

На правах рукописи

**Соловьев Владимир Яковлевич**

**ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ И  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ  
ПРОЦЕССОВ НЕФТЕДОБЫЧИ**

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой  
степени кандидата технических наук

Уфа – 2002

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы работы.** Промышленная безопасность эксплуатации нефтяных месторождений связана с целым рядом условий и технических мероприятий. В это понятие включается не только безаварийная эксплуатация объектов нефтепромыслов (в смысле крупных техногенных аварий с серьезными экологическими последствиями или опасностью для жизни людей), но и стабильность производственных показателей, надежность работы оборудования и энергообеспечения. Поэтому повышение уровня промышленной безопасности нефтедобычи подразумевает проведение целого комплекса технических и организационных мероприятий, включающих меры по увеличению межремонтного периода оборудования, повышению качества ремонтных и профилактических мероприятий, обеспечению бесперебойного электроснабжения объектов, снижению удельных энергозатрат на добычу нефти и т.п.

Проблемы обеспечения безопасности в нефтедобыче напрямую связаны с крайне неудовлетворительным состоянием основных производственных фондов нефтедобывающих предприятий. В целом по нефтедобывающей промышленности степень износа основных производственных фондов составляет более 60%, а по отдельным нефтяным компаниям достигла 70% .

Значительно выросло количество бездействующих скважин, превысив четверть эксплуатационного фонда. Это привело к разбалансированию систем разработки месторождений, выборочной отработке запасов нефти. В конечном счете, все это увеличивает безвозвратные потери части извлекаемых запасов.

Серьезной проблемой нефтедобывающих компаний является постоянный рост тарифов на энергоносители. В структуре затрат на добычу нефти стоимость электроэнергии в настоящее время в среднем составляет 10...15%, но наблюдается постоянный рост этой составляющей себестоимости. Рост цен на энергоносители приводит к существенному увеличению стоимости добычи нефти.

Кроме перечисленных проблем, важное значение имеют организационно-технические вопросы – планирование ремонтно-восстановительных работ, численность и оснащение ремонтных служб, оптимизационные мероприятия по подбору оборудования, объему заказываемой электроэнергии и т.п.

Одним из главных резервов обеспечения промышленной безопасности нефтегазодобывающих предприятий является повышение надёжности эксплуатации технологического и энергетического оборудования, которое возможно лишь при наличии достоверной и представительной информации о его техническом состоянии. Наиболее надёжным способом её получения является внедрение информационно-измерительных систем (ИИС) нового поколения.

Повышение эксплуатационной надёжности и энергетической безопасности технологических процессов нефтедобычи представляет несомненный научный и практический интерес, как для отдельных предприятий, так и для отрасли в целом.

**Цель диссертационной работы** состояла в идентификации уровня промышленной безопасности эксплуатации объектов нефтедобычи на основе использования баз данных информационно-измерительных систем, работающих в режиме реального времени, и изучения закономерностей изменения показателей надёжности технологического и энергетического оборудования нефтедобывающих предприятий.

**Задачи исследований:**

1. Создание и внедрение информационно-измерительной системы нового поколения, позволяющей измерять, регистрировать, анализировать и управлять всем комплексом технологических параметров нефтепромысла.
2. Разработка методов использования информационных баз данных созданной ИИС для исследований изменения показателей надёжности эксплуатации технологического и энергетического оборудования нефтяных месторождений.

3. Изучение закономерностей распределения отказов технологического оборудования нефтедобычи и их интенсивности в пределах разрабатываемых месторождений.
4. Создание прогностической математической модели временной динамики изменения показателей надежности эксплуатации технологического оборудования нефтедобычи, учитывающей многофакторность отрицательных воздействий на его ресурс.
5. Разработка методики оптимизации распределения нагрузки трансформаторных подстанций нефтяных промыслов в периоды ремонтов присоединенного к ним отказавшего технологического оборудования, в целях повышения надежности его эксплуатации.
6. Создание принципов выбора (типа и места размещения) автономных источников энергоснабжения нефтедобывающих предприятий для повышения их энергобезопасности и уменьшения нерациональных потерь энергии.

**Научная новизна заключается в следующем:**

1. Разработана информационно-измерительная система контроля технологических параметров и показателей надежности эксплуатации объектов нефтепромыслов, функционирующая в реальном масштабе времени.
2. Установлены статистические закономерности распределения отказов технологического и насосно-силового оборудования нефтяных месторождений. Показано, что сочетание определенных условий эксплуатации кустов скважин приводит к увеличению рисков возникновения характерных отказов оборудования.
3. Разработана методика распознавания аномальных зон разработки нефтяных месторождений, предрасположенных к повышенной аварийности оборудования.

4. Разработана математическая модель прогнозирования времени наработки на отказ насосно-силового и технологического оборудования, учитывающая как условия эксплуатации, так и его конструктивные и качественные показатели.
5. Предложен метод повышения надежности и экономичности работы кустового энергетического оборудования в условиях, когда присоединенная нагрузка потребителей энергии изменяется в результате отказов силовых кабелей и насосных установок.
6. Разработана стратегия выбора типов и мест размещения автономных источников энергии на основе газотурбинных и газопоршневых энергетических установок, позволяющая повысить энергобезопасность нефтяных промыслов и уменьшить стоимость потребления тепловой и электрической энергии.

**На защиту выносятся** результаты научных разработок в области создания методов повышения надежности эксплуатации технологического оборудования нефтедобычи и обеспечения энергетической безопасности объектов нефтяных месторождений.

**Практическая ценность и реализация работы.** Разработанная информационно вычислительная система внедрена и успешно эксплуатируется на 20 предприятиях Западной Сибири. Методы диагностирования изменения показателей надежности технологического оборудования нефтяных месторождений внедрены в структуре информационно-измерительной системы «Скат-95» в ТПП «Когалымнефтегаз», ТПП «Урайнефтегаз», ТП «Лангепаснефтегаз», ТПП «Покачинефтегаз».

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

1. Научно-практическом семинаре «Энергоэффективная экономика. Автоматизированные системы учета энергоносителей. Проблемы, задачи, перспективы научно-технического развития. Опыт внедрения в РБ». 16-18 мая 2002г., УГАТУ, г.Уфа.

2. Научно-практической конференции «Энергосбережение в РБ» 25.12.2001 г., УГНТУ, г.Уфа.
3. Научно-технических советах ТПП «Когалымнефтегаз», 1998-2002гг., г. Когалым.
4. Научно-технических советах ТПП «Покачинефтегаз», 1998-2002гг., г. Покачев.
5. Научно-технических советах ТПП «Урайнефтегаз », 1998-2002гг., г. Урай.
6. Научно-технический советах СП «Ватойл», 1998-2002гг. г. Когалым.
7. Межрегиональной научно-технической конференции, Уфа, УГНТУ, 2001г.;

**Публикации.** По теме диссертационной работы опубликовано \_\_\_ печатных работ, в том числе \_\_\_ статей и 2 тезисов докладов на научно-технических конференциях.

#### **Структура и объем работы.**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций; содержит 197 страниц машинописного текста, 25 таблиц, 52 рисунков, библиографический список использованной литературы из 196 наименований и 2 приложений.

#### **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы цель и основные задачи, научная новизна и практическая ценность результатов проведенных исследований.

**В первой главе** диссертационной работы рассмотрено современное состояние проблем промышленной безопасности и надежности объектов нефтедобычи, проводится классификация и анализ наиболее распространенных типов отказов нефтепромыслового оборудования, а также рассматриваются пути повышения уровня безопасности эксплуатации объектов нефтяных месторождений.

Рассмотрены основные проблемы нефтедобычи - крайне неудовлетворительное состояние основных производственных фондов, рост числа бездейст-

вующих скважин, постоянный рост тарифов на энергоносители и высокие удельные эксплуатационные затраты на добычу нефти.

Исследованы причины и типы аварий нефтепромыслового оборудования и выявлены факторы, повышающие риски возникновения отказов определенного типа.

Рассмотрены возможности использования и технические характеристики современных средств автоматики в нефтедобыче и перспективы внедрения новых информационно-измерительных систем в этой отрасли. Показано, что применение ИИС позволяет существенно повысить как качество управления предприятием, так и надежность эксплуатации оборудования, выявить внутренние энергетические и финансовые резервы, сократить обслуживающий персонал.

В четвертом разделе первой главы рассмотрены существующие методы моделирования технологических процессов и параметров надежности в нефтедобыче. Показано, что моделирование параметров надежности в нефтедобыче позволяет проводить оценку времени безотказной работы оборудования, прогнозировать возможные аварии и отслеживать динамику важнейших характеристик, влияющих на безопасность и эффективность эксплуатации нефтепромысла.

В заключительном разделе главы рассмотрены перспективы применения автономных источников энергии для обеспечения энергобезопасности нефтедобывающих предприятий. Показано, что одним из наиболее эффективных путей ее повышения и, одновременно, снижения затрат на добычу нефти, является частичный переход нефтедобывающих предприятий на собственное энергообеспечение. Приведены технико-экономические характеристики автономных энергогенерирующих агрегатов ряда известных фирм производителей.

На основании проведенного в первой главе анализа современного состояния надежности и эксплуатационной безопасности объектов нефтяных промыслов сделаны выводы о необходимости увеличения достоверности информации, получаемой с помощью ИИС, дальнейшей разработки методов и алгоритмов обработ-

ки баз данных ИИС, повышения внимания к актуальным вопросам снижения затрат энергоресурсов, в частности электроэнергии.

**Вторая глава** посвящена решению задач построения информационной системы и математических моделей на ее основе, позволяющих отслеживать изменения технологических показателей разработки нефтяных месторождений, характеризующих изменение показателей эксплуатационной надежности технологического оборудования в режиме реального времени.

Показано, что современное состояние обустройства месторождений требует перехода к тотальному сбору нефтепромысловой информации, и, на её основе, к оптимальному управлению промыслом, то есть к системному подходу. Разработаны основные подходы к организации оптимального управления нефтепромыслом, реализованные в ИИС «Скат-95».

Использование ИИС позволяет существенно увеличить межремонтный период работы скважин: своевременно и гибко планировать ремонты, выявлять развивающиеся дефекты работы оборудования, своевременно обнаруживать и локализовать аварии.

Объем внедрения ИИС «Скат-95» (более чем на 20 месторождениях Западной Сибири) свидетельствует о высоких диагностических и потребительских качествах разработанной системы.

На основе статистической обработки баз данных ИИС получены аналитические зависимости, описывающие распределение времени безотказной работы нефтепромыслового оборудования для его различных типоразмеров и марок (пример для двух типов насосов представлен на рис. 1). Проведена систематизация и классификация типов отказов, выявлена их структура (рис. 2).

Методами кластерного анализа выявлены группы кустов скважин, подверженных определенным типам дефектов. Подобная группировка связана с воздействием внешних факторов, и можно с большим основанием предположить, что

вероятности возникновения тех или иных отказов зависят от местоположения кус-

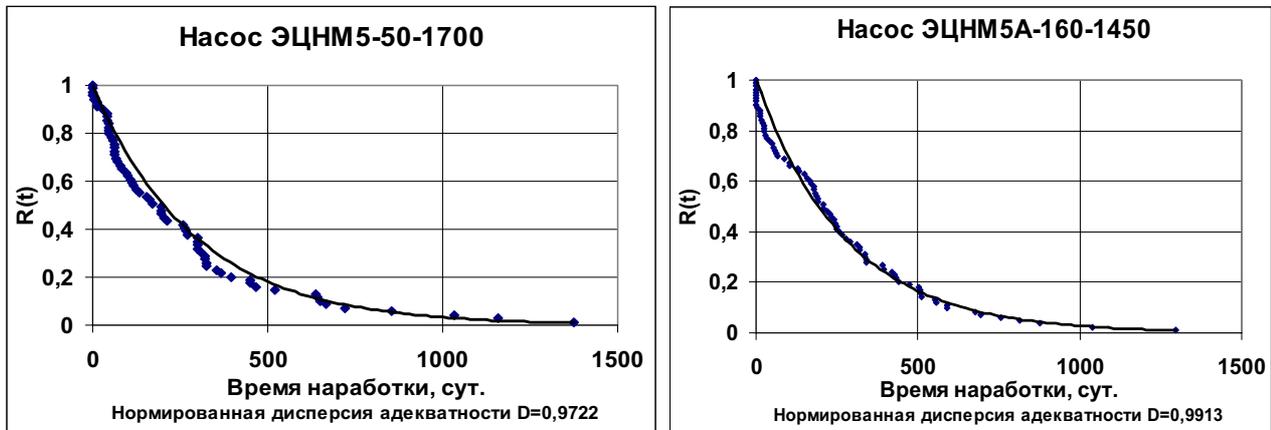


Рис.1. Эмпирические вероятности безотказной работы  $R(t)$  для насосов ЭЦН

тов скважин на территории конкретного месторождения.

Это подтверждают и данные табл.1, в которой представлены результаты расчетов интенсивностей отказов на различных кустах месторождения. Как следует из табл.1, интенсивность отказов оборудования различается по кустам более чем в 8 раз.

Столь значительный разброс при достаточно большом объеме выборки (1200 случаев) позволяет предположить, что причиной различий в интенсивности отказов различного типа является местоположение куста на территории месторождения.

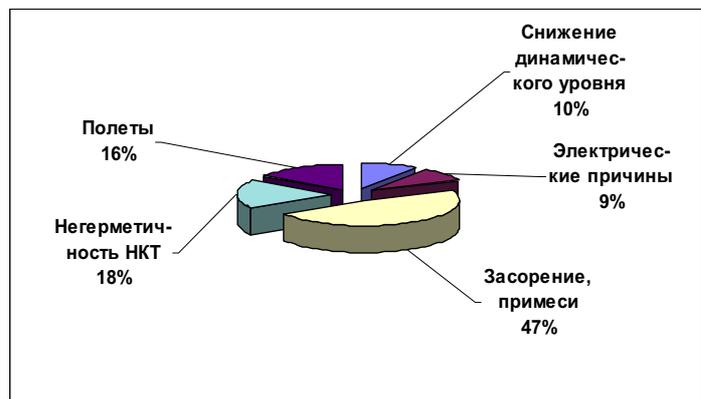


Рис.2. Структура отказов ЭЦН.

Распределение интенсивности аварий по кустам скважин

<b>№ куста</b>	<b>8</b>	<b>29</b>	<b>104</b>	<b>105</b>	<b>117</b>	<b>118</b>	<b>119</b>	<b>131</b>	<b>132</b>	<b>133</b>	<b>147</b>	<b>148</b>	<b>149</b>	<b>150</b>	<b>162</b>	<b>163</b>	
Интенсивность отказов, год <sup>-1</sup>	1,07	0,65	1,08	1,11	0,53	0,40	0,71	1,13	1,46	0,74	0,78	1,25	0,94	0,28	0,69	0,88	
<b>№ куста</b>	<b>164</b>	<b>174</b>	<b>175</b>	<b>176</b>	<b>177</b>	<b>186</b>	<b>187</b>	<b>188</b>	<b>190</b>	<b>191</b>	<b>201</b>	<b>203</b>	<b>204</b>	<b>205</b>	<b>206</b>	<b>241</b>	<b>307</b>
Интенсивность отказов, год <sup>-1</sup>	0,67	0,66	0,30	1,27	0,72	0,97	1,10	1,17	0,53	0,28	1,00	0,90	0,88	0,74	0,17	0,89	0,79

Для проверки предположения о наличии связи отказов скважинного оборудования с координатами расположения скважин на территории месторождения, данные по интенсивностям отказов каждого типа были представлены в виде трехмерной поверхности (пример для одного из типов отказов представлен на рис.3).

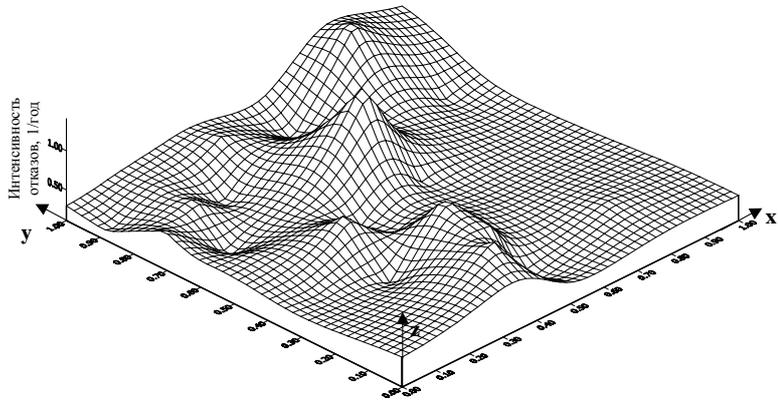


Рис.3. Поверхность отказов насосно-силового оборудования по причине «Засорение рабочих органов насоса». X, Y – нормированные координаты местности, Z – интенсивность отказов.

Для выявления причин появления флуктуаций различных типов отказов по территории месторождения нами были использованы методы ранговой корреляции. Из всей выборки объектов для расчетов выбирались лишь те, интенсивность аварий на которых имела четко выраженные локальные максимумы на поверхностях отказов. Такая процедура устраняла сглаживание

корреляций (при их наличии), вызванное взаимным влиянием различных «территориальных» факторов. На рис.4 приведено сечение поверхности, изображенной ранее на рис.3. Влияние объектов, охватываемых выделенной линией (по уровню 0,5 отказ/скв.), создает характерные максимумы на поверхности.

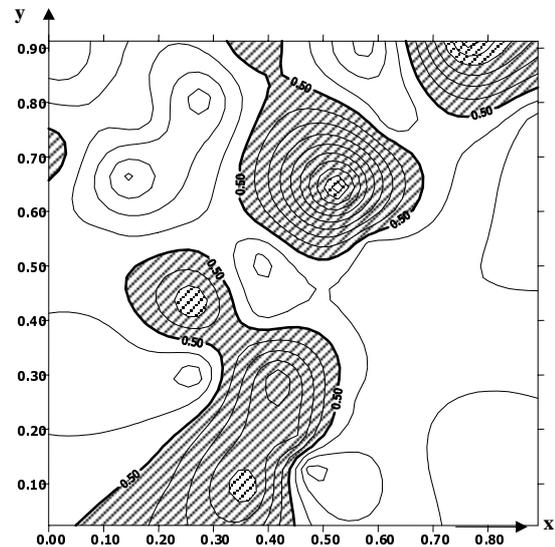
Подобное обобщение информации показывает, что в пределах месторождения существуют области, характеризующиеся аномально высокими значениями интенсивности отказов. И наоборот, существуют зоны, характеризующиеся повышенным уровнем надежности эксплуатации оборудования.

В заключении раздела сделан вывод, что интенсивность возникновения дефектов нефтепромыслового оборудования имеет четко выраженное территориальное распределение, характерное для конкретного типа дефекта и имеющее специфический вид для каждого месторождения.

**В третьей главе** рассматриваются вопросы диагностики и предупреждения отказов технологического оборудования в нефтедобыче.

В первом разделе главы решается задача определения динамики изменения показателей надежности технологического оборудования нефтяных промыслов.

В настоящее время известно значительное количество статистических моделей, описывающих вероятность выхода из строя технологического оборудования нефтепромыслов. В них, как правило, предполагается, что отказы оборудования происходят при условии постоянства потока отказов, т.е.  $\lambda = \text{const}$ . Исследо-



 - зона достоверной аномальной аварийности.

Рис.4. Сечение поверхности отказов плоскостью, соответствующей значимой корреляционной связи.

вания баз данных ИИС «Скат-95» показали, что наиболее адекватно поток отказов может быть описан при помощи модели, учитывающей внутренние и внешние факторы воздействия на ресурс оборудования, причем последние являются функцией времени.

К внешним факторам были отнесены условия эксплуатации, агрессивность добываемой жидкости, содержащей воду, растворенные соли, газы, абразивные вещества ( т.е. износые причины по вышеприведенной классификации отказов). Эти факторы можно интерпретировать как качество «условий жизни» оборудования.

К внутренним факторам отнесены: конструкция и вид исполнения оборудования, качество сборки, качество материала изготовления и пр., то есть совокупность этих внутренних факторов представляет собой некое «качество генофонда» оборудования.

Такая градация факторов воздействия на долговечность оборудования позволяет количественно описать очевидный постулат – качественно изготовленное оборудование прослужит в одних и тех же условиях дольше аналогичного, но с дефектами изготовления и конструкции.

Влияние этих совокупностей факторов учитывалось введением коэффициентов пропорциональности двух типов:  $\alpha_1 = \text{const}$  и  $\alpha_2 = \alpha_2(t)$ , так что поток отказов описывался суммой  $\lambda(t) = -(\alpha_1 + \alpha_2)$ .

Для определения вида и значения параметров  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  использовался наиболее универсальный закон распределения, учитывающий влияние как случайных факторов, так и «износые» явления – распределение Гомперца. При данном распределении интенсивность отказов представляет собой функцию с тремя параметрами:

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

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

Функция надежности в этом случае имеет следующий вид

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

В этом же разделе получены аналитические выражения для вероятностей безотказной работы  $R(t)$  оборудования для всех типов отказов, согласно ранее принятой классификации.

Анализ полученных результатов показал, что наиболее существенные отличия предложенных моделей от моделей со стационарным потоком отказов наблюдаются для отказов, связанных с воздействием внешних факторов (засорение, «полеты», негерметичность НКТ). Установлено, что точность прогноза по предлагаемой модели не менее чем в 2 раза превосходит тот же показатель модели, использующей экспоненциальную функцию надежности.

Во втором разделе главы рассмотрено влияние динамической составляющей нагрузок в колонне штанг на надежность эксплуатации штанговых глубиннонасосных установок. Разработана математическая модель работы ШГНУ с учетом возбуждения упругих колебаний в колонне штанг, проведено сравнение расчетных данных с данными ИИС и показано, что погрешность модели не превышает 10%. Установлено, что наличие динамической составляющей нагрузок ШГНУ оказывает существенное влияние на надежность работы штанговых насосов и даны рекомендации по снижению этого влияния.

В заключительном разделе третьей главы представлена методика расчета затрат на содержание ремонтно-восстановительных бригад нефтедобывающих предприятий, позволяющая минимизировать ущерб от аварий технологического оборудования нефтедобычи.

Методика основывается на использовании методов теории массового обслуживания, которые позволяют определить длину очереди (т.е. в нашем случае число единиц оборудования, ожидающего ремонта) и время необходимого про-

стоя скважины. По известному дебиту (на основании априорной информации ИИС) простаивающей скважины оценивается объем недополученной продукции, определяются финансовые потери и принимается решение о целесообразности увеличения (сокращения) затрат на проведение ремонтных работ.

Показано, что распределение интервалов между запросами на обслуживание близко к экспоненциальному (рис.5). В таком случае длина очереди может быть вычислена по соотношению:

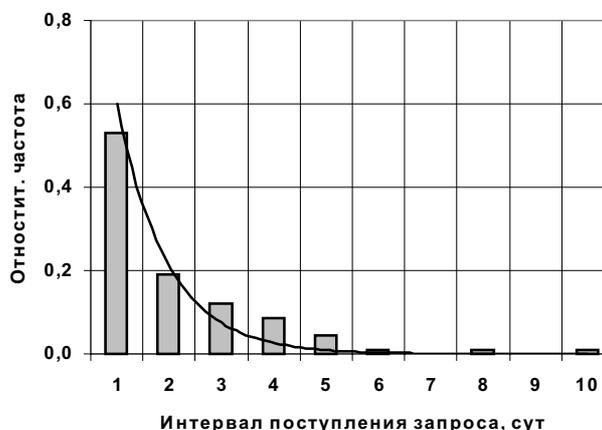


Рис.5. Гистограмма интервалов поступления запроса на обслуживание. СП «Ватойл», данные ИИС «Скат-95».

$$\bar{n} = \frac{\lambda / \mu}{1 - \lambda / \mu} \quad (3)$$

где  $\lambda$  - поток отказов оборудования [ $\text{сут}^{-1}$ ];

$\mu$  - и поток восстановления [ $\text{сут}^{-1}$ ].

Параметры потоков определялись на основе обработки данных ИИС для конкретных месторождений.

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

$$Z = Q_{cp} \cdot S \cdot \frac{\lambda / \mu}{1 - \lambda / \mu}, \text{ руб/сут.} \quad (4)$$

Обработка имеющейся априорной информации баз данных ИИС показала, что зависимость потока восстановления  $\mu$  от затрат на ремонтные службы (оплата труда персонала, стоимость техники, транспорта и т.п.) имеет линейный характер вида:

$$\mu = k \cdot Z_p, \quad (5)$$

где  $Z_p$  – суточные затраты на содержание ремонтных служб, [руб/сут];

$k$  – коэффициент пропорциональности, характеризующий эффективность работы ремонтных служб, [руб<sup>-1</sup>].

В таком случае минимальные суточные убытки предприятия соответствуют минимуму функционала

$$F(Z_p) = Z + Z_p = Q_{cp} \cdot S \cdot \frac{\lambda}{kZ_p - \lambda} + Z_p \rightarrow \min, \quad (6)$$

равному

$$Z_{p\text{ опт}} = \frac{\lambda + \sqrt{\lambda \cdot k \cdot Q_{cp} \cdot S}}{k}. \quad (7)$$

Показано, что предлагаемая методика позволяет оперативно управлять аварийно-ремонтными службами в зависимости от степени изношенности основных фондов и динамики цен на добываемую нефть.

**Четвертая глава** диссертации посвящена вопросам обеспечения энергетической безопасности нефтяных промыслов.

Увеличение затрат на добычу нефти ставит во главу угла вопросы энергосбережения, которыми в нефтяной промышленности главным образом являются вопросы уменьшения удельных затрат электрической энергии. Рост тарифов на энергоносители приводит к существенному увеличению стоимости добычи нефти.

Величина удельных энергозатрат является, кроме того, и интегральным показателем технического состояния конкретного месторождения. Многие развивающиеся дефекты насосно-силового оборудования (негерметичность НКТ, засо-

рение песком, солями или парафином, снижение динамического уровня и др.) сопровождаются увеличением удельных затрат электроэнергии. Поэтому динамика этого показателя может служить достаточно информативным критерием текущего технического состояния оборудования нефтепромысла.

В связи с этим особую актуальность приобретают вопросы создания стратегий эксплуатации существующего и внедрения нового технологического и энергетического оборудования, позволяющих повысить энергетическую безопасность эксплуатации нефтяных промыслов, а также вопросы контроля за динамикой изменения удельных энергозатрат на добычу нефти.

В первом разделе четвертой главы производится определение структуры энергозатрат при эксплуатации нефтяных месторождений. Показано, что наибольшая часть затрат энергии приходится на приводные двигатели глубинных насосов (41%), и закачку воды в пласт для поддержания пластового давления (25%). Определена структура потерь электроэнергии (рис.6).

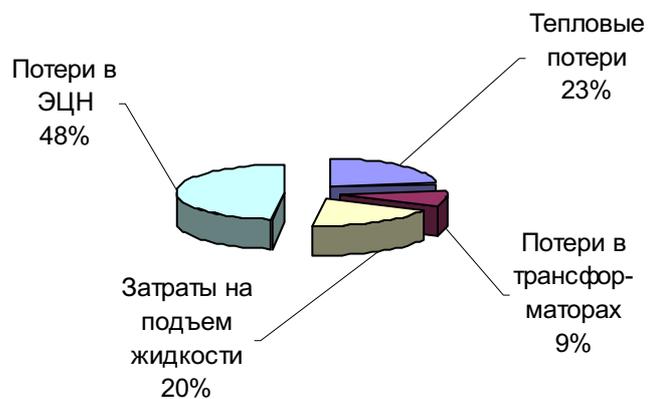


Рис.6. Общая структура энергозатрат на извлечение жидкости.

Проведена оценка фактических удельных затрат энергии на добычу нефти глубинными насосами. Показано, что они почти в 2 раза превышают минимально необходимые при существующем парке оборудования. Проводится анализ причин подобного расхождения.

Снижение уровня технического состояния подземного оборудования, например, вследствие засорения органов насоса или НКТ, увеличивает удельные затра-

ты электроэнергии. Поэтому в работе предпринята попытка использования этой величины в качестве диагностического признака.

На основе обработки данных ИИС «Скат-95» была составлена картографическая поверхность (рис.7) описывающая удельные энергозатраты отдельных объектов, в качестве которых служили кусты скважин (аналогичным образом строилась поверхность отказов оборудования). Взаимная связь между параметрами оценивалась методами корреляционного анализа, при этом достоверность статистической связи составляла не менее 85%. Было установлено, что критерием ухудшения состояния аварийно-опасного оборудования может служить сверхнормативный расход энергии на добычу нефти.

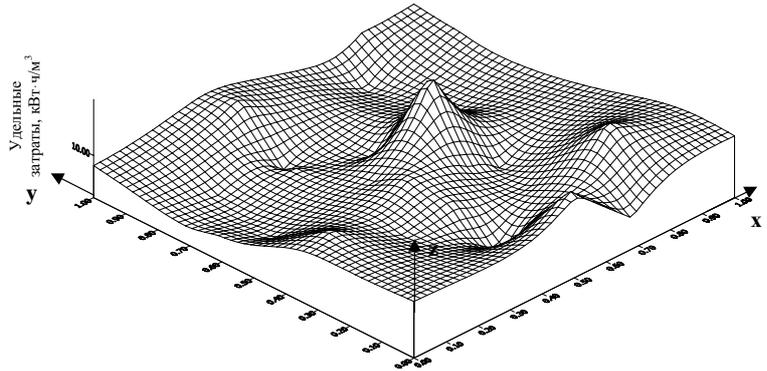


Рис.7. Графическое представление удельных энергозатрат на территории одного из месторождений Западной Сибири.

Во втором разделе предложен метод повышения надежности эксплуатации кустовых трансформаторных подстанций нефтяных промыслов, основанный на специально разработанном алгоритме распределения нагрузок между кустовыми трансформаторными подстанциями (КТП) с учетом фактической производительности насосного оборудования и временного характера изменения присоединенных нагрузок, вызванного аварийным отключением потребителей.

Статистический анализ баз данных ИИС "Скат-95" показал, что общим правилом, в настоящее время, является недогрузка КТП на 40-60%, т.е. рабочая точка ТП находится на левой ветви характеристической кривой к.п.д. трансформатора.

Показано, что левую ветвь кривой КПД наиболее адекватно можно описать функцией вида

$$\eta = a(1 - \exp(-\alpha \cdot N)), \quad (8)$$

где  $\eta$  – КПД трансформатора;

$a, \alpha$  – эмпирические коэффициенты;

$N$  – потребляемая мощность.

Минимальные потери в ТП соответствуют максимуму функции  $Y$ , характеризующей работу группы КТП:

$$Y = \sum_{i=1}^n \eta_i = \sum_{i=1}^n a_i (1 - \exp(-\alpha_i \cdot N_i)). \quad (9)$$

В физическом смысле максимизация функционала  $Y$  соответствует минимуму тепловых потерь в магнитопроводе и обмотках группы трансформаторов. Условие максимума функции (9) получено в аналитическом виде:

$$N_i = \frac{\ln(\alpha_i)}{\alpha_i} + \frac{1}{\alpha_i \sum_{i=1}^n \frac{1}{\alpha_i}} \cdot (N - \sum_{i=1}^n \frac{1}{\alpha_i} \ln(\alpha_i)). \quad (10)$$

Зависимость (10) позволяет рассчитывать оптимальную нагрузку  $N_i$  каждого трансформатора в группе, если известна общая потребляемая мощность кустового оборудования  $N$ .

В третьем разделе четвертой главы исследуются возможности повышения энергетической безопасности нефтедобывающих предприятий на основе использования автономных источников энергии.

На основе технических характеристик серийных промышленных миниэлектростанций (миниЭС) проведен расчет, позволяющий произвести выбор оптимального типа автономной электростанции для нефтедобывающих предприятий по критерию цена-качество-надежность, учитывающий стоимость вырабатываемой энергии ( $S$ ), полный рабочий ресурс ЭС ( $t_{\text{ресурс}}$ ), наработку до капитального ремонта ( $t_{\text{капрем}}$ ), капитальные затраты ( $Z_{\text{кап}}^*$ ) (табл.2). Выбор проводится по критериям срок окупаемости ( $T$ ) и дополнительной прибыли в пределах выработки полного моторесурса ЭС ( $W$ ).

Делается вывод о том, что наиболее подходящим типом миниЭС для нефтедобывающих предприятий являются секционированные газопоршневые ЭС с номинальной электрической мощностью 1-2 МВт, работающие на попутном газе.

Таблица 2

## Сравнительные характеристики некоторых серийных миниЭС

№ п/п	ЭС	Изготовитель	Тип	S	t <sub>ресурс</sub> , час	t <sub>капрем</sub> , час	N, кВт	Z* <sub>кап</sub> , тыс.руб	W, млн.руб	T, лет
1	ГТУ-6	Пермь	ГТ	0,26	100000	35000	6400	120000	156,3	8,8
2	Урал-2500	Пермь	ГТ	0,26	100000	35000	2500	30000	61,1	5,6
3	6ГЧ15/18 /ГСФ 100М	С-Петер.	ГП	0,18	40000	20000	200	2000	2,6	3,6
4	Waukesha L7042GSIU	Stamford	ГП	0,18	200000	30000	1000	8790	64,2	3,1
5	275GS	Детройт	ГП	0,18	40000	20000	275	2302	3,5	3,0

В заключительном разделе последней главы предлагается метод оптимизации схем электроснабжения нефтепромыслов в целях повышения безопасности их эксплуатации.

Для определения местоположения автономных источников энергии решена задача размещения объектов с непрерывным пространством решений и получены итерационные соотношения, позволяющие вычислить оптимальные координаты одной или нескольких миниЭС заданной мощности:

$$x_j^{(h+1)} = \frac{\sum_{i=1}^m w_{ij} a_i / E_i^{(h)}}{\sum_{i=1}^m w_{ij} / E_i^{(h)}}, \quad (11)$$

$$y_j^{(h+1)} = \frac{\sum_{i=1}^m w_{ij} b_i / E_i^{(h)}}{\sum_{i=1}^m w_{ij} / E_i^{(h)}}, \quad (12)$$

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

$w_{ij}=F_1(N_i)$  - годовые удельные потери энергии в кабеле между  $j$ -м потребителем и  $i$ -м источником энергии;

$x_j, y_j$  – искомые координаты миниЭС;

$a_i$  и  $b_i$  – координаты  $i$ -го потребителя.

Верхние индексы в (11,12) обозначают номер итерации.

Решение является устойчивым, что означает возможность переноса реального расположения миниЭС (или отклонение трассы ЛЭП) на некоторое расстояние от расчетного без резкого увеличения потерь.

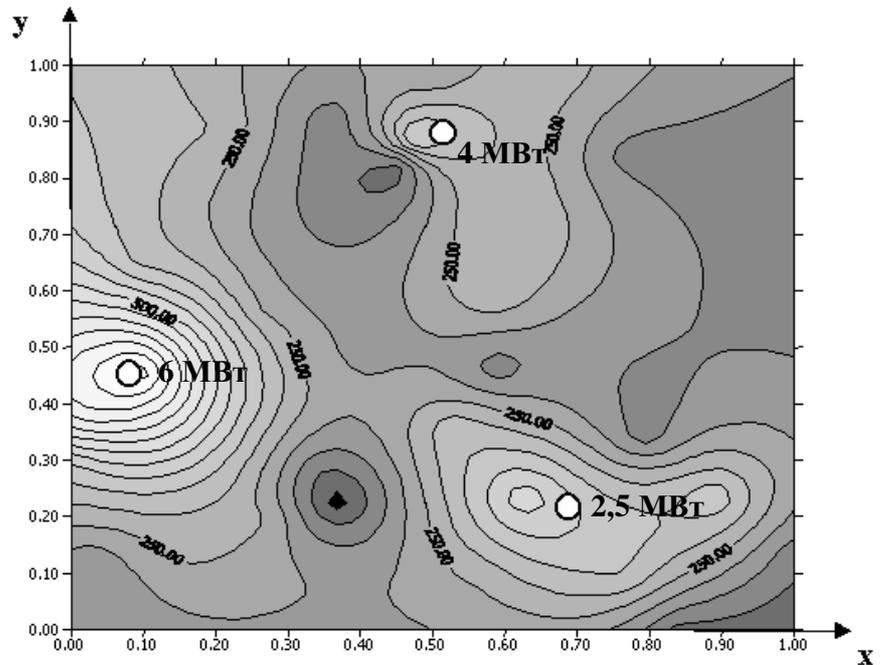


Рис.8. Вариант расположения трех миниЭС с номинальными мощностями 6, 4 и 2,5 МВт.

Один из возможных вариантов расположения миниЭС трех номиналов мощностей (на фоне картографической схемы потребляемой объектами месторождения СП «Ватойл» мощности) представлен на рис.8. Расчет проводился по формулам (11), (12), с учетом того, что в нашем распоряжении имеется три мини-ЭС с номинальными электрическими мощностями  $N_1 = 6$  МВт,  $N_2=4$  МВт, и  $N_3 = 2,5$  МВт.

Показано, что предлагаемый метод оптимизации территориального размещения объектов энергоснабжения нефтепромысла позволяет снизить потери энергии в силовых кабелях, уменьшить протяженность линий электропередач, демонтировать часть трансформаторных подстанций.

**Основные выводы:**

1. Разработана и внедрена на 20 месторождениях Западной Сибири информационно-измерительная система, позволяющая в режиме реального времени контролировать технологические параметры и показатели надежности эксплуатации насосно-силового и энергетического оборудования нефтедобычи. Показано, что ретроспективный анализ баз данных ИИС позволяет определять временную динамику изменения показателей надежности, вплоть до отдельных скважин и единиц оборудования.

2. Предложен способ обнаружения и локализации на территории нефтяных месторождений зон с аномально высокими показателями интенсивности отказов насосно-силового и энергетического оборудования. Установлено, что различные типы отказов оборудования имеют детерминированный характер по месту своей локализации. Установлены статистически значимые связи между типами отказов и технологическими характеристиками эксплуатации кустов скважин.

3. Разработаны математические модели, позволяющие прогнозировать интенсивность отказов установок ЭЦН и ШГН. 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.

4. Разработана методика оптимизации затрат на проведение ремонтно-восстановительных работ с учетом текущего уровня надежности технологического оборудования нефтедобычи. Показано, что данная методика позволяет учитывать динамику изменения цен на нефть.

5. Корреляция интенсивности отказов оборудования с изменением его удельного энергопотребления указывает на возможность использования показателя удельных энергозатрат на добычу нефти в качестве диагностического признака технического состояния оборудования. Показано, что вероятность ошибки при этом не превосходит 15%.

6. Разработана методика оптимизации распределения нагрузки кустового энергетического оборудования, позволяющая продлить его эксплуатационный ресурс в 1,5-2 раза. Установлено, что применение предложенной методики позволяет сократить потери электроэнергии на кустовых трансформаторных подстанциях не менее, чем на 2%.

7. Установлено, что энергетическая безопасность эксплуатации нефтегазодобывающих предприятий может быть повышена за счет использования автономных газотурбинных и газопоршневых энергетических модулей. Показано, что в этих целях наиболее эффективно использование газопоршневых установок единичной мощности 1-2 МВт, работающих на попутном газе. Предложены алгоритмы размещения подобных силовых агрегатов на территории нефтяных месторождений, позволяющие уменьшить в 2-5 раз потери в линиях электропередач.

**Основные результаты работы опубликованы в следующих научных трудах:**

1. Белов В.Г, Соловьев В.Я. Решения, основанные на информации //Нефть России.-2000.-№ 7.-С.13-16.
2. Белов В.Г, Соловьев В.Я. Тотальный сбор информации //Нефть России.- 2000.- № 8.-С.34-37.
3. Белов В.Г, Соловьев В.Я. ....//Нефть России.- 2000.-№ .....-С.....
4. Белов В.Г., Соловьев В.Я. Модернизация АГЗУ "Спутник АМ-40" и методики измерения продукции скважин //Нефтяное хозяйство.- 2000.- №10.- С.118-121.
5. Байков И.Р., Соловьев В.Я. Повышение надежности эксплуатации кустовых трансформаторных подстанций нефтяных промыслов //Сб. материалов 2-го научно-практического семинара «Энергоэффективная экономика. Автоматизированные системы учета энергоносителей. Проблемы, задачи, перспективы научно-технического развития. Опыт внедрения в РБ». 16-18 мая 2002г, г.Уфа.

6. Байков И.Р., Соловьев В.Я. Принципы выбора автономной электростанции для нефтедобывающих предприятий //Сб. материалов 2-го научно-практического семинара «Энергоэффективная экономика. Автоматизированные системы учета энергоносителей. Проблемы, задачи, перспективы научно-технического развития. Опыт внедрения в РБ». 16-18 мая 2002г, г.Уфа.
7. Байков И.Р., Смородов Е.А., Соловьев В.Я. Оптимизация нагрузок кустовых трансформаторных подстанций нефтедобывающего предприятия // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики (в печати).
8. Байков И.Р., Смородов Е.А., Соловьев В.Я. Оптимизация затрат на аварийно-восстановительные работы в нефтегазодобывающих предприятиях //Нефтяное хозяйство (в печати).
9. Байков И.Р., Смородов Е.А., Соловьев В.Я. Динамические нагрузки в штангах глубинных насосов и их влияние на надежность оборудования // Известия ВУЗов. Нефть и газ (в печати).
10. Байков И.Р., Смородов Е.А., Соловьев В.Я. Картографический метод исследования аварийности насосно-силового оборудования нефтепромыслов // Известия ВУЗов. Нефть и газ (в печати).
11. Байков И.Р., Смородов Е.А., Соловьев В.Я. Повышение энергетической безопасности эксплуатации технологического оборудования нефтепромыслов //Нефтяное хозяйство (в печати).

Соискатель

Соловьев В.Я.