принципе допустимо пользоваться для отбора проектов критериями типа минимума срока окупаемости, максимума IRR, максимума индекса доходности, минимума себестоимости электроэнергии. В большинстве случаев они совпадают с максимумом NPV, но если сравнение альтернативных вариантов приводит к противоречивым результатам, предпочтение следует отдавать NPV.



### 10.1. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ЗАМЕНЫ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ЦНС-180-1422, ЦНС-180-1900 НА НАСОСЫ ФИРМЫ «ЗУЛЬЦЕР»

Рассмотрим расчет экономического эффекта на примере замены отечественных насосных агрегатов системы ППД ЦНС-180-1422, ЦНС-180-1900 на импортные насосы фирмы «Зульцер» с соответствующими значениями производительности и напора:

$$\mathcal{E}_1 = C_{э/э} t (N_1 - N_2) k_э, \quad (10.6)$$

где  $\mathcal{E}_1$  – экономия эксплуатационных затрат за счет сокращения потребляемой электроэнергии, руб.;  $C_{э/э}$  – стоимость 1 кВт·ч, руб.;  $t$  – время эксплуатации насоса за год;  $N_1, N_2$  – мощность насосов соответственно до и после замены, кВт;  $k_э$  – коэффициент эксплуатации насосов за год, доли ед.;

$$\mathcal{E}_2 = (N_1 - N_2) 12 C_N, \quad (10.7)$$

где  $\mathcal{E}_2$  – экономия средств предприятия за счет платы за установленную мощность насосов, руб.;  $N_1, N_2$  – мощность насосов соответственно до и после замены, кВт; 12 – число месяцев в году;  $C_N$  – норма платы за 1 кВт установленной мощности, руб.;

$$\mathcal{E}_3 = (p_1 - p_2) C_p, \quad (10.8)$$

где  $\mathcal{E}_3$  – экономия эксплуатационных затрат от увеличения межремонтного периода насоса, руб.;  $p_1, p_2$  – удельное число ремонтов в год на один насос соответственно до и после замены насосов;  $C_p$  – стоимость ремонта насоса, руб.

Дополнительные затраты от предприятия по замене насоса будут состоять из:

затрат на замену насоса (если эта замена не предусмотрена плановым графиком ремонтных работ)  $Z_3$ ;

дополнительных затрат (в руб.) на амортизацию насоса

$$Z_a = A_2 - A_1, \quad (10.9)$$

где  $A_1, A_2$  – амортизация насосов соответственно до и после замены, руб.

Суммарный экономический эффект от внедрения более эффективного (производительного, энергосберегающего) насоса определится по формуле

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_3 - Z_3 - Z_a. \quad (10.10)$$

При оценке амортизационного экономического эффекта за весь период эксплуатации предлагаемого насоса необходимо разновременные затраты и результаты привести к единому моменту времени – к началу расчетного периода, т.е. провести дисконтирование. Значения коэффициентов дисконтирования по годам приведены в табл. 10.1.

Дисконтированный поток денежной наличности (NPV) определен в соответствии с Методикой экономической оценки технологических вариантов разработки нефтяных (газонефтяных) месторождений [124]:

$$NPV = \sum_{i=1}^T \frac{(\mathcal{E}_i + \Delta A_i) - k_i}{(1 + E_n)^{i-t_p}}, \quad (10.11)$$

$$\Delta A_i = A_{t_2} - A_{t_1},$$

где  $\mathcal{E}_i$  – суммарный экономический эффект в  $t$ -м году;  $A_{t_2}$  – амортизация устанавливаемого насоса в  $t$ -м году, руб.;  $A_{t_1}$  – амортизация заменяемого насоса  $t$ -м году, руб.;  $k_i$  – стоимость устанавливаемого насоса, руб.;  $T$  – расчетный период оценки экономического эффекта;  $E_n$  – норматив дисконтирования, доли ед.;  $t, t_p$  – соответственно текущий и расчетный год.

При определении значения годового потока наличности значение коэффициента дисконтирования  $\alpha_i$  в формуле (10.11) принимается равным единице.

Период окупаемости  $\Pi_{ок}$  – это продолжительность периода, в течение которого доход предприятия полностью компенсирует его затраты на внедрение новшества (техники, технологии и т.д.). Иными словами, это тот период, за пределами которого поток денежной наличности становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

Расчет экономической эффективности от замены насосного агрегата по закачке воды в пласт проведен для двух вариантов:

вариант 1 – замена насосного агрегата ЦНС-180-1422 на насосный агрегат фирмы «Зульцер» производительностью 180 м<sup>3</sup>/ч и напором 1400 м;

вариант 2 – замена насосного агрегата ЦНС-180-1900 на насосный агрегат фирмы «Зульцер» производительностью 180 м<sup>3</sup>/ч и напором 1800 м.

Таблица 10.1

## Коэффициенты дисконтирования

Период	2 %	4 %	6 %	8 %	10 %	12 %	14 %	15 %	16 %
1	0,9804	0,9615	0,9434	0,9259	0,9091	0,8929	0,877	0,8696	0,862
2	0,9612	0,9246	0,89	0,8573	0,8964	0,7972	0,769	0,7561	0,743
3	0,9423	0,889	0,8396	0,7938	0,7513	0,7118	0,675	0,6575	0,641
4	0,9238	0,8548	0,7291	0,735	0,683	0,6355	0,592	0,5718	0,552
5	0,9057	0,8219	0,7473	0,6806	0,6209	0,5674	0,519	0,4972	0,476
6	0,888	0,7903	0,705	0,6302	0,5645	0,5066	0,456	0,4343	0,41
7	0,8706	0,7599	0,6651	0,5835	0,5132	0,4523	0,4	0,3759	0,354
8	0,8535	0,7307	0,6274	0,5403	0,4665	0,4039	0,351	0,3269	0,305
9	0,8363	0,7026	0,5919	0,5002	0,4241	0,3606	0,308	0,2843	0,263
10	0,8203	0,6756	0,5584	0,4632	0,3855	0,322	0,27	0,2472	0,227
11	0,8043	0,6496	0,5268	0,4289	0,3505	0,2875	0,237	0,2149	0,195
12	0,7885	0,6246	0,497	0,3971	0,3186	0,2567	0,208	0,1869	0,168
13	0,773	0,6006	0,4688	0,3677	0,2897	0,2292	0,182	0,1625	0,145
14	0,7579	0,5775	0,4423	0,3405	0,2633	0,2046	0,16	0,1413	0,125
15	0,743	0,5553	0,4173	0,3152	0,2394	0,1827	0,14	0,1229	0,108
16	0,7284	0,5339	0,3936	0,2919	0,2176	0,1631	0,123	0,1069	0,093
17	0,7142	0,5134	0,3714	0,2703	0,1978	0,1456	0,108	0,0929	0,08
18	0,7002	0,4936	0,3503	0,2502	0,1799	0,13	0,095	0,0808	0,069
19	0,6864	0,4746	0,3305	0,2317	0,1635	0,1161	0,083	0,0703	0,06
20	0,673	0,4564	0,3118	0,2145	0,1486	0,1037	0,073	0,0611	0,051

Продолжение табл. 10.1

Период	18 %	20 %	22 %	24 %	26 %	28 %	30 %	35 %	40 %
1	0,847	0,8333	0,82	0,806	0,794	0,781	0,769	0,7407	0,7143
2	0,718	0,6944	0,672	0,65	0,63	0,61	0,592	0,5486	0,5102
3	0,609	0,5787	0,551	0,524	0,5	0,477	0,455	0,4064	0,3645
4	0,516	0,4823	0,451	0,423	0,397	0,373	0,35	0,3010	0,2603
5	0,437	0,4019	0,37	0,341	0,315	0,291	0,269	0,2230	0,1860
6	0,37	0,3349	0,303	0,275	0,25	0,227	0,207	0,1651	0,1328
7	0,314	0,2791	0,249	0,222	0,198	0,178	0,159	0,1223	0,0949
8	0,266	0,2326	0,204	0,179	0,157	0,139	0,123	0,0906	0,0678
9	0,225	0,1938	0,167	0,144	0,125	0,108	0,094	0,0671	0,0484
10	0,191	0,1615	0,137	0,116	0,099	0,085	0,073	0,0497	0,0346
11	0,162	0,1346	0,112	0,094	0,079	0,066	0,056	0,0368	0,0247
12	0,137	0,1122	0,092	0,076	0,062	0,052	0,043	0,0273	0,0176
13	0,116	0,0935	0,075	0,061	0,05	0,04	0,033	0,0202	0,0126
14	0,099	0,0779	0,062	0,049	0,039	0,032	0,025	0,0150	0,0090
15	0,084	0,0649	0,051	0,04	0,031	0,025	0,02	0,0111	0,0064
16	0,071	0,0541	0,042	0,032	0,025	0,019	0,015	0,0082	0,0046
17	0,06	0,0451	0,034	0,026	0,02	0,015	0,012	0,0061	0,0033
18	0,051	0,0376	0,028	0,021	0,016	0,012	0,009	0,0045	0,0023
19	0,043	0,0313	0,023	0,017	0,012	0,009	0,007	0,0033	0,0017
20	0,037	0,0261	0,019	0,014	0,01	0,007	0,005	0,0025	0,0012

Таблица 10.2

## Исходные данные для расчета экономической эффективности от замены насосного агрегата по закачке воды в пласт (вариант 1)

Показатель	Годы					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Стоимость отечественного насоса, тыс. руб.	1686,67	-	1106	1106	1106	1106
Стоимость ремонта отечественного насоса до замены, тыс. руб.	337,334	0	0	0	0	0
Стоимость замены отечественного насоса, тыс. руб.	253,0005	0	0	0	0	0
Стоимость двигателя, тыс. руб.	470	-	1106	1106	1106	1106
Стоимость замены отечественного двигателя, тыс. руб.	70,5	0	934	934	934	934
Стоимость импортного насосного агрегата, тыс. руб.	10177,54	-	392,4	412,0	432,6	454,2
Стоимость ремонта импортного насоса после замены, тыс. руб.	1017,8	0	559,7	587,7	617,0	647,9
Стоимость замены импортного насоса, тыс. руб.	1017,8	-	1,15	1,05	1,05	1,05
Стоимость импортного насоса, тыс. руб.	1106	1106	8760	8760	8760	8760
Мощность отечественного насоса, кВт	934	934	12	12	12	12
Мощность импортного насоса, кВт	296,7	341,2	0,9	0,9	0,9	0,9
Стоимость 1 кВт.ч, руб./1000 кВт.ч	423,2	486,7	0,438	0,438	0,438	0,438
Норма платы за 1 кВт установочной мощности, руб.	1,15	1,15	0,219	0,219	0,219	0,219
Коэффициент изменения цены	8760	8760	0,2	0,2	0,2	0,2
Время эксплуатации насоса за год, ч	12	12	1	1	1	1
Число месяцев в году	0,9	0,9	2	3	4	5
Коэффициент эксплуатации	0,438	0,438	0,438	0,438	0,438	0,438
Удельное число ремонтов в год отечественных насосов	0,219	0,219	0,219	0,219	0,219	0,219
Удельное число ремонтов в год импортных насосов	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Норма дисконта	0	1	2	3	4	5
Степень	1	0,833333	0,6944444	0,578704	0,482253	0,401878
Коэффициент дисконтирования (20 %)	1	0,833333	0,6944444	0,578704	0,482253	0,401878

Таблица 10.3

Исходные данные для расчета экономической эффективности от замены насосного агрегата по закачке воды в пласт (вариант 2)

Показатель	Годы					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Стоимость отечественного насоса, тыс. руб.	2083,33	—	—	—	—	—
Стоимость ремонта отечественного насоса до замены, тыс. руб.	416,666	0	0	0	0	0
Стоимость замены отечественного насоса, тыс. руб.	312,4995	0	0	0	0	0
Стоимость двигателя, тыс. руб.	580	—	—	—	—	—
Стоимость замены отечественного двигателя, тыс. руб.	87	0	0	0	0	0
Стоимость импортного насосного агрегата, тыс. руб.	10686,42	—	—	—	—	—
Стоимость ремонта импортного насоса после замены, тыс. руб.	1068,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Стоимость замены импортного насоса, тыс. руб.	1068,6	—	—	—	—	—
Мощность отечественного насоса, кВт	1476	1476	1476	1476	1476	1476
Мощность импортного насоса, кВт	1234	1234	1234	1234	1234	1234
Стоимость 1 кВт·ч, руб./1000 кВт·ч	296,7	341,2	392,4	412,0	432,6	454,2
Норма платы за 1 кВт установочной мощности, руб.	423,2	486,7	559,7	587,7	617,0	647,9
Коэффициент изменения цены	1	1,15	1,15	1,05	1,05	1,05
Время эксплуатации насоса за год, ч	8760	8760	8760	8760	8760	8760
Число месяцев в году	12	12	12	12	12	12
Коэффициент эксплуатации	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Удельное число ремонтов в год отечественных насосов	0,438	0,438	0,438	0,438	0,438	0,438
Удельное число ремонтов в год импортных насосов	0,219	0,219	0,219	0,219	0,219	0,219
Норма дисконта	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Степень	0	1	2	3	4	5
Коэффициент дисконтирования (20 %)	1	0,833333	0,694444	0,578704	0,482253	0,401878

Таблица 10.4

Результаты расчета экономической эффективности от замены насосного агрегата по закачке воды в пласт, вариант 1

Показатель	Годы						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2004 – 2009
ЦНС-180-1422							
Капитальные вложения, тыс. руб.:	2480,17	0	0	0	0	0	2480,17
насос	1939,67	0	0	0	0	0	1939,67
двигатель	540,5	0	0	0	0	0	540,5
Эксплуатационные расходы, тыс. руб.:	8764,96	9995,54	11410,70	11953,18	12522,78	13120,87	67768,03
электроэнергия	8203,8	9434,4	10849,6	11392,1	11961,7	12559,8	64401,34
амортизация	413,36	413,36	413,36	413,36	413,36	413,36	2480,17
ремонт	147,75	147,75	147,75	147,75	147,75	147,75	886,51
ЦНС-180-1400 (фирмы «Зульцер»)							
Капитальные вложения, тыс. руб.	11195,294	0	0	0	0	0	11195,30
Эксплуатационные расходы, тыс. руб.:	9016,79	10056,00	11251,08	11709,20	12190,22	12695,29	66918,57
электроэнергия	6928,02	7967,23	9162,31	9620,43	10101,45	10606,52	54385,94
амортизация	1865,88	1865,88	1865,88	1865,88	1865,88	1865,88	11195,29
ремонт	222,89	222,89	222,89	222,89	222,89	222,89	1337,328
Экономия средств (без амортизации), тыс. руб.:	-7514,44	1392,06	1612,14	1696,51	1785,09	1878,10	849,46
по капитальным вложениям	-8715,1235	0	0	0	0	0	-8715,12
по электроэнергии	1275,82	1467,20	1687,28	1771,64	1860,22	1953,23	10015,40
по ремонту	-75,1	-75,1	-75,1	-75,1	-75,1	-75,1	-450,81
Дополнительные поступления за счет амортизации, тыс. руб.	1452,52	1452,52	1452,52	1452,52	1452,52	1452,52	8715,12
Поток наличности, тыс. руб.:							
годовой	-6061,91	2844,58	3064,66	3149,03	3237,61	3330,62	9564,58
дисконтированный	-6061,91	2370,49	2128,24	1822,35	1561,35	1338,50	3159,01
накопленный дисконтированный	-6061,91	-3691,43	-1563,19	259,16	1820,51	3159,01	



Результаты расчета экономической эффективности от замены насосного агрегата по закачке воды в пласт, вариант 2

Показатель	Годы						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2004 – 2009
ЦНС-180-1900							
Капитальные вложения, тыс. руб.:	3062,83	0	0	0	0	0	3062,83
насос	2395,83	0	0	0	0	0	2395,83
двигатель	667,00	0	0	0	0	0	667,00
Эксплуатационные расходы, тыс. руб.:	11641,32	13283,58	15172,17	15896,13	16656,28	17454,45	90103,93
электроэнергия	10948,35	12590,6	14479,2	15203,2	15963,3	16761,5	85946,10
амортизация	510,47	510,47	510,47	510,47	510,47	510,47	3062,83
ремонт	182,50	182,50	182,50	182,50	182,50	182,50	1095,00
ЦНС-180-1800 (фирмы «Зульцер»)							
Капитальные вложения, тыс. руб.	11755,06	0	0	0	0	0	11755,06
Эксплуатационные расходы, тыс. руб.:	11346,51	12719,50	14298,44	14903,71	15539,23	16206,53	85013,92
электроэнергия	9153,30	10526,29	12105,24	12710,50	13346,02	14013,32	71854,67
амортизация	1959,18	1959,18	1959,18	1959,18	1959,18	1959,18	11755,06
ремонт	234,03	234,03	234,03	234,03	234,03	234,03	1404,20
Экономия средств (без амортизации), тыс. руб.:	-6948,71	2012,78	2322,43	2441,13	2565,76	2696,62	5090,01
по капитальным вложениям	-8692,23	0	0	0	0	0	-8692,23
по электроэнергии	1795,06	2064,31	2373,96	2492,66	2617,29	2748,16	14091,43
по ремонту	-51,53	-51,5	-51,5	-51,5	-51,5	-51,5	-309,20
Дополнительные поступления за счет амортизации, тыс. руб.:	1448,70	1448,70	1448,70	1448,70	1448,70	1448,70	8692,23
Поток наличности, тыс. руб.:	-5500,00	3461,49	3771,13	3889,83	4014,46	4145,33	13782,24
годовой	-5500,00	2884,57	2618,84	2251,06	1935,99	1665,91	5856,37
дисконтированный	-5500,00	-2615,43	3,41	2254,47	4190,46	5856,37	
накопленный дисконтированный							

Тыс. руб.

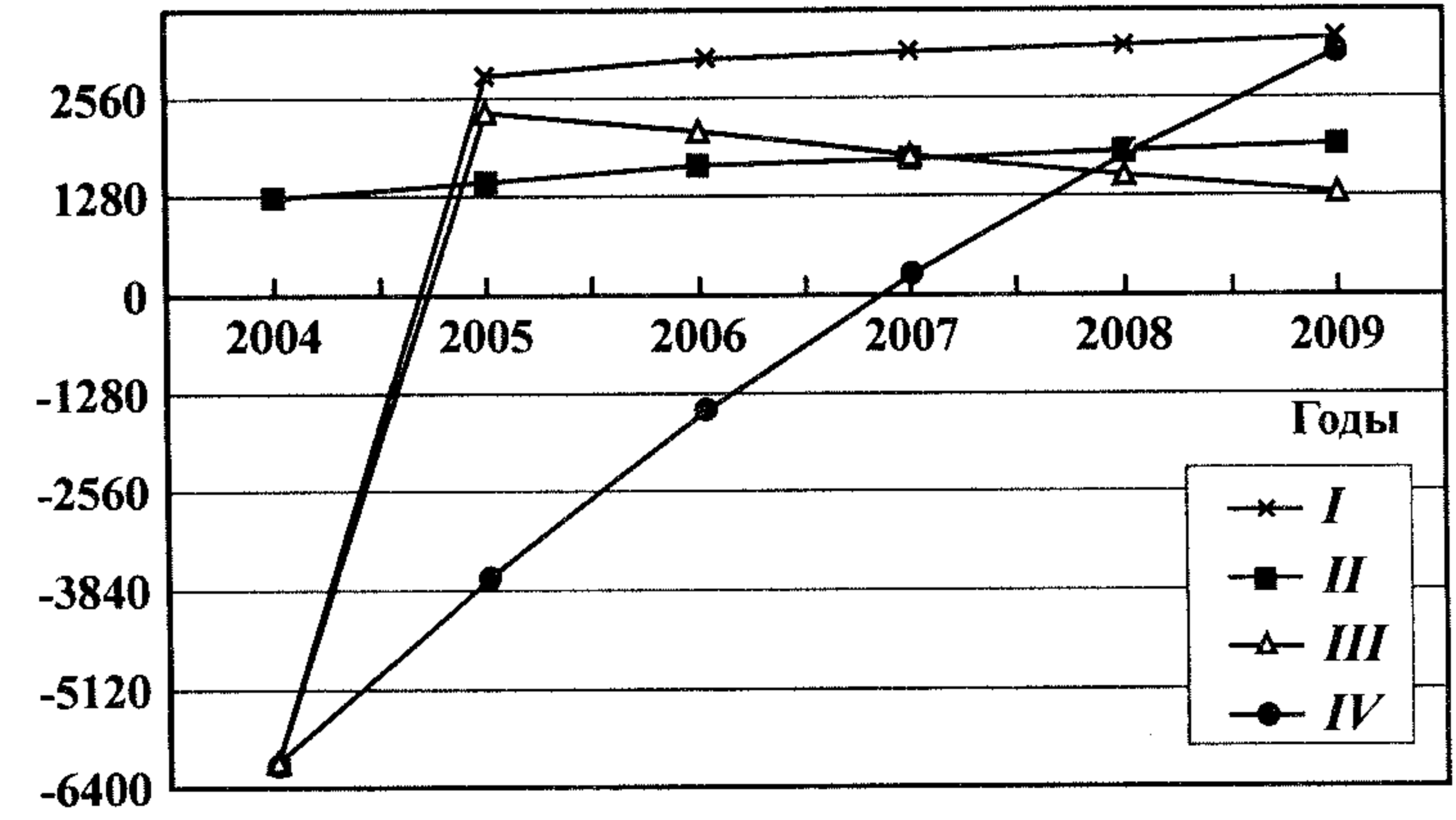


Рис. 10.1. Изменение экономических показателей (вариант 1):  
 I – годовой поток наличности; II – экономия средств по электроэнергии;  
 III – дисконтированный поток наличности; IV – накопленный дисконтированный поток наличности

В связи с ростом тарифов на электрическую энергию стоимость 1 кВт·ч на 2004 – 2006 гг. принимается с коэффициентом изменения цены 1,15, а в последующие годы – с

Тыс. руб.

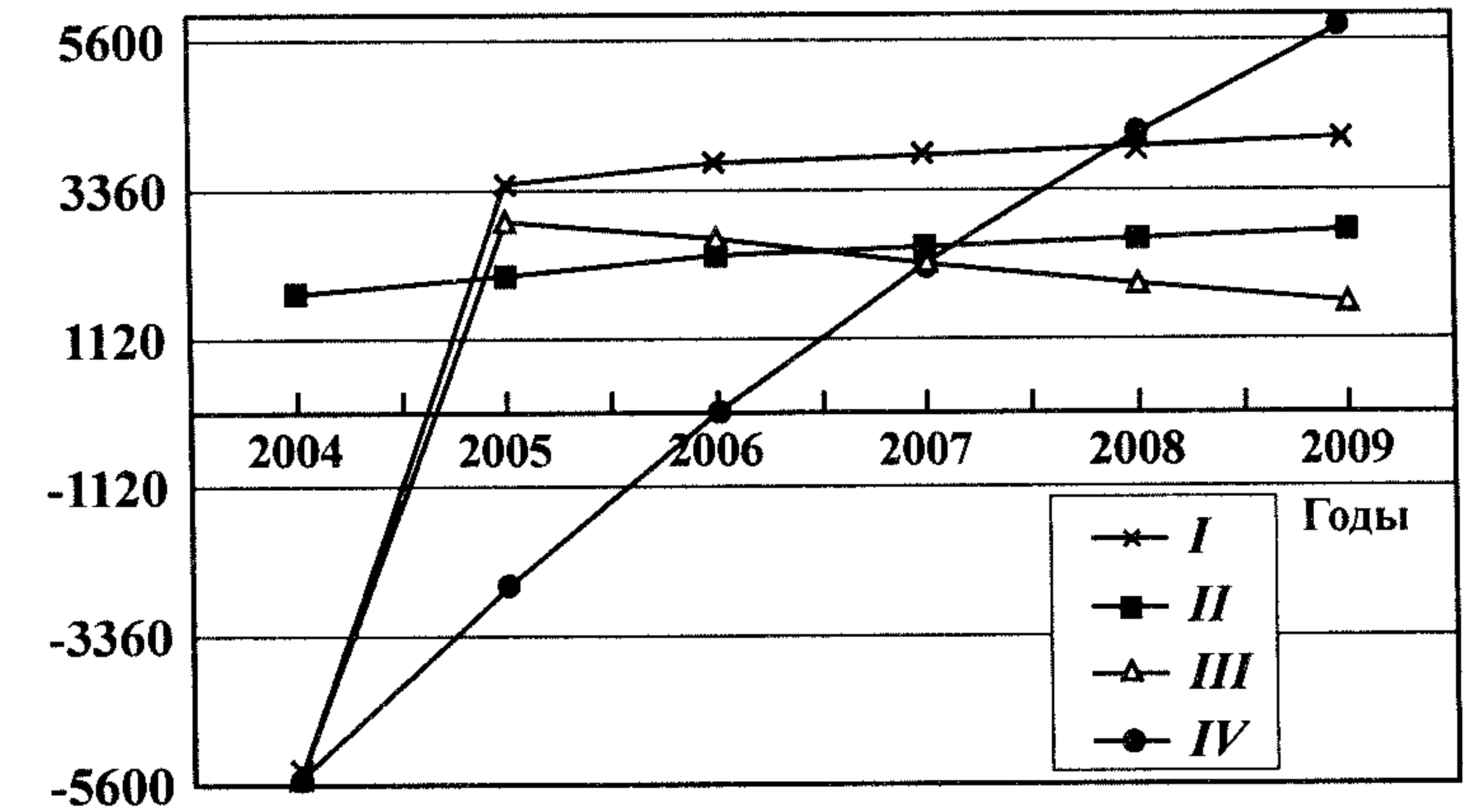


Рис. 10.2. Изменение экономических показателей (вариант 2):  
 I – годовой поток наличности; II – экономия средств по электроэнергии;  
 III – дисконтированный поток наличности; IV – накопленный дисконтированный поток наличности

коэффициентом 1,05. Так, в 2004 г. стоимость 1000 кВт·ч электроэнергии  $C_{э/э} = 258 \cdot 1,15 = 296,7$  руб., норма платы за 1 кВт установленной мощности  $C_N = 368 \cdot 1,15 = 423,2$  руб. Здесь 258 руб. — ставка за 1000 кВт энергии и 368 руб. — ставка за мощность на 01.01.2003 г.

Исходные данные для расчета приведены в табл. 10.2, 10.3, результаты расчета — в табл. 10.4, 10.5. Изменения экономических показателей по годам графически изображены на рис. 10.1, 10.2.

Накопленный дисконтированный поток денежной наличности от замены насосного агрегата ЦНС-180-1422 становится неотрицательным в 2007 г. и составляет 259,16 тыс. руб., а за 6 лет суммарный экономический эффект с учетом дисконтирования составит 3159,01 тыс. руб. (см. табл. 10.4).

Накопленный дисконтированный поток денежной наличности от замены насосного агрегата ЦНС-180-1900 становится неотрицательным в 2006 г. и составляет 51,5 тыс. руб., а за 6 лет суммарный экономический эффект с учетом дисконтирования составит 5856,37 тыс. руб. (см. табл. 10.5).

## 10.2. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ЗАМЕНЫ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ ПЭД-32-117 НА ПРИВОД С ВЕНТИЛЬНЫМ ДВИГАТЕЛЕМ КП ЭЦН ВД-32-117

Инновационно-технологическим центром (ИТЦ) ОАО «Ритек» выполнен расчет снижения энергопотребления при замене серийного привода УЭЦН на основе асинхронного двигателя ПЭД-32-117 на привод с вентильным двигателем КП ЭЦН ВД-32-117 в соответствии с методикой, утвержденной 15.05.2002 г. заместителем ИТЦ ОАО «Ритек» М.Я. Гинзбургом (письмо ИТЦ ОАО «Ритек» от 16.05.2002 г., исх. № 1527).

Исходные данные для расчета энергопотребления следующие:

- номинальная мощность  $N$ , кВт;
- номинальный рабочий ток  $I$ , А;
- коэффициент полезного действия электродвигателя  $\eta_э$ ;
- коэффициент полезного действия станции управления КП ЭЦН ВД  $\eta_с$ ;
- коэффициент мощности  $\cos \varphi$ ;
- сечение кабеля  $S$ , мм<sup>2</sup>;
- длина кабельной линии  $L$ , м;
- удельное сопротивление кабеля  $\rho$ , Ом·мм<sup>2</sup>/м;

календарный годовой фонд времени 8760 ч;  
коэффициент эксплуатации скважин с УЭЦН  $k$ .  
Расчет ведется в следующей последовательности:

1. Вычисляется потребляемая электродвигателем электрическая мощность  $P_э$  по формуле

$$P_э = N / \eta_э. \quad (10.12)$$

2. Находятся потери в токоподводящем кабеле  $\Delta P_{каб}$  из выражения

$$\Delta P_{каб} = 3I^2 \rho L \cdot 10^{-3} / S. \quad (10.13)$$

3. Вычисляется мощность  $P_п$ , потребляемая погружной частью электродвигателя, по формуле

$$P_п = (P_э + \Delta P_{каб}) / \cos \varphi. \quad (10.14)$$

4. Находится мощность  $P_{эп}$ , потребляемая электроприводом, из выражения

$$P_{эп} = P_п / \eta_с. \quad (10.15)$$

Результаты расчета энергопотребления приведены в табл. 10.6.

Дополнительно проведен расчет экономических показателей (годовой, дисконтированный и накопленный дисконтированный потоки наличности, экономия средств по электроэнергии, срок окупаемости). Исходные данные для расчета показателей экономической эффективности приведены в табл. 10.7, результаты расчета — в табл. 10.8. Изменения экономических показателей по годам графически изображены на рис. 10.3.

Накопленный дисконтированный поток денежной наличности от замены двигателя ПЭД-32-117 становится неотрицательным в 2008 г. и составит 9,96 тыс. руб., а за 5 лет суммарный экономический эффект с учетом дисконтирования составит 56,54 тыс. руб. (см. табл. 10.8).

Приведенный расчет экономического эффекта от замены асинхронного двигателя ПЭД-32-117 на привод с вентильным двигателем КП ЭЦН ВД-32-117 основывается на снижении энергопотребления за счет более высоких энергетических показателей вентильного двигателя (КПД,  $\cos \varphi$ ) и низких значений потребляемого тока. Возможность регулирования частоты вращения позволит: осуществлять плавный запуск установки, что увеличит срок ее службы; подбирать

Таблица 10.6

Пример расчета снижения энергопотребления при замене серийного привода УЭЦН на основе асинхронного двигателя ПЭД-32-117 на привод с вентильным двигателем КП ЭЦН ВД-32-117

Показатель	Привод			
	на основе ПЭД-32-117		на основе ВД-32-117	
	значение	обоснование	значение	обоснование
Номинальная мощность, кВт	32	—	32	—
Номинальный рабочий ток $I$ , А	26	ТУ 3381-026-21945400-97	21	ТУ 3381-002-39356121-01
Коэффициент полезного действия электродвигателя $\eta_э$	0,85	«	0,94	Фактический показатель
Коэффициент полезного действия станции управления КП ЭЦН ВД $\eta_с$	—	—	0,97	Фактический показатель
Коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,86	ТУ 3381-026-21945400-97	0,98	Фактический показатель
Сечение кабеля $S$ , мм <sup>2</sup>	16	Принято в расчете	16	Принято в расчете
Длина кабельной линии $L$ , м	1600	Принято в расчете	1600	Принято в расчете
Удельное сопротивление кабеля $\rho$ , Ом·мм <sup>2</sup> /м	0,0213	Принято при 60 °С (см. УЭЦН РЭ, лист 77)	0,0213	—
Коэффициент эксплуатации скважин с УЭЦН $k$	0,97	Принято в расчете	0,97	Принято в расчете

Потребляемая электродвигателем электрическая мощность при номинальной нагрузке $P_э$ , кВт	37,65	По формуле (10.12) $P_э = 32/0,85 = 37,65$	34,04	По формуле (10.12) $P_эв = 32/0,94 = 34,04$
Потери мощности в кабеле $\Delta P_{каб}$ , кВт	4,32	По формуле (10.13) $\Delta P_{каб}^а = (3 \cdot 26^2 \cdot 0,0213 \cdot 1600 \cdot 10^{-3}) / 16 = 4,32$	2,82	По формуле (10.13) $\Delta P_{каб}^в = (3 \cdot 21^2 \cdot 0,0213 \times 1600 \cdot 10^{-3}) / 16 = 2,82$
Мощность, потребляемая погружной частью, $P_{па}$ , кВт	48,8	По формуле (10.14) $P_{па} = (37,65 + 4,32)/0,86 = 48,8$	37,6	По формуле (10.14) $P_{пв} = (37,65 + 2,82)/0,98 = 37,6$
Потребляемая комплектным приводом КП ЭЦН ВД электрическая мощность с учетом потерь в кабеле $P_{кп}$ , кВт	—	—	38,77	По формуле (10.15) $P_{кп} = 37,6/0,97 = 38,77$
Годовой расход электроэнергии на установку $\mathcal{E}$ , кВт·ч	414663	$\mathcal{E}_а = 8760 P_{па} k$ $\mathcal{E}_а = 8760 \cdot 48,8 \cdot 0,97 = 414663$	329436	$\mathcal{E}_в = 8760 P_{пв} k$ $\mathcal{E}_в = 8760 \cdot 38,77 \cdot 0,97 = 329436$
Снижение электропотребления на одну установку в год $\Delta \mathcal{E}$ , кВт·ч	—	—	85227	$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_а - \mathcal{E}_в$ $\Delta \mathcal{E} = 414663 - 329436 = 85227$



Таблица 10.7

Исходные данные для расчета показателей экономической эффективности от замены погружного электродвигателя ПЭД-32-117 на привод с вентиляльным двигателем КП ЭЦН ВА-32-117

Показатель	Годы					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Стоимость ПЭД-32-117, тыс. руб.	184,375	-	-	-	-	-
Стоимость КП ЭЦН ВА-32-117, тыс. руб.	506,25	-	-	-	-	-
Потребляемая мощность ПЭД-32-117, кВт	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8
Потребляемая мощность КП ЭЦН ВА-32-117, кВт	38,77	38,77	38,77	38,77	38,77	38,77
Стоимость 1 кВт·ч, руб./1000 кВт·ч	296,7	341,2	392,4	412,0	432,6	454,2
Норма платы за 1 кВт установочной мощности, руб.	423,2	486,7	559,7	587,7	617,0	647,9
Коэффициент изменения цены	1	1,15	1,15	1,05	1,05	1,05
Время эксплуатации насоса за год, ч	8760	8760	8760	8760	8760	8760
Число месяцев в году	12	12	12	12	12	12
Коэффициент эксплуатации	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Норма дисконта	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Степень	0	1	2	3	4	5
Коэффициент дисконтирования (20 %)	1	0,833333	0,694444	0,578704	0,482253	0,401878

Таблица 10.8

Результаты расчета показателей экономической эффективности от замены погружного электродвигателя ПЭД-32-117 на привод с вентиляльным двигателем КП ЭЦН ВА-32-117

Показатель	Годы						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2004-2009
Капитальные вложения, тыс. руб.	184,375	-	-	-	-	-	184,375
	368,3	423,6	487,1	511,5	537,0	563,9	2891,362
КП ЭЦН ВА-32-117							
Капитальные вложения, тыс. руб.	506,25	-	-	-	-	-	506,25
	292,62	336,51	386,99	406,34	426,65	447,99	2297,093
Расходы на электроэнергию, тыс. руб.	-246,17	87,06	100,12	105,12	110,38	115,90	272,395
	-321,875	-	-	-	-	-	-321,875
Экономия средств (без амортизации), тыс. руб.:	75,70	87,06	100,12	105,12	110,38	115,90	594,270
	-246,17	87,06	100,12	105,12	110,38	115,90	272,395
Поток наличности, тыс. руб.:	-246,17	87,06	100,12	105,12	110,38	115,90	272,395
	-246,17	72,55	69,52	60,83	53,23	46,58	56,539
годовой	-246,17	-173,63	-104,10	-43,27	9,96	56,54	
Дисконтированный накопленный дисконтированный							

Тыс. руб.

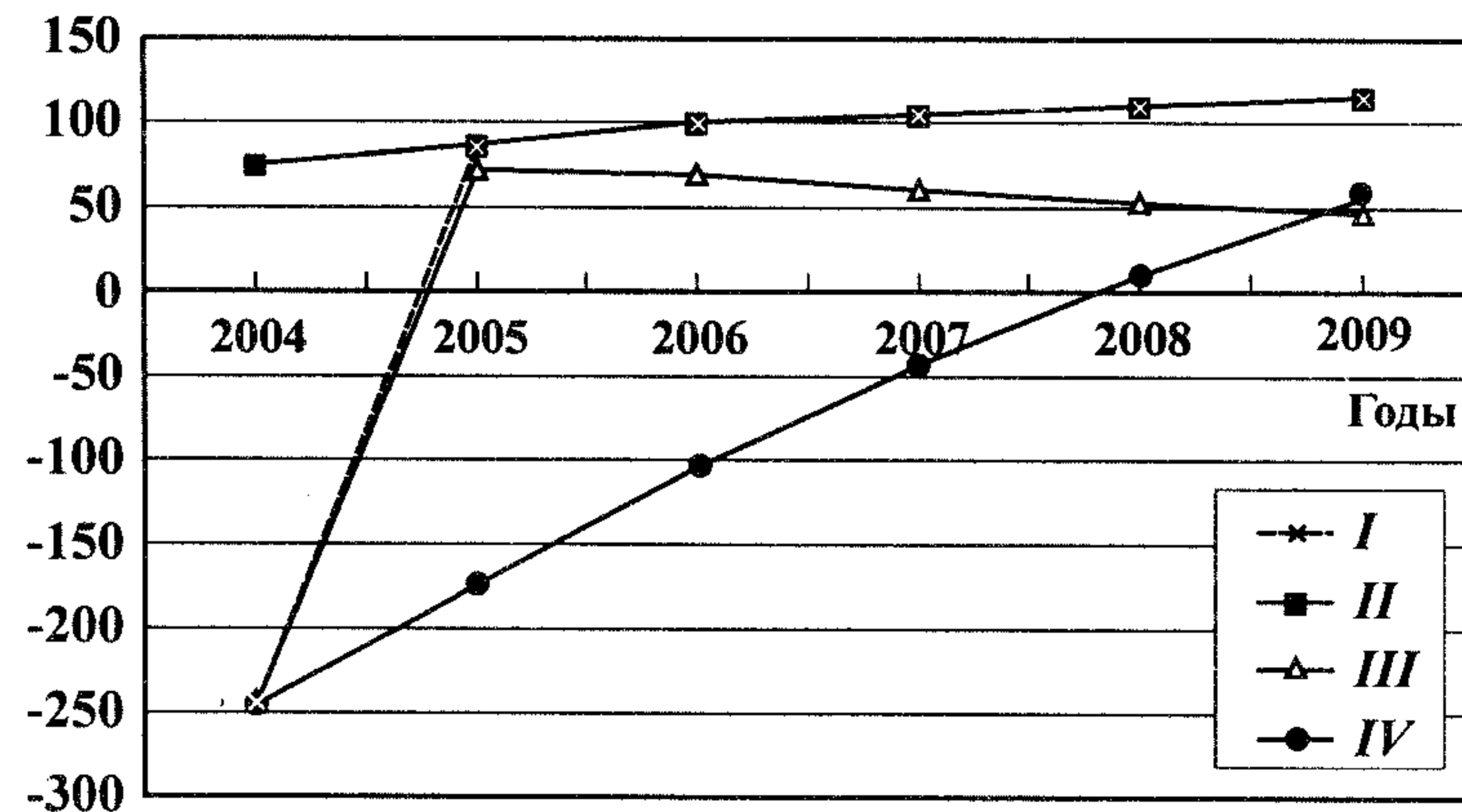


Рис. 10.3. Изменение экономических показателей от замены двигателя ПЭД-32-117:

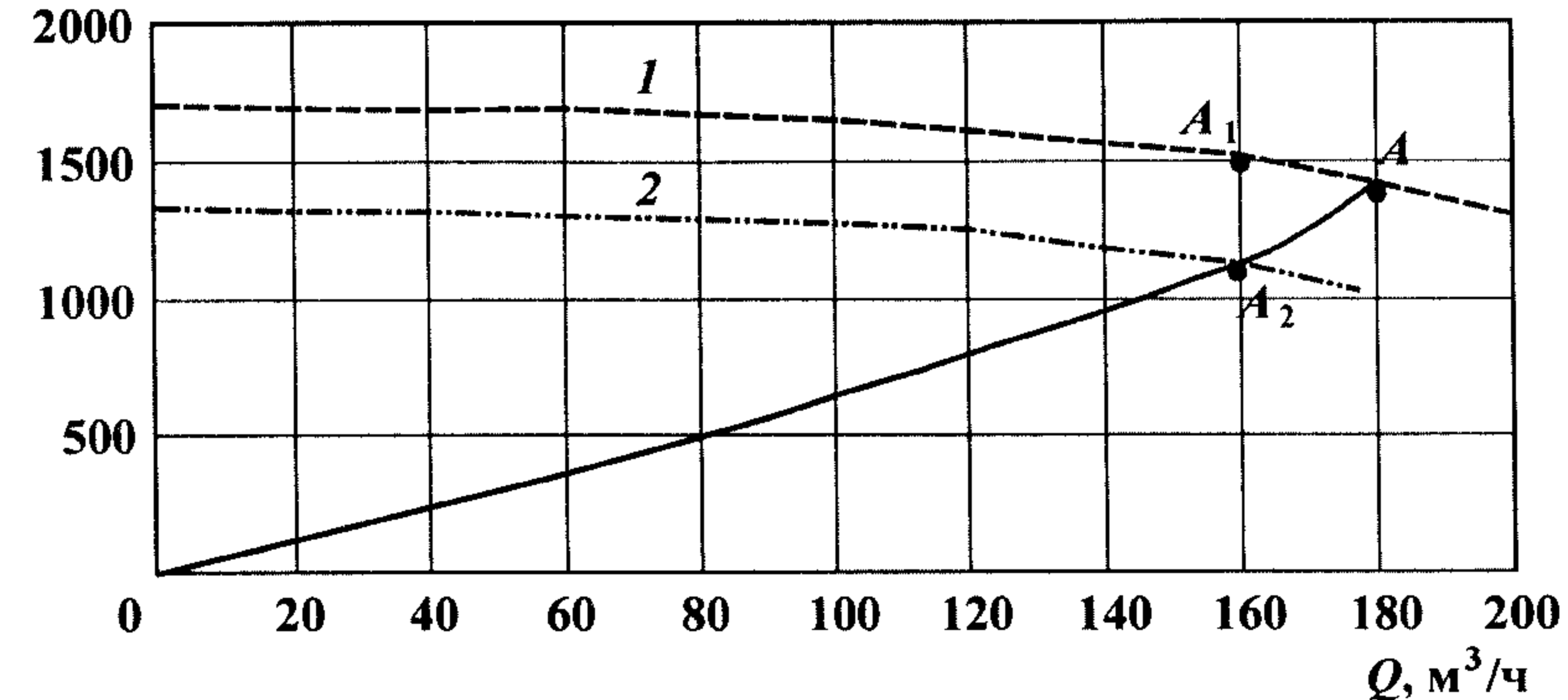
*I* — годовой поток наличности; *II* — экономия средств по электроэнергии; *III* — дисконтированный поток наличности; *IV* — накопленный дисконтированный поток наличности

оптимальную подачу насоса, что снизит энергопотребление за счет работы насоса в зоне высоких КПД. Данные факторы позволят дополнительно уменьшить срок окупаемости еще на 15–20 % по сравнению с рассчитанным.

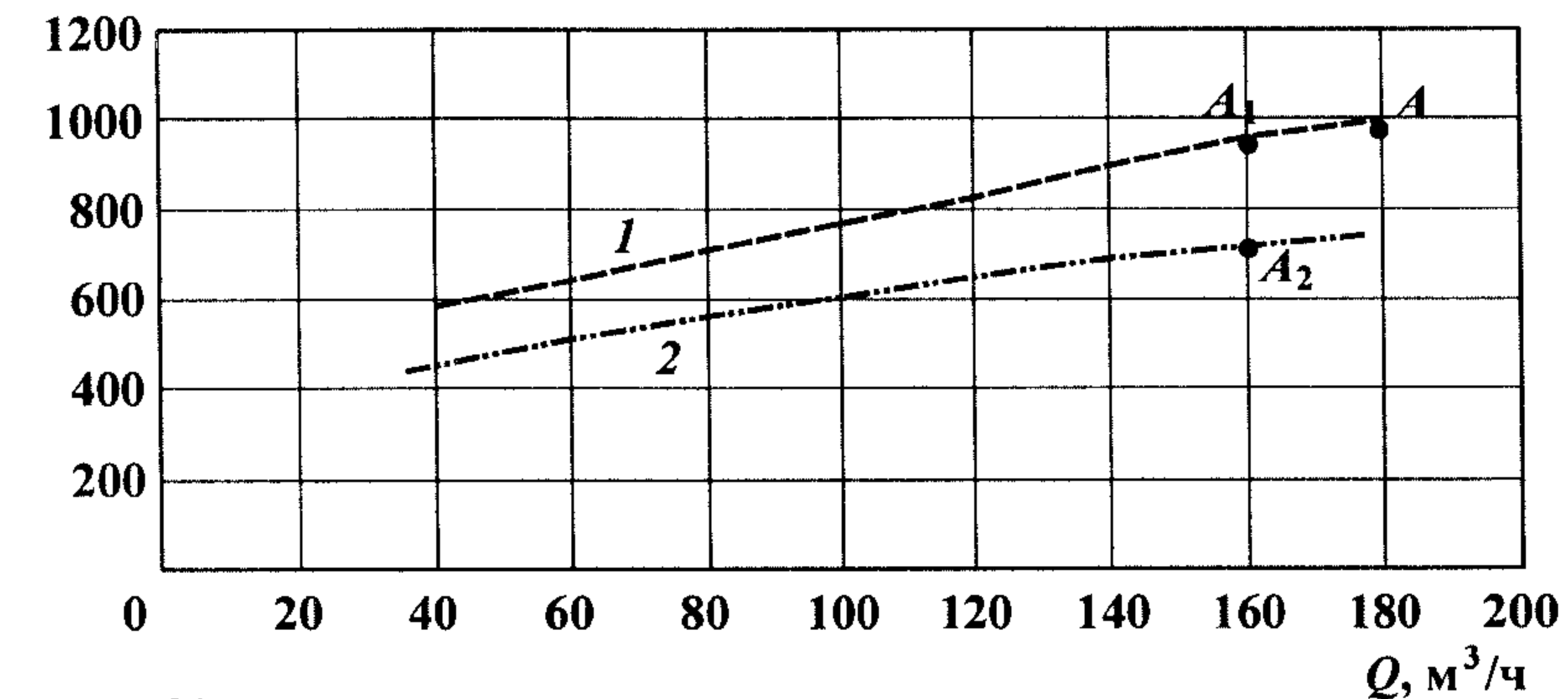
### 10.3. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ВНЕДРЕНИЯ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ СПЧРС-6000/1500 В ЭЛЕКТРОПРИВОДЕ АГРЕГАТА ЦНС-180-1422

Рассмотрим расчет экономического эффекта при внедрении преобразователя СПЧРС-6000/1500 в приводе насосных агрегатов системы ППД ЦНС-180-1422. Насосы ЦНС-180-1422 имеют максимальный КПД в номинальном режиме (рис. 10.4, точка *A*). При необходимости изменения расхода или давления насоса перемещения рабочей точки проводится регулированием одним из механических устройств (например, задвижкой) или за счет изменения числа оборотов *n*. С прикрытием задвижки уменьшается расход жидкости, а напор увеличивается (см. рис. 10.4, точка *A*<sub>1</sub>), так как при прикрытии задвижки напор *H*, создаваемый насосом, не полностью используется в сети, а часть его расходуется на преодоление сопротивления задвижки, КПД агрегата в целом уменьшается.

*H*, м



*N*, кВт



$\eta$ , %

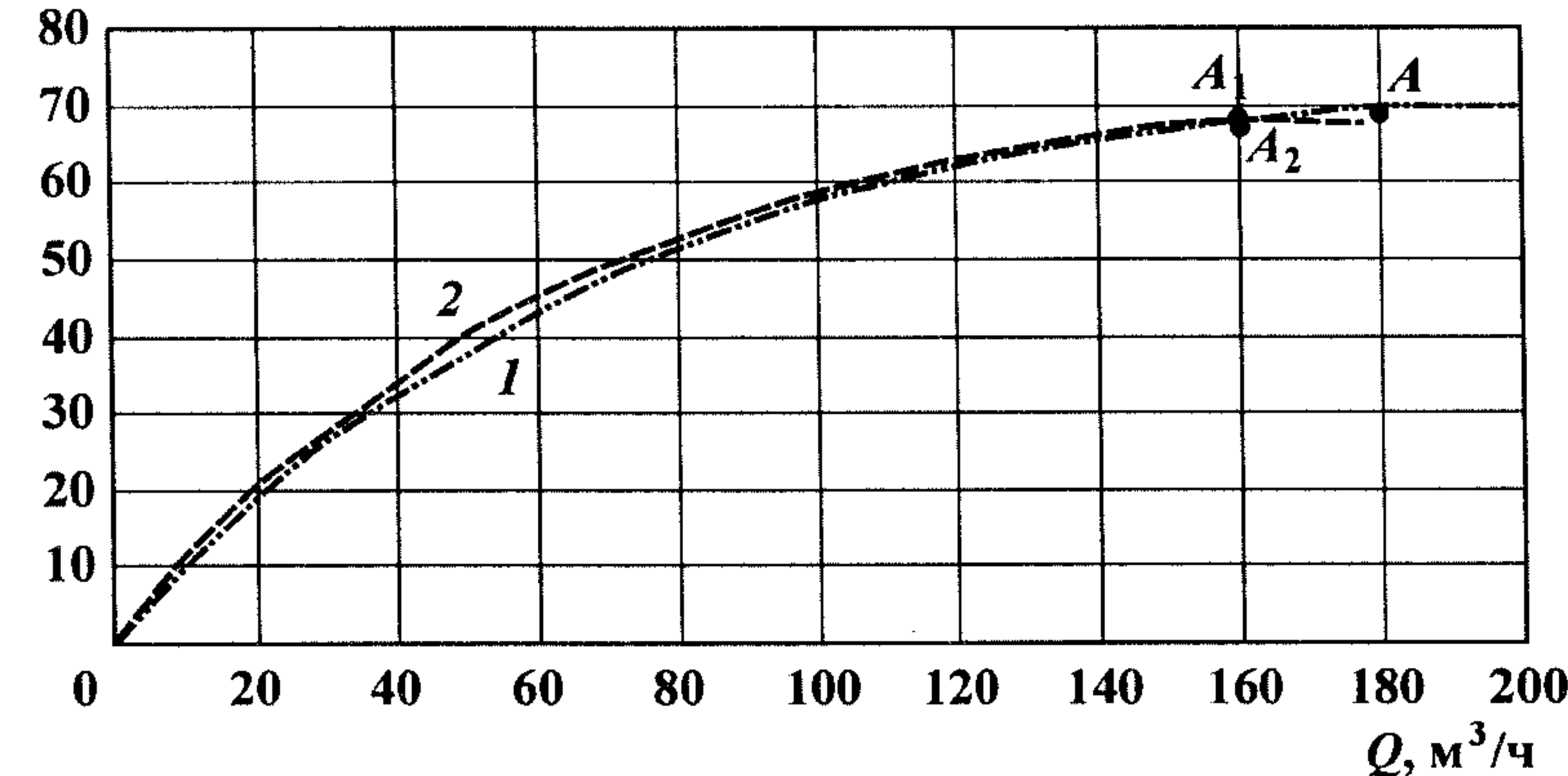


Рис. 10.4. Характеристика насосного агрегата ЦНС-180-1422: 1 — *n* = 3000 об/мин; 2 — *n* = 2667 об/мин

При регулировании числа оборотов  $n$  требуемое значение напора в системе достигается без снижения КПД (см. рис. 10.4, точка  $A_2$ ). Характеристика агрегата перемещается по характеристике системы в соответствии с соотношениями пропорциональности:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{n_1}{n_2}; \quad \frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2; \quad \frac{N_1}{N_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^3. \quad (10.16)$$

В рассматриваемом примере сделан расчет энергопотребления насосным агрегатом ЦНС-180-1422 при снижении расхода на  $20 \text{ м}^3/\text{ч}$  по сравнению с номинальным при регулировании задвижкой (дросселировании) и изменении числа оборотов.

Номинальный режим работы насосного агрегата ЦНС-180-1422 характеризуется следующими параметрами: расход  $Q_n = 180 \text{ м}^3/\text{ч}$ , напор  $H_n = 1422 \text{ м}$ , потребляемая мощность  $N_n = 996,4 \text{ кВт}$ , КПД  $\eta_n = 70 \%$ . При дросселировании расхода до  $Q_1 = 160 \text{ м}^3/\text{ч}$  напор  $H_1$  увеличивается до  $1492 \text{ м}$ . КПД агрегата  $\eta_n = 68 \%$  (см. рис. 10.4). Потребляемая насосным агрегатом мощность определится из уравнения

$$N = \frac{QH\rho g}{\eta \cdot 3600} \quad \text{или} \quad N_1 = \frac{160 \cdot 1492 \cdot 9,81}{0,68 \cdot 3600} = 956,6 \text{ кВт}.$$

При регулировании изменением числа оборотов при расходе  $Q = 160 \text{ м}^3/\text{ч}$  напор  $H_2 = 1124 \text{ м}$ . Характеристики агрегата пересчитываются по соотношениям (10.16).

КПД агрегата с учетом КПД преобразователя  $\eta_2 = \eta_n \eta_{пр} = 0,7 \cdot 0,97 = 0,679$ .

Потребляемая мощность

$$N_2 = \frac{160 \cdot 1124 \cdot 9,81}{0,679 \cdot 3600} = 721,7 \text{ кВт}.$$

Выигрыш в мощности

$$\Delta N = N_1 - N_2 = 956,6 - 721,7 = 234,9 \text{ кВт}.$$

Дополнительно проведен расчет экономических показателей (годовой, дисконтированный и накопленный дисконтированный потоки наличности, экономия средств по электроэнергии, срок окупаемости). Исходные данные для расчета показателей экономической эффективности приведены в табл. 10.9, а результаты расчета – в табл. 10.10. Изменения экономических показателей по годам графически изображены на рис. 10.5.

Таблица 10.9  
Исходные данные для расчета экономической эффективности от внедрения частотного преобразователя СПЧРС-6000/150

Показатель	Годы					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Стоимость преобразователя, тыс. руб.	3437,5	—	—	—	—	—
Потребляемая мощность насоса, кВт	956,6	956,6	956,6	956,6	956,6	956,6
Потребляемая мощность насоса с частотным регулированием, кВт	721,7	721,7	721,7	721,7	721,7	721,7
Стоимость 1 кВт·ч, руб./1000 кВт·ч	296,7	341,2	392,4	412,0	432,6	454,2
Норма платы за 1 кВт установочной мощности, руб.	423,2	486,7	559,7	587,7	617,0	647,9
Коэффициент изменения цены электроэнергии	1,15	1,15	1,15	1,05	1,05	1,05
Время эксплуатации насоса за год, ч	8760	8760	8760	8760	8760	8760
Число месяцев в году	12	12	12	12	12	12
Коэффициент эксплуатации	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Норма дисконта	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Степень	0	1	2	3	4	5
Коэффициент дисконтирования (20 %)	1	0,833333	0,6944444	0,5787037	0,4822531	0,4018776



Таблица 10.10

Результаты расчета экономической эффективности от внедрения частотного преобразователя СПЧРС-6000/150

Показатель	Годы						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2002 – 2009
ЦНС-180-1422							55701,92
Эксплуатационные расходы на электроэнергию, тыс. руб.	7095,66	8160,01	9384,01	9853,21	10345,87	10863,16	
ЦНС-180-1422 с регулированием							3437,5
Капитальные вложения, тыс. руб.	0	6156,26	7079,70	0	0	0	
Эксплуатационные расходы на электроэнергию, тыс. руб.	5353,27	2003,75	2304,31	7433,68	7805,37	8195,64	
Экономия средств (без амортизации), тыс. руб.:	-1695,11	0	0	2419,53	2540,50	2667,53	
руб.:	-3437,5	0	0	0	0	0	
по капитальным вложениям по электроэнергии	1742,39	2003,75	2304,31	2419,53	2540,50	2667,53	
Поток наличности, тыс. руб.:	-1695,11	2003,75	2304,31	2419,53	2540,50	2667,53	
годовой	-1695,11	1669,79	1600,22	1400,19	1225,17	1072,02	
дисконтированный	-1695,11	-25,32	1574,90	2975,09	4200,25	5272,27	
накопленный дисконтированный							

Тыс. руб.

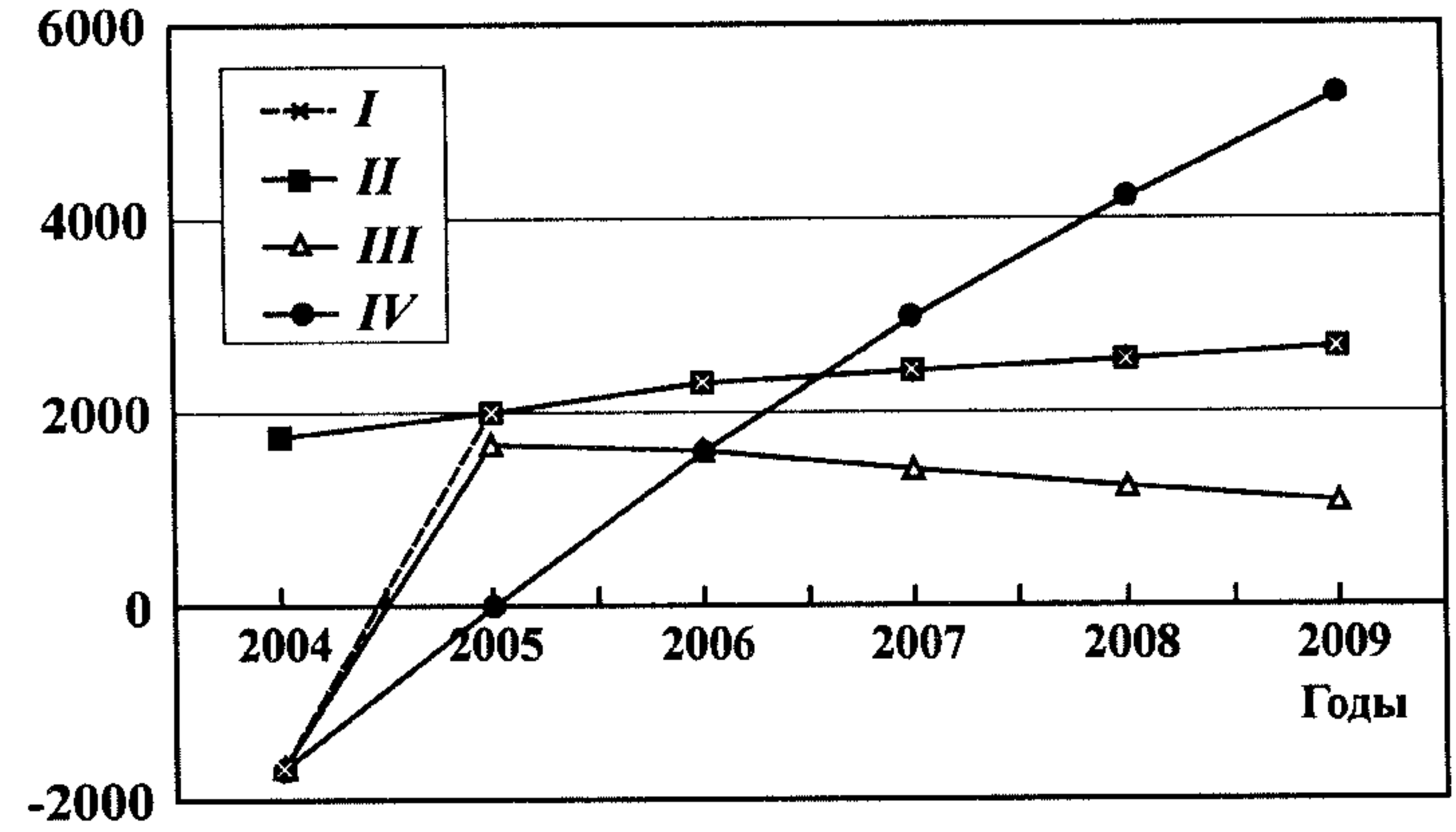


Рис. 10.5. Изменение экономических показателей от внедрения преобразователя СПЧРС-6000/150:  
 I – годовой поток наличности; II – экономия средств по электроэнергии; III – дисконтированный; IV – накопленный дисконтированный поток наличности

Как видно из результатов расчета (см. рис. 10.5) срок окупаемости проекта по внедрению частотного преобразователя СПЧРС-6000/150 в электроприводе агрегата ЦНС-180-1422 наступает через 1,2 года.

Накопленный дисконтированный поток денежной наличности от внедрения преобразователя становится неотрицательным в 2006 г. и составит 1574,9 тыс. руб., а за 6 лет суммарный экономический эффект с учетом дисконтирования составит 5272,27 тыс. руб. (см. табл. 10.10).

Приведенный расчет экономического эффекта от внедрения преобразователя СПЧРС-6000/150 основывается на снижении энергопотребления за счет уменьшения потребляемой мощности при регулировании изменением числа оборотов по сравнению с дросселированием. Возможность регулирования частоты вращения позволит осуществлять плавный запуск агрегата, что увеличит срок его службы и, в свою очередь, позволит дополнительно уменьшить срок окупаемости еще на 15–20 % по сравнению с рассчитанным.

В нефтяной отрасли метод дисконтированного потока наличности давно и успешно применяется ОАО «Гипротюменнефтегаз», ОАО «СибНИИНП» при сравнении вариантов в проектной практике обустройства месторождений. Авторами при написании данного раздела частично был использован их опыт.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Большое значение для повышения надежности и эффективности эксплуатации оборудования имеет диагностика. Применение методов и средств диагностики позволяет осуществить организацию технического обслуживания и ремонта оборудования по его фактическому техническому состоянию, что делает возможным наиболее полно использовать ресурс оборудования до очередного ремонта и в то же время не допустить аварийного (внепланового) выхода его из строя. Результаты диагностирования (текущие фактические напорные, энергетические и другие характеристики работы оборудования) также могут быть использованы для различных расчетных процедур при реконструкции или капитальном ремонте сложных технических систем, таких как гидравлические системы или электрические сети и т.п.

Анализ состояния технического обслуживания и ремонта энергомеханического оборудования рассмотрен на примере ОАО ТНК-ВР. Рассчитаны оптимальные межремонтные периоды; построены характеристики надежности оборудования некоторых видов; даны рекомендации по проведению ремонтов, планированию технических обслуживаний и ремонтов электрооборудования и электрических сетей; разработаны методы диагностирования электронасосного оборудования.

Эксплуатация энергомеханического оборудования в нефтедобыче сопровождается затратами энергии – электрической, тепловой, при этом потребляются энергоносители – нефть, газ, моторное топливо и т.д. Одной из основных задач эксплуатационного персонала в настоящее время, когда наблюдается непрерывный рост цен на энергоносители, является снижение энергозатрат при эксплуатации и обслуживании энергомеханического оборудования.

Потери электроэнергии велики как у производителей электроэнергии, так и у потребителей – нефтегазодобывающих предприятий. Поэтому все острее становится задача энергосбережения путем оптимизации технологических про-

цессов и применения оборудования и технических средств на основе достижений научно-технического процесса в добыче нефти.

Проведенный анализ энергоэффективности добычи нефти показал, что в сложившихся технологических процессах энергосбережение возможно за счет осуществления малозатратных мероприятий, но значительное снижение электропотребления может быть достигнуто за счет реализации мероприятий, требующих больших инвестиций. Также возможен сопутствующий эффект в энергосбережении от внедрения новой техники и технологий, методов повышения нефтеотдачи и выполнения ГТМ. При этом важной представляется задача определения приоритетности реализации энергосберегающих мероприятий, исходя из оценки энергоэкономической эффективности, сроков окупаемости и ограниченности инвестиционных возможностей с целью их концентрации на решение приоритетных направлений.

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

АвЭС	— автономный источник электроснабжения
АР	— аварийный ремонт
АЭ	— акустическая эмиссия
БГ	— блок-гребенка
БГС	— большеобъемные гелевые системы
БК	— болтовой контакт
БКНС	— блочная кустовая насосная станция
БС	— болтовое соединение
ВКС	— вакуумная компрессорная станция
ВЛ	— воздушные линии электропередачи
ВН	— высокое напряжение
ВПА	— вибрация подшипниковых узлов абсолютная
ВРА	— вибрация ротора абсолютная
ВРГ	— водораспределительная гребенка
ВРО	— вибрация ротора относительно подшипниковых узлов
ГЖ	— горючая жидкость
ГЗУ	— групповое замерное устройство
ГПЗ	— газоперерабатывающий завод
ГПР	— газообразные продукты разложения
ГРП	— гидравлический разрыв пласта
ГС	— газосепаратор
ГТМ	— геолого-технологические мероприятия
ГХА	— газохроматографический анализ
ДНС	— дожимная насосная станция
ЗУ	— замерная установка
ИД	— индикатор дебита
ИКТ	— инфракрасная техника
ИМД	— индикатор мгновенного дебита
ИО	— измерительная обмотка
ИП	— измерительный преобразователь
ИСД	— индикатор суммарного дебита
К	— капитальный ремонт

КЗ	— короткое замыкание
КИП	— контрольно-измерительные приборы
КЛ	— кабельные линии электропередачи
КН	— концентрация нагрузок
КНС	— кустовая насосная станция
КП	— контрольный пуск
КПД	— коэффициент полезного действия
КР	— коронный разряд
КРУ	— комплектное распределительное устройство
КРУН	— комплектное распределительное устройство наружной установки
КС	— компрессорная станция
К.С	— контактное соединение
КСВА	— контрольно-сигнальная виброизмерительная аппаратура
КСП	— комплексный сборный пункт
КТП	— комплектная трансформаторная подстанция
КТПН	— комплектная трансформаторная подстанция наружной установки
КУ	— кнопка управления
ЛВЖ	— легковоспламеняющаяся жидкость
ЛЭП	— линии электропередачи
М	— минимальный ремонт
МВ	— масляный выключатель
МДС	— магнитодвижущая сила
ММП	— метод магнитной памяти
МРП	— межремонтный период
НВИ	— низковольтный импульс
НГДП	— нефтегазодобывающее предприятие
НГС	— нефтегазосепаратор
НКТ	— насосно-компрессорные трубы
НН	— низкое напряжение
НО	— намагничивающая обмотка
О	— осмотр
ОПН	— ограничитель перенапряжений
ОРУ	— открытое распределительное устройство
ПАА	— полиакриламид
ПВК	— программно-вычислительный комплекс
ПГС	— пеногазонасосная станция
ПДВ	— предельно допустимые выбросы
ПДС	— производственная диспетчерская служба
ПЗП	— призабойная зона пласта
ПЗС	— призабойная зона скважины
ПЛУ	— переключающее линейное устройство



ППД — поддержание пластового давления  
 ППН — пункт подготовки нефти  
 ППР — планово-предупредительный ремонт  
 ПР — Правила проведения энергетических обследований  
 ПС — подстанция  
 ПТБ — Правила техники безопасности  
 ПТЭ — Правила технической эксплуатации  
 ПУ — пульт управления  
 ПЭД — погружной электродвигатель  
 ПУЭ — Правила устройства электроустановок  
 ПЧР — поверхностный частичный разряд  
 Р — ремонт  
 РИР — ремонтно-изоляционные работы  
 РН — режим нагрузки  
 РП — силовой распределительный пункт  
 РПН — устройство регулировки под напряжением  
 РУ — распределительное устройство  
 СК — станок-качалка  
 СКЗ — среднее квадратическое значение  
 СКН — станок-качалка нефти  
 СПМ — спектральная плотность мощности  
 СПО — спускоподъемная операция  
 СТА — синхронный электродвигатель  
 Т — текущий ремонт  
 ТВВ — твердые взвешенные вещества  
 ТННТ — температура наиболее нагретых точек  
 ТО — техническое обслуживание  
 ТО и Р — техническое обслуживание и ремонт  
 ТП — тепловая сеть  
 ТС — термометр сопротивления  
 ТЭБ — топливно-энергетический баланс  
 ТЭО — технико-экономическое обоснование  
 ТЭР — топливно-энергетические ресурсы  
 УГПН — установка гидropоршневого насоса  
 УДОС — ударно-депресссионная очистка скважин  
 УКГ — управление компримирования газа  
 УЛФ — уловитель легких фракций  
 УО — углубленный осмотр  
 УПО — устройство предварительного отбора  
 УПН — установка подготовки нефти  
 УПСВ — установка предварительного сброса воды  
 УСН — установка струйного насоса  
 УШГН — установка штангового глубинного насоса

УЭВН — установка электровинтового насоса  
 УЭДН — установка электродиафрагменного насоса  
 УЭЦН — установка электроцентробежного насоса  
 ФЗ — Федеральный закон «Об энергосбережении»  
 ФХМУН — физико-химические методы увеличения нефтеотдачи  
 ХХ — холостой ход  
 ЦБПО — центральная база производственного обслуживания  
 ЦВД — цилиндр высокого давления  
 ЦК — центробежный компрессор  
 ЦКМ — центробежная компрессорная машина  
 ЦНА — центробежный насосный агрегат  
 ЦНД — цилиндр низкого давления  
 ЦППН — цех подготовки и перекачки нефти  
 ЦРП — центральный резервуарный парк  
 ЦТП — центральный товарный парк  
 ЧР — частичные разряды  
 ЧРП — частотно-регулируемый привод  
 ШГН — штанговый глубинный насос  
 ЩО — щиток освещения  
 ЩСУ — щит станции управления  
 ЭДС — электродвижущая сила  
 ЭМ — электромагнит  
 ЭНА — электронасосный агрегат  
 ЭЦН — электроцентробежный насос

**Приложение 1**

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ МЕЖРЕМОНТНЫХ ПЕРИОДОВ И ПЕРИОДИЧНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ ОБСЛУЖИВАНИЙ**

Для планирования ТО и Р необходимо установить нормы по срокам проведения работ и предельным состояниям оборудования.

В качестве исходной информации для определения оптимальной периодичности межремонтных периодов и периодов ТО используются: данные по наработкам оборудования между ремонтами; продолжительность ТО и Р; существующие организации планирования и технология ремонта; существующая техническая документация ТО и Р.

Исходными данными для оптимизации или выбора лучших из возможных норм сроков проведения работ (периодичности ТО и Р) и «браковки» оборудования служат показатели надежности оборудования.

Количественный анализ надежности осуществляется с помощью методов теории вероятностей и математической статистики, предназначенных для изучения случайных величин. Случайными являются моменты возникновения неисправностей, продолжительности исправной работы и т.п. Под случайной величиной понимается продолжительность безотказной работы оборудования  $t$  (или наработка между ремонтами).

При рассмотрении различных моделей надежности оборудования используются некоторые константы, называемые параметрами. Обычно значения параметров бывают неизвестными и их определяют по имеющимся статистическим данным  $t_1, t_2, \dots$

Наиболее важным случаем является проверка относительного распределения случайной величины  $t$ . Предполагается, что тип распределения известен, а неизвестны только его па-

раметры. Обычно предположение о типе распределения (нормальное, экспоненциальное, Вейбулла, равномерное и т.д.), делается на основании физических предпосылок или сопоставления внешнего вида гистограммы эмпирической плотности распределения с кривыми плотностей различных распределений [58]. Можно также основываться на графике эмпирической интенсивности отказов  $\lambda(t)$ .

На основании статистических данных следует оценить неизвестные параметры распределения и проверить гипотезу о том, что действительно имеет место данное распределение. При этом в качестве меры расхождения принимают следующую величину, называемую критерием Пирсона  $\chi^2$  [59]

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(n_i^* - N\omega_i)^2}{N\omega_i}, \quad (\text{П1.1})$$

где  $k$  — число интервалов группирования;  $n_i^*$  — число значений  $t_i$ , попавших в  $i$ -й интервал;  $N$  — общее число данных, находящихся в интервале  $t_{\max} - t_{\min}$ ;  $\omega_i$  — вероятность попадания  $t_i$  в  $i$ -й интервал.

Большое значение критерия  $\chi^2$  указывает на расхождение между гипотезой и наблюдаемыми статистическими данными.

При анализе подобных задач будем использовать следующие обозначения:

$f(t)$  — плотность распределения вероятностей времени безотказной работы оборудования;

$F(t) = \int_0^t f(t)dt$  — функция распределения или вероятность отказа (ремонта) до наступления момента  $t$ ;

$P(t) = 1 - F(t)$  — функция надежности или вероятность безотказной работы;

$\lambda(t) = \frac{f(t)}{P(t)}$  — интенсивность отказов (ремонтов);

$t_{\text{ср}}$  — среднее время наработки между ремонтами.

Перечисленные показатели являются основными количественными характеристиками безотказности оборудования. Каждый из них имеет свои достоинства и недостатки, поэтому только в совокупности они могут характеризовать надежность работы оборудования.

Для выявления слабых звеньев оборудования, прогнозирования и нормирования надежности, разработки мер по повышению надежности необходимо иметь сведения о числе, характере и последствиях отказов за рассматриваемый пери-

од эксплуатации. Статистические исследования надежности должны сочетаться с изучением физических причин, вызывающих те или иные отказы оборудования.

Для оборудования каждого конкретного вида используются свои показатели надежности в зависимости от того, к какой группе изделий относится рассматриваемое оборудование: восстанавливаемой или невосстанавливаемой.

Деление изделий на восстанавливаемые и невосстанавливаемые часто зависит от условий их эксплуатации, ремонта и от принятой математической модели решения задачи. Показатели надежности (функции распределения) указывают на то, что рассматриваемое оборудование должно быть условно отнесено к невосстанавливаемому, а исходными данными будут являться наработки между ремонтами  $t_i$  для однотипного оборудования, полученные по схеме полной выборки [58].

Источниками информации являются эксплуатационные наблюдения за работой оборудования, взятые из технической документации: «Журналы регистрации нарядов», «Оперативные журналы», «Журнал учета часов наработки высоковольтных двигателей», «Журнал осмотров ВЛ», «Журналы регистрации распоряжений» и т.п.

Таким образом, были получены несколько реализаций потоков случайных событий  $t_1, t_2, \dots, t_n$ , которые были представлены в виде полной выборки.

В результате анализа технической документации по контролю выполненных ремонтов по видам электротехнического оборудования удалось получить четыре выборки: 28 значений наработок между ремонтами понижающих подстанций напряжением 35/6 кВ; 49 значений наработок комплексных трансформаторных подстанций напряжением 6/0,4 кВ; 9 значений наработок распределительных устройств напряжением 0,4 кВ; 53 значения наработок воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 и 6 кВ.

Выборочные совокупности разбивались на интервалы вариационного ряда [59]. По значениям эмпирических относительных частот  $f_i^*$ , отнесенных к серединам интервалов, построены эмпирические плотности распределения (гистограммы), определены выборочные средние  $t_{cp}$ , средние квадратические отклонения коэффициента вариации  $V$ .

Близость эмпирических и теоретических распределений проверялась по критерию Пирсона  $\chi^2$ .

Расчет параметров теоретического закона распределения наработок между ремонтами для понижающих подстанций напряжением 35/6 кВ приведен в табл. П1.1.

Таблица П1.1

Расчет параметров теоретического закона для понижающих подстанций напряжением 35/6 кВ

$t_i$	$t_{i\text{cp}}$	$n_i^*$	$h_i = \frac{n_i^*}{N}$	$f_i \cdot 10^{-3} = \frac{h_i}{\Delta t}$	$t_{i\text{cp}} h_i$	$(t_{i\text{cp}} - t_{\text{cp}})^2 h_i$	$\frac{t_i}{a}$	$P\left(\frac{t_i}{a}\right)$	$\omega_i = P_i - P_{i+1}$	$\frac{(n_i^* - N\omega_i)^2}{N\omega_i}$	
0	250	4	0,143	0,286	36	201451	0	1	0,186	0,277	
500	750	9	0,321	0,643	241	151925	0,318	0,814	0,229	1,058	
1000	1500	9	0,321	0,321	482	1256	0,636	0,586	0,337	0,021	
2000	2500	3	0,107	0,107	268	120954	1,271	0,248	0,161	0,505	
3000	3500	2	0,071	0,071	250	303850	1,907	0,087	0,061	0,052	
4000	4500	1	0,036	0,036	161	334961	2,542	0,027	0,019	0,381	
5000							3,178	0,007			
$t_{\text{cp}} = 1438$							$D_i = 1114397$		$\sigma_i = 1056$		$\chi^2 = 2,294$
<p>Примечание. <math>\Delta t</math> — разность между верхней и нижней границами интервала; <math>N, D_i, \sigma_i</math> — соответственно общее значение, дисперсия и среднее квадратическое отклонение случайной величины, используемые в математической статистике. В нашем случае под случайной величиной понимаем значения наработок между ремонтами.</p>											



Теоретический закон подбирается по коэффициенту вариации  $V = \sigma_t / t_{cp} = 1056 / 1438 = 0,73$ , который позволяет судить об условиях эксплуатации оборудования. В работе [60] приведены таблицы, по которым можно установить вид закона распределения в зависимости от  $V$ .

При  $V < 0,3$  имеет место нормальное распределение, при  $V > 0,5$  — распределение Вейбулла. Таким образом, при  $V = 0,73$  получили распределение Вейбулла.

Плотность вероятности наработок между ремонтами

$$f(t) = \frac{b}{a} \left(\frac{t}{a}\right)^{b-1} \exp\left[-\left(\frac{t}{a}\right)^b\right], \quad (\text{П1.2})$$

где  $a, b$  — параметры распределения Вейбулла, определяемые по [60 (см. прил. табл. 5)] и равные для понижающих подстанций:  $a = 1573$  и  $b = 1,38$ .

Вероятность безотказной работы

$$P(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{a}\right)^b\right]. \quad (\text{П1.3})$$

При  $\chi^2 = 2,294$  получим по [59 (см. прил. табл. 4)] вероятность совпадения теоретического и эмпирического распределений  $P(\chi^2) = P(2,294) \approx 0,52$ , что не отвергает принятую гипотезу о распределении наработок между ремонтами по закону Вейбулла, так как такая вероятность не является малой.

Расчет параметров теоретического закона распределения наработок между ремонтами для комплектных трансформаторных подстанций напряжением 6/0,4 кВ приведен в табл. П1.2.

Коэффициент вариации  $V = \sigma_t / t_{cp} = 2895 / 4673 = 0,62$ , что позволяет предположить распределение Вейбулла.

Параметры распределения Вейбулла  $a$  и  $b$  определим по [60 (см. прил. табл. 5)]:  $a = 5227$  и  $b = 1,65$ .

При  $\chi^2 = 7,59$  получаем по [59 (см. прил. табл. 4)] вероятность совпадения теоретического и эмпирического распределений  $P(\chi^2) = P(7,59) \approx 0,06 \approx 0,1$ .

Дополнительно рассмотрено распределение статистических данных (наработок между ремонтами) по экспоненциальному закону.

Плотность вероятности наработок между ремонтами при экспоненциальном распределении имеет вид

$$f(t) = \lambda \exp(-\lambda t). \quad (\text{П1.4})$$

Таблица П1.2

Расчет параметров теоретического закона для комплектных трансформаторных подстанций напряжением 6/0,4 кВ

$t_i$	$t_{icp}$	$n_i^*$	$h_i = \frac{n_i^*}{N}$	$f_i \cdot 10^{-3} = \frac{h_i}{\Delta t}$	$t_{icp} h_i$	$(t_{cp} - t_{icp})^2 h_i$	$\frac{t_i}{a}$	$P\left(\frac{t}{a}\right)$	$\omega_i = P_i - P_{i+1}$	$\frac{(n_i^* - N\omega_i)^2}{N\omega_i}$
0	1000	8	0,163	0,082	163	2203164	0	1	0,184	0,114
2000	3000	19	0,388	0,194	1163	1085908	0,383	0,816	0,290	1,629
4000	5000	5	0,102	0,051	510	10880	0,765	0,526	0,242	3,963
6000	7000	10	0,204	0,102	1429	1104642	1,148	0,285	0,153	0,851
8000	9000	4	0,082	0,041	735	1528071	1,530	0,132	0,079	0,005
10000	11000	3	0,061	0,031	673	2450510	1,913	0,053	0,034	1,031
12000							2,296	0,019		
							$D_t = 8383174$			$\chi^2 = 7,593$
							$t_{cp} = 4673$			$\sigma_t = 2895$
							$N = 49$			

Вероятность безотказной работы

$$P(t) = \exp(-\lambda t), \quad (\text{П1.5})$$

где  $\lambda$  — параметр экспоненциального распределения, равный интенсивности отказов (поступлений в ремонт),

$$\lambda = 1/t_{\text{ср}}, \text{ ч}^{-1}. \quad (\text{П1.6})$$

Расчет параметров экспоненциального распределения показал вероятность совпадения теоретического и эмпирического распределений  $P(\chi^2) = P(17,75) \approx 0,002$ , что отвергает гипотезу о распределении наработок между ремонтами по экспоненциальному закону, так как такое значение вероятности является очень малым. Поэтому принято распределение Вейбулла.

Расчет параметров теоретического закона распределения наработок между ремонтами для распределительных устройств напряжением 0,4 кВ приведен в табл. П1.3.

Коэффициент вариации для распределительных устройств напряжением 0,4 кВ  $V = \sigma_t/t_{\text{ср}} = 2897/4778 = 0,61$ , что позволяет предположить распределение Вейбулла. Параметры распределения Вейбулла  $a$  и  $b$  определим по [60 (см. прил. табл. 5)]:  $a = 5355$  и  $b = 1,7$ .

При  $\chi^2 = 2,521$  получаем по [59 (см. прил. табл. 4)] вероятность совпадения теоретического и эмпирического распределений  $P(\chi^2) = P(2,521) \approx 0,29$ , что является большим значением. Таким образом, будем считать, что распределение наработок между ремонтами подчиняется закону Вейбулла.

В табл. П1.4 приведен расчет параметров теоретического закона распределения наработок между ремонтами для воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 и 6 кВ.

Коэффициент вариации для воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 кВ, 6 кВ  $V = \sigma_t/t_{\text{ср}} = 2902/3887 = 0,747$ , что позволяет предположить распределение Вейбулла.

Параметры распределения Вейбулла  $a$  и  $b$  определим по [60 (см. прил. табл. 5)]:  $a = 4240$  и  $b = 1,36$ .

При  $\chi^2 = 4,62$  получаем по [59 (см. прил. табл. 4)] вероятность совпадения теоретического и эмпирического распределений  $P(\chi^2) = P(4,62) \approx 0,33$ , что является большим значением. Таким образом, будем считать, что распределение наработок между ремонтами подчиняется закону Вейбулла.

Полученные в результате статистической обработки собранной информации средние наработки между ремонтами электротехнического оборудования (см. табл. П1.1–П1.4)

Таблица П1.3  
Расчет параметров теоретического закона для распределительных устройств напряжением 0,4 кВ

$t_i$	$t_{\text{ср}}$	$n_i^*$	$h_i = \frac{n_i^*}{N}$	$f_i \cdot 10^{-3} = \frac{h_i}{\Delta t}$	$t_{\text{ср}} h_i$	$(t_{\text{ср}} - t_{\text{ср}})^2 h_i$	$\frac{t_i}{a}$	$P\left(\frac{t}{a}\right)$	$\omega_i = P_i - P_{i+1}$	$\frac{(n_i^* - N\omega_i)^2}{N\omega_i}$
0	1000	2	0,222	0,111	222	3171468	0	1	0,172	0,135
2000	3000	2	0,222	0,111	667	702332	0,373	0,828	0,285	0,124
4000	5000	2	0,222	0,111	1111	10974	0,747	0,544	0,246	0,021
6000	7000	1	0,111	0,056	778	548697	1,12	0,297	0,159	0,128
8000	9000	2	0,222	0,111	2000	3961591	1,493	0,139	0,083	2,113
10000							1,867	0,056		
		$N = 9$							$\sigma_t = 2897$	$\chi^2 = 2,521$
					$t_{\text{ср}} = 4778$	$D_t = 8395062$				

Таблица П1.4

Расчет параметров теоретического закона для воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 и 6 кВ

$t_i$	$t_{\text{ср}}$	$n_i^*$	$n_i$	$h_i = \frac{n_i^*}{N}$	$f_i \cdot 10^{-3} = \frac{h_i}{\Delta t}$	$t_{\text{ср}} h_i$	$(t_{\text{ср}} - t_{\text{ср}})^2 h_i$	$\frac{t_i}{a}$	$P\left(\frac{t_i}{a}\right)$	$\omega_i = P_i - P_{i+1}$	$\frac{(n_i^* - N\omega_i)^2}{N\omega_i}$
0	500	9	0,170	0,170	85	1947798	0	1	0,131	0,594	
1000	1500	7	0,132	0,132	198	752405	0,236	0,869	0,171	0,480	
2000	3000	18	0,340	0,17	1019	267080	0,472	0,697	0,300	0,275	
4000	5000	7	0,132	0,066	660	163672	0,943	0,397	0,195	1,086	
6000	7000	5	0,094	0,047	661	914345	1,415	0,202	0,109	0,088	
8000	9000	5	0,094	0,047	849	2466499	1,887	0,094	0,053	1,687	
10000	11000	2	0,038	0,019	415	190938	2,358	0,041	0,024	0,408	
12000							2,830	0,017			
		$N = 53$	$t_{\text{ср}} = 3887$		$D_i = 8421146$		$\sigma_i = 2902$		$\chi^2 = 4,618$		

могут быть использованы при планировании технических обслуживаний и ремонтов.

Распределения наработок между ремонтами позволяют судить о надежности электротехнического оборудования различных видов. При постепенных отказах, связанных с износом и старением оборудования, закон  $f(t)$  обычно нормальный. Если распределение случайной величины по закону Вейбулла, то идет период нормальной эксплуатации, когда износные отказы проявляются мало. При экспоненциальном законе распределения  $f(t)$  отказ может произойти в любой момент. Здесь более приемлемой будет являться стратегия ремонта по мере возникновения отказа. Экспоненциальный закон распределения характерен для сложных технических систем, какими являются многие виды электротехнического оборудования, когда выход из строя одного элемента приводит к отказу системы в целом.

## Приложение 2

### СОТНОШЕНИЕ МЕЖДУ НЕКОТОРЫМИ ФИЗИЧЕСКИМИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ ВЕЛИЧИНАМИ

Для измерения энергии в международной СИ и физической СГС (Сантиметр — Грамм — Секунда) используются единицы Джоуль и эрг соответственно.

Джоуль равен произведению силы 1 Ньютон на путь 1 метр:

$$1 \text{ Дж} = 1 \text{ Н} \cdot 1 \text{ м} = 1 \text{ кг} \cdot 1 \text{ м/с}^2 \cdot 1 \text{ м}.$$

Эрг равен произведению силы 1 дина на путь 1 сантиметр:

$$1 \text{ эрг} = 1 \text{ г} \cdot (\text{см/с})^2 = 10^{-7} \text{ Дж}.$$

В технической системе единиц МКГСС (Метр — Килограмм — Сила — Секунда) энергия измеряется в кгс·м (произведение силы 1 кгс на путь 1 м).

Помимо указанных единиц широко используются внесистемные единицы:

в электроэнергетике — Ватт·час (Вт·ч) и производные кВт·ч, МВт·ч;

в энергетике и теплотехнике — калория и производные — ккал, Мкал, Гкал;

тонна условного топлива (т у.т.);

тонна нефтяного эквивалента (т н.э.);



Таблица П. 2.1

Наименование единицы	Джоуль, Дж	Эрг	Килограмм-сила-метр, кгс·м	Ватт-час, Вт·ч	Калория, кал	Грамм нефтяного эквивалента, г н.э.	Грамм условного топлива, г у.т.	Британская тепловая единица, БТЕ
1 Дж = 1 Н · 1 м	1	10 <sup>7</sup>	0,102	2,78 · 10 <sup>-4</sup>	0,2388	0,238 · 10 <sup>-4</sup>	0,341 · 10 <sup>-4</sup>	0,948 · 10 <sup>-3</sup>
1 эрг = 1 дин · 1 см	10 <sup>-7</sup>	1	1,02 · 10 <sup>-8</sup>	2,78 · 10 <sup>-11</sup>	0,2388 · 10 <sup>-7</sup>	0,238 · 10 <sup>-11</sup>	0,231 · 10 <sup>-11</sup>	0,948 · 10 <sup>-10</sup>
1 кгс · м = 1 кгс · 1 м	9,81	9,81 · 10 <sup>-7</sup>	1	2,724 · 10 <sup>-3</sup>	2,342	2,341 · 10 <sup>-4</sup>	3,346 · 10 <sup>-4</sup>	0,93 · 10 <sup>-2</sup>
1 Вт·ч = 1 Дж/с · 3600 с	3600	3,6 · 10 <sup>10</sup>	367	1	860	0,086	0,1228	3,412
1 кал	4,1868	4,1868 · 10 <sup>7</sup>	0,427	1,163 · 10 <sup>-3</sup>	1	1 · 10 <sup>-4</sup>	11,428 · 10 <sup>-4</sup>	3,97 · 10 <sup>-3</sup>
1 г н.э = 10 000 кал	41868	4,19 · 10 <sup>11</sup>	4270	11,63	10 000	1	1,428	39,7
1 г у.т = 7000 кал	29308	2,93 · 10 <sup>11</sup>	2989	8,141	7000	0,7	1	27,78
1 БТЕ = 252 кал	1055	1,055 · 10 <sup>10</sup>	107,6	0,293	252	0,025	0,036	1

Таблица П.2.2

Вид топливно-энергетических ресурсов	Коэффициент пересчета в т у.т.
Электроэнергия, тыс. кВт·ч	0,325
Нефть, т	1,43
Газ естественный, тыс. м <sup>3</sup>	1,15
Теплоэнергия, Гкал	0,143–0,17
Бензин, т	1,49
Дизельное топливо, т	1,47
Мазут топочный, т	1,37

британская тепловая единица (БТЕ), широко применяемая в США и Великобритании.

В табл. П.2.1 представлен взаимный перевод указанных единиц.

Для перевода при расчетах энергопотребления первичных энергоносителей (уголь, нефть, газ и др., которые измеряются в единицах объема или массы: т, м<sup>3</sup>) в т у.т можно использовать табл. П.2.2.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пухальский А.А., Фролов В.П., Воробьев В.В. Обследование и ремонт электрооборудования нефтедобывающих предприятий по техническому состоянию//Промышленная энергетика. – 2004. – № 6. – С. 10–13.
2. Фролов В.П., Воробьев В.В. Пособие: Диагностика и энергосбережение в нефтедобыче/Под ред. А.А. Пухальского//Тр. Тюменского нефтяного научно-технологического центра. Сер. Энергосбережение и диагностика. – 2003. – № 1. – 472 с.
3. Фролов В.П., Воробьев В.В. Пособие по эксплуатации системы поддержания пластового давления путем закачки воды в продуктивные пласты с целью энергосбережения. – Тюмень: Издательско-полиграфическое предприятие «Тюмень». – 2002. – 461 с.
4. Фролов В.П., Загребнев С.Н., Воробьев В.В., Сельцова Н.А. Пособие: Энергосбережение в нефтегазодобывающих предприятиях Тюменской нефтяной компании/Под ред. А.А. Пухальского//Тр. Тюменского нефтяного научно-технологического центра. Сер. Энергосбережение и диагностика. – 2002. – № 4. – 103 с.
5. Фролов В.П. Энергосбережение в нефтедобыче Тюменской области. – Тюмень: Издательско-полиграфическое предприятие «Тюмень». – 2000. – 268 с.
6. Пухальский А.А., Сушков В.В., Фролов В.П. Основные направления диагностики нефтепромыслового электрооборудования//Тр. Тюменского нефтяного научно-технологического центра. Сер. Энергосбережение и диагностика. 1999. – № 3. – 121 с.
7. Анализ и управление установившимися состояниями электроэнергетических систем/Н.А. Мурашко, Ю.А. Охорзин, Л.А. Крумм, В.П. Фролов и др. – Новосибирск: Наука, 1987. – 239 с.
8. РД 153-39.1П-006–2004. Положение о системе технического обслуживания и ремонта нефтепромыслового энергомеханического оборудования ОАО ТНК-ВР (Нижевартовский регион) по фактическому состоянию. – Тюмень: ОАО СибНИИЭНГ, 2004. – 343 с.
9. РД 153-39.1 Р-123–02. Система технического обслуживания и ремонта оборудования компрессорных станций и участков транспорта газа ОАО «Самотлорнефтегаз» на базе технической диагностики. – Тюмень: ОАО СибНИИЭНГ, 2002. – 119 с.
10. РД 153-39.1-046–00. Положение о системе технического обслуживания и ремонта нефтепромыслового энергомеханического оборудования ОАО «Самотлорнефтегаз» по фактическому состоянию. – Тюмень: ОАО СибНИИЭНГ, 2000. – 181 с.
11. РД 39Р-0148463-0030–96. Система технического обслуживания и ремонта оборудования компрессорных станций и участков транспорта газа ОАО «Нижевартовскнефтегаз» на базе технической диагностики. – Тюмень: АО «Техника и технология добычи нефти», 1996. – 145 с.
12. Методика послеремонтного контроля погружных электродвигателей и насосов по параметрам вибрации. – Тюмень: АО «Техника и технология добычи нефти», 1996. – 19 с.
13. Методика диагностирования электронасосных агрегатов дожимных насосных станций по параметрам вибрации. – Тюмень: АО «Техника и технология добычи нефти», 1994. – 47 с.
14. Методика диагностирования центробежного нефтепромыслового наземного оборудования по спектральным параметрам вибрации. – Тюмень: Сибмашсервис, 1992. – 19 с.
15. РД 39Р-0148463-0030–90. Система технического обслуживания и ремонта оборудования компрессорных станций на базе технической диагностики. – Тюмень: НПО «Техника и технология добычи нефти», 1990. – 80 с.
16. РД 39-0148463-0019–89. Методика диагностирования электродвигателей типа СТД по параметрам вибрации. – Тюмень: НПО «Техника и технология добычи нефти», 1989. – 94 с.
17. РД 39-0148222-256–88Р. Методика диагностирования центробежных компрессорных машин газлифтных станций. – Тюмень: НПО «Техника и технология добычи нефти», 1988. – 67 с.
18. РД 39-0148222-231–87Р. Методика проведения технического диагностирования центробежных насосных агрегатов системы поддержания пластового давления. – Тюмень: НПО «Техника и технология добычи нефти», 1987. – 51 с.
19. РД 153-39.1-005–2003. Положение о проведении энергетических обследований нефтедобывающего предприятия и внедрении на его объектах энергосберегающих мероприятий. – Тюмень: ОАО СибНИИЭНГ, 2003. – 293 с.
20. Новицкий Н.Н., Елифанов С.П., Фролов В.П. Методы и программные средства для расчета и оптимизации эксплуатационных режимов систем поддержания пластового давления//Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 11. – С. 71–73.
21. Фролов В.П. Энергосбережение в нефтяной отрасли Тюменского региона//Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 4. – С. 12–13.
22. Фролов В.П., Стояков В.М., Воробьев В.В. Оценка остаточного ресурса нефтегазопромыслового оборудования статистическим методом//Промышленная энергетика. – 1999. – № 5. – С. 11–13.
23. Фролов В.П. Оценка мероприятий по энергосбережению в нефтяной отрасли Тюменской области//Промышленная энергетика. – 1999. – № 6. – С. 7–11.
24. Региональная целевая программа. Энергосбережение Тюменской области до 2005 года: В 14 книгах. – Тюмень: Региональная энергетическая комиссия Тюменской области, ХМАО, ЯНАО, 1999.
25. Стояков В.М., Фролов В.П., Иванов Ю.В. Характеристики надежности газлифтных центробежных компрессоров//Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 5. – С. 51–53.

26. Фролов В.П. Global Petroleum Show-2004//Энергетика Тюменского региона. — 2004. — № 3. — С. 42–43.
27. Пухальский А.А., Фролов В.П., Воробьев В.В. Диагностирование электротехнического оборудования нефтедобывающих предприятий//Энергетика Тюменского региона. — 2003. — № 4. — С. 29–31.
28. Фролов В.П. Истоки повышения энергоэффективности — энергетические обследования//Энергетика Тюменского региона. — 2003. — № 1. — С. 8.
29. Росляков В.П., Мякинин В.С., Фролов В.П., Семенов А.П., Кейлин Г.М. Региональная целевая программа. Энергосбережение Тюменской области до 2005 года//Энергетика Тюменского региона. — 2000. — № 1(7). — С. 4–35.
30. Фролов В.П. Обязательные энергетические обследования предприятий нефтедобычи//Второй конгресс нефтегазопромышленников России, Уфа, 25–28 апреля 2000 г. — С. 131–132.
31. Фролов В.П. Оценка энергосберегающих мероприятий в нефтяной отрасли Тюменской области//Энергетическая эффективность. — 1999. — № 22. — С. 2–5.
32. Фролов В.П., Воробьев В.В. Методы и алгоритмы проведения энергетических обследований нефтедобывающих предприятий. — Тюмень: ОАО СибНИИЭНГ//Тр. Тюменского научно-технологического центра. Сер. Энергосбережение и диагностика. — 2004. — № 1. — 290 с.
33. Фролов В.П. Разработка алгоритмов и программ расчета нормативов технического обслуживания и ремонта эксплуатируемого по состоянию оборудования компрессорных станций и общая оценка состояния центробежных компрессоров//Тр. Тюменского нефтяного научно-технологического центра. Сер. Энергосбережение и диагностика. — 1999. — № 1. — 48 с.
34. Сушков В.В., Пухальский А.А. Диагностика технического состояния электрооборудования нефтяных месторождений Западной Сибири//Промышленная энергетика. — 1997. — № 3. — С. 12–15.
35. Мякинин В.С., Росляков В.П., Фролов В.П., Шпиловой В.А. О разработке программы «Энергосбережение Тюменской области на период 1998 — 2005 годы//Энергетика Тюменского региона. — 1998. — № 1. — С. 32–34.
36. Фролов В.П. Положение на мировом рынке добычи нефти//Информационный бюллетень. Энергосбережение. — Тюмень. — 1998. — № 2. — С. 27.
37. Сельцова Н.А., Фролов В.П., Шумилов В.А. Энергосберегающая технология электрофизического воздействия при интенсификации добычи нефти обводняющихся пластов//Информационный бюллетень. Энергосбережение. — Тюмень. — 1998. — № 1. — С. 14–16.
38. Фролов В.П., Воробьев В.В. Применение методов технической диагностики для энергосбережения в системе поддержания пластового давления нефтяных промыслов//Вестник энергосбережения. — 1998. — № 4. — С. 48–50.
39. Фролов В.П., Матвеев А.С., Воробьев В.В. Методика диагностирования центробежного нефтепромыслового наземного оборудования по спектральным параметрам вибрации. — Тюмень: ОАО СибНИИЭНГ. — 1998. — 19 с. — Деп. в ВИНТИ 21.10.98, № 3056-B98.
40. Фролов В.П. Концепция энергосбережения в нефтяной отрасли Тюменской области. — Тюмень: ОАО СибНИИЭНГ. — 1998. — 70 с. — Деп. в ВИНТИ 07.10.98, № 2950-B98.
41. Фролов В.П., Стояков В.М., Воробьев В.В. Методика расчета параметров действующих систем ППД для проведения мероприятий по энергосбережению. — Тюмень: ОАО СибНИИЭНГ. — 1998. — 20 с. — Деп. в ВИНТИ 12.10.98, № 2977-B98.
42. Татаринцев А.В., Фролов В.П., Воробьев В.В. Методика диагностирования электронасосных агрегатов дожимных насосных станций по параметрам вибрации. — Тюмень: ОАО СибНИИЭНГ. — 1998. — 39 с. — Деп. в ВИНТИ 30.11.98, № 3508-B98.
43. Фролов В.П. Аннотации работ по энергосбережению и эксплуатации нефтепромыслового оборудования. — Тюмень: ОАО СибНИИЭНГ, 1998. — 22 с. — Деп. в ВИНТИ 28.12.98, № 3888-B98.
44. Фролов В.П. Метод, алгоритм и программа расчета гидравлических режимов системы поддержания пластового давления. — Тюмень: ОАО СибНИИЭНГ, 1998. — 15 с. — Деп. в ВИНТИ 28.12.98, № 3887-B98.
45. Фролов В.П. Оценка мероприятий по энергосбережению в нефтяной отрасли Тюменской области. — Тюмень: ОАО СибНИИЭНГ, 1998. — 13 с. — Деп. в ВИНТИ 09.12.98, № 3619-B 98.
46. Фролов В.П., Воробьев В.В. Применение методов технической диагностики для энергосбережения в системе ППД//Информационный бюллетень. Энергосбережение. — Тюмень. — 1997. — № 1. — С. 9–12.
47. Стояков В.М., Фролов В.П., Заякин В.В. Оптимальные периоды технического обслуживания и ремонта центробежных компрессоров газлифтных КС//РНТС. Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. — М.: ВНИИЭНГ. — 1990. — Вып. 4. — С. 1–4.
48. Заякин В.В., Стояков В.М., Фролов В.П. и др. Выбор оптимальных стратегий эксплуатации, технического обслуживания и ремонта оборудования газлифтных компрессорных станций//РНТС. Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. — М.: ВНИИЭНГ. — 1989. — Вып. 6. — С. 8–10.
49. Фролов В.П., Матвеев А.С., Антипов Н.Н., Гаргт В.А. Задачи диагностирования насосно-компрессорного оборудования с использованием ЭВМ//Перспективы совершенствования технологий добычи и подготовки нефти на месторождениях Западной Сибири. — Тюмень: СибНИИИП, 1989, С. 40–45.
50. Стояков В.М., Заякин В.В., Трацевский Г.В., Фролов В.П. Опыт организации технического обслуживания и ремонта оборудования газлифтных компрессорных станций//РНТС. Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. — М.: ВНИИЭНГ. — 1989. — Вып. 6. — С. 10–12.
51. Фролов В.П., Заякин В.В., Матвеев А.С. и др. Диагностирование центробежных компрессорных машин газлифтных станций//РНТС. Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. — М.: ВНИИЭНГ. — 1989. — Вып. 10. — С. 1–4.
52. Разработка системы технического обслуживания и ремонта оборудо-



вания компрессорных станций на базе технической диагностики: Отчет о НИР (промежуточный)/НПО Техника и технология добычи нефти. ЗапСиб-НИИДнефть (Руководитель В.П. Фролов) № ГР 01.89.0 038996; инв. № 290.0 009203 — Тюмень, 1989. — 192 с.

53. Фролов В.П., Заякин В.В., Латышев А.Е. Построение математических моделей диагностирования нефтепромыслового оборудования по параметрам вибрации//Методы и средства виброакустической диагностики машин/Тез. докл. Всесоюзной научно-практической конференции. — Иваново-Франковск, 1988. — С. 34—35.

54. Некоторые проблемы надежности функционирования Западно-Сибирского нефтегазового комплекса/Н.И. Илькевич, Ю.Н. Руденко, В.П. Фролов//Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. — Иркутск, Сибирский энергетический институт СО АН СССР. — 1986. — Вып. 32. — С. 8—20.

55. Барков А.В., Тулугуров В.В. Диагностическое обслуживание предприятий — основа перевода оборудования на ремонт по состоянию//Промышленная энергетика. — 2002. — № 10. — С. 15—18.

56. Аракелян В.Г. Цели, понятия и общие принципы диагностического контроля высоковольтного электротехнического оборудования//Электротехника. — 2002. — № 5. — С. 23—27.

57. Никоненко В.А., Негелько А.Ю., Захаренко В.А. Приборы для энергетического обследования системы теплоснабжения предприятия//Промышленная энергетика. — 2002. — № 8. — С. 5—7.

58. Барзилович Е.Ю., Воскобоев Е.Ф. Эксплуатация авиационных систем по состоянию. — М.: Транспорт, 1981. — 195 с.

59. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. — М.: Наука, 1964. — 573 с.

60. Кучумов Р.Я., Сагитова Р.Г., Чеботарев В.В. и др. Применение вероятностных методов к решению задач нефтегазодобычи. — Уфа: УНИ, 1994. — 95 с.

61. РД 39-0148311-601—88. Положение о системе технического обслуживания и ремонта электроустановок в добыче нефти и бурении. — Куйбышев: Гипровостокнефть, 1988. — 302 с.

62. РД 153-39ТН-009—96. Положение о системе технического обслуживания и ремонта электроустановок магистральных нефтепроводов. — Уфа: ИПТЭР, 1997. — 414 с.

63. РД 39-7-1183—84. Положение о планово-предупредительном ремонте электрооборудования на предприятиях Главтюменнефтегаза. — Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 1985. — 36 с.

64. Соколов В.Ф., Овчинников А.Г. Система контроля целостности проводов в распределительных сетях 0,4 кВ//Промышленная энергетика. — 1997. — № 5. — С. 7.

65. Яковлев А.В. Новые гасители вибрации для защиты проводов и тросов ВЛ//Энергетик. — 2002. — № 2. — С. 21—23.

66. Крылов С.В., Тимашова Л.В. Методика и результаты обследования технического состояния элементов ВЛ СВН, методические принципы и анализ результатов эксплуатационного ресурса ВЛ//Материалы семинара. Современные методы и средства оценки технического состояния и продления сроков эксплуатации высоковольтного оборудования энергосистем, 19—23 ноября 2001 г. — С. 1—8.

67. Коган Ф.А., Каверина Р.С., Хоменко С.В., Шпаков И.И. Дефектоскопия проводов и грозозащитных тросов воздушных линий электропередачи//Энергетик. — 2002. — № 9. — С. 22—24.

68. Дикой В.П., Овсянников А.Г. Электромагнитная аэроинспекция воздушных линий электропередачи//Электрические станции. — 1999. — № 3. — С. 43—47.

69. Воротницкий В.Э. О повреждаемости опорно-стержневых изоляторов//Материалы семинара Современные методы и средства оценки технического состояния и продления сроков эксплуатации высоковольтного оборудования энергосистем, 19—23 ноября 2001 г. — С. 1—8.

70. Курганов С., Никитин А. Диагностика электрических сетей на основе аналитического подхода//Электрические станции. — 2001. — № 2. — С. 79—81.

71. Кацман М.М. Электрические машины. — М.: Высшая школа. Издательский центр. Академия. — 2001. — 463 с.

72. Чичинский М.И. Повреждаемость маслонеполненного оборудования электрических сетей и качество контроля его состояния//Энергетик. — 2000. — № 11. — С. 29—31.

73. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. — 216 с.

74. Ванин Б.В., Львов Ю.Н., Львов М.Ю. и др. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110–500 кВ в эксплуатации//Электрические станции. — 2001. — № 9. — С. 53—58.

75. Кузнецова Е.В., Морозова Т.И., Степаненко Н.А. Экспертная система диагностики состояния изоляции масляных трансформаторов//Электротехника. — 1994. — № 11. — С. 25—28.

76. Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле/РД 34.43.107—95. — М.: АО ВНИИЭ, 1996.

77. Ванин Б.В., Львов Ю.Н., Сапожников Ю.М. и др. К вопросу о нормировании содержания воздуха в масле трансформаторов//Электрические станции. — 1994. — № 6. — С. 58—60.

78. Оценка увлажнения электрической изоляции по относительному увлажнению масла//Electrical World. — 1996. — № 2. — С. 29.

79. Динамика увлажнения изоляции в трансформаторе//Electrical World. — 1997. — № 6. — С. 52.

80. Бажанов С.А. О выборе приборов инфракрасной техники//Энергетик. — 1997. — № 7. — С. 15—16.

81. Поляков В.С. Из опыта тепловизионной диагностики высоковольтного оборудования энергосистем//Энергетик. — 2000. — № 5. — С. 46.

82. Облажин В.А. Тепловизионный контроль при организации ремонта электротехнического оборудования по его состоянию//Электрические станции. — 2000. — № 6. — С. 58—63.

83. Андреев Л.Е., Снетков А.Ю. Тепловизионное обследование вводов//Электрические станции. — 1999. — № 4. — С. 65—66.

84. Gaefvert U., Frimpong G., Fuhr J. Моделирование диэлектрических измерений в трансформаторах//Доклад СИГРЭ 15-103. — 1998.

85. Виброакустическая проверка прессовки в трансформаторе//Electrical World. — 1999. — № 6. — С. 58.

86. Русов В.А. Контроль прессовки обмоток и магнитопровода крупных трансформаторов по вибропараметрам//Электрические станции. — 1998. — № 6. — С. 52–57.
87. Трунин Е.С., Хасанов Р.А. Диагностика вибрационного состояния силовых трансформаторов в условиях электростанций//Электрические станции. — 1987. — № 6. — С. 66–69.
88. Осотов В.Н., Руцинский В.Н., Руцинский В.В. и др. Оценка механического состояния обмоток крупных трансформаторов без их разборки//Электрические станции. — 2003. — № 6. — С. 51–57.
89. Гервиц М.Н., Осотов В.Н., Петрищев Л.С. и др. Основные направления совершенствования системы диагностики силового оборудования//Электрические станции. — 1997. — № 5.
90. Фоменко А.П. Использование тепловизионных систем диагностики для предупреждения аварий оборудования//Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. — 2002. — № 5. — С. 21–30.
91. Ростик Г.В., Павлов Е.В. О тепловизионном контроле электрических машин и электрооборудования/Энергетик. — 2002. — № 8. — С. 46.
92. Сви П.М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения. — М.: Энергоиздат, 1992. — 240 с.
93. Обложин В.А. Тепловизионный контроль при организации ремонтов электротехнического оборудования по его состоянию//Электрические станции. — 2000. — № 6. — С. 58–65.
94. Методика определения оптимального межремонтного периода нефтяного оборудования/Ю.Б. Новоселов, В.В. Сушков, Л.П. Лобова, И.И. Суд, В.Н. Коломацкий//Машины и нефтяное оборудование. — 1977. — № 11. — С. 5–7.
95. Андриев Л.Е., Снетков А.Ю. Тепловизионное обследование вводов//Электрические станции. — 1999. — № 4. — С. 65–66.
96. Обложин В.А. Контроль подвесной изоляции тепловизором//Электрические станции. — 1999. — № 11. — С. 58–63.
97. Сергеев С. Использование радиационных пирометров для диагностики электротехнического оборудования//Электрические станции. — 2001. — № 2. — С. 61–64.
98. Гровер П., Келч К., Глатт П. Быстрый и легкий способ обнаружения несоосности оборудования//Нефтегазовые технологии. — 1996. — № 5. — С. 52–53.
99. ГОСТ 12.034–81. Вибрация. Общие требования к проведению измерений.
100. ГОСТ 25275–82. Приборы для измерения вибрации вращающихся машин.
101. Чукчеев О.А., Сушков В.В. Оценка технического состояния центробежных насосных агрегатов объектов нефтедобычи//Промышленная энергетика. — 2002. — № 9. — С. 22–25.
102. Пчелинцев Ю.В. Моделирование резонансов ЭЦН//Нефтепромысловое дело. — 2000. — № 9. — С. 7–9.
103. Матаев Н.Н., Кулаков С.Г., Никончук С.А., Сушков В.В. Диагностирование установок погружных центробежных электронасосов на специализи-

- рованных стендах ремонтных предприятий//Промышленная энергетика. — 2002. — № 8. — С. 16–19.
104. Матаев Н.Н., Кулаков С.Г., Никончук С.А., Сушков В.В., Чукчеев О.А. Диагностирование установок погружных центробежных электронасосов без вмешательства в режим их эксплуатации//Нефтяное хозяйство. — 2004. — № 2. — С. 125–126.
105. Матаев Н.Н., Сушков В.В., Чукчеев О.А. Методологический подход к обеспечению работоспособного состояния установок погружных электроцентробежных насосов//Промышленная энергетика. — 2004. — № 5. — С. 13–17.
106. Дубов А.А. Метод магнитной памяти (ММП) металла и приборы контроля: Уч. пособие. — М.: Электродиагностика, 2001.
107. Дубов А.А., Колокольников В.С., Чукчеев О.А. Методика контроля концевых и трубных деталей установок погружных электроцентробежных насосов методом магнитной памяти металла//Нефтяное хозяйство. — 2002. — № 11.
108. Бобылев О.А. Диагностика периодически работающих скважинных штанговых насосов//Нефтепромысловое оборудование. — 2002. — № 2. — С. 82–83.
109. Никитян Н.Г., Саликов М.П. Способ и установка для диагностики короткозамкнутых клеток электрических машин//Электрические станции. — 1999. — № 3. — С. 60–62.
110. API 619. Rotors-Type Positive Displacement Compressors for General Refinery Services American Petroleum Washington.
111. VDI 2056. Масштабы оценки механических колебаний машин. Beuth Verlag Gmb H, Berlin 30.
112. Ольсен У. Измерительный контроль, диагностика и устранение колебаний машин. Карл Шенк АГ, Дармштадт 1, ФРГ.
113. API 670. Non-Contact Vibration and Axial Position Monitoring System Petroleum Institute Washington.
114. VDI 2059. Beuth Verlag Gmb H, Berlin 30.
115. ISO 3945. Mechanical Vibration of large rotating machines with speed range from 10 to 200 rev/s — Measurement and evaluation of Vibration severity in Situ.
116. А.с. 1247107, СССР, МКИ G 10 M 13/04. Способ диагностирования подшипников скольжения роторных машин/М.Н. Сафиуллин, А.С. Матвеев, Е.И. Зюркалов, В.В. Заякин (СССР). — № 3863386. — С. 25–27.
117. Щеголев М.М., Гусев Ю.А. Котельные установки. — М.: Стройиздат, 1972. — С. 384.
118. Манюк В.И., Каплинский Я.И., Хиж Э.Б. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей. — М.: Стройиздат, 1988. — С. 432.
119. Шкуратов В.Г., Кильбин Л.А., Щекун В.А. Руководство по эксплуатации насосов и насосных станций. — Минск: АкваБел, 1991. — 118 с.
120. Беляйкина И.В., Витальев В.П., Громов Н.К. и др. Водяные тепловые сети: Справочное пособие по проектированию/Под ред. Н.К. Громова, Е.П. Шубина. — М.: Энергоатомиздат, 1988. — 376 с.
121. Зингер Н.М. Гидравлические и тепловые режимы теплофикационных систем. — М.: Энергоатомиздат, 1986. — 320 с.

122. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. — М.: Энергоиздат, 1982.
123. РД 153-39-019-97. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации. — Уфа: ИПТЭР, 1997.
124. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. — 1996. — 203 с.
125. Михайлов В.В., Жуков Ю.С., Суг И.И. Энергетика нефтяной и газовой промышленности. — М.: Недра, 1982. — 350 с.
126. Ниссенбаум И.А., Новоселов Ю.Б., Фрайштетер В.П. Об эффективности применения асинхронного электропривода насосных агрегатов КНС//Энергетика Тюменского региона. — 2004. — № 3. — С. 16–21.
127. Ниссенбаум И.А., Новоселов Ю.Б., Фрайштетер В.П. Математическое моделирование режимов технологических систем поддержания пластового давления на нефтепромыслах региона и основные направления сокращения энергетических затрат//Энергетика Тюменского региона. — 1999. — № 5 (6). — С. 22–25.
128. Шпилевой В.А. О некоторых направлениях и реализации Энергетической стратегии России на период до 2020 года//Энергетика Тюменского региона. — 2003. — № 4. — С. 13–17.
129. ГОСТ 25866-83. Эксплуатация техники. Термины и определения.
130. Абдрашитов С.А., Тупиченков А.А. и др. Насосы и компрессоры. — М.: Недра, 1974. — 293 с.
131. Повышение технического уровня нефтепромыслового оборудования, эксплуатируемого в условиях Западно-Сибирского нефтегазового комплекса//Обзор. информ. Сер. ХМ-3 Нефтепромысловое машиностроение. — М.: Цинтихимнефтемаш, 1986.
132. Пянец Б.М., Роттман М.В., Саркисян В.О., Эсибен М.А. Электрооборудование нефтяных и газовых промыслов. — М.: Недра, 1966.
133. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. — М.: Наука, 1985. — 277 с.
134. Григоровский Е.П., Койга Н.У. Автоматизация расчета многоконтурных сетевых систем. — Киев: Вища школа, 1977. — 192 с.
135. Евдокимов А.Г. Оптимальные задачи на инженерных сетях. — Харьков: Вища школа, 1976. — 153 с.
136. Евдокимов А.Г., Тевяшев А.Д. Оперативное управление потокораспределением в инженерных сетях. — Харьков: Вища школа, 1980. — 144 с.
137. Математическое моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения/А.П. Меренков, Е.В. Сеннова, С.В. Сумарков и др. — Новосибирск: Наука, 1992. — 407 с.
138. Алиев Т.М., Тер-Хачатуров А.А. Автоматический контроль и диагностика скважинных штанговых насосных установок. — М.: Недра, 1988. — 232 с.
139. Кошель А.Г., Аксенов Ю.П., Голубев А.В. и др. Диагностика изоляции статорных обмоток высоковольтных двигателей нефтеперекачивающих станций по характеристикам частичных разрядов на рабочем напряжении//Энергетика Тюменского региона. — 1999. — № 3. — С. 8–10.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

От автора.....	5
К читателю.....	14
Предисловие.....	17
<b>1. Основные положения в области эксплуатации энергомеханического оборудования по фактическому состоянию.....</b>	<b>20</b>
<b>2. Техническое обслуживание и ремонт энергомеханического оборудования.....</b>	<b>33</b>
2.1. Основы организации и проведения ремонтов.....	33
2.2. Планирование технических обслуживаний, осмотров и ремонтов электрооборудования и электрических сетей.....	39
2.3. Определение оптимальных межремонтных периодов и периодичности ТО.....	41
<b>3. Перечень работ по видам технического обслуживания ремонта электрооборудования.....</b>	<b>42</b>
<b>4. Оценка технического состояния воздушных линий электропередачи.....</b>	<b>55</b>
4.1. Проблемы гололедных явлений в электрических сетях.....	56
4.2. Схлестывание и вибрация проводов ВЛ.....	57
4.3. Ограничители перенапряжений.....	59
4.4. Контроль технического состояния ВЛ и их элементов.....	60
<b>5. Оценка технического состояния силовых трансформаторов напряжением 35/6 и 6/0,4 кВ.....</b>	<b>71</b>
5.1. Дефекты трансформаторов.....	72
5.2. Контроль технического состояния трансформаторов.....	74
5.3. Электрические потери и коэффициент полезного действия трансформаторов.....	90
<b>6. Тепловизионный контроль нефтепромыслового электрооборудования и линий электропередачи.....</b>	<b>92</b>
6.1. Основные преимущества тепловизионного контроля нефтепромыслового электрооборудования.....	92
6.2. Приборы для проведения тепловизионного контроля.....	95
6.3. Диагностические параметры и критерии оценки теплового состояния.....	96
6.4. Порядок проведения тепловизионного контроля и оценки состояния электротехнического оборудования.....	101
6.5. Периодичность тепловизионного контроля.....	105
6.6. Нормы времени на выполнение тепловизионного обследования нефтепромыслового оборудования.....	106



6.7. Результаты применения тепловизионного метода диагностирования энергомеханического оборудования.....	107
<b>7. Диагностирование электронасосного оборудования.....</b>	<b>111</b>
7.1. Диагностирование наземного энергомеханического оборудования.....	112
7.2. Диагностирование погружных электродвигателей и центробежных электронасосов.....	133
7.3. Диагностирование установок штанговых глубинных насосов.....	142
7.4. Диагностирование изоляции статорных обмоток высоковольтных двигателей по характеристикам частичных разрядов на рабочем напряжении.....	149
7.5. Диагностирование короткозамкнутых клеток электрических машин.....	151
7.6. Методика динамической балансировки синхронных электродвигателей в собственных подшипниках.....	152
<b>8. Техническое обслуживание и ремонт оборудования компрессорных станций по состоянию.....</b>	<b>162</b>
8.1. Общие положения.....	162
8.2. Анализ технических особенностей и технологических параметров компрессорных машин газлифтных станций.....	163
8.3. Краткий обзор методов технической диагностики центробежных компрессорных машин по параметрам вибрации.....	166
8.4. Оценка технического состояния ЦКМ по параметрам вибрации.....	175
8.5. Вибродиагностирование оборудования компрессорных станций.....	177
8.6. Расчет политропного коэффициента полезного действия и расхода газа для центробежных компрессоров.....	185
8.7. Оценка технического состояния центробежных компрессоров.....	188
8.8. Диагностирование технического состояния винтовых газовых компрессоров по изотермическому коэффициенту полезного действия.....	192
8.9. Объемы работ по техническому обслуживанию и видам ремонта.....	194
<b>9. Энергетические обследования нефтегазодобывающих предприятий ОАО ТНК.....</b>	<b>203</b>
9.1. Общие положения.....	203
9.2. Расчет установившихся режимов схем электроснабжения месторождений для определения потерь активной мощности.....	205
9.3. Анализ системы теплоснабжения.....	206
9.4. Основные направления энергосбережения в технологических процессах добычи нефти.....	214
9.5. Снижение энергозатрат в технологиях внутрипромыслового сбора и подготовки нефти.....	217
9.6. Снижение энергозатрат при добыче жидкости механизированным способом.....	219
9.7. Снижение энергозатрат при добыче жидкости газлифтным способом.....	239
9.8. Снижение энергозатрат в системе ППД.....	245
9.9. Нормирование расхода электроэнергии в нефтедобыче.....	267
9.10. Материальное поощрение за экономию энергоресурсов.....	267
9.11. Результаты выполненных энергетических обследований.....	268
<b>10. Методология оценки экономической эффективности от внедрения новых энергосберегающих технических решений.....</b>	<b>277</b>

10.1. Расчет экономического эффекта от замены насосных агрегатов ЦНС-180-1422, ЦНС-180-1900 на насосы фирмы «Зульцер».....	286
10.2. Расчет экономического эффекта от замены асинхронного двигателя ПЭД-32-117 на привод с вентильным двигателем КП ЭЦН ВД-32-117.....	294
10.3. Расчет экономического эффекта от внедрения преобразователя СПЧРС-6000/1500 в электроприводе агрегата ЦНС-180-1422.....	300
Заключение.....	306
Условные обозначения.....	308
Приложения.....	312
Список литературы.....	324

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ПРАКТИЧЕСКОЕ ИЗДАНИЕ

**Пухальский Александр Андреевич**  
**Фролов Василий Петрович**  
**Воробьев Владимир Викторович**

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭНЕРГОМЕХАНИЧЕСКОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ В НЕФТЕДОБЫЧЕ**

Заведующий редакцией *Т.К. Рубинская*  
Редактор издательства *С.А. Скотникова*  
Переплет художника *Н.П. Новиковой*  
Художник-график *Н.П. Новикова*  
Технический редактор *Л.Н. Фомина*  
Корректор *Л.Н. Фомина*  
Компьютерная верстка *Л.П. Ушанкина*

---

Изд. лиц. № 071678 от 03.06.98. Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 16.03.05. Формат 60×88<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Гарнитура «Петербург». Печать офсетная. Усл. печ. л. 20,58. Уч.-изд. л. 23,0. Тираж 1500 экз. Заказ 469 /1094

---

ООО «Недра-Бизнесцентр»  
125047, Москва, пл. Тверская застава, 3  
E-mail: [business@nedrainform.ru](mailto:business@nedrainform.ru), [biblioteka@nedrainform.ru](mailto:biblioteka@nedrainform.ru)  
[www.nedrainform.ru](http://www.nedrainform.ru)

ППП «Типография «Наука» Академиздатцентр РАН  
121099, Москва, Шубинский пер., 6