

СМОРОДОВ ЕВГЕНИЙ АНАТОЛЬЕВИЧ

**МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ
И ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО
И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ПРОЦЕССАХ
ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА**

Специальности: 05.02.13 – «Машины, агрегаты и процессы»
(нефтегазовая отрасль)
05.26.03 – «Пожарная и промышленная
безопасность» (нефтегазовая отрасль)

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Работа выполнена в Уфимском государственном нефтяном техническом университете.

Научный консультант доктор технических наук, профессор
Байков Игорь Равильевич.

Официальные оппоненты: доктор технических наук, доцент
Новоселов Владимир Викторович;
 доктор технических наук, доцент
Ямалиев Виль Узбекович;
 доктор технических наук, профессор
Гумеров Риф Сайфуллович.

Ведущая организация «Центр энергосберегающих технологий Республики Татарстан» при Кабинете Министров Республики Татарстан.

Защита состоится «20» февраля 2004 года в 14-00 на заседании диссертационного совета Д 212.289.05 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан « » января 2004 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Ибрагимов И.Г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Обеспечение надёжности эксплуатации и производственной безопасности объектов нефтегазовой отрасли в современном обществе является важнейшей задачей. Технологические процессы добычи и транспорта углеводородного сырья являются по своему характеру потенциально опасными, что связано с большими объемами горючего органического сырья, добываемого на промыслах и транспортируемого на дальние расстояния. Крупные аварии на предприятиях отрасли приводят к экологическим катастрофам, для ликвидации последствий которых необходимы значительные финансовые затраты, а на восстановление природной среды уходят многие годы.

Уровень надёжности технических систем нефтегазовой отрасли оказывает непосредственное влияние на эффективность производства. Проблемы повышения эффективности нефтегазовой отрасли тесно связаны с задачей снижения производственных затрат, в частности, на энергетические ресурсы и проведение ремонтно-восстановительных мероприятий. В свою очередь, эти задачи определяются техническим состоянием оборудования отрасли, и, следовательно, их решение возможно путем разработки мероприятий по повышению надёжности оборудования и совершенствованию методов технической диагностики.

В настоящее время для решения перечисленных проблем появились объективные условия. В первую очередь они обусловлены широким внедрением в нефтегазовые технологии микропроцессорной техники, которая позволяет получать производственную информацию в качественном и количественном отношении не сравнимую с доступной 5-10 лет назад. Информационно-измерительные системы (ИИС) позволяют получать, накапливать и сохранять в течение практически неограниченного времени массивы производственных данных, к которым относятся не только текущие рабочие параметры оборудования, но и электронные базы данных диспетчерских служб.

Особое внимание должно быть уделено разработке новых математических методов обработки данных и построения на их основе моделей техниче-

ских систем, применение которых стало возможным в настоящее время. К ним относятся методы синергетики и динамического хаоса, нечеткой логики, теоретико-игровые методы, нейронные сети и клеточные автоматы и многие другие, разработанные и успешно применяемые в таких областях, как экономика и финансы, метеорология, геофизика, прогнозирование чрезвычайных ситуаций, но не нашедшие широкого применения в промышленных отраслях.

Общая структура задачи повышения надежности и эффективности предприятий нефтегазовой отрасли может быть представлена в виде упрощенной схемы (рис.1). Основой для постановки и решения задачи являются исходные данные ИИС, на основе которых строятся математические модели, описывающие характеристики объектов и процесс их развития во времени. Это могут быть показатели надежности оборудования, параметры, характеризующие текущее техническое состояние объекта, или отдельный параметр, определяющий эффективность того или иного технологического процесса.

Построение адекватной модели технической системы, отдельного объекта, единицы оборудования или его узла, имеет целью получение прогноза изменения технических параметров или параметров надежности во времени. Прогноз, в свою очередь, позволяет принимать обоснованные решения по проведению мероприятий по техническому обслуживанию, планированию ремонтных мероприятий, оснащению ремонтно-технических служб необходимым оборудованием и комплектованию резервного фонда оборудования.

Неотъемлемой составной частью проблемы повышения надежности эксплуатации и энергоэффективности предприятий является разработка методов рационального энергоснабжения. Энергетическая составляющая в себестоимости углеводородного сырья достигает 15%, а непрерывность технологических процессов в нефтегазовой отрасли непосредственно связана с бесперебойностью энергообеспечения.

Повышение эффективности предприятий достигается путем решения всего комплекса перечисленных задач.



Рис.1. Общая структура задачи повышения надежности и эффективности нефтегазовых предприятий с использованием ИИС

Эффективность производства является важным аспектом проблем нефтегазового комплекса. Под эффективностью понимается, в первую очередь, уровень затрат всех возможных ресурсов, в том числе и энергетических, на поддержание функционирования предприятия. Издержки производства, как одна из основных составляющих себестоимости продукции, в настоящее время являются серьезным препятствием для конкурентоспособности российского углеводородного сырья на международном рынке. Поэтому в последнее время настоятельно требуется разработка и внедрение энерго- и ресурсосберегающих технологий.

Разработка методов решения перечисленных задач должна строиться с учетом возросшего уровня качества и объема исходной информации, обеспечиваемого автоматизированными системами контроля и диагностики, широко используемыми на предприятиях отрасли.

Целью диссертационной работы является повышение эффективности и производственной безопасности нефтегазовых предприятий путем разработки методов управления параметрами надежности эксплуатации оборудования и снижения издержек производства на обслуживание и энергоресурсы.

Основные задачи исследований:

1. Разработка методов диагностирования и прогнозирования параметров надежности эксплуатации оборудования на основе построения моделей технологических систем добычи и транспорта углеводородного сырья.
2. Создание систем диагностических параметров для оценки текущего технического состояния и остаточного ресурса оборудования на основе комплексного использования информации автоматизированных устройств сбора данных.
3. Разработка теоретических основ и практических методов оперативного контроля технического состояния систем транспорта нефти и газа с применением статистических, феноменологических и динамических моделей.
4. Повышение эффективности эксплуатации нефтегазового оборудования на основе оптимального планирования ремонтно-восстановительных мероприятий.
5. Разработка методики расчета затрат на содержание ремонтно-восстановительных служб, позволяющей минимизировать ущерб от аварий технологического оборудования.
6. Разработка методов повышения надежности и экономичности работы энергетического оборудования с учетом переменных нагрузок, являющихся следствием изменения условий работы и технического состояния энергопотребителей.
7. Разработка теоретических основ планирования территориального размещения объектов и коммуникаций предприятий нефтегазовой отрасли с целью повышения надежности энергоснабжения и сокращения потерь энергии, времени восстановления оборудования и капитальных затрат при строительстве коммуникационных сооружений.

8. Повышение надежности систем энергоснабжения месторождений на основе создания принципов размещения автономных источников энергии.

Методы решения задач. При решении поставленных задач использовались вероятностно-статистические методы, элементы теории детерминированного хаоса, методы теории игр, теории массового обслуживания, методы решения транспортных оптимизационных задач. Для подтверждения выводов и реализации предложенных в диссертационной работе методов и алгоритмов использовалась промышленная информация, полученная информационно-измерительной системой «Скат-95» на ряде нефтяных месторождений Западной Сибири, базы данных компьютерных измерительно-управляющих систем компрессорных станций ООО «Баштрансгаз», данные вибро- и газодинамической диагностики ЦПТЛ ООО «Баштрансгаз», данные диспетчерских журналов ОАО «Уралтранснефтепродукт» и другая производственная информация.

Научная новизна заключается в следующем:

1. Обоснована необходимость сбора и постоянного хранения всего объема производственной и диагностической информации, и показано, что подобная информация представляет большую ценность с точки зрения разработки перспективных методов диагностики, основанных на математической обработке больших объемов исходных данных, таких как методы математической статистики, динамического хаоса, разработка имитационных моделей и др.
2. Показана необходимость учета временной зависимости потока отказов оборудования, обусловленной изменением характеристик месторождения в процессе его разработки. Предложенная в работе трехпараметрическая модель прогнозирования времени безотказной работы технологического оборудования нефтегазодобычи позволяет увеличить достоверность прогнозов более чем в два раза.

3. Показано, что различные типы отказов оборудования имеют детерминированный характер по месту локализации аварий, и установлены статистически значимые связи между типами отказов и технологическими параметрами эксплуатации скважин.
4. Предложена методика анализа данных вибродиагностики, позволяющая производить учет разрушающего воздействия стохастических процессов в сложных технических системах и обеспечивающая распознавание развивающихся дефектов нефтегазотранспортного оборудования, не доступное традиционным методам.
5. Разработан комплекс методов оптимального планирования сроков проведения ремонтов нефтедобывающего и газотранспортного оборудования, позволяющих минимизировать убытки предприятия и основанных на ретроспективном анализе баз данных автоматизированных измерительных систем о динамике падения дебитов скважин и численных решениях, полученных на основе имитационной модели. Предложенные методы позволяют учитывать не только характеристики надежности оборудования, но и влияние таких факторов, как текущие цены на сырье и негативное воздействие самих мероприятий по техническому обслуживанию.
6. Представлены теоретические положения по определению стратегии выбора типов и мест размещения автономных источников энергии на территории месторождений, позволяющие повысить надежность энергоснабжения нефтяных и газовых промыслов и уменьшить стоимость потребляемой тепловой и электрической энергии.

На защиту выносятся результаты научных разработок в области моделирования технологических процессов и совершенствования диагностических методов с целью повышения надежности эксплуатации технологического оборудования и обеспечения энергетической эффективности и промышленной безопасности объектов нефтегазовой промышленности.

Практическая ценность и реализация работы. Методики и алгоритмы прогнозирования сроков отказов подземного оборудования нефтедобычи,

разработанные в диссертационной работе, включены в состав автоматизированной системы контроля параметров нефтедобычи «Скат-95». Данная система эксплуатируется на ряде нефтедобывающих предприятий Западной Сибири. Использование предложенных методик позволило увеличить достоверность прогнозов выхода из строя насосов ЭЦН в 2-5 раз.

Предложенные в диссертации методы расчета периодичности очистных мероприятий апробированы в ОАО «Уралтранснефтепродукт». Проведенные исследования показали высокую эффективность метода и достаточную для практического использования точность проводимых оценок.

Результаты расчетов использованы при планировании очистных мероприятий нефтепродуктопроводов «Салават-Уфа», «Уфа-Камбарка», «Синеглазово-Свердловск».

Разработанные в диссертационной работе методики определения технического состояния и энергоэффективности газотурбинных агрегатов апробированы службой ЦПТЛ ДП «Баштрансгаз» и используется для контроля технического состояния ГПА.

Предложения и рекомендации по принципам выбора и территориального размещения автономных электростанций рассматриваются в ООО «Уренгойгазпром» ОАО «Газпром», ТПП «Когалымнефтегаз», ТПП «Урайнефтегаз», ТПП «Лангепаснефтегаз», ТПП «Покачинефтегаз».

Апробация работы. Основные положения работы докладывались на следующих семинарах, научно-технических советах и конференциях:

1. Всероссийской научно-технической конференции «Новоселовские чтения» (Уфа, 1998).
2. 5-й Международной научной конференции «Методы кибернетики химико-технологических процессов» (Уфа, 1999).
3. III Всероссийской конференции «Региональные проблемы энергосбережения и пути их решения» (Н.-Новгород, 1999).

4. Межрегиональной научно-методической конференции «Проблемы нефтегазовой отрасли» (Уфа, 2000).
5. Научно-практической конференции "Энергосбережение в химической технологии - 2000" (Казань, 2000).
6. Всероссийской научной конференции «Энергосбережение в РБ», (Уфа, 2001).
7. Международной конференции, посвященной 50-летию ФТТ УГНТУ (Уфа, 2002).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 44 научные работы, в том числе одна монография и 24 статьи в центральных научно-технических изданиях.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, основных выводов; содержит 315 страниц машинописного текста, 32 таблицы, 84 рисунка, библиографический список из 240 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы.

Первая глава посвящена анализу современных методов моделирования технических систем нефтегазовой отрасли, проводится анализ методов контроля и регулирования параметров надежности оборудования добычи и транспорта нефти и газа и рассматриваются пути снижения затрат на потребляемые энергоресурсы.

Проведенный анализ показал, что существующие модели прогнозирования надежности нефтегазового оборудования статичны и не учитывают динамики изменения характеристик объекта во времени. В то же время, существует большое число хорошо разработанных математических методов, позволяющих моделировать реальные физические процессы в сложных технологических системах. До последнего времени реализация данных методов сдерживалась от-

сутствием достаточного объема исходной информации, в качестве которой использовались, как правило, данные из диспетчерских журналов. Благодаря внедрению автоматике и компьютерных технологий в нефтегазовой отрасли и накопленным большим массивам эксплуатационных данных появилась возможность создания и использования алгоритмов и компьютерных программ, реализующих современные методы моделирования, которые позволяют существенно увеличить уровень эксплуатационной надежности объектов нефтегазовой отрасли.

Рассмотрены основные методы диагностики технического состояния нефтегазотранспортного энергетического оборудования и показано, что они не обладают требуемой достоверностью. Так, анализ результатов вибрационного диагностирования газоперекачивающих агрегатов показал, что во многих случаях развитие дефектов не распознается с помощью существующих методов обработки вибросигналов. Сделан вывод о необходимости расширения набора диагностических признаков и совершенствования методов обработки диагностических данных, позволяющих адекватно оценивать текущее техническое состояние энергомашин.

Рассмотрены вопросы повышения энергетической эффективности нефтегазовой отрасли. Для повышения энергетической безопасности эксплуатации и снижения стоимости энергоресурсов многие предприятия нефтегазовой отрасли стремятся использовать собственные автономные источники электроэнергии. Проведен обзор характеристик и стоимости промышленных автономных электростанций различного типа. Показана необходимость проведения технико-экономического обоснования выбора типа мини-электростанции по критериям: «стоимость электроэнергии - капитальные затраты - срок окупаемости - долговечность».

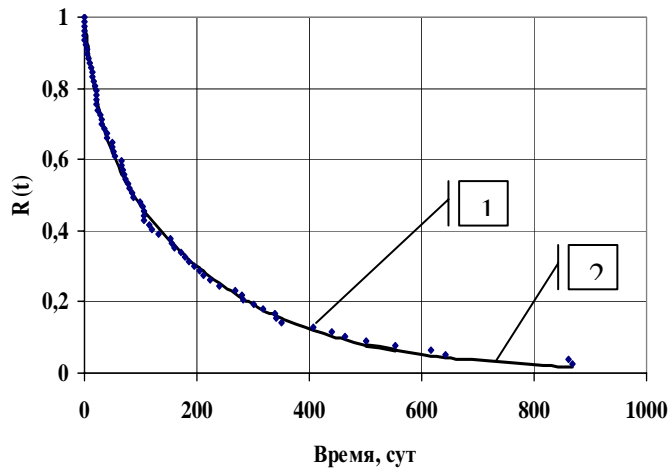


Рис.2. Изменение функции надежности насосного оборудования во времени. Причина отказов – засорение рабочих органов песком. Значения параметров распределения: $K_1=0,00441$ сут⁻¹, $K_2=0,322997$, $K_3=0,032488$ сут⁻¹. 1 – эмпирические данные; 2 – расчетная кривая

Вторая глава посвящена разработке методов контроля и диагностирования параметров надежности эксплуатации оборудования нефтегазодобычи, учитывающих условия его эксплуатации, а также построению математических моделей технических систем, использующих методы распознавания образов, теории динамического хаоса и базирующихся на больших массивах эксплуатационных параметров, полученных автоматическими измерительными системами.

Важнейшей характеристикой надежности работы любой технической системы является распределение вероятности безотказной работы ее элементов.

На основе использования промышленных данных, полученных с помощью системы автоматизированного сбора данных нефтепромысла, произведена классификация типов отказов оборудования, установлены законы распределения отказов по каждому из типов и определены параметры этих законов. Большие объемы баз данных (более 1200 расследованных отказов) позволили использовать трехпараметрический закон распределения Гомперца

$$F(t) = 1 - \exp\left(-\int_0^t \lambda(t) dt\right), \quad (1)$$

$$\int_0^t \lambda(t) dt = K_1 \cdot t + K_2 (e^{K_3 t} - 1),$$

где K_1 , K_2 , K_3 – положительные константы, определяемые путем решения обратной задачи нахождения параметров эмпирических зависимостей.

Для расчета эмпирических значений параметров распределения Гомперца строилась функция вероятности безотказной работы, имеющая вид

$$R(t) = \exp(-K_1 \cdot t - K_2(e^{K_3 t} - 1)) . \quad (2)$$

Характерный вид этой функции и расположение экспериментальных точек представлены на рис.2.

Применение распределения Гомперца позволяет учесть влияние на надежность оборудования как случайных факторов, так и «износые» явления. В частности, было установлено, что интенсивность отказов подземного оборудования λ зависит от времени для одних типов отказов, но не зависит для других. Из анализа данных, приведенных в табл.1, следует, что интенсивность отказов, не связанных с износом, постоянна во времени («снижение динамического уровня», строка 5 табл.1). Погрешность трехпараметрической модели, как следует из табл.1, в среднем в 3 раза ниже, чем у стандартного показательного распределения.

Таблица 1

Расчетные значения параметров распределения Гомперца и погрешности показательного распределения (ε_1) и предлагаемой модели (ε_2)

№ п/п	Причина отказа	Параметры распределения			Погрешность	
		K_1	K_2	K_3	$\varepsilon_1, \%$	$\varepsilon_2, \%$
1.	Отказы по всем причинам	0,0028	0,1603	0,7647	10,3	3,8
2.	Засорение песком	0,0044	0,3230	0,0325	10,2	2,8
3.	Негерметичность НКТ	0,0027	0,0670	0,9421	33,7	6,8
4.	Полеты	0,0027	0,4205	0,0083	7,4	3,3
5.	Снижение динамического уровня	0,0042	0	0	5,3	5,3

Нефтяное месторождение является пространственно распределенной системой, причем его свойства есть функция не только времени, но и координат. От места расположения скважины на территории месторождения зависят свойства пласта, дебиты, коррозионные и абразивные свойства добываемой жидкости и другие характеристики. Этот факт необходимо учитывать для уточнения параметров надежности оборудования нефтедобычи. На основе проведенных

исследований установлено, что имеется характерное распределение различных

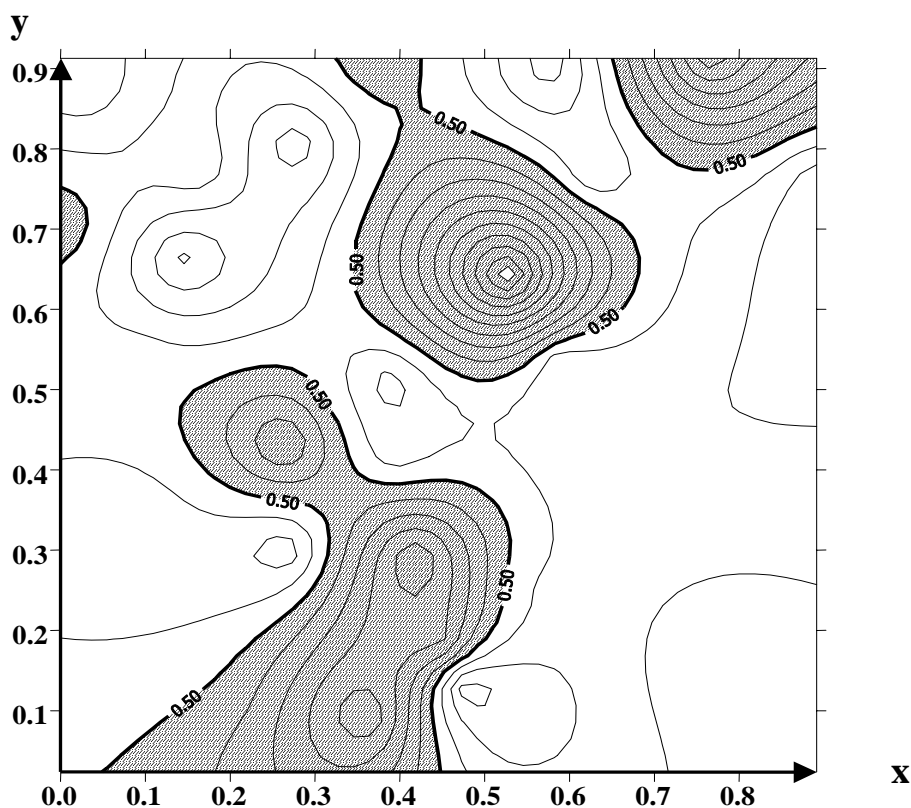


Рис.3. Сечение поверхности отказов плоскостью, соответствующей значимой корреляционной связи.

Заштрихованная область - зона достоверной аномальной аварийности

типов отказов оборудования по территории месторождения, а также имеются зоны «аномальной» аварийности (рис.3).

Для объяснения природы возникновения зон аномально высокой аварийности разработан метод кластеризации кустов скважин по признаку предрасположенности их к дефектам определенных типов и установлена корреляционная связь между

типами характерных дефектов оборудования и технологическими параметрами работы скважин (табл.2). Как следует из табл.2, выбор объектов по территориальному признаку позволяет выявить существенные связи между причинами аварий и технологическими параметрами работы скважин.

Отказы насосного оборудования могут быть развивающимися и мгновенными. Представляет интерес по возможности раннее прогнозирование момента полного отказа насоса в обоих случаях. При развивающемся дефекте это возможно сделать выбором подходящей экстраполирующей функции, что является нетривиальной задачей (рис.4). Для определения степени сложности прогнозирующей функции предложен метод, основанный на теории нечетких множеств.

Корреляционная таблица взаимосвязи причин аварий и параметров эксплуатации по кластеризованным объектам

Параметр/ причина	Дебит по нефти	Дебит по жидко- сти	Обвод- нен- ность	Число скважин в кусте	Общее число аварий	Объем закачки воды
Засорение	0,452	0,286	0,00	0,262	0,107	-0,048
Полеты	0,491	0,394	0,564	0,085	0,109	0,242
Эл. причины	0,011	-0,083	0,202	0,00	0,405	0,107
Сниж.дин. уровня	-0,381	-0,214	0,714	-0,369	-0,321	0,095
Негерм. НКТ	-0,012	0,655	0,607		0,310	0,583

Примечание. Выделенные значения статистически значимы на уровне 95%.

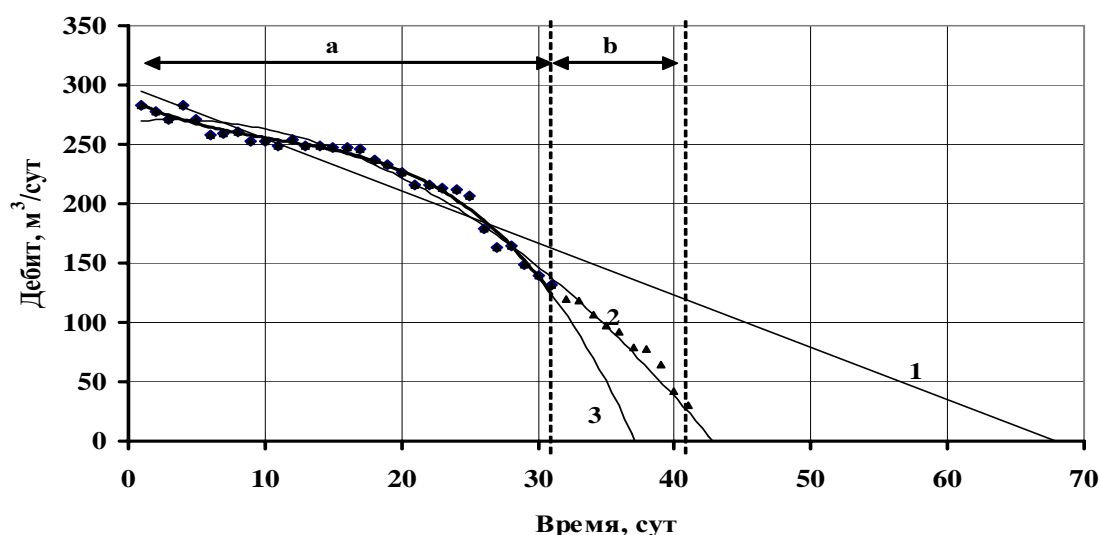


Рис.4. Сравнение прогностических возможностей моделей различной сложности.

Причина аварии – засорение рабочих органов насоса песком. Интервал «а» – база для прогноза, интервал «б» – прогноз. 1 – полином 1-й степени; 2 – полином 2-й степени; 3 – полином 3-й степени; Маркеры в форме треугольника – фактические данные непосредственно перед полным отказом

Выходы из строя промышленного оборудования являются событиями относительно редкими, а следовательно, объемы выборки по аварийным ремонтам и/или заменам оборудования за период времени, когда условия его эксплуатации можно считать неизменными, невелики. Кроме того, достоверная информация об отказах технологического оборудования, хранящаяся в базах данных

современных автоматизированных систем, охватывает временной интервал в 5-6 лет. С учётом средней наработки на отказ и общего числа единиц однотипного оборудования подобный объём информации не превышает 10-20 жизненных циклов работы технологического оборудования нефтяных промыслов. Поэтому встает задача моделирования параметров надежности с учетом малого объема

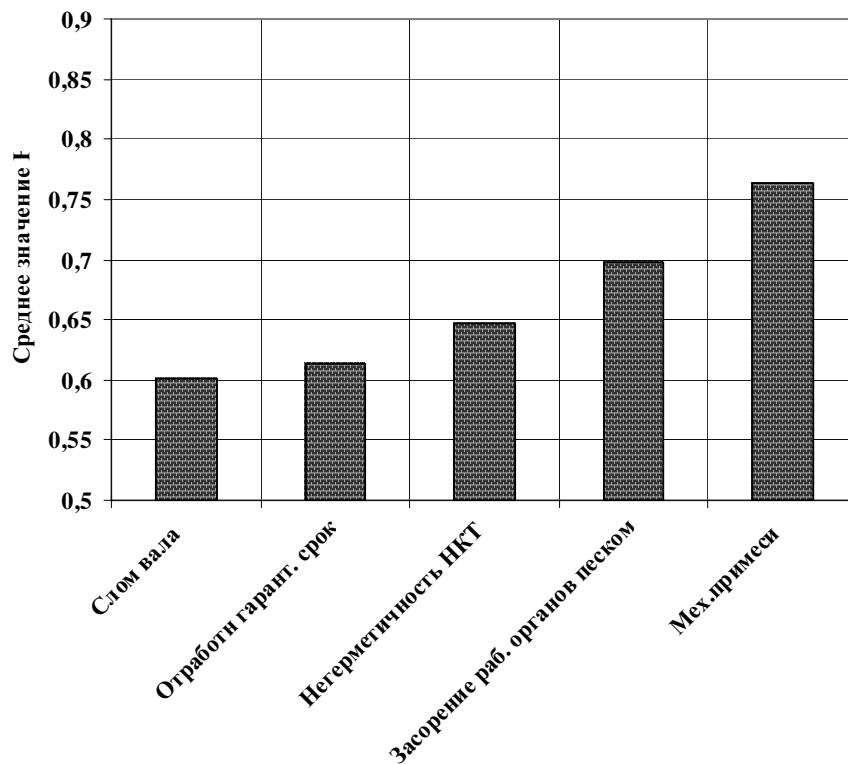


Рис.5. Среднее значение показателя Херста для различных видов отказов

выборки по аварийным событиям и требованием наивысшей точности прогноза.

Для решения поставленной задачи проведено сравнение точности прогнозов (по ретроспективным данным) для трех методов построения оптимальной модели - метод наименьших квадратов, методы минимизации среднего риска и методы теории нечетких множеств. При этом установлено, что в условиях малых объемов выборок наиболее достоверные прогнозы дает модель, рекомендуемая методами теории нечетких множеств.

Прогноз аварии при мгновенных отказах такими методами невозможен. В этом случае необходимо найти некие «предвестники» аварии, которые реагируют

вали бы на приближение отказа при практически постоянных рабочих параметрах скважины.

Таким предвестником могут быть фрактальные характеристики временного ряда дебитов. Исследования показали, что хаотические изменения дебитов нефтедобывающих скважин имеют детерминированную природу, а фрактальные характеристики временных рядов измерений дебита позволяют обнаруживать развивающиеся дефекты, не доступные традиционным методам (рис.5).

В заключении второй главы рассмотрено влияние на надежность эксплуатации штанговых глубинных насосных установок высокочастотной составляющей нагрузки в колонне штанг, вызванной резонансными явлениями. Для оценки степени опасности данного вида переменных нагрузок разработана математическая модель штанговой глубинной насосной установки (ШГНУ), описывающая динамические нагрузки в колонне штанг, и определены основные зависимости их разрушающего воздействия от технических характеристик оборудования и физических свойств добываемой жидкости. Выявлена связь между вероятностью обрыва штанги и амплитудой динамических нагрузок, даны рекомендации по их снижению.

Третья глава посвящена исследованиям динамики развития дефектов оборудования и совершенствованию методов диагностики систем транспорта нефти и газа.

Проведен анализ причин низкой достоверности вибродиагностики роторных энергетических машин и установлено, что одной из причин является явление модулирования информативного диагностического высокочастотного (ВЧ) сигнала стохастическим низкочастотным (НЧ) сигналом. На это указывает хаотическое изменение уровня вибрации в различных точках машины (рис.6). Нелинейное взаимодействие колебаний различных частот приводит к суммированию гармонических колебаний с близкими частотами:

$$\zeta(f) = \zeta(\omega, \Omega) = \sum_{j=0}^{j=m} \sum_{i=0}^{i=n} (A_{ij} \sin[(\omega_i + \Omega_j)t + \varphi_{ij}] + B_{ij} \sin[(\omega_i - \Omega_j)t + \psi_{ij}]), \quad (3)$$

где ω_i - частоты ВЧ колебаний, Ω_j - частоты НЧ колебаний, причем

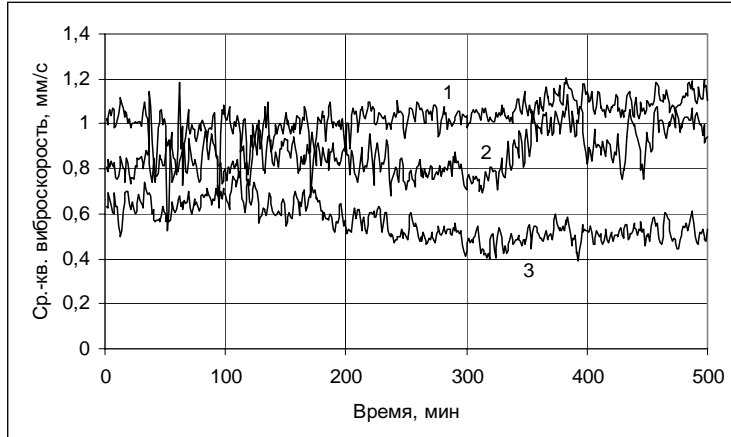


Рис.6. Временные ряды измерений уровня вибрации в различных точках ГПА: 1- ОП компрессора; 2 – ОУП ТНД; 3 – ОУП нагнетателя

$\omega \gg \Omega$. Таким образом, несмотря на то, что НЧ-колебания в ВЧ-спектре не отражаются, они приводят к возникновению гармоник с частотами $\omega_i \pm \Omega_j$, которые искажают информацию ВЧ-спектра.

Рассмотрены возможные физические механизмы этого явления.

На основе исследований природы стохастических процессов в сложных механических системах разработана методика анализа спектральных данных вибродиагностики, позволяющая производить учет разрушающего воздействия стохастических процессов в сложных технических системах и обеспечивающая распознавание развивающихся дефектов нефтегазотранспортного оборудования, не доступные традиционным методам. Для количественного описания степени «случайности» данных величин вводится по-

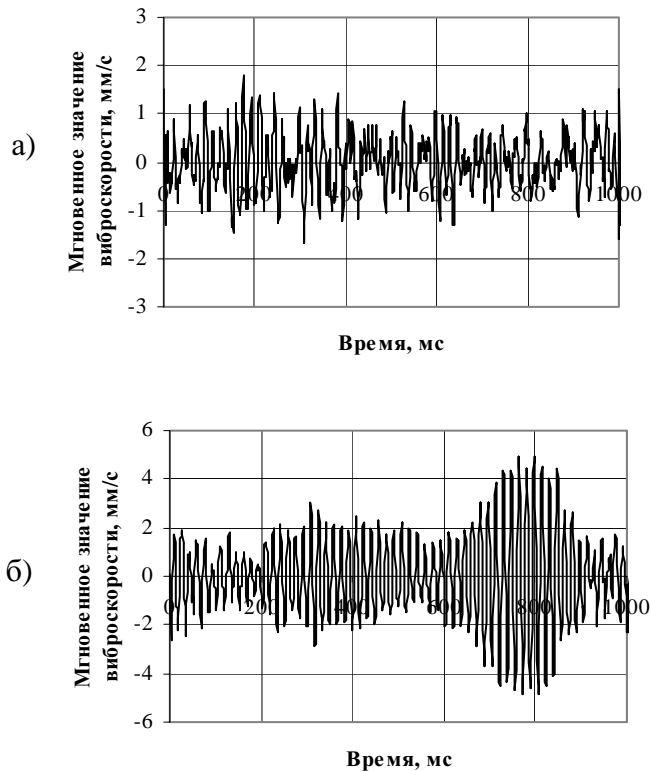


Рис.7. Вибросигналы от ОУП ТНД с разной степенью стохастичности:

а) $R=50$; б) $R=5$

нятие времени когерентности, т.е. временного интервала, в течение которого система под действием случайных факторов «забывает» о начальных условиях. Поэтому можно говорить о том, что степень случайности колебаний характеризуется временем когерентности $t_{\text{ког}}$, т.е. длительностью интервала времени

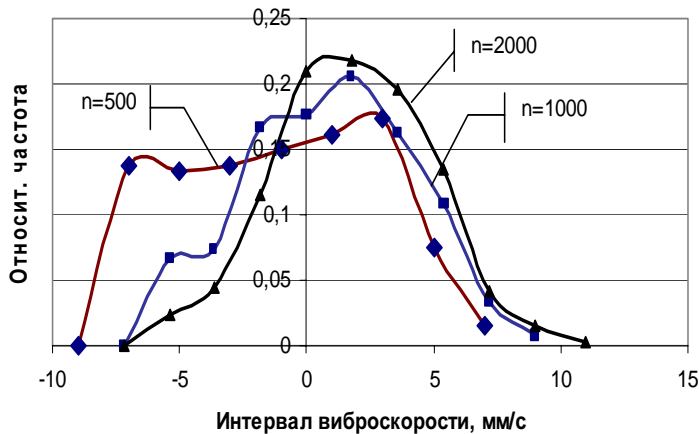


Рис.8. Гистограммы относительных частот распределения виброскорости ОУП ТНД при разных объемах выборок n .

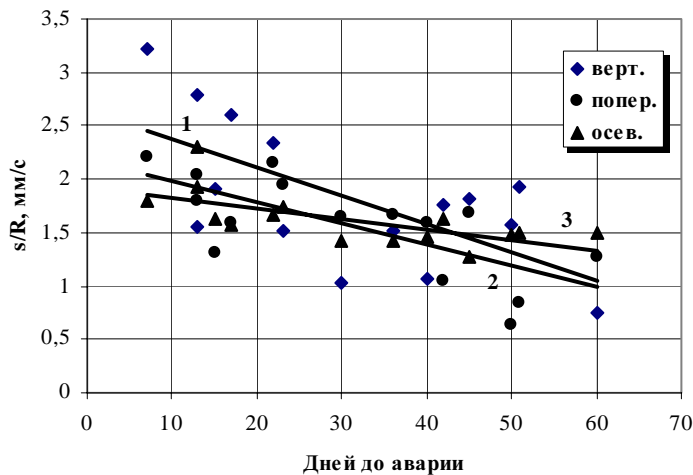


Рис.9. Связь остаточного ресурса ГПА с параметром σ/R для трех направлений колебаний.

Поэтому представляет практический интерес определение статистической связи между величиной $t_{\text{ког}}$ и вероятностью выхода из строя механического устройства, или с надежностью его работы. Подобные исследования были прове-

(пропорционального объему выборки при интервале между измерениями $\Delta t = \text{const}$), за который вид функции распределения плотности вероятности $f(V)$ становится близким к нормальному.

Заметим, что этот параметр не учитывается методами традиционной вибродиагностики и намеренно сглаживается многократным усреднением сигнала. Вместе с тем известно, что степень хаотичности колебаний корпусов подшипников, оцениваемая путем вычисления показателя Херста для последовательности значений амплитуд виброскорости в частотном ряду спектра, прямо связана с надежностью работы оборудования

дены для массива вибродиагностических данных, накопленных за пять лет эксплуатации ГПА в ООО «Баштрансгаз».

Вычисление значения $t_{\text{ког}}$ проводилось с применением стандартных алгоритмов по 5%-ному отклонению от нормального закона. Для удобства вычислялось не $t_{\text{ког}}$, а безразмерная величина, ей пропорциональная - $R=t_{\text{ког}}/T_0$, где T_0 – период вращения ротора ГПА. Безразмерная величина R показывает, в течение скольких оборотов ротора система «помнит» начальные условия. Для наблюдаемых агрегатов пределы варьирования составляли $0,5 < R < 50$.

Результаты расчетов приведены на рис.9. По вертикальной оси отложено отношение σ/R , где σ есть среднеквадратическое отклонение установившегося нормального распределения. Как следует из графика, по всем трем направлениям колебаний прослеживается отчетливая зависимость между отношением σ/R и остаточным ресурсом ГПА. Недостаточный объем информации по аварийным отказам не позволяет установить вид функции распределения $N(\sigma/R)$, однако можно утверждать, что при $\sigma/R > 2$ мм/с вероятность аварии весьма высока. Отметим при этом, что проведение стандартных диагностических процедур в рассмотренных случаях не выявило опасных симптомов, что следует из фактов аварий.

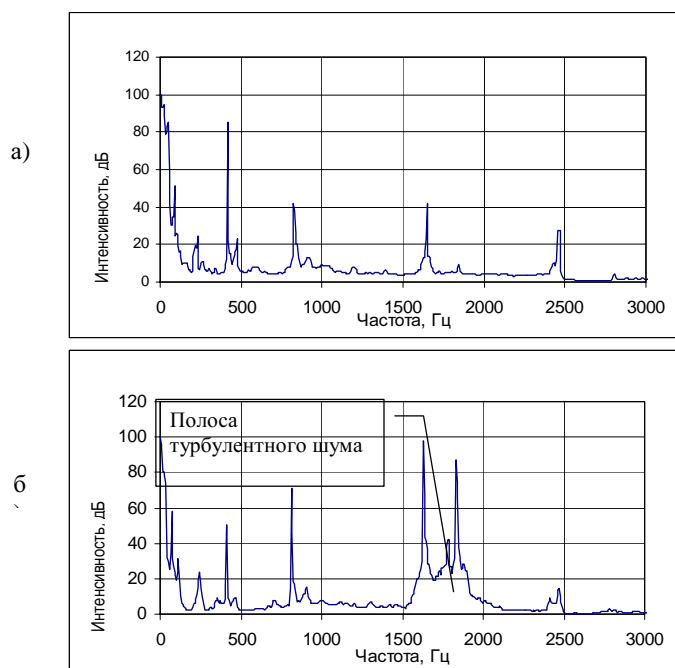


Рис.10. Спектрограммы акустического сигнала, возбуждаемого шаровым краном а) – герметичный кран; б) – негерметичный кран;

Важной и ответственной составляющей системы транспорта газа являются элементы запорной арматуры. Определение текущего технического состояния данного вида оборудования без отключения участка трубопровода возможно при использовании акустических методов диагностики. Нарушение герметичности уплотнений приводит к возникновению турбулентных потоков

газа. Турбулентная струя газа при истечении из отверстия или при обтекании помещенного в поток тела, генерирует акустические колебания, частота которых зависит от характерных размеров повреждения и параметров движущейся среды (рис.10).

Генерируемые колебания имеют широкий спектр, что связано с физическими процессами, приводящими к генерации акустических волн, а именно – образованию и срыву газовых вихрей. Каждый элементарный вихрь имеет определенные физические и энергетические характеристики, но поскольку параметры элементарных вихрей являются в значительной степени случайной величиной, то и спектр акустических колебаний в различные интервалы времени различен.

Если ввести понятие «мгновенного» спектра, понимая под этим спектр колебаний за достаточно малый интервал времени

$$\Delta t = 1/f_0, \quad (4)$$

где f_0 – самая низкочастотная из интересующих нас компонент спектра, то можно сказать, что узкополосный «мгновенный» спектр совершает стохастические перемещения в некотором частотном диапазоне, средняя частота f_{cp} которого связана с числом Струхалия

$$Sh = f_{cp} \cdot D/V, \quad (5)$$

где D – характерный размер турбулизатора или щели, V – скорость потока.

Следовательно, изучение спектральных и статистических закономерностей акустических характеристик дает возможность получить информацию о геометрических размерах излучающего объекта и скорости (расходе) газовой среды. Зная среднюю частоту полосы шума в акустическом спектре, из соотношения (5) можно получить оценки характерного размера повреждения D на уплотнении крана и величину утечки Q газа. Для спектра, представленного на рис.10 ($f_{cp} = 1750$ Гц), имеем

$$D = Sh \cdot V / f_{пик} = 0,3 \cdot 330 / 1750 = 0,05 \text{ м,}$$

$$Q=V \cdot F=330 \cdot 0,05^2=0,825 \text{ м}^3/\text{с},$$

что составляет около одного процента перекачиваемого газа агрегатом ГТК-10 и соизмеримо с погрешностью расходомера. Достоинством предлагаемого метода диагностики является возможность проведения измерений без остановки работы крана.

В третьем разделе главы рассмотрена возможность построения диагностической феноменологической модели, позволяющей производить расчеты КПД ГТУ без привлечения дополнительных измерений.

Актуальной задачей контроля технического состояния оборудования являются исследования, направленные на разработку методов расчета параметров эксплуатации оборудования, для которых требуются дополнительные измерения, не обеспечиваемые штатными приборами. К ним относятся, в частности, методы расчетов КПД насосных и компрессорных агрегатов. Каждый из узлов механической системы можно охарактеризовать некоторым результирующим параметром, который является критерием технического состояния данного узла. Например, для ГПА как целого, в качестве оценки технического состояния можно взять величину общего КПД агрегата или остаточный ресурс работы.

Обозначим i -й регистрируемый штатными приборами параметр работы агрегата через x_i , тогда техническое состояние Y_j j -го узла можно определить как функцию параметров, т.е. $Y_j = f_j(X)$, где $X = \{x_i\}$.

Каждый из регистрируемых параметров x_i изменяется с течением времени, причем запись производится через равные промежутки времени с интервалом Δt , т.е. $t_k = n\Delta t$, где n - номер измерения в серии. Поэтому регистрируемые временные ряды значений параметров можно представить в виде $x_i = x_i(t_k)$. Рассчитываемый показатель технического состояния Y_j также будет являться временным рядом $Y_j(t_k)$, что дает возможность изучения тренда технического состояния и прогнозирования дефектов нефтегазового оборудования.

Эффективный КПД ГТУ η зависит от режима работы ГПА и является известной функцией многих режимных параметров: $\eta = F(X)$, где $X = \{x_i\}$ –

комплекс параметров, измеряемых (в том числе нештатными средствами) для проведения расчетов. С течением времени, при изменениях режима работы ГПА, изменяются и параметры, т.е. $x_i = x_i(t_j)$, и КПД $\eta_j = F(t_j)$.

С другой стороны, можно представить сложную функцию F более простой (например, линейной) функцией параметров x_k (измеряемых штатными приборами) с неизвестными постоянными коэффициентами:

$$\eta^*_{j} = F^*(t_j) = A_0 + \sum_{k=1}^N A_k \cdot x_k(t_j), \quad (6)$$

где A_k – постоянные коэффициенты, подлежащие определению;

N – число параметров, измеряемое штатными средствами.

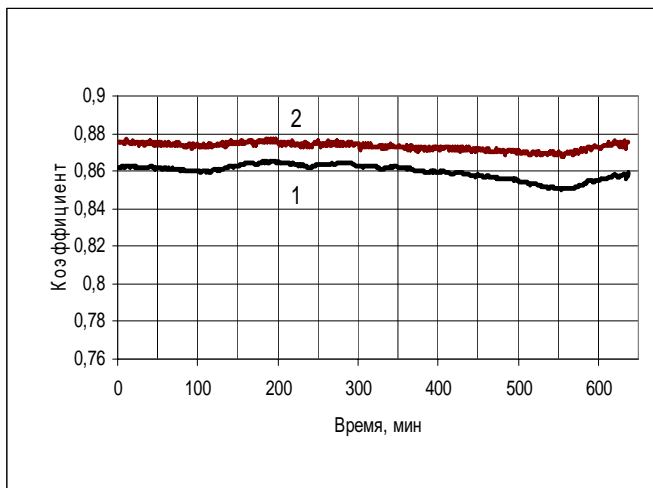


Рис.11. Динамика коэффициента технического состояния по КПД ГПА (через 2 месяца после получения уравнения регрессии): 1 – тепловой расчет; 2 – расчет по уравнению регрессии

Число измеряемых параметров можно сократить, если отбросить те параметры, которые не оказывают «существенного влияния» на определяемую величину, в нашем случае на КПД. «Существенность влияния» того или иного параметра можно определить методами корреляционного анализа, вычисляя коэффициенты парной корреляции $r_{x_k, \eta}$ между

временными рядами параметров $x_k(t_j)$ и КПД $\eta(t_j)$ и задав уровень достоверности корреляционной связи.

Коэффициенты A_k вычисляются из условия минимизации функционала

$$F(X) - F^*(X) \rightarrow \min. \quad (7)$$

Аналогичным образом ставится задача определения других диагностических показателей - коэффициентов технического состояния по мощности, КПД или топливному газу.

На рис.11 приведено сравнение КПД, рассчитанного по стандартной методике (требующей дополнительных измерений) с расчетами по предложенной модели. Погрешность расчетных значений K_{η} составляет 2 % и является систематической, в то время как кривые эквидистантны. Поэтому можно считать, что уравнения регрессии, получаемые с помощью предложенных процедур, достаточно точны, и с их помощью возможно проведение оценок коэффициентов технического состояния ГПА.

Преимуществами предложенного метода является использование только штатных измерений, оперативность расчета и возможность включения разработанного алгоритма в состав функций ИИС компрессорной станции для отображения текущего технического состояния каждого из агрегатов.

Четвертая глава посвящена вопросам рационального технического обслуживания объектов добычи и транспорта углеводородов.

В первом разделе главы рассмотрены возможные схемы организации обслуживания объектов добычи и транспорта нефти и газа, позволяющие минимизировать производственные затраты и снизить ущерб от простоев оборудования.

Анализ показывает, что более половины дефектов оборудования являются развивающимися во времени. Характерными временами полного развития дефекта, например, в нефтедобыче, является интервал времени до 90 суток. Проведение ремонтных работ непосредственно после обнаружения развивающегося дефекта нецелесообразно, поскольку оборудование еще не полностью выработало ресурс, а замена его на новое требует значительных затрат. С другой стороны, эксплуатация оборудования с развивающимся дефектом приводит к снижению прибыли из-за уменьшения добычи нефти. Кроме того, убыточен и простой скважины в течение восстановительных работ. Таким образом, необходимо решать многокритериальную оптимизационную задачу - определить момент начала ремонтных работ, при котором ущерб предприятия от уменьшения добычи нефти будет минимален. Рассмотрим решение поставленной задачи оптимизации сроков проведения ремонтных работ в предположении, что функ-

ция, описывающая снижение дебита $Q(t)$ скважины, уже определена и параметризована.

Примем за начало отсчета времени $t=0$ момент начала снижения дебита. Прибыль предприятия, получаемая при эксплуатации скважины в этот период, определяется доходом от продажи продукта

$$C = c \int_0^{\tau_{\text{раб}}} Q(t) dt, \quad (8)$$

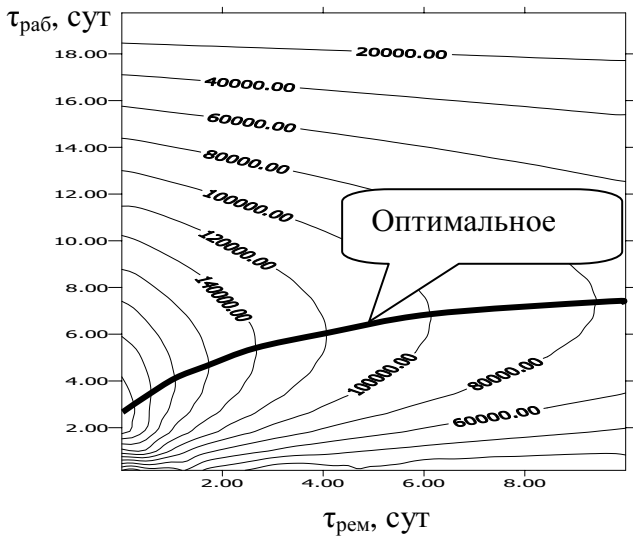


Рис.12. Зависимость оптимального времени работы $\tau_{\text{раб}}$ от времени ремонта $\tau_{\text{рем}}$

за вычетом стоимости обслуживания (ремонта) оборудования скважины $C_{\text{рем}}$ и электроэнергии $C_{\text{эл}} = c_{\text{эл}} \cdot P \cdot t$. В формуле (8) $\tau_{\text{раб}}$ - это искомое время начала ремонта; c - стоимость единицы объема продукта; $c_{\text{эл}}$ - тариф на электроэнергию; P - мощность приводного двигателя скважинного насоса.

Примем также, что время, затрачиваемое на ремонтные мероприятия, составляет $\tau_{\text{рем}}$. Тогда

удельная прибыль S определится как

$$S(\tau_{\text{раб}}) = \frac{c \int_0^{\tau_{\text{раб}}} Q(t) dt - C_{\text{рем}} - c_{\text{эл}} P \tau_{\text{раб}}}{\tau_{\text{раб}} + \tau_{\text{рем}}} \quad (9)$$

где $\tau_{\text{раб}} + \tau_{\text{рем}}$ - продолжительность цикла эксплуатации оборудования.

На рис.12 графически представлен вид этой зависимости в виде функции двух переменных - $\tau_{\text{раб}}$ и $\tau_{\text{рем}}$.

Определяя экстремум функционала (9), получим

$$[cQ(\tau_{\text{раб}}) - c_{\text{эл}} P](\tau_{\text{раб}} + \tau_{\text{рем}}) - c \int_0^{\tau_{\text{раб}}} Q(t) dt + C_{\text{рем}} + c_{\text{эл}} P \tau_{\text{раб}} = 0 \quad (10)$$

или с учетом квадратичной зависимости $Q(t) = Q_0(1 + Bt + Ct^2)$:

$$\begin{aligned} & [cQ_0(1 + B\tau_{\text{раб}} + C\tau_{\text{раб}}^2) - c_{\text{эл}}P(\tau_{\text{раб}} + \tau_{\text{рем}}) - \\ & - cQ_0\left(\tau_{\text{раб}} + \frac{B\tau_{\text{раб}}^2}{2} + \frac{C\tau_{\text{раб}}^3}{3}\right) + C_{\text{рем}} + c_{\text{эл}}P\tau_{\text{раб}} = 0 \end{aligned} \quad (11)$$

Уравнение (11) представляет алгебраическое уравнение третьей степени относительно искомого решения $\tau_{\text{раб}}$, которое может быть вычислено по формулам Кардано.

Расчеты, приведенные с учетом наработки насосного оборудования на отказ, показали, что при условии выполнения данных рекомендаций удельная прибыль нефтедобывающего предприятия возрастает на 5-7%.

Аналогичная задача возникает при планировании ремонтных работ на газотранспортном оборудовании. В работе предложена имитационная модель, позволяющая на основе статистических данных по отказам элементов газотранспортного оборудования рассчитать оптимальный межремонтный период эксплуатации газоперекачивающих агрегатов. Разработанная модель может быть применена для планирования календарных сроков проведения планово-предупредительных и капитальных ремонтов ГПА любого типа.

Принятая для расчетов модель имеет следующую структуру.

Предположим, что ГПА состоит из N элементов, для каждого из которых можно определить интегральную функцию распределения времени наработки на отказ $F_i(t)$, $1 < i < N$. Аварийный отказ агрегата считается произошедшим при выходе из строя хотя бы одного элемента. После аварийного отказа производится ремонт, который полностью или частично восстанавливает ресурс отказавшего элемента ГПА. Существует также возможность осуществления планово-предупредительных ремонтов одного или нескольких элементов, а также тех из капитальных ремонтов, при которых ресурс ГПА восстанавливается полностью.

Для проведения расчетов необходимо знать вид и параметры законов распределения $F_i(t)$, которые могут быть получены из анализа статистических данных по аварийным отказам ГПА. Известно, что начальный участок эксплуатации, отсчитываемый от момента пуска ГПА после капитального ремонта, явля-

ется наиболее опасным в смысле неожиданных отказов, что характерно для большинства технических устройств. Отказы на начальном участке эксплуатации связаны с развитием скрытых дефектов после некачественного ремонта, их интенсивность с течением времени достаточно быстро убывает (период приработки). После окончания периода приработки отказы, в основном, происходят в результате физического износа элементов ГПА, и функция распределения отказов в этом случае соответствует нормальному закону.

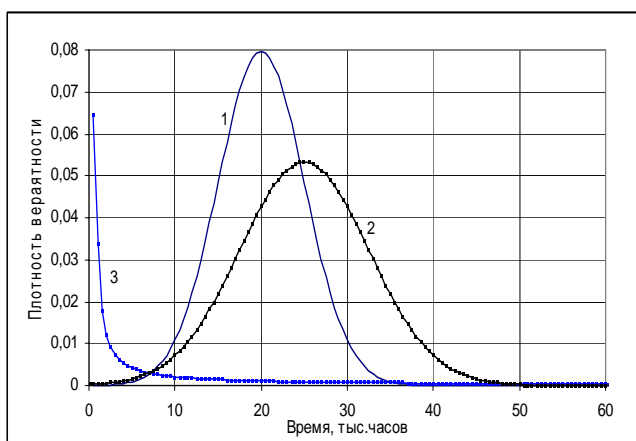


Рис.13. Графики распределений, принятых для расчета:
 1 - плотность распределения отказов первого элемента;
 2 - плотность распределения отказов второго элемента;
 3 - плотность распределения отказов фиктивного элемента

подшипников и роторов и отказы вследствие осевого сдвига ротора ГПА. Последние две группы относятся к отказам турбинной части ГПА и их можно рассматривать как отказы одного функционального блока. Такое разделение удобно еще и тем, что причины, вызывающие отказы элементов ГПА внутри каждой из классификационных групп, относительно независимы.

С учетом рассмотренных обстоятельств при построении математической модели ГПА было принято, что агрегат состоит из двух функциональных элементов, которые могут выходить из строя по независимым причинам, причем отказ любого из них приводит к остановке агрегата в целом. Учет повышенной интенсивности отказов в период приработки проводился путем последователь-

Для определения необходимого количества элементов, наработка на отказ которых будет учитываться моделью, был проведен статистический анализ данных по характеру аварий. Результаты этих исследований показывают, что аварийные отказы можно разделить на три большие группы – отказы камеры сгорания, отказы

ного подключения к реальным элементам ГПА дополнительного «фиктивного» элемента, плотность распределения отказов $f(t)$ которого описывается распределением с убывающей интенсивностью отказов, а именно - распределением Вейбулла (рис.13). Описанная математическая модель была реализована в виде компьютерной программы, работающей по следующему алгоритму.

Изменение состояния системы прослеживалось вдоль оси времени, разделенной на малые равные интервалы Δt . Общая протяженность рассматриваемого временного промежутка

$$T = n \cdot \Delta t \gg T_0,$$

где T_0 – математическое ожидание времени наработки на отказ наиболее надежного узла ГПА. В расчетах принималось $T = (100 \dots 500) \cdot T_0$. Для каждого момента времени t_i рассчитывались условные вероятности $F(\Delta t | T_i)$ аварий для всех элементов

$$F_k(\Delta t | T_i) = \frac{F_k(T_{i+1}) - F_k(T_i)}{1 - F_k(T_i)}, \quad (12)$$

где T_i – наработка элемента ГПА к моменту времени t_i .

С помощью генератора случайных чисел выбрасывалось случайное число R , $0 < R < 1$, и в случае $F(\Delta t | T_i) > R$ элемент считался вышедшим из строя и фиксировался факт аварии A_k элемента k в момент времени t_i . Дальнейшее развитие системы зависело от вида и условий ремонтов. При замене неисправного элемента новым время наработки в момент, следующий после аварии, принималось равным нулю: $T_{i+1} = 0$. При проведении восстановительного ремонта текущее время наработки T_i снижалось на некоторую заданную величину $T_{i+1} = T_i \cdot (1 - \rho)$, где ρ – коэффициент восстановления, $0 < \rho < 1$.

Увеличение интенсивности отказов после любого из ремонтов могло быть учтено последовательным подключением к реальному элементу «фиктивного» элемента, обладающего функцией распределения времени наработки на отказ с убывающей интенсивностью. «Время наработки» T_{vi} такого узла отсчитывалось с момента аварии/ремонта и при следующей аварии/ремонте обнулялось (в расчете принято $T_{v0} = \varepsilon \cdot \Delta t$, где ε – малое число).

Для рассмотренной модели не имеет значения конкретный вид распределений $F_i(t)$, более того, эти распределения могут быть экспериментальными.

Результаты расчетов представлены на рис.14.

Общее число аварий (рис.14, кривая 1) имеет минимум при межремонтном периоде около 15000 часов. С учетом того, что капитальный ремонт также требует остановки ГПА (кривая 2), общее число остановок имеет резко выраженный минимум (рис.14, кривая 3).

Таким образом, рассмотренный пример показывает, что при наличии достаточного объема статистических данных по отказам ГПА предлагаемая мо-

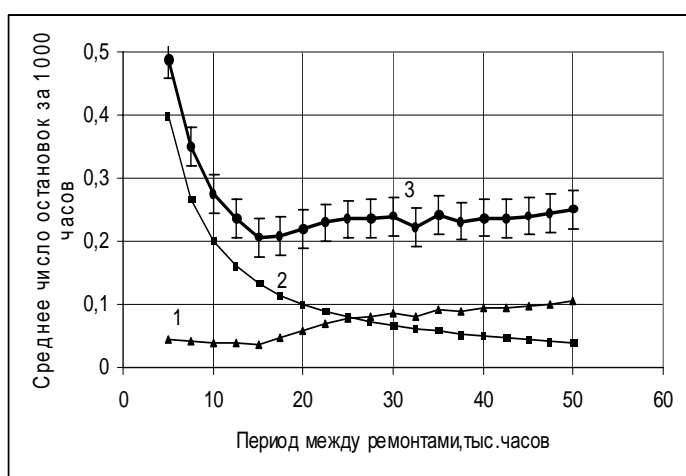


Рис.14. Результаты численного моделирования отказов. Зависимость числа остановок ГПА от межремонтного периода по причинам: 1- аварий, 2- капитальных ремонтов, 3 - общее число остановок.

дель позволяет рассчитать оптимальный межремонтный период эксплуатации газоперекачивающих агрегатов. В частности, для ГПА с турбинным приводом ГТК-10 со временем общей наработки около 120 тыс. часов оптимальным является временной интервал 15000 часов.

С учетом возможности произвольного расширения числа узлов в модели ГПА и за-

дания реальных характеристик их надежности рассмотренная модель может быть применена для планирования календарных сроков проведения планово-предупредительных и капитальных ремонтов ГПА любого типа.

Во втором разделе главы исследованы временные закономерности увеличения энергозатрат на перекачку нефтепродуктов вследствие образования внутритрубных отложений различной природы для планирования очистных мероприятий.

Введем обозначения: S – накопленная сумма общих затрат на перекачку нефтепродукта за достаточно длительный срок t ($t \gg T$, где T – период между очистными мероприятиями); A_0 – затраты на перекачку в единицу времени (удельные затраты) при условии отсутствия отложений; $B(t)$ – возрастающая функция, описывающая увеличение удельных затрат вследствие увеличения гидравлических потерь, причем $B(0) = 0$; C – стоимость очистных мероприятий. Тогда количество очистных мероприятий за время t будет составлять $N=t/T$ и, следовательно, функцию затрат можно выразить следующим образом:

$$S(t, T) = A_0 t + \frac{t}{T} \int_{\tau=0}^T B(\tau) d\tau + \frac{t}{T} C \quad (13)$$

Обозначив усредненные за время t общие удельные затраты $s(T) = S(t, T)/t$, получим искомую целевую функцию вида:

$$s(T) = A_0 + \frac{1}{T} \int_{\tau=0}^T B(\tau) d\tau + \frac{C}{T} \quad (14)$$

Для решения поставленной задачи необходимо определить период T из условия

$$s(T) \rightarrow \min. \quad (15)$$

Параметры A_0 , C являются нормативными и определяются исходя из диаметра и длины очищаемого трубопровода.

Функция $B(t)$ зависит в общем случае от условий перекачки, темпа образования ВТО, физико-химических свойств перекачиваемого продукта и, в общем случае, является вероятностной функцией. Вид и параметры функционала $B(t)$ необходимо определять исходя из зависимости, описывающей рост энергозатрат на перекачку вследствие уменьшения эффективного диаметра.

Проведенный нами ретроспективный анализ динамики энергозатрат на перекачку нефтепродуктов по нефтепродуктопроводам Уральского УМНПП показал, что наиболее адекватно описать функцию $B(t)$ удастся экспоненциальной или степенной зависимостью вида

$$B(t) = B_0 \left(\frac{t}{T_0} \right)^r, \quad (16)$$

где T_0 – интервал времени, на котором определяются параметры данных зависимостей;

r, B_0 – эмпирические коэффициенты.

Подставляя (16) в (14), получим

$$s(T) = A_0 + \frac{B_0}{TT_0^r} \int_{\tau=0}^{\tau=T} \tau^r d\tau + \frac{C}{T} = A_0 + \frac{B_0 T^r}{T_0^r (r+1)} + \frac{C}{T} . \quad (17)$$

Проведя элементарные преобразования (из условия $dS/dT=0$), определим минимум функционала (17):

$$T = T_0 \left[\frac{C(r+1)}{T_0 B_0 r} \right]^{\frac{1}{r+1}} . \quad (18)$$

Результаты исследования поведения минимизируемого функционала в зависимости от различных показателей r представлены на рис.15. Анализ полу-

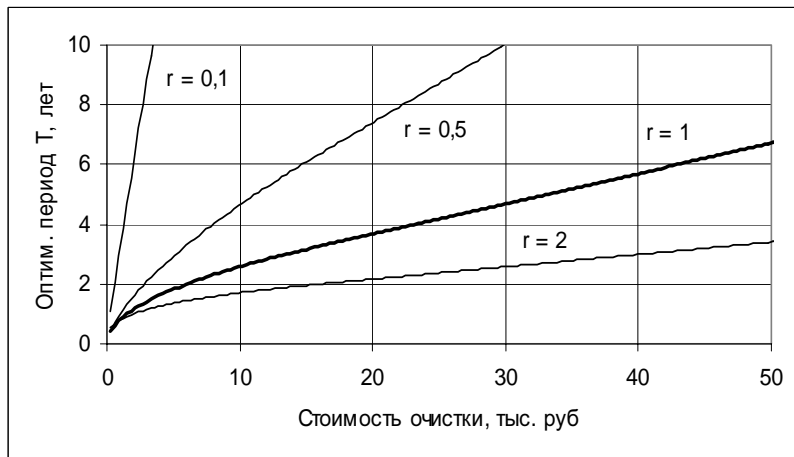


Рис.15. Зависимость оптимального периода очистных мероприятий от их стоимости и показателя степени r .

ченных результатов свидетельствует о том, что оптимальный период проведения очисток трубопровода в наибольшей степени зависит от темпа изменения энергозатрат на перекачку продукта.

В третьем разделе главы решаются задачи

снижения затрат на ремонтно-восстановительные работы в нефтегазовой отрасли. Эффективное управление ремонтно-восстановительными службами предприятия позволяет значительно повысить оперативность обслуживания оборудования и тем самым снизить потери от недополученной прибыли.

Одним из путей решения подобных задач является использование методов теории массового обслуживания. Эти методы позволяют определить длину очереди (т. е. в нашем случае число единиц оборудования, ожидающего ремонта) и время необходимого простоя скважины. По известному дебиту (на осно-

вании априорной информации ИИС) простаивающей скважины можно оценить объем недополученной продукции, определить финансовые потери и принять решение о целесообразности увеличения (сокращения) затрат на содержание ремонтных служб, т. е. решить двухкритериальную задачу оптимизации.

Использование методов теории массового обслуживания предполагает наличие информации о характере распределения временных интервалов между запросами на обслуживание t_s и длительности ремонтных работ t_w или связанных с ними потока отказов оборудования λ и потока восстановления μ . При экспоненциальном законе распределения интервалов поступления запросов на обслуживание t_s средняя длина очереди может быть вычислена по соотношению

$$\bar{n} = \frac{\lambda / \mu}{1 - \lambda / \mu} \quad (19)$$

Если известна оценка математического ожидания дебита фонда добывающих скважин по нефти Q_{cp} и цена реализации продукции предприятием S , убытки за сутки простоя можно вычислить по соотношению

$$Z = Q_{cp} \cdot S \cdot \frac{\lambda / \mu}{1 - \lambda / \mu}, \quad (20)$$

Анализ имеющейся априорной информации показал, что зависимость потока восстановления μ от затрат на ремонтные службы (оплата труда персонала, стоимость техники, транспорта и т.п.) имеет линейный характер вида

$$\mu = k \cdot Z_p, \quad (21)$$

где Z_p – суточные затраты на содержание ремонтных служб;

k – коэффициент пропорциональности, характеризующий эффективность работы ремонтных служб.

В таком случае минимальные суточные убытки предприятия соответствуют минимуму функционала

$$F(Z_p) = Z + Z_p = Q_{cp} \cdot S \cdot \frac{\lambda}{kZ_p - \lambda} + Z_p \rightarrow \min. \quad (22)$$

Взяв производную dF/dZ_p и приравняв ее нулю, получим величину оптимальных суточных затрат на содержание ремонтных служб:

$$Z_{p\text{ опт}} = \frac{\lambda + \sqrt{\lambda \cdot k \cdot Q_{cp} \cdot S}}{k}. \quad (23)$$

Разработанная методика расчета затрат на содержание ремонтно-восстановительных бригад нефтедобывающих предприятий позволяет минимизировать ущерб от аварий технологического оборудования нефтедобычи и оперативно управлять аварийно-ремонтными службами в зависимости от степени изношенности основных фондов и динамики цен на добываемую нефть.

Пятая глава диссертационной работы посвящена вопросам обеспечения энергетической эффективности и производственной безопасности предприятий нефтегазовой отрасли.

Наиболее адекватным показателем энергоэффективности предприятия является удельное энергопотребление. Для использования уровня удельных энергозатрат в качестве показателя совершенства технологического процесса или в качестве диагностического признака необходимо определить нижний теоретический предел удельных затрат. Эта величина является специфичной для каждого месторождения и определяется, в основном, динамическими уровнями добывающих скважин и структурой эксплуатируемого парка насосного оборудования.

Удельные затраты на извлечение жидкости зависят от высоты подъема (динамического уровня), плотности извлекаемой жидкости и КПД системы «насос - приводной двигатель».

В простейшем случае, приняв высоту подъема жидкости равной динамическому уровню и пренебрегая остаточным давлением на уровне устья скважины, получим нижний предел удельных затрат

$$Z = \rho \cdot g \cdot H, \quad (24)$$

где ρ – плотность добываемой жидкости;

g – ускорение свободного падения;

H – динамический уровень жидкости в скважине.

Проведем расчеты теоретического предела удельных энергозатрат на примере одного из месторождений Западной Сибири. Распределение динамических уровней добывающих скважин для данного месторождения близко к нормальному закону с математическим ожиданием $H=800$ м. Оценка нижнего предела удельных энергозатрат в этом случае дает

$$Z = \rho \cdot g \cdot H = 800 \cdot 10 \cdot 800 = 6,4 \cdot 10^6 \text{ Дж} / \text{м}^3 = 1,78 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^3. \quad (25)$$

В реальном случае следует учитывать характеристики насосно-силового оборудования и режимы его работы.

Номинальные удельные энергозатраты вычисляются по формуле

$$Z = \frac{24 \cdot N}{Q}, \quad (26)$$

где N – мощность привода, кВт;

Q – номинальная производительность, $\text{м}^3/\text{сут}$.

График зависимости $Z=Z(Q)$, рассчитанный по приведенной формуле на основании характеристик насосов и построенный для высоты подъема жидкости в пределах 600-1000 м, приведен на рис.16. Из графика следует, что КПД насосно-силового агрегата зависит от его производительности и меняется от $\sim 0,35$ при $Q = 30-50 \text{ м}^3/\text{сут}$ до $\sim 0,70$ при $Q > 100 \text{ м}^3/\text{сут}$.

По данным о структуре насосного парка и дебитах скважин вычислим удельные затраты в целом по месторождению (для реальной структуры парка ЭЦН):

$$Z = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i \cdot Z_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}, \quad (27)$$

где Q_i – производительность агрегатов в i -м диапазоне;

Z_i – удельные затраты для i -го диапазона производительностей;

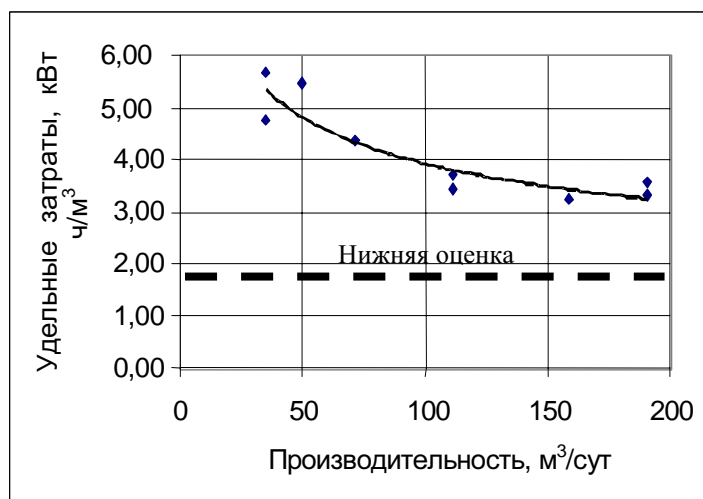


Рис.16. Расчет удельных затрат по паспортным данным ЭЦН.

n – число диапазонов.

Вычисления по соотношению (27) для изучаемого месторождения дают величину $Z = 3,38 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$.

Полученная оценка является нижним пределом удельных энергозатрат для существующего парка ЭЦН.

Оценка реальных затрат проводилась по данным измерения суммарного дебита

скважин, оборудованных ЭЦН, и суммарной мощности, потребляемой насосным оборудованием. Принятая в эксплуатацию на изучаемом месторождении ИИС «Скат-95» позволяет провести подобные оценки. Так, на момент измерений суммарный суточный дебит скважин нефтепромысла по жидкости составил $35031 \text{ м}^3/\text{сут}$, при этом фактическая суммарная мощность приводных двигателей составляла 9622 кВт . Расчет по соотношению (26) в этом случае дает $Z=6,6 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$. Таким образом, фактические удельные затраты энергии почти в два раза превышают нижний предел для данного месторождения.

Анализ, проведенный с целью выяснения причин расхождения фактических и теоретически возможных для условий данного месторождения удельных энергозатрат, выявил следующие основные причины:

- неполная загрузка насосов при недостаточном притоке жидкости;
- значительные тепловые потери в силовом кабеле из-за малого сечения токопроводящих жил;
- несоответствие величины питающего напряжения на трансформаторной подстанции номинальному или перекос фаз;
- потери в трансформаторах;

- неудовлетворительное техническое состояние насоса, двигателя или насосно-компрессорных труб.

Одним из методов снижения нерациональных потерь электрической энергии является обеспечение рациональной нагрузки трансформаторных подстанций. Эта задача решается в диссертационной работе путем разработки алгоритма расчета нагрузок, позволяющего оптимизировать распределение нагрузки трансформаторных подстанций нефтегазовых промыслов с учетом возможных изменений фактической мощности потребителей энергии.

Нерациональная загрузка технологического оборудования приводит к сокращению ресурса его работы и одновременно увеличивает удельные энергозатраты на добычу углеводородного сырья. Это в полной мере относится и к кустовым трансформаторным подстанциям (КТП), установка которых была произведена в большинстве случаев на начальных стадиях разработки нефтяных и газовых месторождений.

Работавшие ранее в номинальном режиме КТП вследствие падения добычи нефти оказались в большинстве случаев либо недогруженными, либо перегруженными. Статистический анализ баз данных ИИС "Скат-95" показал, что общим правилом в настоящее время является недогрузка КТП на 40-60%. Более того, распределение нагрузки между КТП (при наличии более чем одного КТП на кусте скважин) в реальном случае может быть совершенно случайным.

Необходимо также заметить, что нагрузка КТП не остается постоянной во времени. Например, выход из строя одного из насосов приводит к снижению нагрузки. С учетом времени ожидания ремонта (10-30 суток) и самого ремонта (3-5 суток) возникающее нерациональное распределение нагрузок приводит к существенному перерасходу электроэнергии.

Для повышения надежности эксплуатации кустовых трансформаторных подстанций и снижения нерациональных потерь электроэнергии необходимо решить задачу распределения нагрузок между КТП с учетом фактической производительности насосного оборудования и временного характера изменения присоединенных нагрузок, вызванного аварийным отключением насосов.

Формализуем постановку задачи следующим образом. Имеется n КТП, обслуживающих m скважин. Все КТП работают с недогрузкой (на левой ветви кривой КПД). Необходимо перераспределить нагрузку потребителей между КТП таким образом, чтобы суммарные потери электроэнергии были наименьшими.

Проведенный сравнительный анализ характеристик КПД трансформаторов показал, что наиболее достоверно в классе элементарных функций левая ветвь кривой КПД описывается функцией вида

$$\eta = a(1 - \exp(-\alpha \cdot N)), \quad (28)$$

где η – КПД трансформатора;

a, α – эмпирические коэффициенты;

N – потребляемая мощность.

Рассмотрим функцию Y , характеризующую работу группы КТП:

$$Y = \sum_{i=1}^n \eta_i = \sum_{i=1}^n a_i (1 - \exp(-\alpha_i \cdot N_i)) . \quad (29)$$

В физическом смысле максимизация функционала Y соответствует минимуму тепловых потерь в магнитопроводе и обмотках группы трансформаторов.

Очевидно, что левая часть уравнения (29) будет достигать максимального значения, когда величина

$$\sum_{i=1}^n \exp(-\alpha_i \cdot N_i)$$

будет минимальной. Тогда поставленная выше задача оптимизации распределения нагрузки сведется к решению обратной задачи нахождения минимума целевой функции

$$\varphi(N_1, N_2, \dots, N_n) = \sum_{i=1}^n \exp(-\alpha_i \cdot N_i) , \quad (30)$$

где N_1, N_2, \dots, N_n – мощности каждого из КТП в группе.

В диссертационной работе получено аналитическое решение для данной задачи в виде

$$N_i = \frac{\ln(\alpha_i)}{\alpha_i} + \frac{1}{\alpha_i \sum_{i=1}^n \frac{1}{\alpha_i}} \cdot (N - \sum_{i=1}^n \frac{1}{\alpha_i} \ln(\alpha_i)). \quad (31)$$

Зависимость (31) позволяет рассчитывать оптимальную нагрузку каждого трансформатора в группе, если известна общая потребляемая мощность кустового оборудования.

Сравнение численного значения суммарного коэффициента полезного действия группы трансформаторов, полученного в результате оптимизации распределения нагрузок, со случаем существующего распределения нагрузок показало, что потери электроэнергии на КТП, обслуживающих куст скважин, уменьшаются не менее чем на 2%. С учетом того, что число трансформаторов в НГДУ может достигать нескольких тысяч, экономия электроэнергии будет весьма существенной. Предлагаемый алгоритм позволяет повысить долговечность работы трансформаторных подстанции и силового оборудования за счет приближения степени их загрузки к номинальной.

В заключении главы рассмотрены вопросы рационального энергоснабжения нефтегазовых предприятий.

Для повышения энергетической безопасности эксплуатации нефтегазодобывающих предприятий, увеличения надежности энергоснабжения и снижения потерь при передаче и преобразовании, а также с целью снижения стоимости электрической и тепловой энергии, в настоящее время в нефтегазовой отрасли все чаще используются автономные энергетические источники. При этом возникает задача выбора типа, мощности и места расположения автономных энергоблоков, с учетом их надежности, рабочего ресурса, стоимости и минимальных потерь энергии при передаче ее потребителям.

В работе проведен анализ эксплуатационных характеристик промышленных мини-электростанций отечественного и зарубежного производства. Показано, что по критериям «долговечность - себестоимость электроэнергии - на-

дежность» приоритетными для нефтегазодобывающих предприятий являются секционированные газопоршневые мини-электростанции мощностью 1...5 МВт, работающие на попутном газе.

В настоящее время сложился достаточно обширный рынок автономных энергетических источников, и задача реконструкции сводится к выбору оптимального типа и мощностей энергоустановок и их территориального размещения, как с точки зрения надежного энергоснабжения промыслов, так и с точки зрения уменьшения удельных энергозатрат на добычу нефти и газа.

Задача выбора оптимальной системы энергоснабжения нефтегазовых промыслов должна решаться с учетом территориального размещения и мощности как потребителей, так и источников электрической энергии. Поэтому постановка оптимизационной задачи должна проводиться индивидуально для каждого месторождения.

Исходной информацией для проведения расчетов служит масштабная карта месторождения, на которую нанесены все энергопотребляющие объекты (кусты скважин, водонагнетательные насосы и пр.) с указанием их установленной мощности.

Анализ показывает, что потребление электроэнергии в пределах месторождения имеет ярко выраженный неравномерный характер. Поверхность энергопотребления имеет целый ряд локальных экстремумов, расположение которых соответствует областям максимального и минимального энергопотребления.

Задача размещения объектов для данного случая формализуется следующим образом.

На территории месторождения необходимо разместить n автономных источников электроэнергии с известной суммарной мощностью N_0 кВт таким образом, чтобы нагрузка электроприемников соответствовала их номинальным показателям, а суммарные тепловые потери в силовых линиях были минимальны. Пусть m существующих объектов (кустов скважин, насосных станции и других потребителей) размещены в различных точках P_1, \dots, P_m плоскости, а но-

вые объекты (автономные энергоисточники) – в точках $X_1 \dots X_n$. Расстояние между точками расположения j -го нового и i -го существующего объектов обозначим как $d(X_j, P_i)$. Обозначим годовые удельные потери энергии в кабеле между j -м новым и i -м существующим объектом через $w_{ij} = F_1(N_i)$. Тогда общие годовые потери энергии определяются как

$$f(X) = \sum_{i=1}^m w_{ij} d(X_j, P_i), \quad (32)$$

где $d(X_j, P_i) = \sqrt{(x_j - a_i)^2 + (y_j - b_i)^2}$;

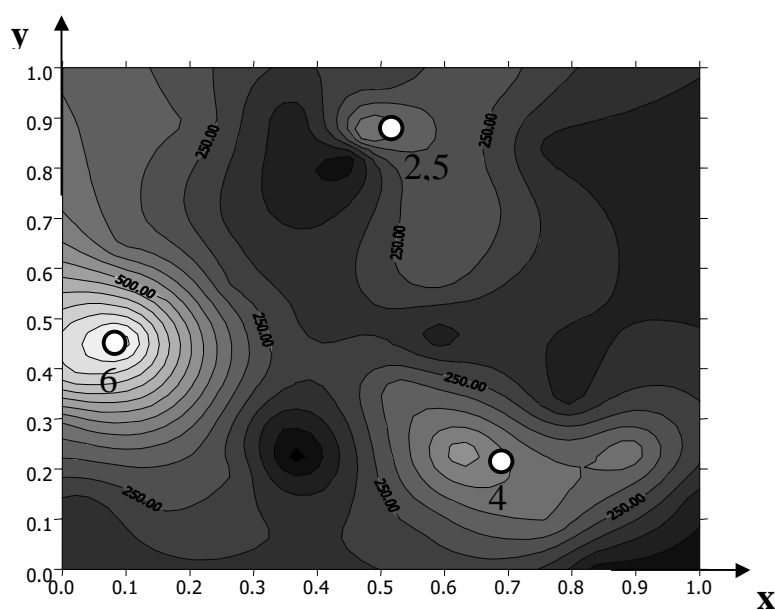


Рис.17. Вариант расположения трех автономных энергоисточников с номинальными мощностями 6, 4 и 2,5 МВт.

чим следующие итерационные формулы:

$$x_j^{(h+1)} = \frac{\sum_{i=1}^m w_{ij} a_i / E_i^{(h)}}{\sum_{i=1}^m w_{ij} / E_i^{(h)}}, \quad (33)$$

$$y_j^{(h+1)} = \frac{\sum_{i=1}^m w_{ij} b_i / E_i^{(h)}}{\sum_{i=1}^m w_{ij} / E_i^{(h)}}, \quad (34)$$

где $E_i^{(h)} = \sqrt{(x^{(h)} - a_i)^2 + (y^{(h)} - b_i)^2} + \varepsilon$.

x_j, y_j – искомые координаты источников энергии, a_i и b_i – координаты i -го существующего энергопотребителя.

Задача размещения нового объекта на плоскости состоит в минимизации целевой функции: $f(X) \rightarrow \min$.

Определяя частные производные f по x и y , приравнявая их нулю и разрешая относительно x и y , получим

Расчет оптимального расположения автономных энергоблоков, проведенный по данным итерационным формулам, позволяет определить расположение произвольного числа источников (рис.17).

Предлагаемый алгоритм позволяет не только повысить надежность энергоснабжения объектов нефтегазовых месторождений, но и уменьшить в 2...5 раз потери электроэнергии в линиях электропередач.

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ

1. Разработана математическая модель прогнозирования времени наработки на отказ технологического оборудования, учитывающая как условия эксплуатации, так и его конструктивные и качественные показатели. Установлены количественные критерии влияния условий эксплуатации этого оборудования на его рабочий ресурс. Показано, что достоверность разработанных моделей не менее чем в два раза превосходит точность прогноза моделей, использующих стационарный поток отказов.
2. Разработана методика распознавания аномальных зон разработки нефтяных и газовых месторождений, предрасположенных к повышенной аварийности оборудования. Установлено, что различные типы отказов оборудования имеют детерминированный характер по месту локализации аварий. Установлены статистически значимые связи между типами отказов и технологическими характеристиками эксплуатации кустов скважин.
3. Предложены методы диагностирования технического состояния газотурбинных машин, основанные на положениях теории динамического хаоса. На основе исследований природы стохастических процессов в сложных механических системах разработана методика анализа спектральных данных вибродиагностики, позволяющая производить учет разрушающего воздействия стохастических процессов в сложных технических системах и обеспечивающая распознавание развивающихся дефектов нефтегазотранспортного оборудования, не доступных традиционным методам.

4. Разработан комплекс методов прогнозирования сроков наступления отказов в работе нефтегазового оборудования с развивающимися дефектами различного вида. Апробация методики показала, что ее применение позволяет увеличить точность прогноза не менее чем на 10...30 % по сравнению с традиционными способами прогноза.
5. Предложены методы оптимального планирования сроков проведения ремонтов нефтедобывающего и газотранспортного оборудования, позволяющие минимизировать убытки предприятия. Предложенные методы основаны на ретроспективном анализе базы данных ИИС о динамике падения дебитов скважин и численных решениях, полученных на основе имитационной модели отказов газоперекачивающего оборудования. Установлено, что подобное долгосрочное планирование позволяет уменьшить аварийность, сократить время простоя оборудования и увеличить прибыль предприятия на 5...7%.
6. Предложен метод повышения надежности и экономичности работы энергетического оборудования в условиях, когда присоединенная нагрузка изменяется в результате отказов энергопотребляющих установок. Установлено, что применение предложенной методики позволяет сократить потери электроэнергии на кустовых трансформаторных подстанциях не менее чем на 2%.
7. Разработана стратегия выбора типов и мест размещения автономных источников энергии на основе использования автономных газотурбинных и газопоршневых энергетических модулей, позволяющая повысить надежность энергоснабжения нефтяных и газовых промыслов и уменьшить стоимость потребляемой тепловой и электрической энергии. Показано, что в этих целях наиболее эффективно использование газопоршневых установок единичной мощности 1-2 МВт, работающих на попутном газе. Предложены алгоритмы размещения подобных энергетических установок на территории нефтяных месторождений, позволяющие уменьшить в 2-5 раз потери в линиях электропередач.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Байков И.Р., Смородов Е.А. Принципы создания и использования базы данных по критическим режимам ГПА КС.// Новоселовские чтения: Тез.докл. Всерос. науч.-техн. конф.-Уфа, 1998, С.8.
2. Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В. Применение ранговых критериев для вибродиагностики ГПА // Новоселовские чтения: Тез.докл. Всерос. науч.-техн. конф.-Уфа, 1998, С.9.
3. Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В. Диагностирование технического состояния газоперекачивающего оборудования методами теории распознавания образов.// Новоселовские чтения: Тез.докл. Всерос. науч.-техн. конф.-Уфа, 1998, С.7.
4. Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В. Выбор оптимальной периодичности виброобследования газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций.// Новоселовские чтения: Тез.докл. Всерос. науч.-техн. конф.-Уфа, 1998, С.6.
5. Смородов Е.А., Смородова О.В. Определение неплотностей запорного оборудования магистральных газопроводов./ Энергосбережение: Тез.докл. Всерос. науч.-техн. конф.-Уфа, УГАТУ, 1998, С.18.
6. Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В. Генерация сверхнизких частот при работе газоперекачивающих агрегатов и их влияние на спектры вибрации //Изв. ВУЗов. Нефть и газ.- 1999.- №4.- С.62-67.
7. Смородов Е.А., Смородова О.В., Мусин Д.Ш. Разработка договорной стратегии нефтеперекачивающих предприятий с энергосистемами //Региональные проблемы энергосбережения и пути их решения: Тез. докл. III Всерос. конф. 26-27 октября 1999 г. - Н.-Новгород, 1999.-С.84.
8. Байков И.Р., Смородов Е.А., Ахмадуллин К.Р. Оптимизация периодичности очистки нефтепродуктопроводов //Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 1999.-№8.- С.8.

9. Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В. Оптимизация размещения энергетических объектов по критерию минимальных потерь энергии. //Изв. ВУЗов. Проблемы энергетики.- 1999.- №3-4.- С.27.
10. Смородов Е.А., Китаев С.В. Изучение динамики зависимостей между рабочими параметрами газоперекачивающих агрегатов. // Методы кибернетики химико-технологических процессов: Тез. докл. 5-ой Междунар. науч. конф. –Уфа: УГНТУ, 1999.- Т.2.-Кн. 2.-С.167.
11. Смородов Е.А., Смородова О.В., Шахов М.Ю. Низкочастотные колебания подшипниковых узлов газоперекачивающих агрегатов. // Методы кибернетики химико-технологических процессов: Тез. докл. 5-ой Междунар. науч. конф. –Уфа: УГНТУ, 1999.- Т.2.-Кн. 2.-С.161.
12. Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В. Имитационное моделирование отказов газоперекачивающих аппаратов. // Методы кибернетики химико-технологических процессов: Тез. докл. 5-ой Междунар. науч. конф. –Уфа: УГНТУ, 1999.- Т.2.-Кн. 2.-С.139.
13. Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В. Ранговые критерии в вибродиагностике ГПА // Материалы Новоселовских чтений: Сб. науч. тр. Всерос. науч.-техн. конф.- Уфа: УГНТУ, 1999.- С.130.
14. Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В. Выбор частоты вибрационных обследований технологического оборудования системы магистрального транспорта газа. // Материалы Новоселовских чтений: Сб. науч. тр. Всерос. науч.-техн. конф.- Уфа: УГНТУ, 1999.- С.134.
15. Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В. Принятие решений о ремонте оборудования компрессорных станций с применением методов теории игр. // Материалы Новоселовских чтений: Сб. науч. тр. Всерос. науч.-техн. конф.- Уфа: УГНТУ, 1999.- С.138.
16. Смородов Е.А., Смородова О.В. Некоторые эмпирические зависимости по отказам газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций. // Материалы Новоселовских чтений: Сб. науч. тр. Всерос. науч.-техн. конф.- Уфа: УГНТУ, 1999.- С.142.

17. Байков И.Р., Смородов Е.А. Диагностика технического состояния механизмов на основе статистического анализа вибросигналов //Изв. ВУЗов. Проблемы энергетики. -1999.-№11-12.- С.24-29.
18. Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В. Применение методов теории самоорганизации в диагностике технического состояния механизмов. //Изв. ВУЗов. Проблемы энергетики.- 2000.- №1-2.- С.96-100.
19. Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В. Моделирование отказов газоперекачивающих агрегатов методом Монте-Карло //Газовая промышленность.- 2000.- №2.- С.20-22.
20. Курочкин А.К., Смородов Е.А., Закиев А.А. Определение некоторых эмпирических зависимостей энергетических параметров роторных гидроакустических излучателей. // Энергосбережение в химической технологии - 2000: Материалы Всерос. науч.-практ. конф. – Казань: КГТУ, 2000, С.119-120.
21. Курочкин А.К. Смородов Е.А., Распределение мощности в высокоскоростных роторных гидроакустических излучателях // Энергосбережение в химической технологии - 2000: Материалы Всерос. науч.-практ. конф. – Казань: КГТУ, 2000, С.69-73.
22. Курочкин А.К., Смородов Е.А., Алексеев С.З. Исследование расходно-напорных характеристик высокоскоростных гидроакустических излучателей. // Энергосбережение в химической технологии - 2000: Материалы Всерос. науч.-практ. конф. – Казань: КГТУ, 2000, С.121-122.
23. Курочкин А.К., Смородов Е.А., Закиев А.А. Исследование спектрального состава акустических колебаний высокоскоростных гидроакустических излучателей. // Энергосбережение в химической технологии - 2000: Материалы науч.-практ. конф. – Казань: КГТУ, 2000, С.117-118.
24. Курочкин А.К., Смородов Е.А. Экспериментальные исследования зависимости кавитационного шума высокоскоростного гидроакустического излучателя от частоты вращения ротора и статического давления. // Энергосбережение в химической технологии - 2000: Материалы Всерос. науч.-практ. конф. – Казань: КГТУ, 2000, С.123-124.

25. Smorodov E., Deev V. Application of Serial Statistics for Diagnostics of the Oil and Gas Equipment // Journal of fushun petroleum institute.- №4.-2000.- P.52-57.
26. Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В. Применение ранговых критериев для вибродиагностики газоперекачивающих агрегатов //Газовая промышленность. Специальный выпуск.-2000.- С.42-44.
27. Смородов Е.А., Китаев С.В. Методы расчета коэффициентов технического состояния ГПА// Газовая промышленность.-2000.-№5.-С.29-31.
28. Байков И.Р., Смородов Е.А., Китаев С.В. Изучение влияния очистных мероприятий проточных частей осевых компрессоров на надежность работы газотурбинных установок //Изв. ВУЗов. Проблемы энергетики.- 2000.- №5-6.- С.77-82.
29. Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В и др. Уточнение прогнозов аварийных отказов технологического оборудования методами теории нечетких множеств //Изв. ВУЗов. Проблемы энергетики.- №7-8.- 2000.- с.17-22.
30. Смородов Е.А., Деев В.Г. Стратегия взаимоотношений между поставщиками и потребителями электроэнергии //Изв. ВУЗов. Проблемы энергетики.- 2000.-№11-12.-С.36-43.
31. Байков И.Р., Смородов Е.А., Деев В.Г. Математическое моделирование отказов насосно-силового оборудования нефтедобывающих промыслов //Горный вестник.- 2000.-№3.- С.51-54.
32. Смородов Е.А., Деев В.Г. Оценка качества фонда нефтедобывающих скважин //Проблемы нефтегазовой отрасли: Материалы межрегион. науч.-метод. конф.-Уфа.- 2000.- С.93-95.
33. Смородов Е.А., Деев В.Г. Контроль уравновешенности станка-качалки на основе обработки синхронных динамограмм и токограмм// Проблемы нефтегазовой отрасли: Материалы межрегиональной научно-методической конференции. –Уфа, 2000.- С.95-97.
34. Смородов Е.А., Деев В.Г., Исмаков Р.А. Методы экспресс-оценки качества фонда нефтедобывающих скважин. //Изв. ВУЗов. Нефть и газ. -2001.- №1.- С.40-44.

35. Байков И.Р., Смородов Е.А., Шакиров Б.М. Принципы реконструкции системы энергоснабжения населенных пунктов //Изв. ВУЗов. Проблемы энергетики.- 2001.- №9-10.- С.77-81.
36. Смородов Е.А., Исмаков Р.А., Деев В.Г. Оптимизация сроков проведения ремонтных мероприятий подземного оборудования //Нефтяное хозяйство 2001.-№2.- С.60-63.
37. Байков И.Р., Гольянов А.И., Смородов Е.А. и др. Уточнение методики определения технического состояния проточной части газоперекачивающих агрегатов //Изв. ВУЗов. Проблемы энергетики.- 2001.- №3-4.- С.3-6.
38. Смородов Е.А., Деев В.Г. Оперативный контроль сбалансированности станка-качалки ШГН на основе динамометрирования // Нефтяное хозяйство.- 2001.-№7.- С.57-58.
39. Байков И.Р., Смородов Е.А., Костарева С.Н. Оценка технического состояния ГКУ с помощью вибрации //Газовая промышленность.- 2001.- №4.- С.39-41.
40. Байков И.Р., Смородов Е.А., Соловьев В.Я. Оптимизация нагрузок кустовых трансформаторных подстанций нефтедобывающего предприятия // Изв. ВУЗов. Проблемы энергетики. - 2002.- №11-12. С.32-36.
41. Байков И.Р., Смородов Е.А., Шакиров Б.М. Оценка эффективности использования мини электростанции //Изв. ВУЗов. Проблемы энергетики.- 2002.- №9-10.- С.115-120.
42. Байков И.Р., Смородов Е.А., Деев В.Г. Анализ временных рядов как метод прогнозирования и диагностики в нефтедобыче //Нефтяное хозяйство.- 2002.-№2.- С.71-74.
43. Байков И.Р., Смородов Е.А., Соловьев В.Я. Динамические нагрузки в штангах глубинных насосов и их влияние на безопасность эксплуатации//Изв. ВУЗов. Нефть и газ. - 2003. - №1. С.41-45.
44. Байков И.Р., Смородов Е.А., Ахмадуллин К.Р. Методы анализа надежности и эффективности систем добычи и транспорта углеводородного сырья.-М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003.-275 с.