

**ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
И СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ
В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ
КОМПЛЕКСАХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ**

Монография



Издательство
Нижевартовского
государственного
университета
2015

ББК 31.190.7

Э 40

Печатается по постановлению редакционно-издательского совета
Нижевартовского государственного университета

Рецензенты:

канд. тех. наук, начальник проектного и научно-исследовательского
электротехнического отдела Тюменского проектного
и научно-исследовательского института нефтяной и газовой
промышленности им. В.И.Муравленко *В.П.Фрайштетер*;
канд. тех. наук, зав. кафедрой электроэнергетики Тюменского
государственного нефтегазового университета *А.Л.Портнягин*

Э 40 **Экономия электроэнергии и снижение потерь в электро-
технических комплексах нефтегазодобычи** : монография /
[В.В.Сушков, М.К.Велиев, Т.Д.Гладких, Г.В.Мальгин]. — Нижне-
вартовск: Изд-во Нижневарт. гос. ун-та, 2015. — 219 с.

ISBN 978–5–00047–244–6

Монография посвящена вопросам экономии электроэнергии и минимизации потерь в электротехнических комплексах нефтегазодобывающих предприятий. Проанализированы проблемы снижения потерь электроэнергии в многомашинном электротехническом комплексе технологической системы поддержания пластового давления (ППД) и распределения объемов аварийных ограничений электропотребления нефтепромысловых потребителей при возникновении дефицита мощности в энергосистеме. Рассмотрены вопросы моделирования динамических режимов с помощью проблемно-ориентированных численных методов и программ.

Монография может быть полезна научным работникам, инженерам-электроэнергетикам, электротехникам, студентам, магистрантам и аспирантам электроэнергетического и электротехнического направлений вузов.

ББК 31.190.7

ISBN 978–5–00047–244–6

© Издательство НВГУ, 2015

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время доля затрат на электроэнергию в себестоимости добычи нефти составляет 30—35%. Современный этап развития нефтяной промышленности характеризуется снижением темпов отбора продукции из скважин на нефтяных месторождениях, вступивших в поздние стадии разработки, прогрессирующим ростом обводненности и снижением качества добываемой продукции. В то же время разработка новых залежей, по вновь вводимым месторождениям, производится из низкопроницаемых пластов, что сопровождается широким применением механизированной добычи, а также систем поддержания пластового давления (ППД) на ранних стадиях освоения. Очевидно, что в условиях непрерывного роста тарифов доля затрат на электроэнергию в нефтедобыче будет возрастать.

Одной из главных причин высокого уровня непроизводительных потерь электроэнергии в технологической системе ППД является неэффективное управление территориально рассредоточенным многомашинным электротехническим комплексом, представленным насосными агрегатами (НА) станций низкого давления и основными НА кустовых насосных станций (КНС). В связи с этим повышение энергетической эффективности системы ППД возможно путем оптимизации управления многомашинным электротехническим комплексом.

Решение данного вопроса должно проходить в рамках системного подхода к оптимизации управления режимами работы технологической системы, с учетом особенностей характеристик всех элементов системы, технологических связей и ограничений.

Имеющиеся решения по оптимизации режимов работы и повышению энергетической эффективности сложных электротехнических и гидравлических комплексов не всегда применимы к реальным процессам в технологических системах добычи нефти. Помимо этого, имеет место отставание и несоответствие существующих систем управления режимами работы КНС современным тенденциям в области эффективного использования электроэнергии в нефтегазодобыче и других отраслях промышленности.

Помимо того, что объекты нефтяной и газовой промышленности являются крупными потребителями электроэнергии, они представляют повышенную опасность, а следовательно, имеют особые требования к электроснабжению.

В связи с этим для снижения риска развития аварийных ситуаций, связанных с полной остановкой нефтепромысла, а также минимизации потерь нефтедобычи с учетом сезонности (зима-лето), при возникновении аварийных ситуаций в энергосистеме необходимо исключить неупорядоченное отключение электрооборудования. Оценка риска останова системы нефтедобычи с учетом технологического резервирования включает в себя разработку метода расчета надежности технологической системы с функциональным и временным резервированием.

Глава 1

СТРУКТУРА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

В настоящей главе рассмотрены структура электропотребления и способы управления многомашинным электротехническим комплексом технологической системы поддержания пластового давления (ППД) как объекта исследования. Для этого определены основные функции и схемы организации систем ППД.

Проведен анализ существующих способов управления режимами работы насосных станций технологических систем ППД, выявлены их основные преимущества и недостатки с целью определения приоритетных направлений совершенствования и модернизации.

На основании проведенного анализа сформулированы задачи, решение которых позволит оптимизировать режимы работы и снизить потери электрической энергии в многомашинном электротехническом комплексе системы ППД. Показано, что необходимость повышения управляемости и расширения технологических возможностей насосных агрегатов (НА) кустовых насосных станций (КНС) определяется экономическими и технологическими соображениями.

1.1. Система ППД в технологии добычи нефти

При разработке нефтяных месторождений и невосполнении израсходованного запаса пластовой энергии происходит снижение уровня пластового давления. Снижение ниже давления насыщения сопровождается резким снижением дебита скважин, происходит увеличение доли свободного газа в многофазной среде, а напорный режим работы залежи переходит в режим растворенного газа, что сопровождается расходом

значительной части энергии расширяющегося газа на прохождение к забоям скважин без совершения полезной работы по вытеснению нефти [11].

С целью увеличения темпов отбора нефти и повышения нефтеотдачи залежи месторождения производят восполнение пластовой энергии и поддержание пластового давления на требуемом уровне с применением вторичных методов воздействия на пласт, заключающихся в закачке рабочего агента в виде воды или газа.

Способы применения газа (компрессорный газлифт) в качестве рабочего агента не имеют сегодня широкого применения, в первую очередь, ввиду высокой капиталоемкости строительства компрессорных станций, а также высокой энергоемкости, когда единичные мощности электродвигателей компрессоров могут достигать 12,5 МВт. Относительно низкий коэффициент полезного действия (КПД) наряду со сложностью самого технологического процесса определяет его эффективное использование прежде всего на крупных месторождениях нефти с высоким значением забойного давления при больших дебитах скважин [100]. Газлифтным способом добывается примерно 1% нефти, фонтанным способом — 4% и до 95% нефти извлекается поддержанием пластового давления с использованием воды в качестве рабочего агента [34].

В настоящее время заводнение — освоенный метод разработки и увеличения нефтеотдачи пластов, применимый практически при всех геолого-физических и технико-технологических условиях. Использование заводнения в качестве основного способа определено наибольшим конечным коэффициентом нефтеотдачи водонапорного режима по сравнению с другими [100].

Восполнение и поддержание пластового давления с применением заводнения представляет собой закачку воды — главного носителя энергии — в нефтеносные пласты через нагнетательные скважины, что обеспечивает приближение к добывающим скважинам зоны повышенного давления [6]. Заводнение как средство увеличения текущей и конечной нефтеотдачи пластов применяют в стадии начальной разработки, а по залежам со значительным избыточным пластовым давлением — после снижения его до уровня гидростатического [31]. Использование заводнения позволяет повысить нефтеотдачу пластов при разбуривании залежей по значительно более редким сеткам, сократить сроки отборов

основных запасов, продлить фонтанный период эксплуатации залежей, обеспечить высокие дебиты скважин при механизированном способе эксплуатации и повысить эффективность всего процесса разработки.

Значимость ППД состоит не только в обеспечении интенсификации процессов добычи нефти, но и в том, что появляется возможность для проведения комплексных исследований геолого-энергетических процессов разработки месторождений, своевременного выявления их отклонения от нормального режима, а также рационального расходования пластовой энергии [11].

Внедрение системы ППД на месторождениях создает принципиально новые условия для энергетических процессов разработки, заключающихся в том, что к природной энергии пластов и энергии, подводимой к оборудованию скважин механизированного фонда, добавляется расход энергии на закачку агента.

Сегодня на преобладающем числе месторождений стремятся осуществить ППД с самого начала разработки. В этом случае основным источником необходимого количества воды выступают пластовые воды сеноманских горизонтов или поверхностных источников, так как добывающие скважины на этой стадии дают продукцию с низким процентом обводненности. В дальнейшем уровень обводненности повышается, возрастает количество попутно добываемой воды (подтоварной воды), которая должна быть утилизирована.

Исходя из этого, в качестве основных функций системы ППД можно выделить следующие:

— подготовка и обеспечение необходимого объема закачки воды в пласт и давления нагнетания по каждой скважине, объекту разработки и месторождению в целом в соответствии с проектной документацией;

— контроль объема закачанной воды как по каждой скважине, так и по группам, пластам, объектам разработки и месторождению в целом;

— надежное и экономичное функционирование на протяжении всего срока эксплуатации месторождения.

Большое разнообразие условий разработки нефтяных месторождений влияет на эффективность использования заводнения и, как следствие, на уровень потребления электроэнергии. Данные

условия зависят от геологических особенностей пород области залегания нефти, индивидуальных характеристик нагнетательных скважин, качества закачиваемого агента, стадии разработки месторождения, выбранной системы разработки и т.п. Эти условия определяют состав применяемого оборудования и технологический режим системы ППД.

Особенность множества функционирующих промысловых систем ППД связана с принципами разработки нефтяных месторождений Западной Сибири, когда имели место режимы форсированного отбора жидкости, что требовало закачки больших объемов воды. Для этих целей были спроектированы и построены системы промыслового трубопроводного транспорта воды, мощности водозаборных сооружений и КНС с большой единичной мощностью насосных агрегатов. Такие схемы обустройства в полной мере соответствовали и были оправданы условиями ранней разработки месторождений региона, характеризующихся низким процентом обводненности скважинной продукции, высокой поглощающей способностью пластов, а следовательно, высокими дебитами добывающих и приемистостью нагнетательных скважин [45].

В конце прошлого столетия большинство месторождений западносибирского региона стало выходить в завершающую (четвертую) стадию разработки, показателями чего явились относительно небольшие объемы добываемой нефти, снижение уровней пластовых давлений, резкое увеличение обводненности добываемой продукции и внедрение вторичных способов добычи на начальных этапах разработки месторождений. В свою очередь рост стоимости оборудования вследствие инфляционных процессов, упадок промышленного комплекса страны и сокращение объемов и уровня научного обеспечения, приходящиеся на эти же годы, негативно отразились на обновлении фонда промыслового оборудования и развитии технологических систем добычи нефти.

Наряду с этим отрицательное влияние на состояние технологических систем ППД оказали недостатки в проектировании обустройства и эксплуатации месторождений, что явилось результатом тенденций, доминирующих при становлении и начальной стадии развития нефтедобычи западносибирского региона. В первую очередь это максимальное сокращение капитальных затрат и ориентация на добычу безводной нефти на протяжении всего

времени эксплуатации, а также отсутствие надежных систем управления, которые бы позволили адекватно технологическому процессу управлять его элементами [79].

В дальнейшем указанные обстоятельства привели к изменению промысловой обстановки и проявлению недостатков всей технологической системы, где главные из них — неоправданные энергетические потери [99]. Это обозначило основные современные проблемы нефтедобычи региона, где к числу главных проблем относится необходимость приведения эксплуатируемых и проектируемых технологических систем ППД в соответствие с современными экономическими требованиями, в частности, повышения энергетической эффективности [1, 33, 34, 88, 109].

Повышение энергетической эффективности технологической системы ППД при современной высокой стоимости электроэнергии и тенденции к ее увеличению на фоне высокого процента обводненности скважинной продукции означает уменьшение текущих экономических затрат на эксплуатацию и повышение экономической эффективности процесса нефтедобычи [42, 71]. Это определяет необходимость поиска направлений совершенствования основных энергопотребляющих процессов системы ППД для установления оптимальных режимов ее работы.

Основываясь на определении энергетической эффективности [51] применительно к системе ППД, под *повышением энергетической эффективности* следует понимать совокупность и последовательность выполнения технологических, технических и организационных мер, при которых обеспечивается максимальное количество извлечения нефти при минимальных потерях электроэнергии на восполнение и поддержание пластового давления.

Основной нефтедобычи в стране остаются месторождения, введенные в эксплуатацию до 1990 г., большинство из которых вступило в четвертую стадию, а вновь вводимые месторождения характеризуются высокой долей трудноизвлекаемых запасов. Таким образом, при сохранении за заводнением роли основного средства воздействия на пласт доля ППД в общем балансе электропотребления будет увеличиваться. Поэтому снижение потерь электроэнергии в нефтедобыче в настоящее время представляет важную народно-хозяйственную проблему, основные направления решения которой сформулированы в федеральных законах [89].

Для определения новых подходов к проектированию и эксплуатации систем ППД, обеспечения эффективности их функционирования, вовлечения новых инструментов и технологий управления становится очевидной необходимостью системного подхода к анализу потребления электроэнергии в системе. Системный подход позволяет выявить истинные характеристики элементов с точки зрения потерь электроэнергии и определить условия их оптимальной эксплуатации.

1.2. Структура потребления и анализ затрат электроэнергии в технологической системе ППД

При свойственных западносибирскому региону осложненных условиях разработки месторождений темпы роста удельного электропотребления в нефтедобыче зависят, в первую очередь, от режимов работы и управления двух наиболее энергоемких технологических процессов — механизированной добычи и ППД [52, 94, 101].

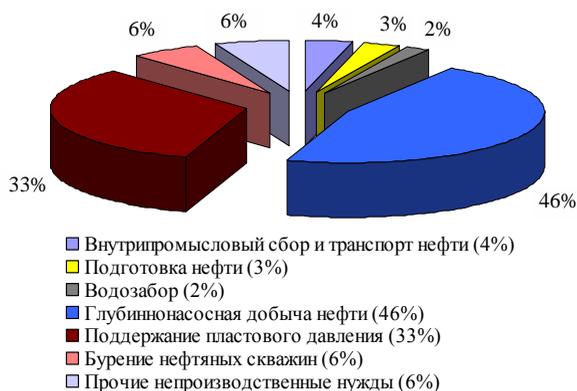


Рис. 1.1. Структура электропотребления нефтедобывающего предприятия западносибирского региона

Принципы проектирования, обустройства и управления технологическими системами ППД, применяемое оборудование и особенности его эксплуатации на подавляющей части месторождений западносибирского региона остаются неизменными многие десятилетия, что является препятствием на пути реализации мероприятий, направленных на сокращение непроизводительных потерь электрической энергии в одной из самых энергоемких составляющих нефтедобычи (рис. 1.1) [1, 75, 107].

Обустройство систем ППД нефтяных месторождений осуществляется по схеме в виде комплекса технологического оборудования (рисунок 1.2), где наземная инфраструктура представлена несколькими подсистемами, связанными единым режимом перекачки воды.

В зависимости от конкретных условий месторождения отдельные элементы рассмотренной структурной схемы могут отсутствовать или изменяться. Тем не менее, общими и основными из подсистем схемы являются насосные станции, сети водоводов и нагнетательные скважины.

По сетям низконапорных водоводов пресная вода с водозабора, сеноманская от водозаборных скважин, отделенная от нефти пластовая с установки подготовки нефти (УПН) или установки предварительного сброса воды дожимной насосной станции (ДНС с УПСВ) подается на КНС, которые сконцентрированы на одной или нескольких площадках. Далее от КНС по сети высоконапорных водоводов вода подается к кустам нагнетательных скважин.

Сети водоводов низкого и высокого давления представляют собой совокупность трубопроводов и запорной арматуры (задвижки, вентили и т.п.). Нагнетательные скважины представлены элементами устьевого арматуры, ограничителями расхода и колонной насосно-компрессорных труб [100].

Одними из важнейших и конструктивно сложных подсистем технологической системы ППД являются насосные станции низкого давления и кустовые насосные станции (КНС), где основные элементы этих подсистем представлены многомашинным электротехническим комплексом — насосными агрегатами (НА) станций низкого давления с подпорными насосами и насосными агрегатами с основными насосами КНС.



Рис. 1.2. Структурная схема технологической системы ПВД

Насосные станции низкого давления оборудуются низковольтными НА, предназначенными для создания необходимого напора на входе насосных агрегатов КНС. Функциональным назначением основных НА является создание давления на выходе КНС, при котором будет обеспечено требуемое давление закачки на устье нагнетательных скважин для поддержания или создания пластовых давлений, значения которых определены проектом разработки месторождения.

В преобладающем большинстве НА КНС представлены группой многоступенчатых секционных центробежных насосов типа ЦНС 180-1900, ЦНС 180-1422, ЦНС 240-1900, ЦНС 500-1900, в количестве от 4 до 6 установок. В качестве привода основных насосов выступают синхронные двигатели типа СТД или асинхронные типа АРМ мощностью от 1,25 до 5 МВт [10, 63].

Применение центробежных насосов обусловлено их существенными преимуществами перед другими насосами, основными из которых являются: сравнительно низкая стоимость, поскольку в конструкции используются сталь, чугун и полимерные материалы; простота технического обслуживания и эксплуатации; широкий диапазон регулирования производительности при сохранении достаточно высокого значения КПД; устойчивая работа насосов при последовательной и параллельной работе на единый напорный водовод.

Насосные агрегаты являются основными энергопроизводящими и одновременно энергопотребляющими элементами системы ППД. Типом и числом установленных НА определяется напор и производительность КНС [63, 74].

В общем балансе потребления электроэнергии технологической системы ППД доля НА составляет 80—90% [99], а затраты на закачку воды в себестоимости добычи нефти составляют 26—35% (рис. 1.3) [34, 43].

Общая доля непроизводительных потерь электроэнергии в нефтедобыче достигает 15—25% [99], из которых большая часть — 55—60% — сосредоточена в технологической системе ППД [73] ввиду низкого эксплуатационного КПД системы, который составляет не более 40—45% (рис. 1.4) [52].

Наибольшие потери имеют место в центробежных насосах вследствие нерациональных режимов работы системы, которые характеризуются несоответствием параметров насосной группы

параметрам гидравлической сети и изменяющимся условиям технологии разработки нефтяного месторождения.

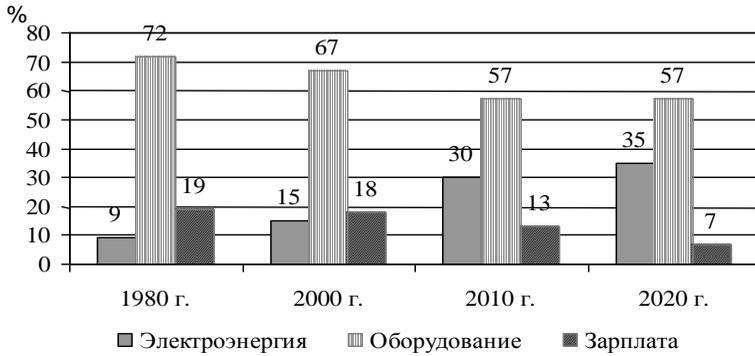


Рис. 1.3. Распределение затрат в себестоимости добычи нефти

Такие режимы эксплуатации вызывают возрастание доли непроизводительных потерь электроэнергии в технологической системе и, как следствие, повышенный удельный расход электроэнергии ($w_{уд}$) на закачку воды.

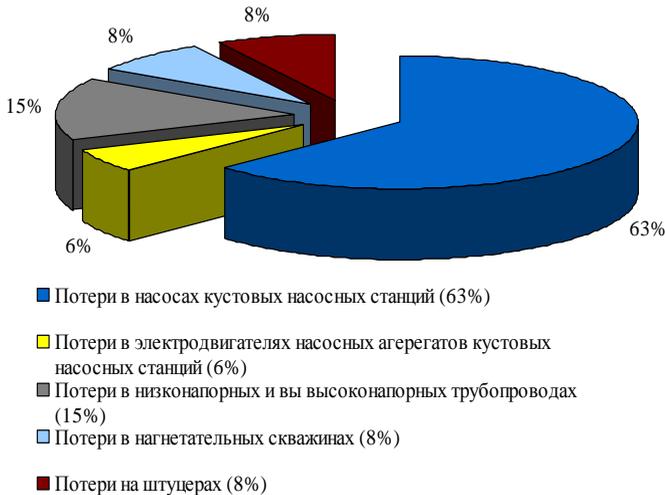


Рис. 1.4. Структура потерь энергии в технологической системе ПНД

Таким образом, причины возникновения потерь электроэнергии в НА КНС технологической системы ППД можно условно разделить на две группы:

первая группа — потери электроэнергии, которые можно считать неизбежными, определяемые типом эксплуатируемых НА, индивидуальными характеристиками гидравлической сети и промышленного оборудования, принятыми в соответствии с применяемой схемой разработки месторождения и др.;

вторая группа — потери электроэнергии, определяемые нерациональными режимами работы НА КНС.

Потери электроэнергии, составляющие первую группу, определяются существующими характеристиками и уровнем развития применяемой техники и технологии производства насосного оборудования. Снижение данных потерь возможно:

- проведением расчетно-технических разработок по совершенствованию проточной части насосов, что обеспечит высокие энергетические показатели машины [44];
- совершенствованием материалов и внутренней поверхности трубопроводов;
- повышением качества расчетов для выбора технологического оборудования.

Потери энергии второй группы следует рассматривать как дополнительные, которые можно уменьшить путем совершенствования существующих подходов к проектированию новых и модернизации эксплуатируемых технологических систем ППД.

В число задач совершенствования применяемого оборудования (первая группа) входит повышение паспортного КПД НА, достигаемое уменьшением доли потерь энергии в проточной части насоса [57]. Повышение эксплуатационных показателей достигается за счет внедрения новых технологий проектирования оборудования заводами-изготовителями, что выражается в конструктивных изменениях для достижения наилучших энергетических и эксплуатационных показателей [97, 104]. Одним из таких направлений является применение усовершенствованной геометрии проточной части, рабочих колес и направляющего аппарата, что позволяет увеличить надежность и сократить потери энергии в насосе.

Также в число задач первой группы входит предотвращение или замедление снижения КПД насоса, связанного с влиянием

твердых взвешенных частиц и коррозионной среды на поверхность проточной части, что приводит к снижению эффективности его работы [26, 61, 65]. Замедлить, а в лучшем случае предотвратить коррозирование возможно путем нанесения защитных покрытий, что позволяет повысить коррозионную и эрозионную стойкость рабочих поверхностей насоса. Помимо этого, нанесение покрытия повышает гидрофобность проточной части насоса, что снижает потери на гидравлическое трение и повышает КПД насоса со смещением его максимума в сторону больших расходов [112, 113].

Сформулированные задачи совершенствования применяемого технологического оборудования относятся к компетенции проектно-конструкторских организаций и заводов-изготовителей.

Решение задач второй группы может быть достигнуто после выявления основных причин возникновения нерациональных режимов работы НА технологической системы ППД и допустимых путей их исключения. Можно выделить несколько основных причин:

- несоответствие эксплуатируемых промышленных систем и применяемых технологий стадиям разработки месторождений;

- несоответствие существующих принципов проектирования технологических систем и выбора применяемого оборудования требованиям стандартов и нормативно-технических документов в части энергетической эффективности;

- низкий уровень технического состояния эксплуатируемого оборудования при высоких затратах на модернизацию;

- низкий уровень управляемости НА КНС.

Общей тенденцией в направлении приведения нефтепромышленных технологических систем в соответствие с изменившимися условиями эксплуатации нефтяных месторождений является реинжиниринг наземной инфраструктуры [67]. Под *реинжинирингом* понимается изменение конфигурации существующих промышленных технологических систем. Данное направление явилось результатом того, что в периоды ранней эксплуатации крупных высокопродуктивных месторождений с хорошей проницаемостью пластов их инфраструктура проектировалась под большие объемы закачки воды и часто с отступлением от проектных решений. После снижения уровня объемов закачки проектная мощность

объектов технологической системы ППД стала избыточной по отношению к объемам перекачиваемой воды. В связи с этим в числе актуальных направлений в области разработки рациональных и адекватных существующим условиям нефтедобычи решений в системе поддержания пластового давления — деятельность по реконфигурации системы по уровням давлений с применением технологий локального заводнения [80]. Согласно этой технологии КНС играет роль станции второго подъема, тем самым снижая давление в высоконапорных водоводах до среднего с подачей воды на дожимные насосные пункты (ДНП), преобразованные из водораспределительных пунктов (ВРП) и расположенные вблизи нескольких нагнетательных скважин. Установленные на дожимных насосных пунктах плунжерные насосы обеспечивают поскважинное управление закачками, исключая дросселирование потока на устье скважин и, как следствие, непроизводительные потери энергии.

Реализация такого рода решений требует не только изменения схем технологических систем и строительства инфраструктуры под измененные промысловые объекты, но и переобустройства площадок ВРП под установку плунжерных насосов.

Сложность рассматриваемой проблемы высокого уровня потерь электроэнергии также определяется несоответствием существующей методической базы условиям поздней стадии разработки месторождений при низком качестве запасов и сложности в геологическом строении разрабатываемых объектов [98]. Помимо этого, при существующем раздельном и последовательном проектировании разработки и обустройства нефтяных месторождений это приводит к тому, что решения по обустройству принимаются в условиях неполноты исходной информации на основе укрупненных показателей, которые не могут в полной мере отобразить особенности проектируемых объектов. Указанная совокупность факторов приводит к несоответствию запроектированных нефтепромысловых систем технологиям разработки, их структурной избыточности и низкой производительности основных фондов, которая проявляется в высоком уровне потерь электроэнергии.

Важным шагом в решении этих проблем на государственном уровне стало принятие ряда документов, выдвинувших дополнительные требования к технологиям и организации технологических

процессов нефтедобычи, что создает дополнительные стимулы к их модернизации.

В части повышения эффективности разработки нефтяных месторождений, вступающих либо вступивших в завершающую стадию, важным документом является Постановление ЦКР Роснедра, согласно которому предусматривается модернизация технологий и технологических систем в соответствии с существующими условиями разработки [86].

В отношении проблемы высокой энергоемкости технологических процессов нефтедобычи как для эксплуатируемых месторождений, так и для вновь вводимых в эксплуатацию, основными являются ряд принятых законодательных актов, предписывающих повышение энергетической эффективности и технологическое развитие отрасли при ответственном использовании энергии и энергетических ресурсов [29, 89].

Помимо вопросов методического характера к числу современных проблем на существующих нефтяных месторождениях относится снижение производительности основных фондов, определяемое низким уровнем технического состояния эксплуатируемого промыслового оборудования. Данное обстоятельство вызвано тем, что большинство эксплуатируемых сегодня месторождений было введено в эксплуатацию до 1990 г. прошлого столетия, фонд оборудования их не обновлялся уже многие годы. Нефтедобывающие компании стремятся как можно дольше использовать элементы действующих систем обустройства, тем самым сокращая затраты на модернизацию.

В результате этого системы ППД эксплуатируются вне оптимальных режимов при низких технических показателях сети трубопроводов, насосных агрегатов и нагнетательных скважин [88]. Несоответствие параметров труб давлению и объему воды, подаваемому в них, приводит к возрастанию доли потерь энергии по длине, а плохое состояние соединительных элементов и арматуры вызывает дополнительные протечки и также создает излишнее сопротивление движению воды.

Высокая доля потерь электроэнергии в насосных агрегатах КНС технологической системы объясняется низким уровнем управляемости электропривода насосов и, следовательно, низкой адаптивностью КНС к изменяющимся условиям технологии

разработки нефтяного месторождения. Кроме того, величина потребляемой насосным агрегатом мощности зависит от его индивидуальных энергетических характеристик, которые в процессе эксплуатации снижаются, что обусловлено эксплуатационным износом. На характеристики насоса также существенное влияние оказывают периодичность, условия и качество проведения ремонта, который не всегда проводится удовлетворительно. В последующем это приводит к различию гидравлических и энергетических характеристик, параллельно работающих насосных агрегатов, что вызывает избыточное потребление электроэнергии насосными агрегатами с меньшей производительностью.

Все указанные обстоятельства в совокупности определяют высокий уровень потерь электрической энергии в технологической системе ППД.

Методической основой решения комплекса указанных задач является приведение существующей нормативно-методической и информационно-методической базы проектирования разработки и обустройства нефтяных месторождений в соответствие с современными требованиями и условиями.

В отсутствие способов управления, при которых возможно снижение доли непроизводительных потерь электроэнергии в насосных агрегатах, эффективность технических и организационных мероприятий будет незначительной. Таким образом, технической основой удовлетворительного решения проблемы высокого уровня потерь электрической энергии в системе ППД является анализ существующих и разработка новых подходов к управлению режимами работы насосных агрегатов КНС [19].

1.3. Сравнительный анализ способов управления режимами работы КНС

Большинство существующих технологических систем ППД месторождений Западной Сибири построено по принципу централизованной системы, где КНС или их группа, связанные единым режимом перекачки воды по высоконапорным трубопроводам, подают воду на кусты нагнетательных скважин. При этом

давление нагнетания выбирается из условия закачки необходимого объема воды в наиболее приемистые скважины, число которых составляет не более 10% всех скважин. При существующей технологии закачек давление на нагнетательных скважинах с большей приемистостью регулируется при помощи ограничителей расхода (штуцеров) на устье скважин [25].

Штуцеры по принципу работы являются дросселирующим элементом и, как правило, устанавливаются на скважинах, расположенных вблизи КНС или на скважинах, где существующее давление превосходит требуемое. По известному изменению расхода и давления воды расчетным путем определяют диаметр штуцера. На практике в зависимости от того, насколько требуется уменьшить давление на скважине и какой расход воды при этом будет, выбирается ближайший диаметр штуцера по имеющимся стендовым гидравлическим характеристикам для каждого типоразмера.

Несмотря на простоту реализации и дешевизну эксплуатации данный способ регулирования имеет ряд недостатков, где главным является возрастание доли непроизводительных потерь электроэнергии в системе. Очевидно, что с изменением характеристики гидравлической сети с применением штуцеров потери электроэнергии возрастают пропорционально количеству дросселируемого потока. Это обусловлено тем, что энергия, затраченная на преодоление дополнительного сопротивления регулирующего устройства, преобразуется в тепловые потери. Другим недостатком способа является возможность управления объема закачки только в сторону уменьшения, что не способствует решению задачи повышения управляемости насосов КНС и расширения технологических возможностей системы.

Основным способом управления подачей каждого НА или в целом КНС остается дросселирование потока с применением запорной арматуры на стороне нагнетания агрегата [8]. Регулирующим элементом в этом случае является механическое устройство в виде задвижки, которое за счет своего перемещения изменяет поперечное сечение трубопровода [84].

Основным недостатком данного способа, как и штуцерования, является возрастание доли непроизводительных потерь электроэнергии в системе, а также возможность регулирования подачи только в сторону уменьшения. Помимо этого, рост давления на

выходе НА при закрытии задвижки приводит к сокращению срока службы уплотнений и запорных устройств, а также к увеличению протечек жидкости через стыки и щелевые уплотнители.

К распространенным способам относится управление подачей НА, основанное на отведении части потока с выхода кустовой насосной станции на ее вход через отводящий водовод (байпас) с регулирующим клапаном. При этом энергия, затрачиваемая на циркуляцию жидкости, не создает полезной работы, что приводит к возрастанию доли непроизводительных потерь электроэнергии в системе ППД, особенно при значительной глубине регулирования. Как и в предыдущих двух способах, подача КНС регулируется только в сторону уменьшения.

Ступенчатое управление подачей КНС осуществляется за счет подключения или отключения одного или группы НА. Скачок напора и суммарной подачи при изменении числа работающих НА зависит от крутизны гидравлической характеристики сети. Данный способ характеризуется простотой управления, а при использовании устройств плавного пуска электродвигателей НА позволяет снизить их преждевременный износ, что характерно для прямых пусков. Тем не менее, применение данного способа управления также не исключает дросселирование подачи на стороне нагнетания насосов и на устье нагнетательных скважин, что повышает уровень потерь электроэнергии в системе.

Перечисленные недостатки применяемых способов управления производительностью КНС (таблица 1.1) указывают на то, что все они приводят к неизбежному возрастанию уровня потерь электроэнергии и не позволяют расширить возможности управления режимами работы насосных агрегатов.

Рассмотренные способы управления направлены на удовлетворение только технологических потребностей, таких как требуемый объем закачки, и не учитывают энергетических аспектов, что не позволяет реализовать имеющийся потенциал повышения энергетической эффективности системы ППД.

Таблица 1.1

Сравнительный анализ способов управления производительностью насосных агрегатов КНС

№ п/п	Способ управления	Уровень потерь энергии	Возможность соблюдения плана заправки	Оперативность	Износ оборудования	Примечания
1	Дросселирование на стороне нагнетания насосного агрегата	высокий	высокая	низкая	высокий	Износ насосного оборудования и запорной арматуры. Неизбежное возрастание непроизводительных потерь электроэнергии
2	Установка штуцеров на устье нагнетательных скважин	средний	низкая	низкая	высокий	
3	Применение байпаса	высокий	низкая	низкая	высокий	
4	Ступенчатое управление: вкл./откл. насосных агрегатов	высокий/ средний	средняя	высокая	высокий	Износ как насосного, так и электрооборудования. Ограниченное число коммутаций при отсутствии систем плавного пуска
5	Изменение числа рабочих колес насоса (насосов)	низкий	средняя	низкая	низкий	Обоснованно в случаях работы насосных агрегатов продолжительное время в неизменном режиме подачи
6	Частотно-регулируемый электропривод	низкий	высокая	высокая	низкий	Широкий диапазон управления производительностью насосов, насосных агрегатов

Задача оптимизации управления режимами работы НА системы ППД связана с необходимостью учета множества неразрывных технологических, гидравлических и режимных параметров элементов всей системы и может быть реализована двумя путями: совместным управлением режимами работы насосов КНС и гидравлической сети, а также повышением уровня управляемости КНС [23]. Под повышением управляемости понимается более адаптивное и оперативное поведение системы, по сравнению с рассмотренными традиционными способами управления при изменяющихся параметрах технологического процесса ППД.

Физическая суть оптимизации управления заключается в сближении гидравлических характеристик сети и многомашинного комплекса КНС при минимизации непроизводительных потерь электроэнергии. Это значит, что каждому состоянию гидравлической сети и совокупности плановых заданий по закачкам в нагнетательные скважины соответствует свой оптимальный режим работы многомашинного комплекса — положение рабочей точки на расходно-напорной характеристике гидравлической сети, при которой выполняются задания по закачкам, а удельный расход электроэнергии является минимальным.

При изменении любой из этих составляющих положение рабочей точки и расход электроэнергии изменяется.

Меры по сближению характеристики КНС и рабочей точки гидравлической сети сводятся к следующим оперативным и стратегическим способам управления (таблица 1.1):

- изменение числа рабочих колес у одного или нескольких насосов;
- изменение характеристики гидравлической сети;
- применение частотно-регулируемого электропривода (ЧРП) насосных агрегатов КНС.

Подход к управлению производительностью НА посредством снятия рабочих колес насоса не решает вопросы повышения оперативности управления и расширения технологических возможностей КНС для реализации мероприятий по повышению энергетической эффективности. Применение такого способа должно быть обосновано продолжительностью работы насоса в неизменном режиме подачи, что возможно только при повышении достоверности прогнозов закачки воды, так как в условиях изменяющихся

геолого-физических параметров пластов это может привести к неоправданным трудовым и финансовым затратам.

Несмотря на многообразие предлагаемых схем организации технологических систем ППД с целью снижения энергетических потерь, в соответствии со сложившейся практикой и нормами проектирования [25, 72] типовая схема системы ППД предполагает эксплуатацию централизованной КНС с сетью высоконапорных водоводов к нагнетательным скважинам.

Следующее направление по сближению рабочей точки на расходно-напорной характеристике КНС и гидравлической сети относится к числу оперативных мер и предполагает поскважинное управление закачками при изменении характеристики только гидравлической сети. Данное направление связано с высокими требованиями к качеству управления объемами закачки, предъявляемыми к системам ППД, и возможностью организации комплексных воздействий на пласт с участием всех нагнетательных скважин. В наибольшей степени из известных предложений данным требованиям удовлетворяет технология дискретных закачек (ТДЗ) [79].

Принцип ТДЗ заключается в поскважинном оперативном управлении закачками путем применения алгоритмических и программно-аппаратных решений, направленных на изменение давления закачки в максимально возможном технологическом и техническом диапазоне работы системы ППД с возможностью организации комплексных воздействий на пласт при участии всех нагнетательных скважин. Указанная технология заключается в переводе скважин с непрерывного режима работы на дискретный, при котором каждая скважина в течение цикла подключается к сети водоводов на время выполнения ее индивидуального задания по закачке, при этом подключение скважины к сети водоводов в течение цикла может быть неоднократным. Скважины, у которых время работы меньше продолжительности цикла, обеспечивают возможность согласования характеристик гидравлической сети с характеристиками КНС и работу насосов в зоне оптимального КПД, в результате чего устраняются источники крупных потерь энергии, присущие существующей технологии непрерывной закачки. По степени удовлетворения технологических требований

поскважинного выполнения планового задания по закачке ТДЗ является достаточно совершенной.

Тем не менее, при ТДЗ не решается задача расширения технологических возможностей КНС и повышения энергетической эффективности наиболее энергоемких элементов системы — насосных агрегатов.

Решение данной проблемы возможно при наделении многомашинного электротехнического комплекса КНС большей регулирующей способностью, что возможно при регулировании производительности НА способами изменения частоты вращения рабочих колес насосов.

Одним из наиболее совершенных способов в данном направлении является изменение частоты вращения электропривода НА при использовании частотных преобразователей [13, 15, 40, 41, 47, 49, 54, 69].

Частотное управление обеспечивает наибольшее оперативное регулирующее воздействие на производительность НА, исключая потери электроэнергии, свойственные способам регулирования при помощи запорной арматуры, байпаса и циклической работы агрегатов, что позволит повысить уровень управляемости и расширить нагрузочный диапазон НА при уменьшении доли непроизводительных потерь электроэнергии и повышении экономической эффективности процесса заводнения [20].

Режимы совместной работы гидравлической сети и КНС при частотном управлении производительностью НА можно представить с помощью семейства характеристик в поле координат расхода Q и напора H (рис. 1.5). Семейство дроссельных кривых A определяет режимы гидравлической сети при гидродинамических способах управления, B — режимы работы КНС при частотном управлении производительностью НА. Интервал Q_1 и Q_2 определяет возможные значения подачи КНС в зависимости от требований технологического процесса. Семейство характеристик A имеет место при регулировании производительности КНС с помощью запорных устройств на линии нагнетания, когда, изменяя подачу на выходе станции, рабочая точка переходит из точки C в D , что приводит к возрастанию потерь напора (ΔH) и, как следствие, к увеличению непроизводительных потерь электроэнергии в системе.

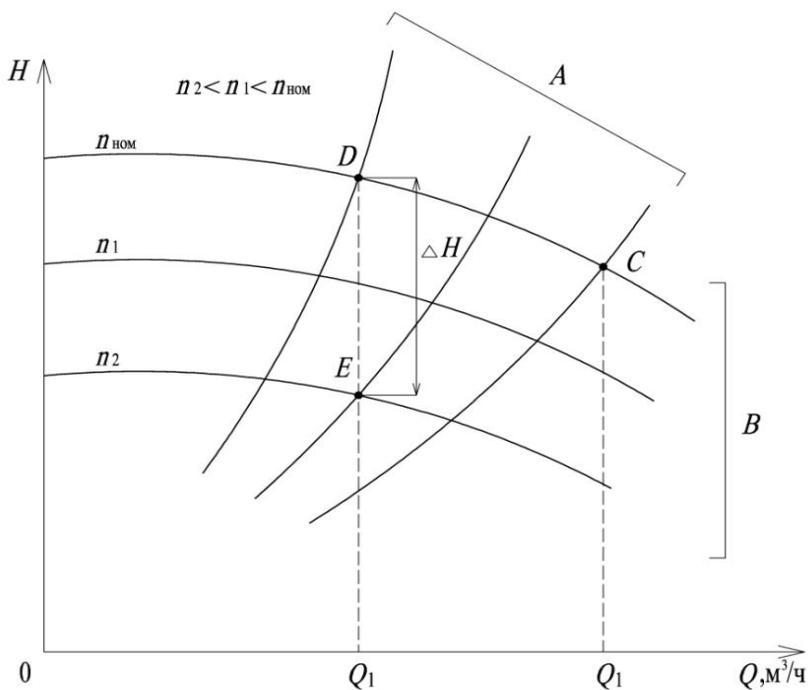


Рис. 1.5. Гидравлические характеристики гидравлической сети и КНС

При использовании регулируемого электропривода переход из рабочей точки *C* в *E* происходит без потерь напора и электроэнергии.

Также применение ЧРП позволяет оптимально распределить нагрузку между параллельно работающими НА КНС, что особенно важно при работе насосов с отличающимися гидравлическими и энергетическими характеристиками.

Применение ЧРП электропривода НА является важным направлением в общей проблеме повышения энергетической эффективности технологической системы ППД, но в силу большого разнообразия условий разработки нефтяных месторождений применение ЧРП требует технико-экономического обоснования для каждого конкретного случая в зависимости от применяемого оборудования и режимов его работы, а также принятой схемы разработки [22].

На основании анализа потерь электроэнергии и способов управления НА многомашинного электротехнического комплекса технологической системы ППД можно заключить, что эксплуатируемые и вновь проектируемые технологические системы характеризуются сложностью строения гидравлических сетей, многообразием применяемого оборудования и низкой энергетической эффективностью применяемых способов управления НА, что определяет высокую энергоемкость нефтедобычи. В этой связи необходим системный подход к обозначенной проблеме, который позволит определить энергетические характеристики всех элементов технологической системы при различных режимах работы и разработать принципы управления насосными агрегатами КНС, позволяющие снизить уровень непроизводительных потерь электроэнергии в системе.

Проблема снижения потерь электроэнергии в многомашинном электротехническом комплексе технологической системы ППД определяет необходимость решения следующих основных задач (рис. 1.6):

- провести анализ потерь электроэнергии при различных способах управления режимами работы насосных станций с центробежными НА;

- разработать методику и алгоритм определения оптимального состава по производительности и мощности электродвигателей НА при ЧРП для выполнения технологического задания на закачку воды в нефтеносный пласт с минимальным удельным расходом электроэнергии ($w_{уд}$);

- разработать систему и алгоритм оптимального управления многомашинным электротехническим комплексом;

- разработать программный комплекс для расчета потерь электроэнергии в электротехническом комплексе и гидравлических потерь в элементах системы ППД при частотном управлении НА.



Рис. 1.6. Задачи минимизации потерь электроэнергии в многомашинном комплексе технологической системы ПИД

Глава 2

МЕТОДИКА МИНИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В МНОГОМАШИННОМ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

В настоящей главе сформулированы задачи оптимизации управления многомашинным электротехническим комплексом технологической системы ППД, решение которых позволит снизить уровень потерь электроэнергии в эксплуатируемых и проектируемых технологических системах заводнения.

На основании проведенного анализа сформулирован критерий оптимизации, разработана методика определения оптимального состава и мощности электропривода насосных агрегатов многомашинного электротехнического комплекса для выполнения планового технологического задания при минимальном удельном расходе электроэнергии на закачку.

Представлены результаты анализа стратегий частотного управления основными насосными агрегатами КНС и подпорными насосными агрегатами станций низкого давления технологической системы ППД, полученные на основе разработанной методики выбора оптимального количества частотно-регулируемых насосных агрегатов по годам разработки нефтяного месторождения.

2.1. Оптимизация управления многомашинным электротехническим комплексом системы ППД

Для устранения причин высокого уровня непроизводительных потерь электроэнергии в системе ППД необходимо определить особенности ее эксплуатации, обусловленные технологией заводнения, схемами построения и характеристиками применяемого технологического оборудования. Это позволит сформулировать

критерий и ограничения для задачи оптимизации управления многомашинным электротехническим комплексом системы ППД.

Одной из причин высокой энергоемкости системы ППД является несоответствие режимов работы технологического оборудования стадиям разработки нефтяного месторождения [109]. В процессе эксплуатации месторождения значения параметров разрабатываемых залежей меняются, что проявляется в изменении показателей по объемам добываемой жидкости и закачиваемой в пласт воды. В то же время имеющие широкое применение на месторождениях региона технологии циклического заводнения и довыработка обособленных участков в низкопроницаемых пластах вызывают потребность в периодическом нагнетании различных объемов воды при различной амплитуде создаваемого напора в первом случае и общее повышение давления нагнетания во втором [1, 110].

Это приводит к тому, что построенная и неизменная по составу оборудования и коммуникаций технологическая система, рассчитанная, как правило, на максимальную производительность, не соответствует изменяющимся требованиям технологии разработки месторождения. Помимо этого в процессе эксплуатации снижается эффективность работы промышленного оборудования в связи с естественным износом, что проявляется в изменении его гидравлических и энергетических характеристик.

Указанные особенности эксплуатации системы ППД приводят к несоответствию номинальной подачи насосных агрегатов КНС текущим плановым заданиям на закачку. Это определяет необходимость оптимизации управления производительностью КНС и обеспечения адаптивности системы к изменяющимся условиям разработки месторождения, что позволит более эффективно использовать фонд промышленного оборудования [21, 102].

В системе управления закачками насосные агрегаты КНС являются главным исполнительным элементом [74]. Решение задачи снижения непроизводительных потерь электроэнергии в системе ППД посредством частотного управления заключается в определении такого режима работы многомашинного электротехнического комплекса за счет изменения частоты вращения вала электропривода насосных агрегатов, при котором обеспечивается согласование параметров КНС и фонда нагнетательных скважин. Основными

технологическими параметрами согласования являются производительность КНС и плановый объем закачки воды ($V_{пл.}$) [22].

Технологическая система ППД как объект оптимизации относится к числу сложных технических систем, включающих несколько подсистем, отдельные элементы с внутренними связями и многоуровневую структуру управления режимами закачки агента в нефтяной пласт. Задачи управления в системах такого типа реализуются на основе системного подхода с использованием методов оптимизации [7, 62, 85]. Решение задачи оптимизации управления многомашинным электротехническим комплексом системы ППД включает следующие этапы [38, 67, 93]:

- постановка и формализация задачи управления многомашинным электротехническим комплексом системы ППД;
- определение ограничений в технологии заводнения и многомашинном электротехническом комплексе;
- определение критерия оптимизации, который отражает взаимосвязь технологических и энергетических параметров элементов системы ППД.

2.1.1. Постановка задачи оптимизации управления многомашинным электротехническим комплексом

В современных условиях рыночной экономики наиболее значимыми показателями качества применяемой техники и технологий добычи нефти выступают экономические показатели, что связано с усложнением условий разработки месторождений и низким качеством запасов [27]. Исходя из этого, в качестве количественной оценки эффективности функционирования системы нефтедобычи принимают глобальный критерий оптимизации, который выражается в отношении энергии, получаемой при сжигании единицы объема добытой нефти или полученных из нее нефтепродуктов, к энергии, затраченной на добычу данной единицы объема [39].

Применительно к управлению многомашинным электротехническим комплексом технологической системы ППД в качестве критерия оптимизации необходимо принять величину, стремление

к минимизации которой будет совпадать с целью управления, что означает поиск таких режимов работы, при которых выполнение планового задания по закачке будет достигаться при минимальном значении критерия оптимизации — удельного расхода электроэнергии на закачку воды в нефтеносный пласт ($w_{уд}$, кВт·ч/м³).

Величина $w_{уд}$ на закачку воды многомашинным электротехническим комплексом системы ППД зависит от выбора состава одновременно работающих НА, распределения нагрузки между ними с учетом их энергетических и гидравлических характеристик, а также энергетической эффективности управления режимами работы агрегатов.

В общем виде задача оптимизации управления многомашинным электротехническим комплексом системы ППД сводится к задаче условной оптимизации и решается поиском таких значений напора и подачи основных и подпорных НА путем регулирования частоты вращения вала НА, при которых достигается минимальный $w_{уд}$ и выполняются ограничения как в электротехническом комплексе, так и в технологии заводнения:

$$w_{уд}(Q, H) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \frac{W_{ij}(Q_{ij}, H_{ij}) + \Delta W_{ij}(Q_{ij}, H_{ij})}{V_{пл.}} \rightarrow \min, \quad (2.1)$$

где W_{ij} — полезная энергия, потребляемая i -ым основным и j -ым подпорным НА, кВт·ч; ΔW_{ij} — потери энергии в i -ом основном и j -ом подпорном НА, кВт·ч; $V_{пл.}$ — объем планового задания на закачку воды в нефтеносный пласт, м³.

При технологических ограничениях:

$$\sum_{j=1}^m Q_i = \sum_{i=1}^n Q_j = V_{пл.}/t, \quad \text{где } \sum_{i=1}^n Q_i \text{ — суммарная подача основных}$$

НА, м³/ч; $\sum_{j=1}^m Q_j$ — суммарная подача подпорных НА, м³/ч; t —

время выполнения планового задания, ч.

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (H_{ij} - \Delta H_{обв}) \geq H_{треб}, \quad \text{где } \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m H_{ij} \text{ — суммарный на-}$$

пор, соответственно, основных и подпорных НА, м; $\Delta H_{обв}$ — потери напора в обвязке КНС, в высоконапорных водоводах и на

штуцерах скважин, м; $H_{\text{треб}}$ — требуемый напор на устье нагнетательных скважин для выполнения планового задания, м.

При ограничениях в электротехническом комплексе: по частоте питающего напряжения (f_{ij} , Гц) $f_{\text{доп. min. ij}} \leq f_{\text{ном. ij}} \leq f_{\text{доп. max. ij}}$ и мощности (P , кВт) на валу двигателя НА $P \leq P_{\text{ном. дв. ij}}$, где $P_{\text{ном. дв}}$ — номинальная мощность электродвигателя НА.

Использование $w_{\text{уд}}$ в качестве критерия оптимальности в обобщенном виде отражает эффективность управления насосными агрегатами в рамках принятых ограничений.

Так как насосные агрегаты КНС на заданном временном интервале выполнения планового технологического задания работают в продолжительном режиме с постоянной или медленно изменяющейся подачей, то в качестве объекта анализа и управления рассматривается установившийся режим работы КНС при фиксированных значениях напора и подачи. Оптимизация осуществляется в условиях количественной определенности параметров состояния технологической системы ППД. Под этим понимается, что определены характеристики элементов технологической системы, известны объемы плановых заданий и время их выполнения.

Разработанный подход к оптимизации управления многомашинным электротехническим комплексом позволил решить следующие задачи:

— разработать методику определения оптимального состава по производительности НА и мощности приводных двигателей насосов при ЧРП для выполнения технологического задания с минимальными потерями электроэнергии;

— разработать методику выбора оптимальной стратегии управления многомашинным электротехническим комплексом системы ППД по годам разработки нефтяного месторождения с определением числа регулируемых основных и подпорных НА системы ППД и рациональной схемы питания асинхронных электродвигателей (АД) насосных агрегатов КНС при частотном управлении;

— определить оптимальное распределение нагрузки между агрегатами многомашинного комплекса с учетом технического состояния НА.

2.1.2. Оптимизация состава работающих насосных агрегатов КНС

В процессе эксплуатации производительность насосных агрегатов КНС и станций низкого давления снижается вследствие увеличения доли внутренних объемных протечек, обусловленных износом межступенчатых уплотнений, ухудшением состояния внутренней поверхности проточной части насоса, увеличением зазора между разгрузочным диском (гидравлической пятой) и стенкой насоса, что вызвано наличием механических включений и химически активных веществ в перекачиваемой воде. Наряду с увеличением объемных потерь происходит возрастание гидравлических и механических потерь, что в первом случае вызвано уменьшением активной поверхности колеса, во втором — возрастанием потерь мощности на дисковое трение. Помимо этого на эксплуатационные характеристики насоса существенное влияние оказывают условия и качество проведения ремонта [108].

Указанные обстоятельства приводят к снижению энергетических показателей агрегатов и различию между ними в отношении приращения полезной мощности к приращению подведенной. Для устранения причин высокого уровня непроизводительных потерь электроэнергии в технологической системе ППД необходимо определить оптимальный состав насосных агрегатов для выполнения планового задания ($V_{пл.}$) с минимальным удельным расходом электроэнергии $w_{уд}$ на закачку воды в нефтеносный пласт.

На рисунках 2.1 и 2.2 сплошными линиями представлены характеристики КПД $\eta = f(Q)$ и полезной мощности $N = f(Q)$ по техническому паспорту насоса ЦНС240-1900. Штриховые кривые демонстрируют изменение паспортных характеристик при увеличении потерь в насосе. Из графиков видно, что увеличение потерь приводит к снижению КПД и полезной мощности (N) при одних и тех же значениях подач насосного агрегата.

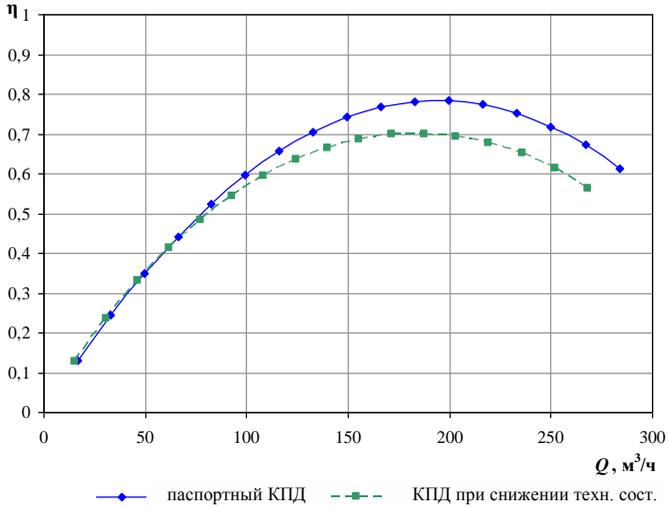


Рис. 2.1. Изменение характеристики КПД насоса ЦНС240-1900 при увеличении потерь энергии в проточной части

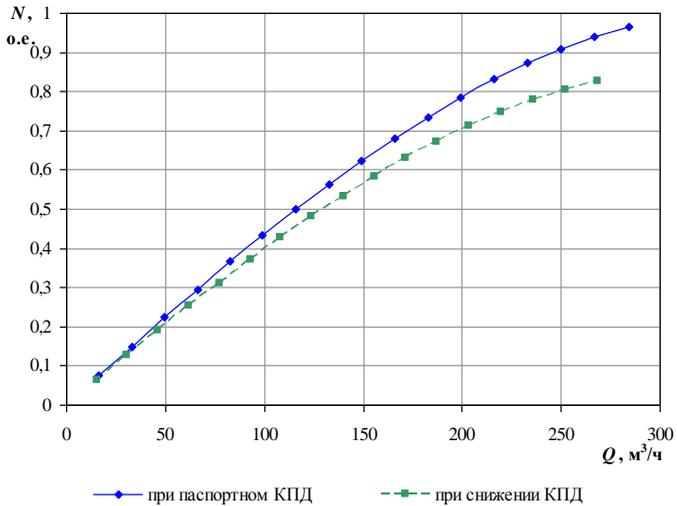


Рис. 2.2. Изменение полезной мощности насоса ЦНС240-1900 при увеличении потерь энергии в проточной части

Для решения задачи определения оптимального состава необходимо иметь достаточно полные данные по гидравлическим и энергетическим характеристикам насосных агрегатов технологической системы. Данные характеристики можно получить аппроксимацией характеристик насоса $H = f(Q)$ и $P = f(Q)$ и представить в виде полиномов второй и третьей степени соответственно [76]:

$$H = A_1 n^2 + B_1 n Q + C Q^2; \quad (2.2)$$

$$P = A_2 n^2 Q - B_2 n Q^2 + D n^3, \quad (2.3)$$

где H — фактический напор НА, м; Q — подача НА, м³/с; P — мощность на валу НА, кВт; A, B, C, D — коэффициенты аппроксимации; n — частота вращения рабочего колеса насоса, об/мин.

Использование выражений (2.2) и (2.3) для случая частотного управления насосными агрегатами наиболее целесообразно, так как в них искомые величины напора (H) и мощности (P) находятся в функциональной зависимости от частоты вращения вала (n) и в сравнении с классическими подходами к полиномиальному интерполированию, например, в форме Лагранжа, Ньютона и др., сокращают объем необходимых вычислений.

Удельный расход электроэнергии НА является функцией следующих параметров: $w_{уд} = f(Q, H, \eta_{НА}, n)$, где Q — подача НА, м³; H — напор НА, м; $\eta_{НА} = \eta_{нас} \cdot \eta_{АД}$ — КПД насосного агрегата; $\eta_{нас}$ — КПД насоса; $\eta_{АД}$ — КПД асинхронного двигателя; n — частота вращения вала НА, об/мин.

Потери электроэнергии в электродвигателях, комплектуемых в составе насосных агрегатов, составляют не более 3% и незначительно изменяются в процессе эксплуатации, что определяет его наименьшее влияние на величину потерь электроэнергии в агрегате [108].

Для определения коэффициентов аппроксимации, которые зависят от индивидуальных характеристик насоса, необходимы данные для трех узлов интерполяции: значений расходов (Q_1, Q_2, Q_3); напоров, соответствующих этим расходам (H_1, H_2, H_3) и значений механической мощности на валу НА (P_1, P_2, P_3) для выбранных значений расхода и напора. При этом первое значение

H_1 и P_1 должны соответствовать $Q_1 = 0$, т.е. определяется фиктивный напор насоса и мощность, потребляемая при этом напоре.

Значение Q_2 принимается любым на расходно-напорной характеристике НА в области подач $Q_1 < Q_2 < Q_3$. При этом определяется значение мощности (P_2) и соответствующий напор (H_2). Для подачи Q_3 также определяется напор (H_3) и мощность (N_3).

Коэффициенты аппроксимации определяются в соответствии с выражениями:

$$A_1 = \frac{H_1}{n^2}; \quad (2.4)$$

$$B_1 = \frac{H_3 - A_2 \cdot n^2 - C_2 \cdot Q_3^2}{n \cdot Q_3}; \quad (2.5)$$

$$C = \frac{A_2 \cdot n^2 \cdot (Q_3 - Q_2) + H_3 \cdot Q_2 - H_2 \cdot Q_3}{(Q_3 \cdot Q_2)(Q_3 + Q_2)}; \quad (2.6)$$

$$A_2 = \frac{P_3(Q_2^2 - P_2) - n^3(D_3 \cdot Q_2^2 - D_2)}{(n^2 \cdot Q_2 \cdot Q_3)(Q_3 - 1)}; \quad (2.7)$$

$$B_2 = \frac{(-P_3) + A_3 \cdot n^2 \cdot Q_3 + D_3 \cdot n^3}{n^2 \cdot Q_3^2}; \quad (2.8)$$

$$D = \frac{P_1}{n^3}. \quad (2.9)$$

Подставляя полученные коэффициенты в выражения (2.2) и (2.3), определяют напор и механическую мощность на валу подпорных и основных НА для любого значения подачи на всем диапазоне расходно-напорной характеристики.

В таком случае значение удельного расхода электроэнергии для подачи Q_{ij} каждого НА определяется выражением:

$$w_{уд,ij} = \frac{P_{ij} \cdot t}{Q_{ij}} = \frac{A_{2ij} n_{ij}^2 Q_{ij} - B_{2ij} n_{ij} Q_{ij}^2 + D_{ij} n_{ij}^3 \cdot t}{Q_{ij}}, \quad (2.10)$$

где t — время выполнения технологического задания, ч.

Для решения сформулированной задачи выбора оптимального состава, НА КНС и подпорных НА станции низкого давления представим, соответственно, в виде допустимых множеств S_1 и S_2 некоторого пространства с элементами i и j : $S_1 = \{i = 1, \dots, n\}$, $S_2 = \{j = 1, \dots, m\}$ (рис. 2.3), где каждый из элементов множества характеризуется потребляемой мощностью и непроизводительными потерями электроэнергии (ΔW , кВт·ч/м³), вызванными бесполезным расходом в НА части затраченной энергии при соответствующей подаче Q .

Тогда структура элементов каждого множества задается парой значений $\{(Q_{1i}, m\Delta W_{1i})\}$ для основных НА и парой $\{(Q_{2j}, \Delta W_{2j})\}$ для подпорных НА, а объем планового задания по закачке суммой

$$\sum_{j=1}^m Q_j = \sum_{i=1}^n Q_i = V_{\text{пл.}} / t.$$

Представленные ниже выражения применимы как для основных, так и для подпорных НА.

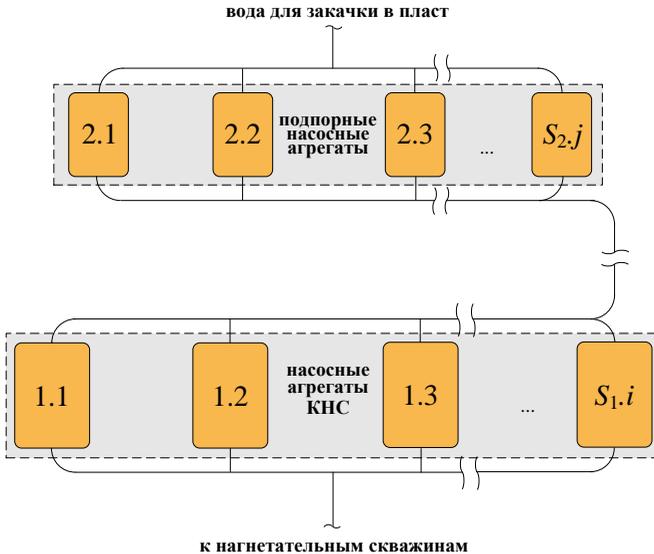


Рис. 2.3. Структурная схема насосных агрегатов КНС и подпорных насосных агрегатов технологической системы ППД

В качестве критерия включения НА в оптимальный состав для выполнения планового задания по закачке примем удельные непроизводительные потери электроэнергии на закачку $\Delta w_{удi}$, характеризующие техническое состояние НА.

В соответствии с (2.10):

$$\Delta w_{удi} = \frac{\Delta W_i}{Q_i} = \frac{(P_i - N_{гi}) \cdot t}{Q_i}, \quad (2.11)$$

где $N_{гi} = \rho g H_i Q_i$ — гидравлическая мощность насоса, кВт.

При заданных значениях объема планового задания $V_{пл}$ и заданной структуре элементов $\{(Q_{ij}, \Delta W_{ij})\}$ задача сводится к определению оптимального состава по производительности, при котором суммарное значение потерь электроэнергии $\sum_{i=1}^n \Delta w_i$ будет минимальным.

В таком случае структуру элементов множества можно геометрически представить в виде точек, где каждый элемент множества S_1 характеризуется крутизной характеристики в координатах $(Q, \Delta w)$:

$$\beta_i = \frac{\Delta w_i}{Q_i}. \quad (2.12)$$

Для решения сформулированной задачи выбора оптимального состава необходимо определить крутизну характеристики каждого НА для всех значений $\{Q_i, \Delta w_i\}$. Полученные значения дают неупорядоченную структуру элементов множества основных и подпорных НА.

На рисунке 2.3 представлена структурная схема части технологической системы ППД, состоящая из элементов множества основных НА КНС (S_1) и множества подпорных НА (S_2). На рисунке 2.4 графически представлена неупорядоченная геометрическая структура элементов множества основных и подпорных насосных агрегатов.

Для нахождения допустимого решения задачи определения оптимального состава работающих НА необходимо произвести упорядочение элементов множеств (S_i), для чего использован

метод нижней огибающей кривой (НОК), относящийся к группе методов ветвей и границ [83].

Функция $\Delta w_{\text{уд}} = f(Q)$ имеет нелинейный характер и вид выпуклой кривой к оси абсцисс, что обусловлено изменением соотношения гидравлических, объемных и механических потерь при увеличении подачи НА. В связи с этим, для применения метода НОК путем линейной аппроксимации исходной функции получены линейные зависимости для каждого элемента множества основных и подпорных насосных агрегатов (рис. 2.4).

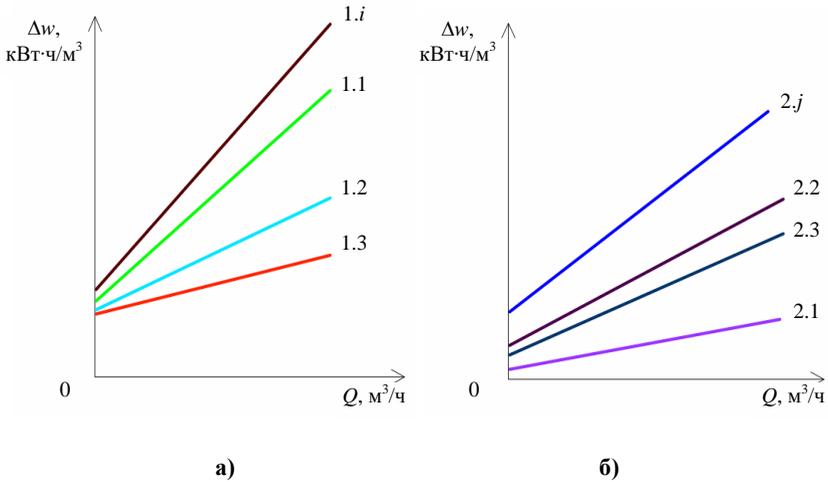


Рис. 2.4. Неупорядоченная структура элементов множества основных (а) и подпорных (б) насосных агрегатов

В системе координат $Q\Delta w$ при заданном числе элементов имеем семейство n -мерных векторов $l_i = (l_1, l_2, \dots, l_n)$, координаты которых соответствуют каждому значению $\{Q_{1i}, \Delta w_{1i}\}$.

После векторного суммирования соответствующих координат каждого вектора множество векторов l_i на плоскости $Q\Delta w$ будет представлено точками. Представляя полученное множество векторов на координатной плоскости $Q\Delta w$ в виде точек, получаем множество точек $(Q_i^{(li)}, \Delta w_i^{(li)})$, которые определяют положение векторов l в плоскости для каждого элемента множества S .

Моноotonно вогнутая кривая, проходящая через точки $(Q_i; \Delta w_i)$, соответствующие векторам на координатной плоскости $(Q^{(i)}, \Delta w^{(i)})$, является нижней огибающей кривой (НОК), определяющей область поиска минимума целевой функции (2.1).

Построение НОК для элементов множества выполняется при условии $\beta_i \geq \beta_{i-1}$.

На рисунке 2.5 представлена НОК, построенная для структурной схемы технологической системы (рис. 2.3), отдельные элементы которой обладают характеристиками, изображенными на рисунке 2.4.

Для технологической схемы, в которой на дожимной насосной станции (ДНС) осуществляется сброс подтоварной воды (ДНС с УПСВ), дополнительным критерием выбора насосных агрегатов является время заполнения резервуаров ($t_{\text{зан}}$) с водой (временное резервирование), устанавливаемых на площадке КНС. В этом случае для исключения останова технологической системы и возникновения существенного материального ущерба для нефтедобывающего предприятия необходимо с применением метода НОК дополнительно найти оптимальный состав насосов для заданных значений планового задания на закачку $V_{\text{пл}}$ с учетом $t_{\text{зан}}$.

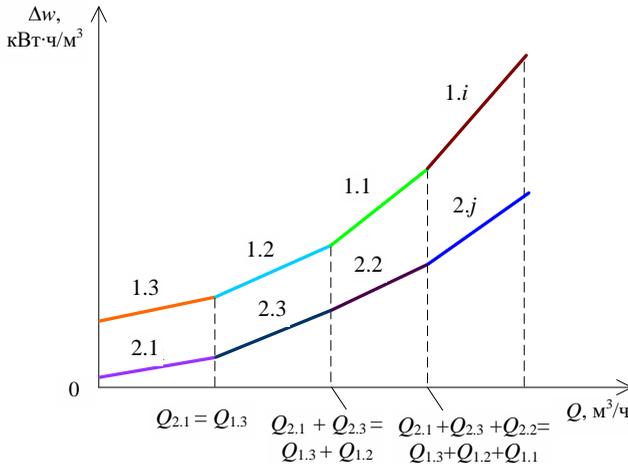


Рис. 2.5. Нижняя огибающая кривая для оптимального состава основных и подпорных насосных агрегатов

На рисунке 2.6 представлена блок-схема алгоритма метода нижней огибающей кривой для определения оптимального состава работающих НА технологической системы ППД.

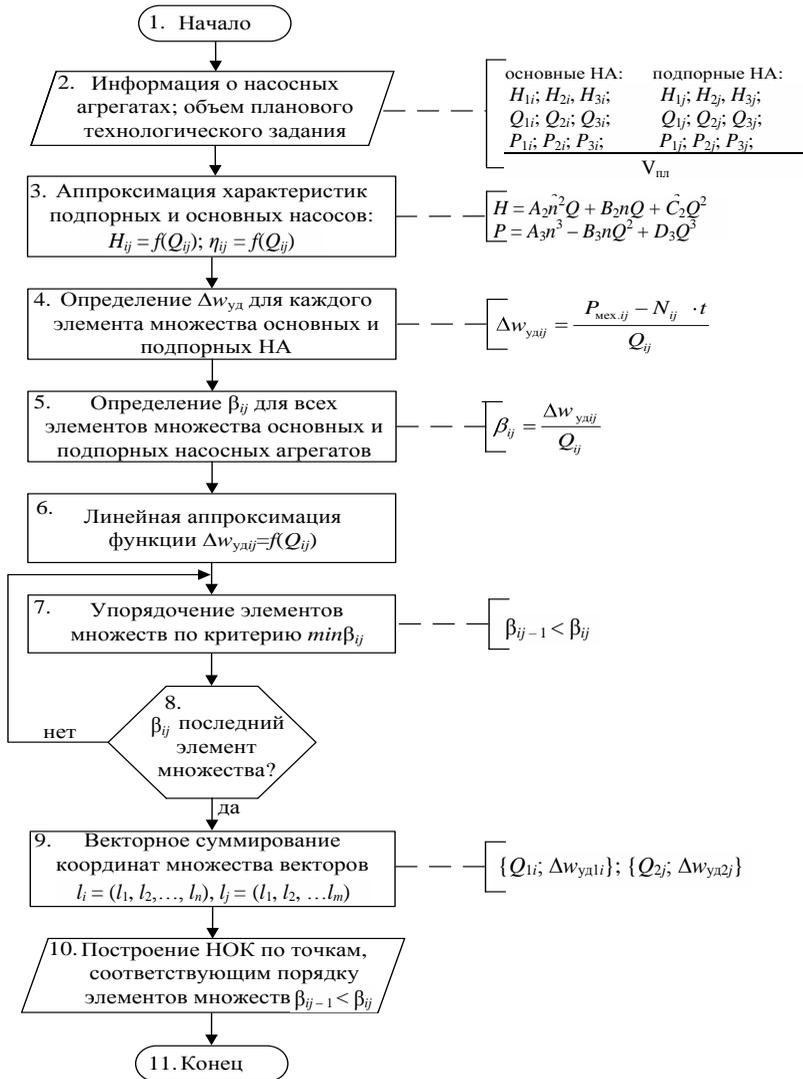


Рис. 2.6. Алгоритм метода нижней огибающей кривой для определения оптимального состава насосных агрегатов технологической системы ППД

В таблице 2.1 представлены результаты расчетов, проведенных согласно разработанной методике оптимизации состава работающих НА КНС методом НОК.

В соответствии с разработанной методикой для различных вариантов состава работающих насосных агрегатов КНС были получены значения и по полученным данным построены графики зависимости $w_{уд} = f(Q)$ для пяти параллельно работающих агрегатов ЦНС240-1900, имеющих различное техническое состояние, с мощностью электродвигателей 2000 кВт.

Анализ графиков рисунка 2.7 и таблицы 2.2 показал, что при плановом задании $Q_{пл.} = 960 \text{ м}^3/\text{ч}$ оптимальный состав представлен насосами 1, 2, 3 и 4. При этом удельный расход электроэнергии снижается на 5% ($\approx 8 \text{ МВт}\cdot\text{ч}/\text{сут.}$ или $7,26 \text{ млн руб}/\text{год}$ при стоимости $1 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 2,5 \text{ руб}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ по ценам на 2012 год) в сравнении с вариантом, когда состав одновременного работающих НА для выполнения технологического задания представлен насосами 1, 2, 4 и 5.

Из рисунка 2.7 также видно, что при увеличении суммарной подачи КНС (увеличении числа параллельно работающих насосных агрегатов) возрастает разница в значениях $w_{уд}$ на закачку. Это связано с тем, что расходно-напорная характеристика НА и гидравлической сети имеет параболический характер и с возрастанием количества параллельно работающих насосных агрегатов прирост суммарной подачи КНС не пропорционален числу дополнительно включаемых насосов, при этом суммарное значение удельных непроизводительных потерь электроэнергии ($\sum \Delta w$) в насосных агрегатах возрастает.

Таблица 2.1

**Результаты расчета удельного расхода электроэнергии на закачку
при различных вариантах состава насосных агрегатов**

Состав насосных агрегатов	Значения параметров														
	1, 2, 4, 5	$\sum Q_{\text{КНС}}, \text{М}^3/\text{ч}$	365,2	439,4	505	564,7	619,6	670,8	718,8	764,3	807,5	848,7	888,2	926,1	962,6
	$w_{\text{уд}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{М}^3$	11,49	10,15	9,32	8,77	8,39	8,13	7,95	7,83	7,77	7,75	7,77	7,82	7,91	8,04
1, 3, 4, 5	$\sum Q_{\text{КНС}}, \text{М}^3/\text{ч}$	337,4	416,3	485,1	546,9	603,6	656,1	705,4	751,8	795,8	837,7	877,8	916,3	953,3	989
	$w_{\text{уд}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{М}^3$	12,2	10,5	9,56	8,92	8,49	8,19	7,98	7,84	7,76	7,72	7,73	7,77	7,85	7,96
1, 2, 3, 5	$\sum Q_{\text{КНС}}, \text{М}^3/\text{ч}$	364,4	439,4	505,6	565,7	620,9	672,4	720,7	766,4	809,8	851,1	890,8	928,9	965,6	1001
	$w_{\text{уд}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{М}^3$	11,61	10,19	9,32	8,75	8,35	8,07	7,86	7,75	7,67	7,64	7,64	7,68	7,76	7,87
2, 3, 4, 5	$\sum Q_{\text{КНС}}, \text{М}^3/\text{ч}$	269,6	355	428,8	494,7	554,6	610	661,6	710,1	755,9	799,5	841	880,8	919	955,9
	$w_{\text{уд}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{М}^3$	14,26	11,58	10,15	9,28	8,69	8,29	8,00	7,81	7,68	7,60	7,57	7,57	7,61	7,69
1, 2, 3, 4	$\sum Q_{\text{КНС}}, \text{М}^3/\text{ч}$	296,7	380,1	452,3	516,8	575,7	630	680,8	728,6	773,8	816,8	857,9	897,2	935	971,5
	$w_{\text{уд}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{М}^3$	13,34	11,10	9,85	9,07	8,54	8,16	7,90	7,72	7,60	7,53	7,49	7,50	7,54	7,61

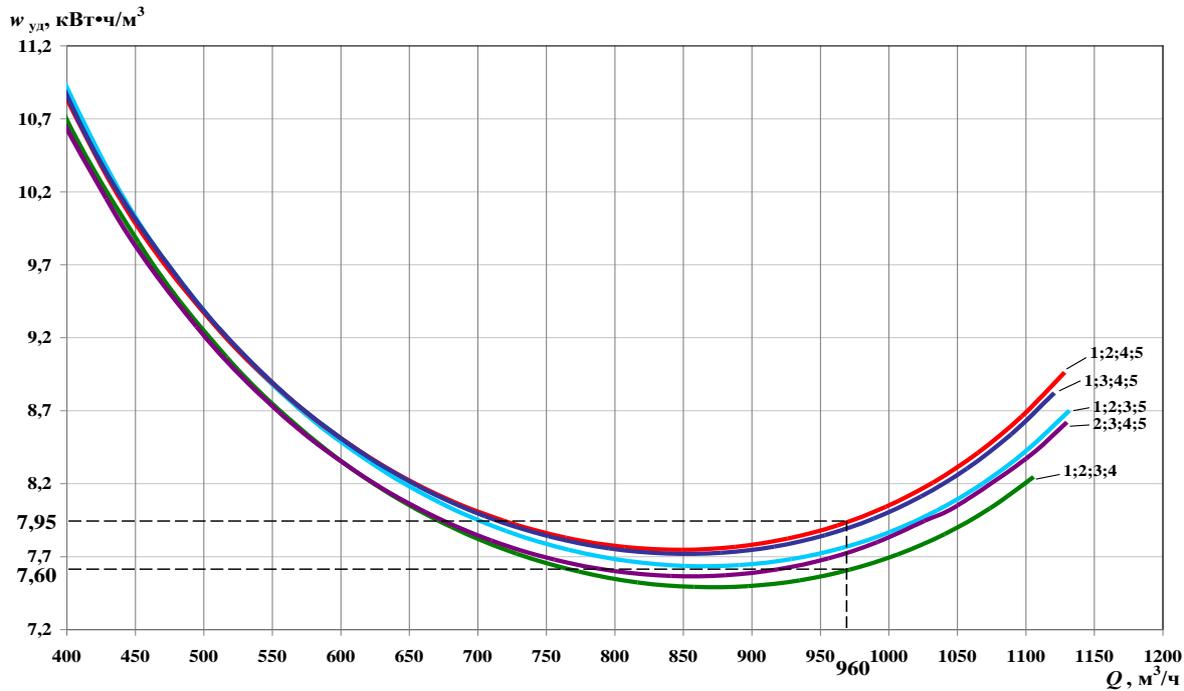


Рис. 2.7. Значение $w_{уд}$ на закачку для различных вариантов состава работающих насосных агрегатов КНС, полученных по методу НОК

2.1.3. Определение оптимальной мощности электродвигателя при частотном управлении производительностью насосного агрегата

Решение проблемы снижения непроизводительных потерь электрической энергии в технологических процессах нефтедобычи и, в частности, системе ППД, связано с необходимостью как оптимизации режимов работы технологического оборудования, так и правильного выбора его элементов и узлов для возможности реализации предлагаемых в монографии решений.

Существующий подход к обустройству нефтяных месторождений предполагает ускоренные сроки монтажа и использование оборудования на базе унифицированных блоков с высокой степенью заводской готовности. Типовыми проектами нормального ряда КНС систем ППД предусмотрены центробежные насосы типа ЦНС с асинхронными двигателями серии АРМ.

Как было замечено ранее, технологический режим системы ППД характеризуется медленно изменяющейся нагрузкой электропривода насосов КНС на интервале времени выполнения технологического задания. При этом имеющие место режимы работы системы, связанные с необходимостью интенсификации воздействий на призабойную зону пласта, могут значительно отличаться по технологическим и энергетическим параметрам от режимов плановой закачки. Наряду с этим изменяются объемы плановых заданий на закачку по годам разработки нефтяного месторождения, что требует изменения напора и подачи насосных агрегатов в широких диапазонах.

С целью расширения области допустимых значений подач (нагрузочного диапазона) и наиболее эффективного использования мощности НА, мощность приводного двигателя насоса должна выбираться на основании индивидуальных энергетических характеристик применяемого насоса из условия недопущения перегрева обмотки статора машины, так как даже незначительное повышение температуры приводит к ускорению процессов старения изоляции, а следовательно, сокращению межремонтного периода.

В связи с этим обоснованный выбор оптимальной мощности электродвигателей насосных агрегатов, соответствующей реальным

потребностям технологического процесса, является важной составляющей организационно-технических мероприятий, направленных на повышение энергетической и технологической эффективности КНС системы ППД. Также правильный выбор электродвигателя определяет правильность выбора других элементов электропривода, а также его конечную стоимость и технологическую эффективность системы.

Выбор электродвигателя со значительным запасом по мощности обеспечит его неполную загрузку, что приведет к неэффективному использованию фонда оборудования и необоснованному увеличению капитальных затрат на электропривод, низким энергетическим показателям АД и увеличению потерь в электрической сети по причине низкого коэффициента мощности машины [16].

Согласно [4, 56, 68] мощность приводного электродвигателя насоса можно определить, используя выражение:

$$P_2 = k \left(\frac{P}{\eta} \right) = k \frac{\rho g H Q}{\eta}, \quad (2.13)$$

где k — коэффициент запаса, учитывающий режимы работы двигателя, отличные от номинальных.

При этом отсутствует критерий выбора значения коэффициента запаса: в [4] $k = 1,1 \div 1,25$, в [56] $k = 1,05 \div 1,15$, в [68] $k = 1,1 \div 1,3$. В связи с этим, на основании принятого критерия оптимальности была разработана методика определения мощности электродвигателя при частотном управлении насосным агрегатом многомашинного электротехнического комплекса.

Для выбора оптимальной мощности приводного двигателя насоса необходимо определить значения подач насоса, при которых достигается минимальный $w_{уд}$, т.е. определить значения Q , которые доставляют экстремум функции $w_{уд} = f(Q)$.

Для насоса ЦНС240-1900 были проведены расчеты и построены графики функции $w_{уд}(Q)$ в диапазоне изменения частоты питающего насосный агрегат напряжения $0,95f_{ном} — 1,05f_{ном}$ (рис. 2.8).

Принятый диапазон регулирования частоты питающего напряжения продиктован особенностями параллельной работы НА КНС, что накладывает ограничения по допустимому напору и подаче, так как насосные агрегаты, имеющие меньшие подачу и напор,

будут работать на преодоление сопротивления, создаваемого насосным агрегатом с большим напором, смещаясь по напорной характеристике в область низкого КПД и высокого уровня потерь электроэнергии.

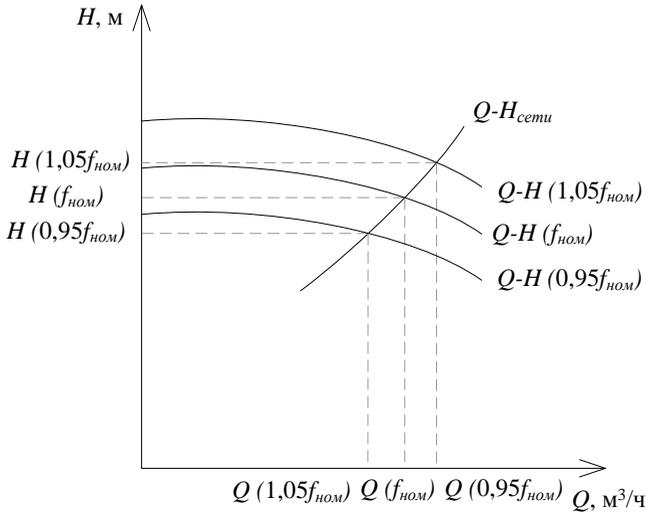


Рис. 2.8. Напорные характеристики центробежного насоса при регулировании частоты вращения питающего напряжения

В соответствии с формулами приведения [56] получено следующее выражение для определения $w_{уд}$ при частотном управлении производительностью НА:

$$w_{удf_2} = w_{удf_1} \cdot \left(\frac{f_2}{f_1} \right)^2, \quad (2.14)$$

где f_1 — номинальная частота питающего напряжения, Гц; f_2 — регулировочная частота питающего напряжения, Гц.

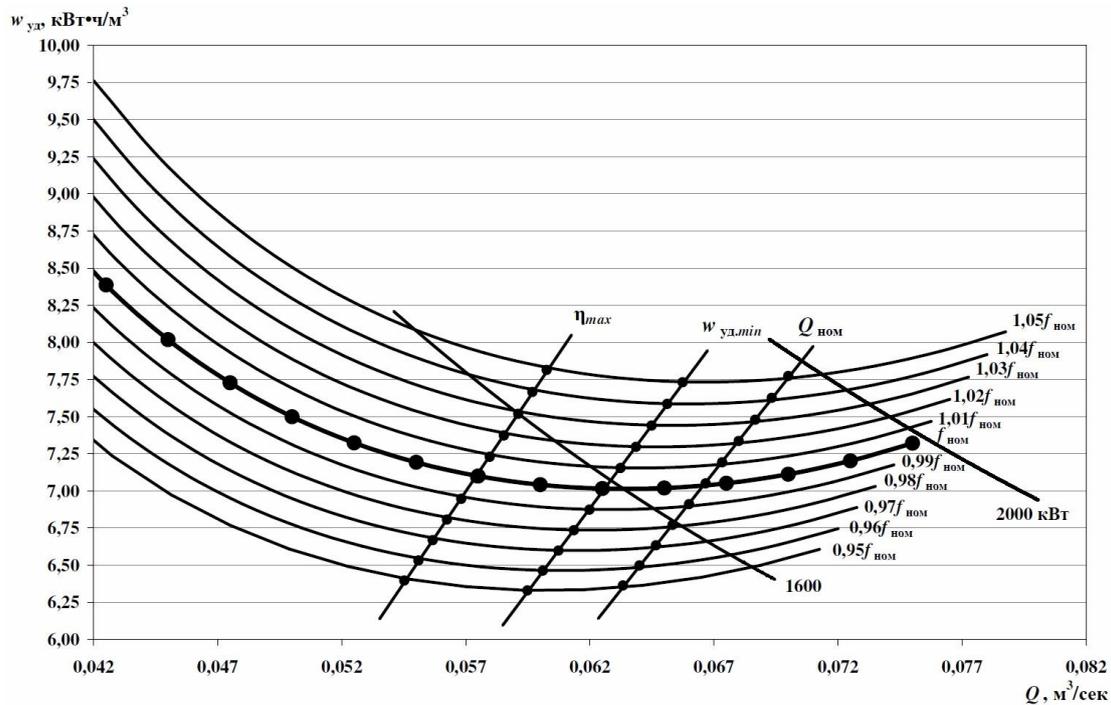


Рис. 2.9. Определение оптимальной области управления и мощности электродвигателя насоса ЦНС240-1900

Анализ графиков определения оптимальной области управления и мощности приводного электродвигателя насоса показал, что наименьшее значение электропотребления достигается при КПД, отличных от максимального значения. Например, для насоса ЦНС240-1900 минимальный УРЭ электроэнергии находится в области подач $0,055—0,065 \text{ м}^3/\text{с}$ ($198—234 \text{ м}^3/\text{ч}$), при этом значение $w_{\text{уд}}$ при максимальном КПД больше и расположены в области меньших подач насоса. Значения $w_{\text{уд}}$ при номинальной (паспортной) подаче также не являются точками минимума на графике.

Из графика определения оптимальной области управления и мощности электродвигателя НА (рис. 2.9) видно, что для принятого диапазона регулирования частоты вращения рабочих колес насоса $0,95f_{\text{ном}}—1,05f_{\text{ном}}$ необходимая мощность приводного электродвигателя составляет 2000 кВт, что на 20% выше мощности стандартно комплектуемых с насосами типа ЦНС240-1900.

Таким образом, разработанные методики позволяют определить оптимальный состав и рациональную очередность пуска/останова насосных агрегатов при изменении объема планового задания, а также мощность приводного электродвигателя агрегата, при которых возможно расширение области значений подач КНС при достижении минимального удельного расхода электроэнергии на закачку воды [24].

2.2. Методика определения оптимального числа частотно-регулируемых насосных агрегатов многомашинного электротехнического комплекса системы ППД

Известные подходы к применению регулируемого электропривода в насосных установках заключаются в каскадно-частотном управлении, когда регулирование суммарной подачи насосной станции производится увеличением числа параллельно работающих НА, где переход НА из управляемого в неуправляемый осуществляется по мере достижения им номинальной подачи, определяемой техническими характеристиками [90].

Данные способы управления не позволяют в полной мере реализовать возможности частотно-регулируемого привода (ЧРП) для снижения непроизводительных потерь электроэнергии в системе и расширения технологических возможностей КНС.

Для решения задачи оптимизации управления многомашинным электротехническим комплексом необходимо определить стратегию управления, при которой будет обеспечен минимум непроизводительных потерь электрической энергии при выполнении планового задания по закачке воды в продуктивный пласт на различных стадиях разработки нефтяного месторождения.

С применением ЧРП требуемый напор и подача КНС могут быть достигнуты при реализации следующих стратегий управления многомашинным электротехническим комплексом:

- применение ЧРП на одном из параллельно работающих основных НА (стратегия 1);
- применение ЧРП на всех параллельно работающих НА КНС (стратегия 2);
- применение ЧРП на подпорных НА и ЧРП двух основных НА (стратегия 3).

В качестве базового варианта принимался режим, при котором управление подачей КНС осуществляется дросселированием напорной линии НА в сочетании с изменением числа одновременно работающих НА.

Как правило, в технологических системах ППД расчетный период для задач оперативного планирования составляет одни сутки, что наилучшим образом согласуется со сменностью режима работы эксплуатационного персонала технологических служб.

Количество сэкономленной электроэнергии для одних суток работы технологической системы при различных стратегиях управления определяется выражением [58, 59]:

$$W_{\text{уд}} = \frac{1}{\eta_{\text{АД}}} \cdot N_6 \cdot T \cdot [\omega - (1 + (\zeta - \eta_{\text{пр}}))] \cdot \phi, \quad (2.15)$$

где N_6 — мощность, потребляемая НА при наибольшей подаче, кВт; T — расчетный период, сутки; ω — относительные потери электроэнергии при наличии излишних напоров в сети, определяемые глубиной регулирования НА $\lambda = Q_{\text{м}}/Q_6$, где $Q_{\text{м}}$ и Q_6 — соответственно, наименьшая и наибольшая подача НА за расчетный

период, м³; $\zeta = 0,02$ — коэффициент, учитывающий дополнительные потери в приводе; $\eta_{\text{пч}} \approx 0,97 - 0,98$ — КПД преобразователя частоты; φ — снижающий коэффициент, зависящий от количества параллельно работающих НА (табл. 2.2) [91]; $\eta_{\text{АД}} \approx 0,9 - 0,97$ — КПД электродвигателя.

Таблица 2.2

Значения снижающего коэффициента в зависимости от количества параллельно работающих насосных агрегатов КНС

m	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
φ	1	0,75	0,66	0,56	0,5	0,47	0,44	0,42	0,4	0,38

Потребляемая насосным агрегатом мощность при наибольшей подаче определится выражением [58, 59]:

$$N_6 = 9,81 \frac{Q_6 \cdot H_6}{\eta_{\text{нас}}}, \quad (2.16)$$

где H_6 — напор, соответствующий подаче Q_6 ; $\eta_{\text{нас}}$ — КПД насоса при подаче Q_6 .

Мощность N_6 последовательно работающего подпорного и основного НА определяется путем аппроксимации их паспортных или эксплуатационных данных и введением эквивалентного расхода Q .

В качестве диктующей точки принимается блок распределения воды КНС. В этом случае статический напор ($H_{\text{ст}}$) гидравлической сети равен напору насоса. Тогда при наибольшей подаче выполняется равенство $H_{\text{ст}}/H_6 = 1$.

Использование ЧРП избавляет от потерь электрической энергии на дросселирование и байпасирование, но часть потерь неизбежна и обусловлена потерями в ПЧ, двигателе и насосе. Тогда при использовании ПЧ потери в НА будут определяться следующим выражением:

$$W_{\text{НА}} = N_{\text{Б}} \cdot t \cdot \left(1 - \eta_{\text{ПЧ}} + \left(\frac{0,03}{\eta_{\text{АД}}} \right) + 1 - \eta_{\text{нас}} \right). \quad (2.17)$$

Задача определения оптимальной стратегии управления на основе критерия минимума $w_{уд}$ для выполнения планового технологического задания по закачке заключается в анализе вариантов схем частотного управления насосными агрегатами КНС с определением наилучшего коэффициента рентабельности, комплексно отражающего степень эффективности использования материальных, трудовых и денежных ресурсов [96]:

$$K_{рен.} = \frac{C_H \cdot Q_H}{I}, \quad (2.18)$$

где C_H — стоимость единицы объема добытой нефти, руб./м³; Q_H — объем добытой нефти, м³; I — издержки на производство единицы продукции, руб./м³.

Издержки на производство представляют собой текущие затраты на закачку заданного объема воды в нефтеносный пласт, выраженные в затратах на амортизацию оборудования, эксплуатационные затраты и затраты на электроэнергию, расходуемую в процессе функционирования системы. При отсутствии возможности изменения прочих издержек в качестве критерия оптимизации работы НА КНС целесообразно принять коэффициент рентабельности по расходу электроэнергии, который характеризует изменение себестоимости продукции в зависимости от стоимости электроэнергии и объема ее потребления, с учетом приведенных затрат на единицу продукции (1 м³ закачанной воды).

В этом случае, применительно к рассматриваемой задаче, коэффициент рентабельности по электроэнергии с учетом капитальных затрат на внедрение и эксплуатацию ЧРП примет вид:

$$K_{рен.} = \frac{C_H \cdot Q_H}{W \cdot C_{ЭЭ} + (n \cdot (C_{ПЧ6} + A_{ПЧ6}) + n \cdot (C_{ПЧ0,4} + A_{ПЧ0,4}))}, \quad (2.19)$$

где $W = \sum_{i=1}^n W_i - W_{ЭК}$ — количество потребленной электроэнергии

при отсутствии непроизводительных потерь электроэнергии ($W_{ЭК}$), кВт·ч; $C_{ЭЭ}$ — стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб./кВт·ч; n — количество преобразователей частоты; $C_{ПЧ6} = 20\,000$ тыс. руб. — стоимость преобразователя частоты 6 кВ основного НА,

$C_{\text{ПЧ},4} = 320$ тыс. руб. — стоимость преобразователя частоты 0,4 кВ подпорного НА; $A_{\text{ПЧ}} = C_{\text{ПЧ}} \cdot A$ — амортизационные отчисления от стоимости преобразователя частоты, руб.; $A = 0,083$ — норма амортизационных отчислений.

За исходные данные принимались паспортные характеристики насосных агрегатов: N — мощность электропривода насосных агрегатов, кВт; $C_{\text{эз}} = 2,5$ — стоимость кВт·ч электроэнергии по тарифу на 2012 год, руб./кВт·ч.

Требуемый суточный объем планового задания на закачку воды ($V_{\text{пл.}}, \text{м}^3$) и объем добытой нефти ($Q_{\text{н.}}, \text{м}^3$) по всем кустам скважин месторождения в период с первого по четвертый год разработки принимался из проекта обустройства типового месторождения Среднего Приобья западносибирского региона.

Расходно-напорная характеристика последовательно работающего подпорного и основного НА находится путем аппроксимации их паспортных данных в соответствии с выражением (2.2) и определения характеристики насоса путем введения эквивалентного фиктивного гидравлического сопротивления $S, \text{с}^2/\text{м}^5$ [3].

$$S = \frac{H_1 - H_2}{Q_2^2 - Q_1^2}, \quad (2.20)$$

где $H_1, H_2, \text{м}$, $Q_1, Q_2, \text{м}^3/\text{ч}$ — значения напоров и подач, соответствующие двум произвольным точкам на эквивалентной расходно-напорной характеристике НА в пределах рабочей зоны.

Тогда производительность Q_3 эквивалентного НА определится выражением, м^3 :

$$Q_3 = \sqrt{\frac{H_{\text{ф}} - H_{\text{б}}}{S}}, \quad (2.21)$$

где $H_{\text{ф}}$ — фиктивный напор НА, м; $H_{\text{б}}$ — напор, развиваемый при наибольшей подаче НА, м.

Для определения потенциальной возможности снижения непроизводительных потерь электроэнергии в многомашинном электротехническом комплексе, согласно предложенным стратегиям управления, были выполнены расчеты для четырех центробежных НА типа ЦНС 240-1900 и четырех подпорных горизон-

тальных НА двустороннего входа типа 1Д250-125, с мощностью электроприводов 2000 кВт и 200 кВт соответственно.

В таблице 2.3 представлены исходные данные для расчета эффективности сравниваемых стратегий управления многомашинным электротехническим комплексом технологической системы ППД. Результаты расчета представлены в таблице 2.4.

График изменения коэффициента рентабельности для различных стратегий управления представлен на рисунке 2.10.

Таблица 2.3

Исходные данные для определения коэффициента рентабельности при различных стратегиях управления многомашинным комплексом системы ППД

Год разработки	первый	второй	третий	четвертый
Объем закачиваемой воды, м ³ /ч	540	641,7	760,8	853,8
Объем добываемой нефти, м ³ /ч	299,7	490,4	458,8	506,8
Требуемая глубина регулирования при стратегии 1, λ	0,92	0,94	1	1
Требуемая глубина регулирования по стратегии 2, λ:				
для 1-го основного НА	0,85	0,95	0,95	0,95
для 2-го основного НА	0,71	0,77	0,76	0,90
для 3-го основного НА	0,69	0,72	0,71	0,84
для 4-го основного НА	—	—	0,73	0,87
Требуемая глубина регулирования по стратегии 3, λ				
для 2-го основного НА	0,72	0,79	1	1
для 3-го основного НА	0,78	0,86	1	1
для подпорных НА	1	1	1	1
Капитальные затраты по стратегии 1, руб.	20 000 000			
Капитальные затраты по стратегии 2, руб.	80 000 000			
Капитальные затраты по стратегии 3, руб.	41 280 000			

Таблица 2.4

Значение коэффициента рентабельности и потребляемой мощности при различных стратегиях управления многомашинным комплексом по годам разработки нефтяного месторождения

Год разработки	первый	второй	третий	четвертый
Количество потребленной электроэнергии для стратегии 1; W, кВт·ч	4 343	5 024	6 857,4	7 970
Коэффициент рентабельности	2,43	2,63	2,13	2,35
Количество потребленной электроэнергии по стратегии 2; W, кВт·ч	3 867,4	4 800,6	6 406,7	6 889
Коэффициент рентабельности	1,59	2,29	1,84	1,94
Количество потребленной электроэнергии по стратегии 3; W, кВт·ч	4 107,4	4 861,8	5 861,3	6 853
Коэффициент рентабельности	2,03	2,96	2,42	2,37

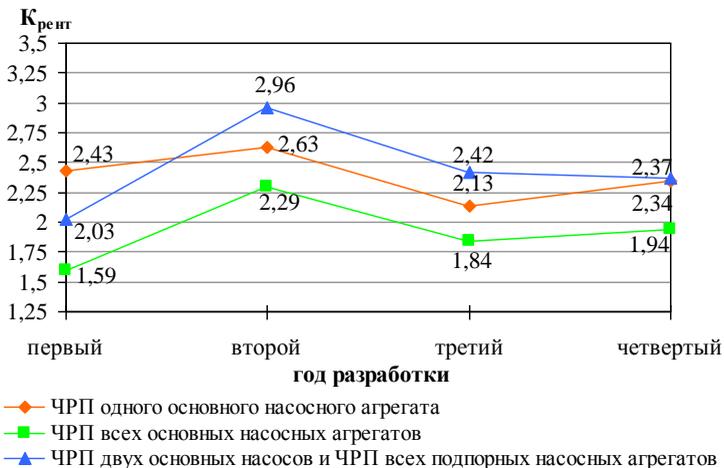


Рис. 2.10. Зависимость коэффициента рентабельности от стратегии управления по годам разработки нефтяного месторождения

Совместный анализ рисунка 2.10 и таблицы 2.4 показал, что наименьший коэффициент рентабельности имеет место при частотном управлении производительностью всех основных насосов

КНС (стратегия 2). При такой стратегии управления достигается наибольший уровень управляемости КНС и достижение технологических показателей в части выполнения плановых заданий на закачку без применения способов количественного регулирования производительностью насосов, таких как дросселирование, циклическая работа насосов и т.п. Однако данный способ управления требует значительных капитальных затрат.

Несмотря на широкую номенклатуру выпускаемых промышленностью полупроводниковых преобразователей частоты их стоимость остается значительной, особенно высоковольтных, а обслуживание и ремонт требуют высокой квалификации персонала, зачастую с привлечением сотрудников сторонних организаций, что осложняется удаленностью мест добычи от центров обслуживания. Помимо указанных капитальных затрат на ПЧ возрастают капитальные затраты на строительство производственных площадей для установки преобразователей и всей сопутствующей аппаратуры, усложняется схема коммутаций, алгоритм и система управления КНС.

Из рассмотренных стратегий управления в начальный период разработки месторождения наибольший коэффициент рентабельности имеет место при использовании ЧРП одного основного НА (стратегия 1). Этот показатель достигается за счет снижения капитальных затрат и амортизационных отчислений, которые в последнем случае пропорциональны стоимости ПЧ. В последующие годы разработки, с увеличением объемов закачки для данной стратегии управления потребление электроэнергии на выполнение технологического задания оказывается наибольшим, так как использование одного ЧРП лишь незначительно повышает гибкость в управлении производительностью НА КНС, что не избавляет от использования дросселирующих элементов на напорной линии насосных агрегатов. Таким образом, использование стратегии управления при одном ЧРП насосном агрегате КНС позволяет управлять производительностью насосной станции только в ограниченной области подач, что не решает обозначенную выше задачу снижения непроизводительных потерь электроэнергии и расширения технологических возможностей (регулируемого диапазона) многомашинного электротехнического комплекса системы ППД.

Основываясь на том, что рост стоимости электроэнергии носит опережающий характер по сравнению с ростом стоимости электрооборудования, можно полагать, что доля затрат на электроэнергию в себестоимости добычи нефти будет расти. Следовательно, наиболее целесообразной стратегией управления, удовлетворяющей критерию минимума затрат электроэнергии на выполнение планового задания по закачке воды в пласт и расширения технологических возможностей КНС является применение частотно-регулируемого электропривода двух НА КНС и всех подпорных НА (стратегия 3) [103].

При реализации такой стратегии управления и для принятых исходных данных, на начальной стадии разработки месторождения при достаточно малых объемах закачки (в пределах диапазона подач двух основных насосных агрегатов) экономически целесообразным является применение одного частотно-регулируемого основного НА.

В период интенсивной разработки месторождения при закачке больших объемов воды применение стратегии частотного управления производительностью подпорных и двух из параллельно работающих основных НА позволяет повысить гибкость в управлении и расширить регулировочный диапазон по производительности многомашинного электротехнического комплекса, исключая непроизводительные потери электроэнергии на дросселирование. Разработанная стратегия управления дает возможность снизить объем потребляемой электроэнергии в среднем на 10—11%.

Стратегия управления основывается на том, что использование частотного управления подпорными и частично основными НА позволяет согласовать работу насосных агрегатов КНС в области минимального $w_{уд}$ при различном техническом состоянии нагнетателей и максимально использовать их мощность, что в последнем случае дает возможность оставлять в работе минимум основных НА с большой единичной мощностью [82].

Частотное управление насосными агрегатами обеспечивает регулирование скорости вращения рабочих колес в широком диапазоне как в сторону уменьшения от естественной характеристики, так и в сторону увеличения, при сохранении высокой жесткости регулировочных характеристик и перегрузочной способности АД [68]. Вместе с этим использование ЧРП подпорных НА, рабо-

тающих последовательно с основными, позволяет расширить регулировочный диапазон КНС — интервал нагрузок, внутри которого мощность станции может изменяться без изменения состава оборудования.

Помимо расширения регулировочного диапазона последовательная работа основных и подпорных НА при ЧРП позволяет повысить полный напор КНС, тем самым обеспечивая требуемое давление закачки на устьях нагнетательных скважин для выполнения планового задания на закачку.

Такой способ управления позволяет сократить капитальные затраты при строительстве новых и модернизации существующих КНС, так как стоимость низковольтных преобразователей частоты для подпорных насосных агрегатов значительно ниже высоковольтных. Также более простая электрическая схема низковольтного ЧРП, в сравнении с высоковольтным, сокращает затраты на обслуживание и ремонт.

Физическая сущность энергетики процесса совместного частотного управления производительностью подпорных и основных НА представлена на рисунке 2.11.

При заданном объеме планового технологического задания (Q_1) основной насосный агрегат КНС обеспечивает его выполнение при максимально возможном напоре (H_2).

Оптимальное сочетание основных и подпорных насосных агрегатов в соответствии с разработанной стратегией управления позволяет повысить напор на выходе КНС до значения $H_1 + H_2$ при суммарной производительности Q_2 . При повышении частоты питающего напряжения электродвигателей основных и подпорных насосных агрегатов появляется возможность расширения регулировочного диапазона подач КНС до значения Q_2 и диапазона по напору до $H_1 + H_2$.

Расширение регулировочного диапазона как по напору, так и по суммарной подаче позволяет наиболее эффективно использовать фонд технологического оборудования, тем самым сокращая капитальные затраты на ввод последующих очередей строительства системы ППД при разработке нефтяного месторождения и увеличении плановых объемов закачки. Это позволяет повысить экономическую рентабельность процесса нефтедобычи в целом при сокращении издержек на оплату электроэнергии.

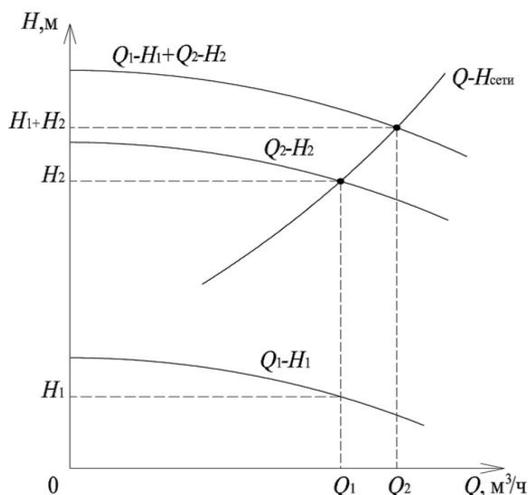


Рис. 2.11. Гидравлическая характеристика совместной работы подпорного и основного насоса:

$Q_1 - H_1$ — расходно-напорная характеристика подпорного насосного агрегата станции низкого давления, $Q_2 - H_2$ — расходно-напорная характеристика основного насосного агрегата КНС;

$Q_1 - H_1 + Q_2 - H_2$ — совместная расходно-напорная характеристика основного и подпорного насосного агрегата; $Q - H$ сети — расходно-напорная характеристика гидравлической сети

Первая категория надежности электроснабжения электроприемников КНС, в соответствии с действующими нормами, предполагает подключение к двум независимым взаимно резервируемым источникам питания [25, 87]. В связи с этим при питании распределительного устройства (РУ) КНС от одного источника должна сохраняться нормальная работа всей станции с возможностью частотного управления двумя основными НА.

Таким образом, при модернизации существующих КНС либо проектировании новых, на основе разработанного способа управления многомашинным электротехническим комплексом системы ППД и методики выбора оптимального состава НА для выполнения задания на закачку воды, возникает необходимость определения рациональной схемы питания АД при ЧРП, что в значительной степени предопределяет функциональность и надежность системы.

На основе анализа публикаций [16, 32, 37, 56, 72] существующих схем частотного управления электроприводами насосов выявлено, что в наибольшей степени требованиям эффективности и надежности управления соответствует система частичного частотно-регулируемого электропривода (СЧРП) при схеме включения высоковольтного преобразователя частоты (ВПЧ) на каждую секцию шин. На рисунке 2.12 представлена функциональная схема питания асинхронных двигателей насосных агрегатов КНС от РУ 6 кВ для гибкой схемы включения ВПЧ.

Применение одного ВПЧ на каждую секцию шин позволяет обеспечить:

- работу двух преобразователей при питании от одного источника;
- плавный пуск (без скачков пусковых тока и момента) и останов любого электродвигателя НА с помощью одного из ПЧ;
- вывод НА на номинальную частоту вращения, аналогично устройствам безударного пуска электродвигателей.

При данной СЧРП алгоритм частотного пуска и останова насосных агрегатов КНС следующий: поочередно через ВПЧ каждой секции шин запускается и выводится на номинальную частоту вращения минимально требуемое число агрегатов. Последний агрегат запускается и остается включенным через ВПЧ на требуемой регулировочной частоте.

При необходимости увеличения суммарной производительности КНС на величину, превышающую максимально допустимую подачу одного НА, осуществляется алгоритм каскадного частотного управления: частота вращения вала регулируемого НА доводится до номинальной, далее происходит переключение питания НА напрямую к секции шин РУ КНС.

После включения выключателя в РУ и получения сигнала об успешной коммутации двигателя преобразователь выдает команду на отключение выключателя электродвигателя, соединяющего его с шиной регулируемой частоты. Далее НА продолжает работу непосредственно от питающей сети, а преобразователь вводит в работу агрегат, который в соответствии с разработанной методикой оптимизации должен быть запущен (рис. 2.5).

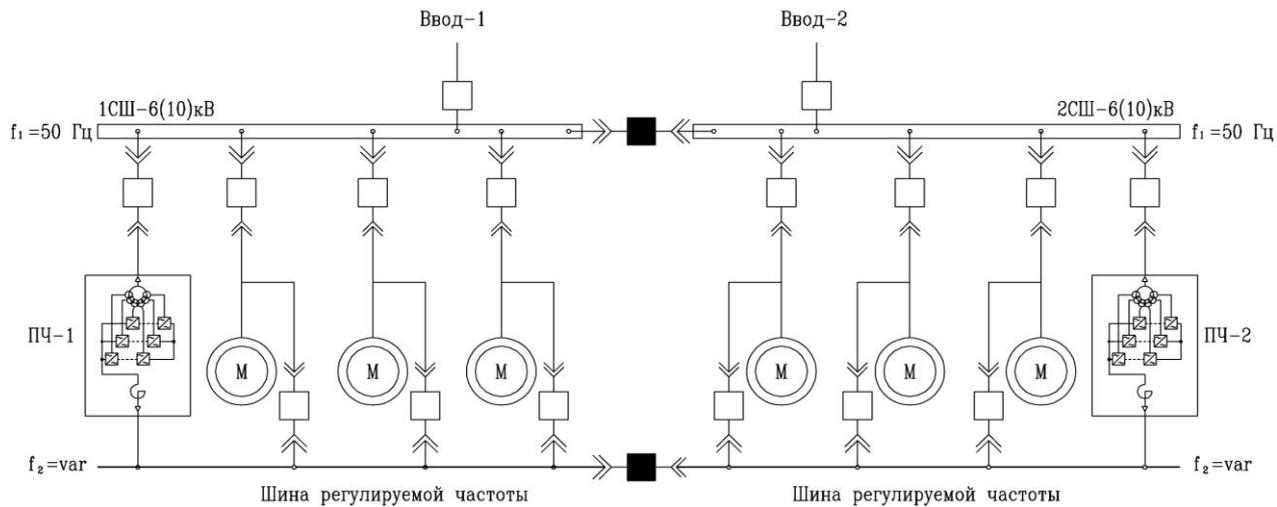


Рис. 2.12. Схема питания асинхронных электродвигателей насосных агрегатов КНС с частотным управлением

Переключение электродвигателя на питающую сеть должно быть синхронизировано. Для этого команда на включение выключателя, питающего АД от шин РУ, подается только в том случае, если выходное напряжение преобразователя и частота синхронизированы с сетевыми напряжением и частотой по амплитуде и фазе.

В случае необходимости снижения общей производительности КНС система производит снижение частоты вращения последнего агрегата, питаемого от ВПЧ, с последующим отключением.

Рассмотренная схема частотного управления производительностью НА является оптимальной с точки зрения обеспечения заданных технологических параметров КНС и минимизации капитальных затрат при сохранении требуемого уровня надежности.

Вместе с этим, при такой схеме управления одновременно решается задача повышенного износа оборудования, характерного для прямых пусков НА, обеспечивая плавный пуск и торможение АД.

Внедрение частотно-регулируемого электропривода с рассмотренной схемой подключения преобразователя частоты на КНС предоставляет широкие возможности регулирования рабочих параметров как отдельных НА, так и КНС в целом при сведении к минимуму непроизводительных потерь электроэнергии и большей рентабельности капитальных вложений.

2.3. Оптимальное распределение нагрузки между насосными агрегатами многомашинного комплекса системы ППД

Различие энергетических характеристик НА КНС помимо задачи оптимизации состава вызывает необходимость оптимизации режимов работы каждого НА с целью определения подачи и напора по условию минимума вуд на выполнение планового задания с учетом допустимых интервалов их изменения.

Решение задачи распределения нагрузки между агрегатами КНС возможно с использованием методов вариационного исчисления, в числе которых метод множителей Лагранжа, используемый, в частности, при распределении нагрузки между агрегатами

тепловых электрических станций, насосов, питающих общую напорную магистраль, паровых котлов, работающих на общий паропровод и т.п. [77]. Данный метод позволяет свести задачу условной оптимизации к решению задачи безусловной оптимизации, для чего необходимо все ограничения по технологическим параметрам свести к функции вида [93]:

$$U_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = c_i, \quad i = 1, 2, \dots, m, \quad (2.22)$$

где U_i — некоторая функция, c_i — некоторая константа.

Расход электроэнергии на закачку одного насосного агрегата ($w_{удij}$) зависит от мощности, с которой он будет работать на суточном интервале выполнения технологического задания (t , час), при этом суммарный объем подачи выбранного состава и при заданной загрузке каждого НА должен соответствовать плановому объему по закачке ($V_{пл.}$). Таким образом, на основании выражения (2.22) технологические ограничения по суммарной подаче основных и подпорных НА будут иметь вид:

$$\left(\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m Q_i Q_j \right) \cdot t - V_{пл.} = 0, \quad (2.23)$$

где $\sum_{i=1}^n Q_i$ — суммарная подача основных НА, м³/ч; $\sum_{j=1}^m Q_j$ — суммарная подача подпорных НА, м³/ч; $V_{пл.}$ — объем планового задания по закачке воды, м³; t — время выполнения технологического задания, ч.

В процессе выполнения технологического задания на закачку значение напора на выходе КНС поддерживается постоянным и соответствует требуемому значению для выполнения планового задания по нагнетательным скважинам с наименьшей приемистостью при выбранном оптимальном составе НА. На основании этого в задаче распределения нагрузки между насосными агрегатами КНС будем полагать, что ограничение по напору

$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (H_{i,j} - \Delta H) \geq H_{\text{треб.}}$ для любого основного НА преобразуется в равенство вида:

$$H_i - H_{\text{треб.}} = 0, i = 1, 2, \dots, n, \quad (2.24)$$

где $\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m H_{i,j}$ — суммарный напор основных (i) и подпорных (j)

НА, м; ΔH — потери напора в обвязке КНС, в высоконапорных водоводах и на штуцерах скважин, м; $H_{\text{треб.}}$ — требуемый напор на устье нагнетательных скважин для выполнения планового задания, м.

Для составления уравнения оптимизации целевую функцию, представленную выражением (2.1), запишем через параметры Q_i и H_i для одного основного НА:

$$F(Q_i, H_i) = \sum_{i=1}^n \frac{Q_i \cdot H_i + \Delta Q_i \cdot \Delta H_i \cdot t}{\left(\sum_{i=1}^n Q_i \right) \cdot t} \rightarrow \min \quad (2.25)$$

Полагая, что функция F , а также функции ограничений (2.23) и (2.24) непрерывны и дважды дифференцируемы, сведем задачу условной оптимизации к задаче безусловной оптимизации методом множителей Лагранжа.

Функция Лагранжа зависит от переменных Q_i , H_i и λ_i и в классическом виде будет представлена выражением:

$$L(Q_1, H_1, \dots, Q_n, H_n, \lambda_1, \lambda_2) = f(Q_1, H_1, \dots, Q_n, H_n) + \lambda_1 V_{\text{пл}} - Q_1, Q_2, \dots, Q_n + \lambda_2 H_{\text{треб.}} - H_1, H_2, \dots, H_n, \quad (2.26)$$

где λ_i — множители Лагранжа.

Тогда в окончательном виде функция Лагранжа включает выражения (2.23), (2.24) и имеет вид:

$$L = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot H_i + \sum_{i=1}^n \Delta Q_i \cdot \Delta H_i + \lambda_1 V_{\text{пл}} - Q_i + \lambda_2 H_{\text{треб.}} - H_i \quad (2.27)$$

Решением задачи поиска экстремума целевой функции будет пара значений (Q, H) для каждого НА. Для этого сформулированная задача решается как классическая задача на безусловный экстремум методом дифференциального исчисления.

Дифференцируя функцию Лагранжа (2.27) по переменным Q_i , H_i и λ_i и приравнявая производные нулю, получим систему уравнений для одного насосного агрегата КНС:

$$\frac{\partial L}{\partial Q_i} = 0; \frac{\partial L}{\partial H_i} = 0; \frac{\partial L}{\partial \lambda_1} = 0; \frac{\partial L}{\partial \lambda_2} = 0.$$

Решением системы уравнений будут значения Q_i и H_i , которые необходимо проверить на ограничения в электротехническом комплексе по частоте питающего напряжения ($f_{i,j}$, Гц) $f_{\text{доп. min. } i,j} \leq f_{\text{ном. } i,j} \leq f_{\text{доп. max. } i,j}$ и мощности (P , кВт) на валу двигателя НА $P \leq P_{\text{ном. дв. } ij}$ и исключить переменные, не удовлетворяющие данным условиям.

Оптимизация управления многомашинным электротехническим комплексом технологической системы ППД требует разработки соответствующих алгоритмов расчета и математических моделей, на основе которых возможно будет реализовать разработанные методики с учетом особенностей промышленных систем ППД и характеристик применяемого оборудования.

Глава 3

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

В настоящей главе представлена методика расчета потерь электрической и гидравлической энергии в технологической системе ППД на основе математического моделирования и определения энергетических характеристик элементов системы при различных режимах работы многомашинного электротехнического комплекса.

Показано, что имитационное моделирование позволяет проводить расчеты режимов работы технологической системы ППД с возможностью реализации в ней оптимального управления многомашинным электротехническим комплексом при минимальных непроизводительных потерях электроэнергии.

Представлен разработанный программный комплекс для расчета энергетических и гидравлических режимов технологической системы ППД, а также организации централизованного сбора, хранения и обработки технологической информации системы.

3.1. Математическая модель многомашинного электротехнического комплекса и системы ППД в установившемся режиме

Решение задачи оптимизации управления многомашинным электротехническим комплексом и снижения потерь электроэнергии в технологической системе ППД невозможно при отсутствии математической модели, адекватно описывающей связи между входными и выходными технологическими параметрами и ограничениями, накладываемыми на их изменение.

Основная сложность моделирования системы ППД нефтяных месторождений заключается в отсутствии удовлетворительных

методик расчета совместного гидравлического режима насосных агрегатов с разветвленной сетью высоконапорных водоводов и учета влияния этого режима на потребление и потери электроэнергии в системе.

В случае с моделированием процесса подачи и распределения воды в технологической системе ППД наиболее целесообразным является применение теоретико-физических детерминированных моделей в силу того, что непрерывный график выполнения технологического задания по закачке можно разбить на отдельные самостоятельные временные интервалы, в течение которых характеристики элементов системы можно считать постоянными. Оправдывает применение такого типа моделей и то, что исходные данные по закачкам в каждую скважину на предстоящий период известны службам эксплуатации. Использование детерминированных моделей также оправдано на стадии проектирования системы ППД, так как позволяет получить более обширную и детальную информацию о поведении системы при решении задач оптимизации управления [12].

Многомашинный электротехнический комплекс системы ППД

На всех ступенях преобразования и передачи электроэнергии в системе преобразователь частоты (ПЧ) — асинхронный двигатель (АД) — насос (рис. 3.1) происходят потери преобразуемой электроэнергии, величина которых зависит от режимов работы и технических особенностей применяемого оборудования [37]. В связи с этим оценку энергетических показателей системы и результирующее значение снижения непроизводительных потерь электроэнергии при частотном управлении режимами работы НА необходимо определять с учетом этих потерь на основе аналитических выражений, устанавливающих взаимосвязь энергетических параметров элементов системы.

Потери электрической энергии ΔW в выражении (3.1) выступают в качестве показателя экономичности работы электропривода в установившемся режиме на интервале выполнения планового задания (Δt) и в общем виде представляют суммарную мощность

потерь электроэнергии в ПЧ ($\Delta P_{\text{ПЧ}}$), асинхронном электродвигателе НА ($\Delta P_{\text{АД}}$), и насосе ($\Delta P_{\text{НАС}}$):

$$\Delta W = \sum \Delta P_{\text{ПЧ}} + \Delta P_{\text{АД}} + \Delta P_{\text{НАС}} \cdot \Delta t. \quad (3.1)$$

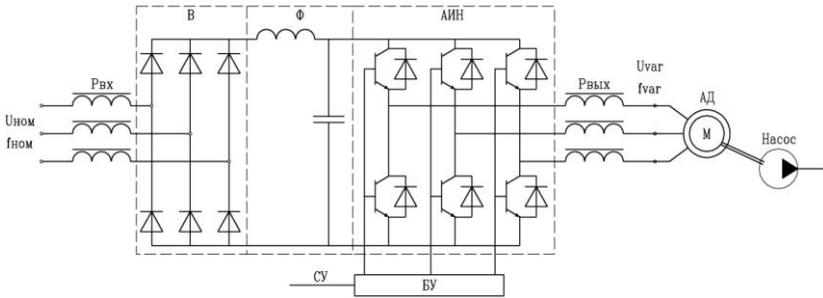


Рис. 3.1. Схема силовых цепей частотно-регулируемого асинхронного электропривода насосного агрегата многомашинного комплекса:

Р.вх — входной реактор, В — выпрямитель, Ф — фильтр;
 АИН — автономный инвертор напряжения, Р.вых — выходной реактор,
 АД — асинхронный двигатель, БУ — блок управления, СУ — станция
 управления; $U_{\text{ном}}, f_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение и частота сети,
 $U_{\text{var}}, f_{\text{var}}$ — регулируемые напряжение и частота

В практических расчетах для оценки экономичности преобразования электроэнергии в установившемся режиме коэффициент полезного действия НА представляют в виде произведения трех коэффициентов, характеризующих потери в элементах многомашинного комплекса:

$$\eta = \eta_{\text{ПЧ}} \cdot \eta_{\text{АД}} \cdot \eta_{\text{НАС}}, \quad (3.2)$$

где $\eta_{\text{ПЧ}}$ — КПД преобразователя частоты; $\eta_{\text{АД}}$ — КПД электродвигателя НА; $\eta_{\text{НАС}}$ — КПД насоса.

КПД преобразователя частоты определяется выражением [16]:

$$\eta_{\text{ПЧ}} = 1 - \frac{\Delta P_{\text{ПЧ}}}{P + \Delta P_{\text{ПЧ}}}, \quad (3.3)$$

где $\Delta P_{\text{ПЧ}}$ — мощность потерь в ПЧ, кВт; P — активная мощность, потребляемая электродвигателем от ПЧ, определяемая выражением (3.3), кВт.

Основную долю потерь электроэнергии в ПЧ составляют потери в инверторе напряжения ($\Delta P_{\text{АИН}}$) и источнике питания инвертора ($\Delta P_{\text{ИП}}$), которые для последнего представлены потерями во входных коммутирующих реакторах ($\Delta P_{\text{р.вх}}$), в вентилях выпрямителя ($\Delta P_{\text{В}}$) и обмотке реактора сглаживающего фильтра звена постоянного тока ($\Delta P_{\text{р.ф.}}$) [16]:

$$\Delta P_{\text{ПЧ}} = \Delta P_{\text{АИН}} + \Delta P_{\text{ИП}} = \Delta P_{\text{АИН}} + \Delta P_{\text{р.вх}} + \Delta P_{\text{В}} + \Delta P_{\text{р.ф.}}. \quad (3.4)$$

Мощность электрических потерь во входных коммутирующих реакторах [16]:

$$\Delta P_{\text{р.вх}} = 18 \frac{R_{\text{р.вх}}}{\pi^2} \cdot \frac{P^2}{U_{\text{и}}^2}, \quad (3.5)$$

где $R_{\text{р.вх}}$ — активное сопротивление обмотки реактора; P — активная мощность, потребляемая электродвигателем от ПЧ, Вт; $U_{\text{и}}$ — среднее значение напряжения на входе инвертора, В.

Мощность потерь в вентилях выпрямителя ($\Delta P_{\text{В}}$) [16]:

$$\Delta P_{\text{В}} = 2 \left(\frac{U_{\text{д}}}{U_{\text{и}}^2} P_1 + R_{\text{д.лиф}} \frac{P^2}{U_{\text{и}}^2} \right), \quad (3.6)$$

где $R_{\text{д.лиф}}$ — дифференциальное сопротивление диода для прямого тока; $U_{\text{д}}$ — граничное падение напряжения на диоде.

Мощность потерь в обмотке реактора сглаживающего фильтра звена постоянного тока ($\Delta P_{\text{р.ф.}}$) [16]:

$$\Delta P_{\text{р.ф.}} = R_{\text{р.ф.}} \cdot \frac{P^2}{U_{\text{и}}^2}, \quad (3.7)$$

где $R_{\text{р.ф.}}$ — активное сопротивление обмотки реактора.

Мощность электрических потерь в АИН ($\Delta P_{\text{АИН}}$) составляют потери в силовых ключах ($\Delta P_{\text{КЛ}}$) и потери в меди обмотки выходного реактора ($\Delta P_{\text{р.ВЫХ}}$), [16]:

$$\Delta P_{\text{А.И}} = \Delta P_{\text{КЛ}} + \Delta P_{\text{Р.ВЫХ}} = \frac{1}{2\pi} U_{\text{гр.пр}} + U_{\text{гр.обр}} \cdot i + \frac{3}{4} R_{\text{кл.пр.диф}} + R_{\text{кл.обр.диф}} i^2 + \frac{U_{\text{гр.пр}} - U_{\text{гр.обр}}}{U_{\text{и}}} P + \frac{8 \cdot R_{\text{кл.пр.диф}} - R_{\text{кл.обр.диф}}}{3\pi \cdot U_{\text{и}}} \cdot i \cdot P + \left(\frac{3}{2} R_{\text{р.вых}} \cdot i_{\text{ном}}^2 \right), \quad (3.8)$$

где $U_{\text{д.пр}}$, $U_{\text{д.обр}}$ — граничное падение напряжения при прямом и обратном токах; $R_{\text{кл.пр.диф}}$, $R_{\text{кл.обр.диф}}$ — дифференциальное сопротивление ключа инвертора при прямом и обратном токах; $R_{\text{р.вых}}$ — активное сопротивление обмотки реактора; i — модуль результирующего вектора тока статорной обмотки АД; $i_{\text{ном}}$ — модуль результирующего вектора тока статорной обмотки АД в номинальном режиме.

Из выражений (3.5)...(3.8) следует, что величина мощности потерь в ПЧ зависит от изменяемых в процессе регулирования тока статора (i) и активной мощности (P), потребляемой электродвигателем насосного агрегата.

Точное определение потерь в ПЧ затруднительно из-за сложности учета нелинейных и дискретных свойств преобразователя, поэтому при расчете потерь принимаются допущения, в соответствии с которыми можно пренебречь коммутационными процессами в выпрямителе и инверторе [16, 37].

Процесс совершенствования технических решений в области полупроводниковой преобразовательной техники позволил добиться высоких эксплуатационных и энергетических показателей выпускаемых промышленностью ПЧ с высоким значением КПД (0,965—0,985) во всем диапазоне регулирования производительности насосного агрегата [37, 55, 59, 61]. Многопульсные схемы выпрямления и многоуровневая схема формирования выходного тока, реализуемые в современных ПЧ, позволяют добиться на выходе ПЧ формирования формы кривой напряжения, максимально приближенной к правильной синусоиде, отказаться от использования выходных фильтров, снизить нагрев двигателя, что связано с уменьшением высших гармонических составляющих в составе тока инвертора, и позволяют обеспечить соответствие показателей качества электроэнергии действующим стандартам [55].

Мощность, развиваемая на валу ротора двигателя НА, меньше мощности, подводимой от ПЧ к статору машины, на величину

потерь электрической энергии в АД ($\Delta P_{\text{АД}}$), которые для случая частотного управления скоростью двигателя слагаются из потерь в обмотках статора и ротора ($\Delta P_{\text{мс}}, \Delta P_{\text{мр}}$), потерь в стали статора от гистерезиса и вихревых токов ($\Delta P_{\text{ст}}, \Delta P_{\text{св}}$), добавочных потерь ($\Delta P_{\text{доб}}$) и механических потерь ($\Delta P_{\text{мех}}$) [16].

Определение потерь энергии в электродвигателе при различных изменениях режима работы электропривода необходимо как для анализа экономичности преобразования потребляемой мощности, так и для оценки теплового состояния АД.

Уровень потерь электроэнергии в электродвигателе в установленном режиме определяет его КПД [37, 60]:

$$\begin{aligned} \eta_{\text{АД}} &= \frac{P_1}{P} = \frac{P - (\Delta P_{\text{мс}} + \Delta P_{\text{мр}} + \Delta P_{\text{ст}} + \Delta P_{\text{св}} + \Delta P_{\text{доб}} + \Delta P_{\text{мех}})}{P} = \\ &= 1 - \frac{\sum \Delta P_{\text{АД}}}{P} = \frac{M_c \omega}{\sqrt{3} U_{\text{л}} I_1 \cos \phi}, \end{aligned} \quad (3.9)$$

где $P_1 = M_c \cdot \omega$ — мощность на валу электродвигателя НА, определяемая статическим моментом сопротивления нагрузки (M_c) и угловой скоростью (ω); $U_{\text{л}}$ — номинальное действующее напряжение трехфазной сети; I_1 — действующий ток первой гармоники фазы статора, предполагая, что токи отдельных фаз двигателя симметричны; $\cos \phi$ — косинус угла фазного сдвига первой гармоники статорного тока по отношению к напряжению фазы питающей сети.

В установленном режиме часть суммарных потерь электрической энергии в АД является постоянной и не зависит от его нагрузки. К ним относятся механические и магнитные потери. Составляющие постоянных потерь в действительности не являются неизменными, а зависят от скорости АД, частоты и амплитуды питающего напряжения и определяются уровнем развития техники и технологий электромашиностроения.

Потери в стали сердечника ротора ввиду низкого значения частоты перемагничивания незначительны и могут не учитываться в общем объеме потерь. Добавочные потери, обусловленные вихревыми токами в узлах машины для двигателей общепромышленного

назначения, учитываются приближенно и согласно ГОСТу принимаются равными $0,005P_{\text{НОМ}}$ [28, 60].

Мощность механических потерь ($\Delta P_{\text{мех}}$) для АД с короткозамкнутым ротором определяется величиной вентиляционных потерь, потерь энергии в подшипниках и при реализации закона пропорционального управления ($u_1/f_1 = \text{const}$) снижаются с уменьшением частоты [16, 68]:

$$\Delta P_{\text{мех}} = \Delta P_{\text{мех.НОМ}} \left(\frac{\omega}{\omega_{\text{НОМ}}} \right)^2, \quad (3.10)$$

где $\Delta P_{\text{мех.НОМ}}$ — механические потери при номинальной скорости вращения.

Точный расчет потерь в стали статора на гистерезис и потерь на вихревые токи практически невозможен, так как зависит от марки стали, толщины листов магнитопровода, частоты перемагничивания, индукции, а также технологических факторов, связанных со штамповкой и опилкой пазов и т.п. [46].

Величина потерь на гистерезис в стали статора, происходящих при его перемагничивании, пропорциональна частоте перемагничивания и при частотном управлении скоростью АД определяется выражением:

$$\Delta P_{\text{ст}} = \Delta P_{\text{ст.НОМ}} \left(\frac{\omega}{\omega_{\text{НОМ}}} \right), \quad (3.11)$$

где $\Delta P_{\text{ст.НОМ}}$ — потери в стали на гистерезис при номинальной частоте.

Переменные потери вызваны нагревом обмоток статора и ротора проходящими по ним токами. Потери мощности в меди обмоток статора ($\Delta P_{\text{мс}}$) и ротора ($\Delta P_{\text{мр}}$) пропорциональны квадратам их токов и определяются выражениями [16]:

$$\Delta P_{\text{мс}} = \Delta P_{\text{мс.НОМ}} \left(\frac{i_{\text{с.НОМ}}}{i_{\text{с.НОМ}}} \right)^2; \quad (3.12)$$

$$\Delta P_{\text{мр}} = \Delta P_{\text{мр.ном}} \left(\frac{i_{\text{р.ном}}}{i_{\text{р.ном}}} \right)^2, \quad (3.13)$$

где $\Delta P_{\text{мс.ном}}$, $\Delta P_{\text{мр.ном}}$ — потери в обмотках статора и ротора при номинальной частоте; i_1 , i_2 — модули результирующих векторов токов обмоток статора и ротора; $i_{1\text{ном}}$, $i_{2\text{ном}}$ — значения модулей результирующих векторов токов обмоток статора и ротора в номинальном режиме.

Переменные потери мощности в электродвигателе могут быть определены через механические переменные и его параметры [68]:

$$\Delta P_{\text{перем.}} = M_c \omega s (1 + R_1 / R'_2), \quad (3.14)$$

где s — скольжение АД; R_1 , R'_2 — соответственно, активное фазное сопротивление обмотки статора и активное приведенное к обмотке статора фазное сопротивление ротора, Ом.

Тогда постоянные составляющие потерь мощности в АД:

$$\Delta P_{\text{пост.}} = P \left(\frac{1 - \eta_{\text{АД}}}{\eta_{\text{АД}}} \right) - \Delta P_{\text{перем.}}. \quad (3.15)$$

Следовательно, для случая частотного управления скоростью АД выражение (3.9) примет следующий вид:

$$\eta = 1 - \frac{\Delta P_{\text{мс}} + \Delta P_{\text{мр}} + \Delta P_{\text{сг.ном}} \left(\frac{\omega}{\omega_{\text{ном}}} \right) + 0,005 P_{\text{ном}} + \Delta P_{\text{мех.ном}} \left(\frac{\omega}{\omega_{\text{ном}}} \right)^{\frac{3}{2}}}{\sqrt{3} U_{\text{л}} I_1 \cos \phi}. \quad (3.16)$$

Сегодня в области электромашиностроения накоплен достаточный опыт, который позволяет производить электродвигатели, сохраняющие высокий КПД в широком диапазоне нагрузок на протяжении всего периода эксплуатации [108]. В некоторой степени этому способствовало развитие направления по созданию энергоэффективных двигателей [16, 37], в которых увеличение количества активных материалов ведет к снижению уровня потерь энергии в машине на 2—3%. Для большинства современных АД КПД достигает значения 0,92—0,96.

Стоит заметить, что снижение потерь электроэнергии в электродвигателях насосных агрегатов на несколько процентов окажется малоэффективным, если не учитывать режимы работы насоса, потери в котором в значительно большей степени зависят от режима работы, технического состояния и способов управления производительностью.

При отсутствии гидродинамических способов управления подачей НА его эксплуатационные показатели определяются величиной потерь мощности в самом насосе, которые зависят от конструктивных особенностей и технического состояния последнего.

Все потери в насосе можно представить в виде суммы трех видов потерь: объемных, гидравлических и механических.

Объемные потери (потери на циркуляцию) возникают вследствие внутренних протечек через зазор между корпусом машины и рабочим колесом. Гидравлические потери связаны с трением жидкости о внутренние направляющие поверхности и рабочие колеса насоса. Механические потери связаны с вращением вала и рабочих колес насоса, что проявляется в трении в подшипниках, уплотнениях насоса и нерабочих поверхностях колес о перекачиваемую воду.

Указанные виды потерь вызваны отсутствием идеальных условий протекания жидкости в насосе и несовершенством техники и технологии насосостроения.

Таким образом, КПД насоса представляет собой произведение объемного ($\eta_{об} = 0,96 \div 0,98$), гидравлического ($\eta_{г} = 0,90 \div 0,96$) и механического КПД ($\eta_{мех} = 0,84 - 0,94$), характеризующих отдельные виды потерь энергии в насосе [4]:

$$\eta_{нас} = \eta_{об} \cdot \eta_{г} \cdot \eta_{мех} \cdot \quad (3.17)$$

Мощность гидравлических потерь в насосе будет определяться величиной потерь напора (ΔH), мощность механических потерь — долей потерь мощности ($\Delta N_{мех}$), мощность объемных потерь — объемом перетекаемой воды (ΔQ) и выражаться отношением полезной мощности, сообщаемой перекачиваемой воде, к мощности на валу двигателя насоса (P_1).

Тогда:

$$\eta_{\Gamma} = \frac{P_1 - \Delta N_{\Gamma}}{P_1} = \frac{\rho g (H - \Delta H) Q}{\rho g H Q} = \frac{H - \Delta H}{H} = 1 - \frac{\Delta H}{H}; \quad (3.18)$$

$$\eta_{\text{мех}} = \frac{P_1 - \Delta N_{\text{мех}}}{P_1} = 1 - \frac{\Delta N_{\text{мех}}}{P_1}; \quad (3.19)$$

$$\eta_{\text{об}} = \frac{P_1 - \Delta N_{\text{об}}}{P_1} = \frac{\rho g (Q - \Delta Q) H}{\rho g H Q} = \frac{Q - \Delta Q}{Q} = 1 - \frac{\Delta Q}{Q}, \quad (3.20)$$

где N_{Γ} — мощность гидравлических потерь энергии; $N_{\text{об}}$ — мощность объемных потерь энергии; $N_{\text{мех}}$ — мощность механических потерь энергии; ρ — плотность перекачиваемой воды, кг/м³; $g = 9,8$ м/с² — ускорение свободного падения.

Тогда с учетом (3.18)...(3.20) получим выражение для полезной мощности (N) в выражении КПД насоса ($\eta_{ij} = N/P$):

$$N = \rho g Q_{ij} H_{ij} \left(1 - \frac{\Delta N_{\Gamma}}{P}\right) \left(1 - \frac{\Delta N_{\text{об}}}{P}\right) \left(1 - \frac{\Delta N_{\text{мех}}}{P}\right), \quad (3.21)$$

где P_1 — мощность на валу двигателя насоса; H_{ij} — фактический напор насосного агрегата, м; Q_{ij} — фактическая подача насосного агрегата, м³/ч.

В практических расчетах потери электроэнергии в насосе можно выразить через отношение действительного КПД к номинальному (паспортному) [4]:

$$\Delta W_i = \Delta N \cdot t = \frac{9,81 \cdot Q_i \cdot H_i}{\eta} \left(1 - \frac{\eta}{\eta_{\text{ном}}}\right) \cdot t, \quad (3.22)$$

где ΔW_i — потери электроэнергии в i -ом насосе, кВт·ч; ΔN — мощность потерь электроэнергии в i -ом НА, кВт·ч; t — время работы, ч; $\eta_{\text{ном}}$ — паспортное значение КПД для значений Q_i и H_i ; η — фактический КПД для значений Q_i и H_i ; Q_i — подача i -ого насоса, м³/с; H_i — напор i -ого насоса, м.

При параллельной работе насосных агрегатов эквивалентный КПД насосной станции определяется индивидуальными энергетическими характеристиками каждого насосного агрегата [70].

В этом случае КПД КНС при параллельной работе насосов за время выполнения технологического задания составит:

$$\eta_{\text{кнс}} = \frac{Q_1 \cdot H_{\phi 1} + Q_2 \cdot H_{\phi 2} + \dots + Q_i H_{\phi i}}{\frac{H_1 Q_1}{\eta_1} + \frac{H_1 Q_2}{\eta_2} + \dots + \frac{H_i Q_i}{\eta_i}}, \quad (3.23)$$

где $H_{\phi i}$ — фактический напор насоса с учетом гидравлических, объемных и механических потерь напора при подаче Q_i .

Аналогичным образом определяется КПД насосной станции низкого давления.

Среднее значение КПД КНС и станции низкого давления с подпорными насосными агрегатами, работающими на общий напорный водовод, определяется выражением:

$$\eta_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{кнс}} \cdot \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m H_i + H_j}{\sum_{i=1}^n \frac{Q_i H_i}{\eta_i \eta_{\text{АД}i}} + \sum_{j=1}^m \frac{Q_j H_j}{\eta_j \eta_{\text{АД}j}}}, \quad (3.24)$$

где $Q_{\text{кнс}} = \sum_{i=1}^n Q_i = \sum_{j=1}^m Q_j$, м³/с.

С использованием зависимостей (3.4)...(3.24) был проведен расчет потерь электроэнергии для элементов системы ПЧ — АД — насос при частотном управлении производительностью на заданном диапазоне регулирования $0,95f_{\text{ном}}$ — $1,05f_{\text{ном}}$ для КНС с насосом типа ЦНС240-1900 и мощностью приводного двигателя 2000 кВт. Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

**Потери мощности в элементах системы ПЧ — АД — насос
при частотном управлении производительностью
насосных агрегатов КНС**

ω	ΔP , кВт		
	ПЧ	Двигатель	Насос
$0,95 \omega_{\text{ном}}$	41,2	119,1	411
$0,96 \omega_{\text{ном}}$	42,1	115,4	425,9
$0,97 \omega_{\text{ном}}$	44,1	122,9	433,3

0,98 $\omega_{\text{НОМ}}$	45,2	126,7	452
0,99 $\omega_{\text{НОМ}}$	47	130,6	463,8
$\omega_{\text{НОМ}}$	48,3	134,6	478,2
1,01 $\omega_{\text{НОМ}}$	50	139,7	492,6
1,02 $\omega_{\text{НОМ}}$	51,2	146,4	507,3
1,03 $\omega_{\text{НОМ}}$	52,8	149,7	530,3
1,04 $\omega_{\text{НОМ}}$	54,8	154,4	542,7
1,05 $\omega_{\text{НОМ}}$	68	157,8	557,3

Используя выражения (3.1)...(3.24), можно определить КПД и мощность потерь электроэнергии в преобразователе частоты и многомашинном электротехническом комплексе системы ППД при различном техническом состоянии и способах управления производительностью насосных агрегатов.

Как видно из таблицы, существенную долю в общем объеме потерь электроэнергии системы (более 70%) на всем диапазоне регулирования производительности составляют потери в насосе. Это вызвано тем, что потери в двигателе и ПЧ при номинальном моменте нагрузки снижаются с уменьшением частоты, в то время как механические и гидравлические потери в насосе изменяются незначительно.

Сети технологических водоводов системы ППД

Параметры труб гидравлической сети должны обеспечивать возможность подачи необходимого объема воды к устьям нагнетательных скважин при требуемом давлении и наименьших потерях энергии, а также соответствовать требуемым показателям надежности.

В общем виде характеристику гидравлической сети можно представить зависимостью напора, необходимого для обеспечения требуемой подачи Q на данную гидравлическую сеть (рис.1.5, семейство кривых «А») [59]:

$$H_c = H_{\text{ст}} + K_c Q^2, \quad (3.25)$$

где $H_{\text{ст}}$ — статический напор при $Q = 0$; K_c — коэффициент сопротивления сети.

Значения $H_{\text{ст}}$ и K_c определяются на основании заданной схемы гидравлической сети системы ППД, параметрами водоводов и видов установленных дополнительных сопротивлений (задвижек, вентилях и т.п.) как внутренней сети — обвязка на площадке КНС, так и внешней сети — высоконапорных водоводов к устьям нагнетательных скважин.

В выражении (3.25) второе слагаемое определяет суммарные гидравлические потери — энергию, затраченную на преодоление механической работы сил сопротивления в системе по длине и местные потери. Тогда в общем случае (3.25) можно представить как:

$$H_c = H_{\text{ст}} + K_1 Q^2 + K_m Q^2 = H_{\text{ст}} + h_w. \quad (3.26)$$

В (3.26) $h_w = h_l + h_m$, потери напора по длине h_l обуславливаются силами трения между жидкостью и стенками трубопровода пропорционально длине участка трубопровода, а местные потери h_m — изменением скорости потока по величине и направлению в арматуре и соединительных элементах гидравлической сети, что приводит к повышению диссипации энергии [36].

Потери h_l определяются по формуле Дарси:

$$h_l = \lambda \frac{l}{d} \cdot \frac{v^2}{2g} = \frac{\zeta_l v^2}{2g}, \quad (3.27)$$

где l — длина участка водовода, на котором определяются потери h_l ; $v = 4Q/\pi d^2$ — средняя скорость потока; d — гидравлический диаметр водовода; λ — коэффициент гидравлического трения; $\zeta_l = \lambda l/d$ — коэффициент сопротивления по длине.

Местные потери напора определяются по формуле Вейсбаха:

$$h_m = \frac{\zeta_m v^2}{2g}, \quad (3.28)$$

где ζ_m — коэффициент местного сопротивления, зависящий от геометрических параметров элемента трубы.

Тогда полные потери напора в системе h_c представляют сумму потерь напора по длине и всех местных потерь напора [78]:

$$h_c = \sum_{i=1}^k h_{fi} + \sum_{i=1}^n h_{mi} = \frac{\zeta_c \cdot v^2}{2g}, \quad (3.29)$$

где i — номер участка или местного сопротивления; k — число участков; n — число местных сопротивлений.

Коэффициент местного гидравлического сопротивления (ζ_m) запорных и регулирующих элементов сети зависит от их конструктивных особенностей, качества выполнения внутренней полости и т.д. Для повсеместно применяемых круглых дроссельных клапанов [53]:

$$\zeta_m = \left(\frac{0,43 + \sin \phi}{1 - \sin \phi} \right)^2, \quad (3.30)$$

где ϕ — угол поворота затвора.

При практических расчетах значение ζ_m берется из таблиц, составленных на основании экспериментальных данных для различного типа запорных устройств.

Если величина $\sum_{i=1}^n h_m$ мала по сравнению с величиной $\sum_{i=1}^k h_f$ и составляет $\sum h_m \leq (0,1 \dots 0,05) \sum h_f$, то такие трубы рассчитывают как гидравлически «длинные» и принимают [53]:

$$h_w = 1,05 \cdot \sum_{i=1}^k h_m \quad (3.31)$$

«Длинным» считается водовод диаметром до 200—500 мм при протяженности более 200—1000 м. В противном случае, помимо потерь напора по длине h_l , учитываются также местные потери напора h_m [53].

Диссипация механической энергии потока по длине участка трубопровода и в местных гидравлических сопротивлениях существенным образом зависит от режима течения жидкости [64]. При вычислении потерь напора имеют место два режима течения — турбулентный и ламинарный. Для определения данных режимов используется безразмерное число Рейнольдса:

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu} = \frac{v \cdot d \cdot \rho}{\eta}, \quad (3.32)$$

где v — средняя скорость потока на участке сети; d — диаметр водовода; $\nu = \eta/\rho$ — кинематический коэффициент вязкости, где η — динамическая вязкость (Па·с); ρ — плотность жидкости (кг/м³).

Смена режимов движения происходит при критических числах $Re_{кр}$. [36]: ламинарный режим $Re < Re_{кр1}$ (900...1600), турбулентный режим $Re > Re_{кр2}$ (2600...3600), область перемежающейся турбулентности $Re_{кр1} < Re < Re_{кр2}$. В области чисел $Re_{кр2}$ малейшее изменение параметров, влияющих на характер движения жидкости, приводит к возникновению турбулентного потока. По этой причине в практических расчетах зону перемежающейся турбулентности относят к турбулентной, принимая значение Re , соответствующее нижней границе $Re_{кр2}$.

При известных значениях Re коэффициент гидравлического трения λ для ламинарного потока в круглых трубах вычисляется по формуле Стокса [5, 92]:

$$\lambda_l = 64/Re. \quad (3.33)$$

При турбулентном режиме, для труб круглого сечения с неравномерной шероховатостью стенок, λ_l зависит от чисел Рейнольдса и от безразмерного геометрического фактора — эквивалентной шероховатости Δ_3 .

Зависимость значений Re и Δ_3 определяется тремя областями:

— область малых значений Re ($Re \leq Re_{кр1}$) и Δ_3 , где коэффициент λ_l не зависит от эквивалентной шероховатости, а определяется только числом Re , $\lambda_l = f_1(Re)$. Это область гидравлически гладких труб, когда преобладают силы вязкости и коэффициент λ_l определяется по полуэмпирической формуле Блазиуса [53]:

$$\lambda_l = 0,3164/Re^{0,25}; \quad (3.34)$$

— область шероховатых труб (доквадратичная область), где коэффициент λ_l зависит одновременно от двух параметров — Re ($Re_{кр1} \leq Re \leq Re_{кр2}$) и эквивалентной шероховатости — Δ_3 , $\lambda_l = f_2(Re, \Delta_3)$. Для этой области в практике расчета трубопроводов

из стальных труб при определении коэффициента λ_l применима универсальная формула А.Д.Альтшуля [5]:

$$\lambda_l = 0,11 \left(\frac{\Delta_3}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (3.35)$$

где Δ_3/d — относительная шероховатость;

— область квадратичного сопротивления: больших значений Re ($Re \geq Re_{кр2}$) и Δ_3 , где λ_l не зависит от числа Re , а определяется лишь шероховатостью внутренних поверхностей стенок трубы $\lambda_l = f_3(\Delta_3)$. Определение λ_l для этой области производят по упрощенной формуле Б.Л.Шифринсона [5]:

$$\lambda_l = 0,11 \left(\frac{\Delta_3}{d} \right)^{0,25} \quad (3.36)$$

или более точной формуле Прандтля-Никурадзе:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_l}} = -2 \lg \left(\frac{\Delta_3}{3,71d} \right). \quad (3.37)$$

Значение Δ_3 в выражениях (3.35)...(3.35) для новых и в хорошем состоянии старых цельносварных стальных труб — 0,04—0,1, для бывших в эксплуатации — 0,1—0,15, для сильно корродированных — 1,2—1,5 [36,53].

Выражение (3.37) с достаточной степенью точности применимо для всех трех перечисленных областей сопротивлений. В то же время при анализе систем большой размерности весьма удобным является применение упрощенных формул (3.17)...(3.20), особенно при их численной реализации. Это не оказывает существенного влияния на точность расчетов и позволяет оптимизировать время расчета.

Из приведенных выражений (3.32)...(3.37) следует, что при всех режимах течения жидкости в сети определение потерь напора в водоводах сводится к изменению функции вида $\lambda = f(v)$. Таким образом, для определения изменения закона гидравлического сопротивления по длине трубопровода для различных режимов течения жидкости целесообразным является применения

выражений (3.11) и (3.12), которые с достаточной степенью точности позволяют учитывать изменение закона гидравлического сопротивления для всех элементов и участков сети водоводов.

При проектировании и реконструкции технологических систем ППД определение параметров водоводов гидравлической сети должно проводиться в соответствии с требованиями отраслевых норм: падение напора на участке сети от КНС до нагнетательных скважин самого удаленного куста не должно превышать 3—5% [25].

Нагнетательные скважины

Математическое моделирование нагнетательных скважин (потребителей) технологической системы является важной составляющей процесса определения характера потокораспределения в гидравлической системе и электрической энергии, затрачиваемой на заводнение, что особенно актуально на фоне вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти с высокой неоднородностью пластов.

Существующие варианты математического описания работы нагнетательных скважин сводятся к применению двух типов расчетов — с использованием индикаторных диаграмм и на основе формулы Дюпюи. Выбор типа определяется исходными данными.

На стадии проектирования и определения режимов работы нагнетательных скважин технологической системы получение информации о приемистости возможно по скважинам-аналогам либо с применением формулы Дюпюи, являющейся следствием уравнения Дарси для некоторой поверхности фильтрации [66]:

$$Q = \frac{P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}}}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}\right)}, \quad (3.38)$$

где Q — приемистость скважины, м³/с; k — коэффициент пропорциональности, учитывающий характер среды, в которой осуществляется взаимодействие между закачиваемым агентом и твердой поверхностью среды, м²; h — толщина продуктивного

пласта, м; $P_{\text{заб}}$ — давление на забое скважины, Н/м²; $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление, Н/м²; $R_{\text{к}}$ — радиус контура питания, м; $r_{\text{с}}$ — радиус скважины, м.

При математическом моделировании нагнетательной скважины с использованием выражения (3.38) принимаются следующие допущения: рассматривается плоская стационарная фильтрация однородной жидкости ($\mu = \text{const}$), обусловленная точечным потребителем интенсивностью Q гидродинамически несовершенной скважиной в однородном пласте, имеющем постоянную толщину h и проницаемость k .

Давление нагнетания и поглотительная способность нагнетательных скважин зависят от совокупности различных факторов, к основным причинам снижения уровня их приемистости можно отнести следующие:

— снижение проницаемости призабойной зоны пласта, причиной чего являются: набухание глинистых пород при контакте с закачиваемой в пласт водой, а также с растворами химических реагентов; образование солей как следствие смены в процессе закачки минерализованной воды на пресную; высокий уровень остаточной нефтенасыщенности в призабойной зоне скважин, которые разрабатывали как добывающие до перевода под нагнетание воды [66];

— увеличение гидравлических потерь по длине ствола нагнетательной скважины, связанных с ростом шероховатости в результате коррозионного разрушения и уменьшения проходного сечения труб вследствие отложения солей и продуктов коррозии на стенках труб.

Интенсивное обрастание стенок труб нагнетательных скважин продуктами коррозии и солями приводит к уменьшению их проходного сечения, и фактические гидравлические потери превышают расчетные до 7,5 раз устьевого давления.

Определение характера движения закачиваемой воды по длине нагнетательных скважин сводится к определению гидравлического сопротивления и потерь давления по формуле Дарси (3.27) на участке трубы длиной l и диаметром d при турбулентном течении.

Одним из наиболее распространенных способов установления требуемого давления на устье нагнетательных скважин является применение ограничителей расхода — штуцеров. На этапе

математического моделирования режимов работы нагнетательной скважины целесообразно принять падение давления на штуцере как вид ее гидродинамического несовершенства путем введения в (3.38) некоторого соответствующего коэффициента « C ». С помощью данного коэффициента учитывается возрастание внутреннего сопротивления на устье нагнетательной скважины, определяемого по зависимостям падения давления от диаметра штуцера d через его поперечное сечение:

$$C = f(d, Q). \quad (3.39)$$

В имитационной модели организован расчет падения давления при диаметрах штуцеров от 2 до 20 мм. Зависимость (3.39) может носить как линейный характер, так и квадратичный:

$$C = f(d, Q^2). \quad (3.40)$$

Согласно (3.39) и (3.40) были построены зависимости $\Delta P = f(Q)$, которые могут быть одинаково полезны как при определении рациональных режимов работы фонда скважин на стадии проектирования, так и для установления требуемых объемов закачек по скважинам при эксплуатации. Данные зависимости графически представлены в приложении 1.

Тогда в случае с гидродинамически несовершенной скважиной с установленным на устье штуцером имеем:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}})}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}} + C}\right)}. \quad (3.41)$$

Следует заметить, что зависимость (3.41) учитывает только характер изменения геометрии течения воды и не учитывает каких-либо физических явлений, сопровождающих процесс закачки воды.

Определение приемистости нагнетательной скважины на стадии эксплуатации производится с использованием индикаторных диаграмм — зависимости давления на забое скважины P от ее приемистости Q (рис. 3.2).

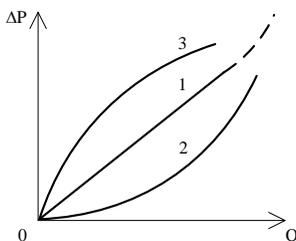


Рис. 3.2. Индикаторные диаграммы нагнетательной скважины

Форма индикаторной диаграммы зависит от фильтрационных сопротивлений и строения области пласта, от режима фильтрации и др.

Прямолинейный вид индикаторной диаграммы (1) характерен для случая установления фильтрации воды по линейному закону Дарси, т.е. в этом случае справедливо уравнение Дюпюи (3.38).

По мере возрастания призабойного давления форма прямой («1», рис. 3.2) может искривиться (штриховая кривая) вследствие увеличения скорости фильтрации и влияния на процесс сил инерции, что приводит к нарушению закона Дарси.

Индикаторные диаграммы, выпуклые к оси расходов («2», рис. 3.2), характерны при эксплуатации залежей с трещиноватыми коллекторами, при этом причины такой формы могут быть различны.

Вид индикаторных диаграмм, вогнутых к оси расходов («3», рис. 3.2), характерны для случаев увеличения приемистости за счет подключения ранее не задействованных трещин и пропластков и увеличения проницаемости пород пласта, что приводит к снижению фильтрационных сопротивлений, образованию новых трещин [66].

Приемистость скважины может быть описана уравнением индикаторной диаграммы вида:

$$Q = K \frac{P_{\text{заб}} - P_{\text{пл.}}}{\mu} = K \Delta P^n, \quad (3.42)$$

где $K = Q/P$ — коэффициент приемистости скважины, определяющий ее поглощающую способность, $\text{м}^3/(\text{сут.} \cdot \text{МПа})$; n — показатель типа и режима фильтрации.

При показателе степени $n = 1$ форма индикаторной диаграммы примет вид «1», представленный на рисунке 3.2. Форма индикаторной диаграммы, характерная для нелинейного закона фильтрации, при $n < 1$ примет вид «3», а при $n > 1$ — вид «2».

Обоснованность применения того или иного варианта математического моделирования режима работы нагнетательных скважин определяется типом исходных данных при расчете ее приемистости. На стадии проектирования, в преобладающем большинстве, для определения приемистости скважин пользуются данными скважин-аналогов либо формулой Дюпюи. При наличии данных исследований нагнетательной скважины расчет приемистостей осуществляется по результатам зарегистрированных данных.

3.2. Определение расходов в узлах гидравлической сети

При решении задач проектирования и реконструкции инженерных сетей систем ППД в большинстве случаев используют упрощенные методики гидравлического расчета, обеспечивающие подбор диаметров водоводов и числа насосных агрегатов, необходимых для обеспечения требуемого давления на устьях нагнетательных скважин и перекачки необходимых объемов воды. Для задач оптимального управления электроприводами насосных агрегатов с частотным регулированием производительности необходимо учитывать влияние изменения характеристик насосных станций и нагнетательных скважин на режим распределения воды в гидравлической сети.

В связи с этим для решения поставленных задач была использована математическая модель установившегося режима потоко-распределения в системе с изменяющимися отборами, основывающаяся на следующих ключевых положениях [30]:

— сеть представляет собой гидравлический комплекс большого числа взаимодействующих подсистем трех типов: потребителей, представленных нагнетательными скважинами; активных элементов — насосных агрегатов КНС и подпорных НА станций низкого давления; пассивных элементов — участки высоконапорных водоводов с элементами запорной арматуры (рис. 3.3);

— каждая подсистема i представляется двумя основными переменными величинами: расходом (q_i), который подается в сеть активными элементами и отбирается потребителями, а также величинами напора (h_i) в начале и конце линейных участков водоводов и напора на устье нагнетательных скважин для обеспечения требуемого расхода q_i ;

— общий поток жидкости, подаваемый в сеть, равен суммарному потоку, потребляемому из сети.

Данные положения позволяют рассматривать водопроводную сеть системы ППД как конечный связный ориентированный граф, определяющий структуру сети и отражающий характер связи между ее подсистемами.

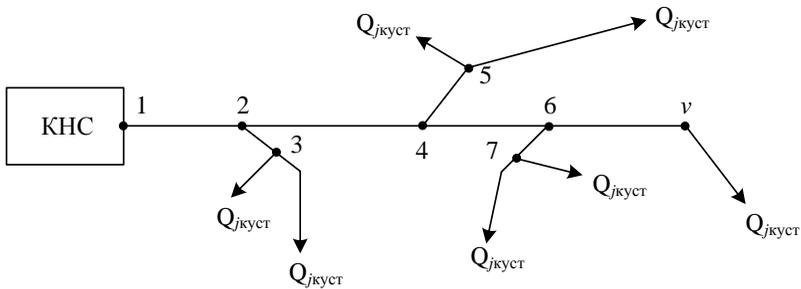


Рис. 3.3. Упрощенная структура участка сети высоконапорных водоводов технологической системы ППД

Существующие подходы к решению задач потокораспределения в инженерных сетях основываются на выполнении условия сохранения баланса расходов для всех узлов сети $\sum q_i = 0$ в соответствии с первым законом Кирхгофа и сводятся к решению системы нелинейных уравнений по узлам сети [2, 3, 27, 30, 36].

Совокупность величин q_i и h_i ($i = 1, e$) образуют два e -мерных вектора [30]:

$$\bar{q} = q_1, q_2, q_3, \dots, q_e ; \quad (3.43)$$

$$\bar{h} = h_1, h_2, h_3, \dots, h_e . \quad (3.44)$$

Взаимосвязь между компонентами этих векторов характеризует состояние потокораспределения в сети, определяемое параметрами активных и пассивных элементов соответствующей ветви сети.

Применение законов Кирхгофа к гидравлической системе позволяет найти зависимость между расходами — составляющими вектора q_i — и потерями напора на участках сети — составляющими вектора h_i .

В теории и практике расчета гидравлических сетей на этапе формулирования задачи определения расходов и напоров для элементов системы, а также анализа и выбора подходящего метода решения наиболее целесообразной формой математического представления графа инженерной сети и его элементов является матричная.

Использование положений общей теории графов позволяет линейный граф гидравлической сети представить математически в виде матрицы инцидентий первого рода A , с n -ветвями и m -узлами, где каждая ветвь и узел характеризуются потерей напора Δh_i и расходом q_i соответственно.

В каждом узле m разветвленной гидравлической сети участки линий сети (a_{mn}), входящие в узел, считаются положительными (приток к узлу), а участки линий отходящих водоводов — отрицательными. В случае если n -тый участок не инцидентен m -му узлу, в матрице ставится «0».

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \vdots & & & \\ a_{m1} & a_{m2} & \dots & a_{mn} \end{bmatrix}. \quad (3.45)$$

Основным этапом при расчете потокораспределения в узлах гидравлической сети является определение действительных линейных расходов q_i в участках сети, это позволяет наметить мероприятия по реконструкции, повышению управляемости эксплуатируемых технологических систем и изменению параметров элементов подсистем проектируемых технологических систем

ППД с целью обеспечения требуемого объема воды и давления на устьях нагнетательных скважин.

Исходными данными для расчета гидравлической сети технологической системы ППД являются: структура сети, длина и диаметр участков водоводов, требуемый максимальный объем закачки воды в нагнетательные скважины, расположение активных элементов — КНС и насосных станций низкого давления.

Отыскание векторов h_i сводится к решению системы $m-1$ нелинейных алгебраических уравнений, выражающих материальный баланс для узлов сети технологической системы с n неизвестными линейными расходами участков (q_i). Основываясь на том, что $q_i = f(\Delta h_i)$, на основании первого закона Кирхгофа в общем виде систему нелинейных уравнений можно представить в виде уравнений для каждого узла гидравлической сети.

В скалярном виде данные уравнения представляют систему нелинейных уравнений, в целом охватывающую все участки сети с искомыми величинами потерь напора h_i :

$$\begin{cases} \phi_1 h_1, h_2, \dots, h_n = 0; \\ \phi_2 h_1, h_2, \dots, h_n = 0; \\ \dots \\ \phi_{m-1} h_1, h_2, \dots, h_n = 0, \end{cases} \quad (3.46)$$

где $\phi_m(h_1, h_2, \dots, h_n) = 0$, соответствует одному из узлов расчетной сети.

Система нелинейных уравнений (3.46) в матричном виде может быть представлена в виде функции $\phi \bar{h} = 0$.

Разработано множество программ и алгоритмов, реализующих как итерационные, так и конечные методы решения систем линейных уравнений. К наиболее распространенным конечным методам относится метод Гаусса, заключающийся в последовательном исключении переменных и нахождении искомого решения. К числу простейших методов решения задач потокораспределения итерационными методами относится метод Лобачева–Кросса, основывающийся на линеаризации исходной системы уравнений [3].

Выбор метода решения полученной системы уравнений определяется его простотой реализации и скоростью сходимости для конкретной гидравлической сети.

Построение «конечных» алгоритмов решения системы нелинейных уравнений в общем случае невозможно, поэтому используемые методы сводятся к итерационным. В отличие от конечных методов, итерационные методы обладают свойством самокорректирования, что дает возможность применения их для решения систем с большим числом уравнений и неизвестных — систем большого порядка. Оправдывает применение итерационных методов также то, что матрица коэффициентов системы линейных уравнений является разреженной, т.е. имеет большое число нулевых элементов.

В таких случаях одним из наиболее предпочтительных с точки зрения сокращения времени расчета является итерационный модифицированный метод Ньютона, так как при сравнительно несложной схеме вычисления он обладает быстрой сходимостью и позволяет привести систему уравнений относительно неизвестных напоров к системе уравнений относительно неизвестных поправок напоров к напорам Δh_i в узлах сети [35]. В этом случае в общей векторно-матричной форме система уравнений (3.46) будет представлена в виде $\varphi = h_i^0 + \Delta \bar{h}_i$.

Важнейшее преимущество данного метода в расчетах установившихся режимов — возможность применения эффективных методов алгебры разреженных матриц, в частности, преобразования матрицы Якоби к ленточному виду, что дает более быструю квадратичную сходимость в расчете установившихся режимов в сравнении с известными методами простой итерации. Применение модифицированного метода Ньютона при расчетах установившегося процесса потокораспределения позволяет рассчитывать матрицу коэффициентов не на каждом шаге последовательных приближений, а через определенное число шагов.

Процесс расчета будет считаться законченным, а решение — найденным с заданной точностью при удовлетворении небаланса в узлах системы после очередного r -ого шага следующему условию:

$$\left| h_i^{(r+1)} - h_i^{(r)} \right| < \varepsilon, \quad (3.47)$$

где ε — заданная точность расчета.

Таким образом, в результате решения системы уравнений и выполнения технологических ограничений определяются расходы по участкам сети водоводов, которые будут удовлетворять первому закону Кирхгофа, и значения давлений в узлах гидравлической сети.

3.3. Программный комплекс для расчета режимов работы технологической системы ППД

Необходимым элементом современной технологии разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений является компьютерная модель системы, включающая модели отдельных технологических процессов и позволяющая проводить варианты расчеты и анализ для выбора оптимального режима эксплуатации промысловых систем.

Система ППД остается значительным и мало востребованным ресурсом повышения энергетической и технологической эффективности [107]. Отсутствие комплексного подхода к технико-экономической оценке существующего режима эксплуатации технологической системы ППД и последствий ее развития, реконструкции и внедрения организационно-технических мероприятий являются главными препятствиями на пути установления режимов оптимального функционирования существующих и проектируемых систем заводнения.

Основная сложность при проектировании систем ППД месторождения заключается в большом числе элементов (насосы, электроприводы насосов, скважины, протяженные сети трубопроводов, запорная арматура и т.д.), что сводит процесс расчета и взаимоувязывания параметров элементов к многомерной оптимизационной задаче, решение которой в условиях «ручного счета» представляет значительную сложность.

Сложности при эксплуатации систем ППД заключаются в отсутствии возможности получения обобщенных данных о состоянии системы. Технологическая информация о режимах эксплуатируемых систем является фрагментарной, недостоверной и неполной: информация о работе фонда нагнетательных скважин собирается и анализируется в цехе добычи нефти и газа, данные о режимах КНС и сети высоконапорных и низконапорных водоводов — в цехе ППД.

Указанные причины определили необходимость разработки программного комплекса, с помощью которого появится возможность организации вариантных расчетов и выбора альтернативных вариантов развития, эксплуатации и стратегий управления технологической системой ППД. Это позволит представлять характер энергетически процессов в элементах технологической системы, степень их управляемости и оценивать их предельные возможности.

На основании разработанной математической модели технологической системы ППД был разработан программный комплекс (ПК) «*iModel PPD*» [18, 95]. Использование данного ПК позволяет проводить расчеты гидравлического и энергетического режима системы ППД с учетом взаимосвязей между отдельными элементами, определением последствий в системе и анализом потерь энергии для планируемого, фактического и перспективного состояния при изменении параметров элементов [17].

Программный комплекс выполнен в виде многопользовательской задачи и обладает следующими функциональными возможностями:

- проведение гидравлических и энергетических расчетов системы ППД, что обеспечивает получение исчерпывающей информации о существующем режиме для разработки организационно-технических мероприятий по повышению технологической и энергетической эффективности системы, а также оценки вариантов ее реконструкции и развития;

- создание обобщенной принципиальной схемы системы ППД;

- создание единой базы данных по элементам технологической системы ППД, что особенно важно для водоводов и фонда нагнетательных скважин.

Информация о состоянии системы ППД становится единой, сбалансированной и доступной всем производственным подразделениям.

Существующие программные продукты [48, 78] представляют широкие возможности моделирования и анализа сложных многокомпонентных гидравлических систем транспортировки жидкости, исследования свойств объектов в динамике и решения задач оптимизации, а также выбора элементов системы по имеющимся данным. Решение задачи снижения потерь электроэнергии в элементах гидравлической системы при использовании указанных программ заключается в выборе оптимальных диаметров разветвленной системы трубопроводов и трубопроводной арматуры на основе расчетов потерь напора по длине и местных потерь [78].

Отличительной особенностью разработанного ПК является то, что помимо гидравлических и энергетических расчетов появляется возможность оптимизации режимов работы насосных станций системы ППД и фонда нагнетательных скважин, что представлено следующими блоками комплекса:

- реализован блок выбора оптимального состава параллельно работающих НА КНС при их различном техническом состоянии;

- реализован блок оптимального управления многомашинным электротехническим комплексом при ЧРП;

- реализован блок определения стратегии частотного управления многомашинным электротехническим комплексом по годам разработки месторождения на основе обобщенного экономического критерия — коэффициента рентабельности по электроэнергии;

- реализована возможность учета гидравлического сопротивления задвижек в зависимости от степени их открытия, а также автоматического подбора состояния задвижки или группы задвижек для обеспечения заданного давления в конкретном гидравлическом узле;

- реализован подбор оптимального диаметра штуцеров для ограничения приемистости нагнетательных скважин.

Математические модели элементов ПК разработаны на основе паспортных данных и выполнены максимально гибко с возможностью их актуализации на основе оперативной технической информации о состоянии оборудования технологической системы.

Базовый перечень исходных данных по отдельным элементам технологической системы приведен в приложении 2.

При построении модели технологической системы используется графический интерфейс представления схемы технологической системы в векторном виде, а также комплекс диалоговых окон свойств элементов схемы, что облегчает ввод исходной информации и считывание результатов моделирования (рис. 3.4).

Графический интерфейс предполагает следующие слои:

— система низкого давления, которая включает все насосные станции технологической системы, водоводы, задвижки и водораспределительные гребенки низкого давления;

— система высокого давления, которая включает кустовые насосные станции (КНС), водоводы и задвижки высокого давления, водораспределительные гребенки КНС;

— кусты нагнетательных скважин с водораспределительными пунктами, площадочными водоводами, устьевыми задвижками.

Переход из текущего слоя в другой реализуется из окна графического изображения текущего слоя или из системы поиска элемента по уникальному имени.

Исходные данные о системе собираются в хранилище реляционной базы данных. Расчетные данные выводятся на схему в расчетные окна интерфейса (рис. 3.5), а также в таблицы формата MS Excel.

Трехзвенная структура комплекса позволяет масштабировать его для неограниченного числа сетевых (в том числе удаленных) рабочих мест группы специалистов. Среднее звено играет роль процессора расчетов, блока доступа к базе данных, управления многопользовательским режимом, осуществляет отслеживание прав пользователей и систем блокировок при совместной работе со схемой.

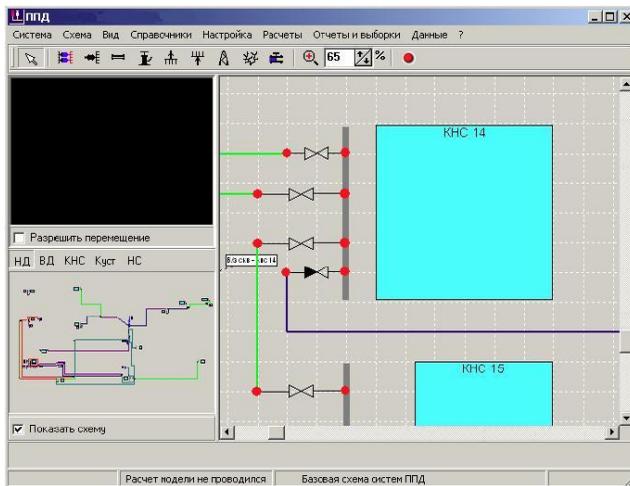


Рис. 3.4. Диалоговое окно

Результат Explorer

Результаты расчетов элементов схемы

Период	Элементы	Параметр	Значение	Ед. изм.
	КНС 6	Давление на устье скважины	199.8	атм
	КНС 5	Приемистость	103	куб.м/сут
	Насосные агрегаты	Заказка за период	103	куб.м
	Задвижки	Заказка с начала суток	103	куб.м
	Водоводы	Выполнение плана	69	%
	Кусты скважин	+/- к плану	-31	%
	К. № 35	Потери давления на штифере	69.8	атм
	К. № 36	Потери мощности на штифере	5.1	кВт
	К. № 76			
	К. № 325			
	К. № 328			
	Задвижки			
	Водоводы			
	Скважины			
	Скв. № 1119			
	Скв. № 2134			
	Пластины			
	Пласт АВ5			
	К. № 331			
	К. № 335			
	КНС 2			
	КНС 16			
	КНС 4			
	КНС 3			
	КНС 7			
	КНС 15			
	КНС 14			
	КНС 12			
	КНС 17			
	Кусты 115, 27А, 35Б			

Параметры периода: 1 (начальный период)
Начало: 2 ч 0 мин. - Окончание: 2 ч 0 мин.

Куст - 328
Скв. № 2134
Диаметр штифера = 4 мм
задание по заказке 150 куб.м/сут.
В работе
ID = 3563

Выход Расчет модели выполнен

Рис. 3.5. Расчетное окно интерфейса

Глава 4

РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ И СИСТЕМА ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ МНОГОМАШИНЫМ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ

В настоящей главе представлены результаты имитационного моделирования режимов работы технологической системы ППД с использованием разработанного программного комплекса на основе разработанных методики определения оптимального состава и способа управления насосными агрегатами многомашинного комплекса.

Проведен расчет для двух вариантов режима работы многомашинного электротехнического комплекса технологической системы: при нерегулируемом электроприводе и при частотном управлении производительностью двух насосных агрегатов КНС и подпорных насосных агрегатов.

Для каждого режима определены значения удельного расхода электроэнергии на закачку, потери электроэнергии в элементах системы, процент выполнения технологического задания по скважинам и участку технологической системы в целом, построены соответствующие зависимости.

Разработана система управления многомашинным электротехническим комплексом технологической системы ППД, позволяющая на основе средств технологической автоматики реализовать разработанную стратегию при оптимальном соотношении регулируемого и нерегулируемого электропривода системы с учетом технического состояния насосных агрегатов.

4.1. Исходные данные для моделирования

Для оценки технико-экономической эффективности разработанной стратегии управления и методики определения оптимального состава по производительности и мощности электродвигателей

насосных агрегатов (НА) проведена серия вариантных расчетов при различных режимах управления многомашинным электротехническим комплексом системы ППД.

Результаты расчетов позволяют провести анализ энергетических характеристик элементов и в полной мере оценить возможность снижения потерь электроэнергии и расширения технологических возможностей КНС системы ППД при ЧРП.

Моделирование режимов управления многомашинным комплексом проводилось для участка технологической системы ППД типового нефтяного месторождения Среднего Приобья западносибирского региона, схема которого приведена в приложении 3. В рассматриваемый участок технологической системы входят:

- 158 участков высоконапорных водоводов;
- 18 кустов нагнетательных скважин;
- 117 нагнетательных скважин.

Моделирование проводится для двух различных режимов работы многомашинного электротехнического комплекса. В качестве базового варианта режима работы системы принимался повсеместно применяемый для западносибирского региона типовой проектный вариант КНС при неуправляемом электроприводе с минимальным напором на входе основных НА. Для данного варианта в состав КНС входят пять центробежных многоступенчатых горизонтальных насосов типа ЦНС240-1900 с мощностью электродвигателей 1600 кВт. Станция низкого давления оснащена блоком фильтров с подпорными насосами типа 1Д250-125 при неуправляемом электроприводе мощностью 160 кВт.

В качестве альтернативного рассматривался режим, соответствующий разработанной стратегии управления, когда используются два регулируемых основных НА КНС и все регулируемые подпорные НА низкого давления. Мощность электродвигателей НА определялась в соответствии с разработанной методикой определения оптимальной мощности электродвигателей при частотном управлении (глава 2).

Для альтернативного варианта режима работы многомашинного электротехнического комплекса в состав КНС входят пять центробежных многоступенчатых горизонтальных насосов типа ЦНС240-1900 с мощностью электродвигателей 2000 кВт. Станция низкого давления оснащена блоком фильтров с подпорными

насосами типа 1Д250-125 при мощности приводных электродвигателей 200 кВт.

Моделирование режимов работы технологической системы ППД производилось на разработанном программном комплексе [18, 102].

Каждый вариант включает серию расчетных случаев, в которых изменяются данные по объемам планового технологического задания в соответствии с проектом разработки месторождения. Также изменяется количество находящихся в работе нагнетательных скважин (% использования фонда скважин), что соответствует плану ввода/вывода нагнетательных скважин по годам разработки месторождения. Также в каждом расчетном случае изменялась средняя приемистость по каждой нагнетательной скважине от 154 м³/сутки до 256 м³/сутки.

С целью обеспечения распределения закачек по скважинам в соответствии с их приемистостью и планами по закачке возникает необходимость поскважинного регулирования давления на устье нагнетательных скважин. Для этого в имитационной модели был реализован расчет оптимального диаметра нерегулируемых штуцеров для каждой скважины, на которой требовалось ограничение давления закачки. Выбор типа штуцера производился в соответствии с зависимостями (3.34), (3.35).

За расчетный период моделирования работы системы принимались одни сутки. В качестве показателя энергетической эффективности управления был принят удельный расход электроэнергии на закачку ($w_{уд}$, кВт·ч/м³), который определялся по выражению (2.10) при нерегулируемом электроприводе и по выражению (2.14) при частотном управлении.

Неизменными для каждого расчетного случая на интервале выполнения технологического задания на закачку являются условия и параметры технологического процесса:

- количество находящихся в работе нагнетательных скважин и их приемистость;
- значения узловых отборов, являющиеся фиксированными, т.е. объем планового задания по скважинам остается неизменным;
- характер течения жидкости в гидравлической сети технологической системы;

— энергетические и гидравлические характеристики, а также количество находящихся в работе основных и подпорных насосных агрегатов;

— длины, диаметры и гидравлические сопротивления всех линий сети;

— диаметры штуцеров на устье нагнетательных скважин.

Таким образом, общий алгоритм имитационного моделирования режимов работы технологической системы ППД сводится к последовательности операций:

— расчет потокораспределения в сети высоконапорных водоводов по условию сохранения материального баланса в системе $\sum q_i = 0$;

— расчет потерь энергии в элементах технологической системы;

— определение процента выполнения индивидуального поскважинного планового задания по закачкам;

— определение оптимальных диаметров штуцеров на устье нагнетательных скважин, где закачиваемый объем воды превышает требуемый;

— выбор оптимального числа работающих основных и подпорных НА в соответствии с методикой определения оптимального состава;

— установление режима работы подпорных и основных НА КНС при частотном управлении в соответствии с разработанным способом оптимального управления.

При моделировании режимов вводятся следующие технологические ограничения и ограничения в электротехническом комплексе:

$$\left\{ \begin{array}{l} 0,97V_{\text{пл.}} \leq V_{\text{зак.}} \leq 1,03V_{\text{пл.}} ; \\ \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (H_{ij} - \Delta H) \geq H_{\text{треб.}} ; \\ H_{\text{min. вх. осн.}} \leq H_{\text{max. вых. подпор.}} \leq H_{\text{max. вх. осн.}} ; \\ 0,95f_{\text{ном.ij}} \leq f_{\text{ном.ij}} \leq 1,05f_{\text{ном.ij}} ; \\ P \leq P_{\text{ном.дв.ij}} \end{array} \right. \quad (4.1)$$

где $V_{\text{зак.}}$ — объем закачанной воды по участку добычи, м^3 ; $V_{\text{пл.}}$ — плановый объем закачки по участку, м^3 ; $\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m H_{ij}$ — суммарный напор, соответственно, основных и подпорных НА, м; ΔH — потери напора в обвязке КНС, в высоконапорных водоводах и на штуцерах скважин, м; $H_{\text{треб.}}$ — требуемый напор на устье нагнетательных скважин для выполнения планового задания, м; $H_{\text{min.вх.осн.}}$ — минимально необходимый напор на входе основного насоса, м; $H_{\text{max.вх.подпор.}}$ — максимальный напор подпорного насоса, м; $H_{\text{max.вх.осн.}}$ — максимально возможный напор на входе основного насоса, м.

В приложении 4 представлен пример расчета потокораспределения в гидравлической сети технологической системы. В приложении 5 представлен пример расчета выполнения планового задания на закачку по фонду нагнетательных скважин.

4.2. Моделирование режимов управления многомашинным электротехническим комплексом

Одним из важных параметров эффективного функционирования технологической системы является соблюдение объемов закачки рабочего агента как в целом по участку нефтяного месторождения, так и по каждой нагнетательной скважине. Необходимость поддержания заданного объема закачки в продуктивный пласт, нормируемого технологией разработки, является важной составляющей комплекса энергетических процессов, направленных на добычу нефти, и напрямую связана с задачей регулирования количества закачиваемой воды [9].

Таким образом, физическая сущность оптимизации управления многомашинным электротехническим комплексом заключается в выборе таких значений регулируемых параметров в соответствии с принятыми ограничениями, которые позволяют при минимальном удельном расходе электроэнергии выполнить индивидуальные задания по закачке воды в каждую нагнетательную скважину на принятом интервале управления.

4.2.1. Результаты моделирования неуправляемого электропривода насосных агрегатов

На большинстве разрабатываемых и вновь проектируемых месторождений в соответствии с типовым технологическим регламентом по эксплуатации КНС при неуправляемом электроприводе НА установление требуемой производительности насосной станции осуществляется путем изменения числа одновременно включенных насосов и дросселированием напорной линии при помощи задвижек.

Результаты моделирования для неуправляемого электропривода насосных агрегатов представлены в таблице 4.1. На рисунках 4.1–4.7 представлены кривые отклонения объемов поскважинной закачки воды от плановых объемов технологического задания.

Таблица 4.1

Результаты имитационного моделирования режимов работы технологической системы ПИД при нерегулируемом электроприводе насосных агрегатов многомашинного электротехнического комплекса

Исходные данные						
Объем планового задания на закачку, тыс.м ³ /сут.						
12,96	13,80	15,40	17,41	18,26	19,12	20,49
Число скважин в работе, шт.						
85	84	90	96	95	94	97
Результаты расчетов						
Потребляемая мощность, МВт						
4,34	4,54	5,02	5,83	5,99	6,26	6,75
Потери мощности в насосах КНС, кВт						
1060	1075	1277	1776,4	1487,2	1609,8	1894,2
Потери мощности в насосах низкого давления, кВт						
104,6	100,7	94,73	90,96	90,72	91,44	94,23
Потери мощности в обвязке КНС, кВт						
28,02	36,37	49,72	68,41	49,8	55,47	64,03
Потери мощности в высоконапорных водоводах, кВт						
74,93	55	54,23	86,83	81,28	107,3	116,4
Потери мощности на штуцерах нагнетательных скважин, кВт						
45,47	11,53	6,91	4,27	8,52	4,62	3,56

Удельный расход электроэнергии на закачку, кВт·ч/м ³						
8,04	7,90	7,83	8,05	7,88	7,86	7,97
Выполнение планового задания по участку нефтяного месторождения, % («-» — недозакачка, «+» — перекачка)						
+0,059	-0,098	+0,003	-0,412	0	0	-0,724

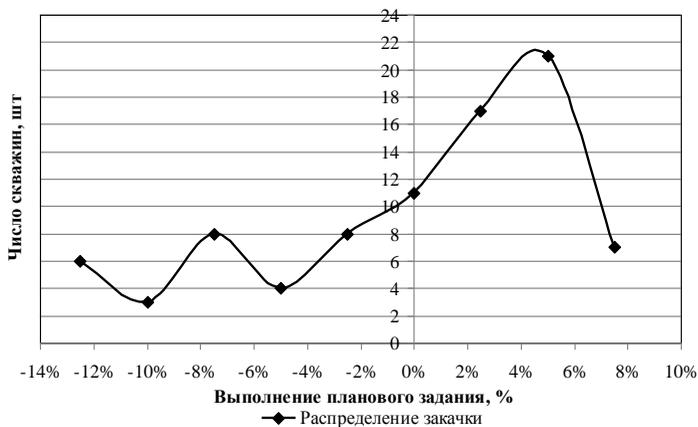


Рис. 4.1. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $V_{пл} = 12,96$ тыс.м³/сут: «-» — недозакачка, «+» — перекачка



Рис. 4.2. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $V_{пл} = 13,80$ тыс.м³/сут: «-» — недозакачка, «+» — перекачка

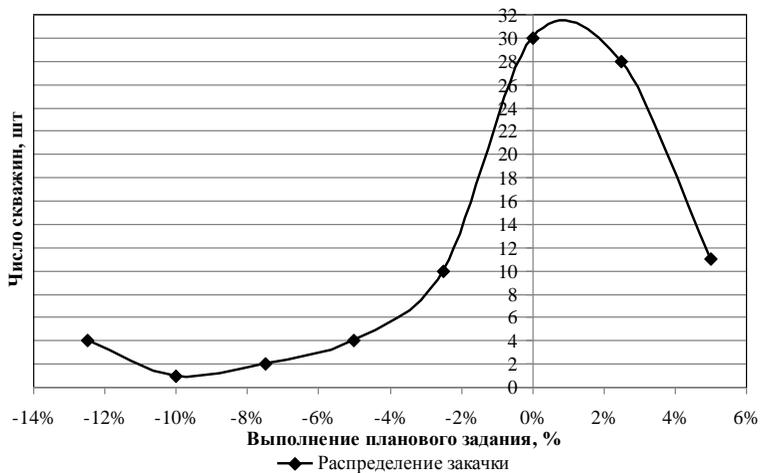


Рис. 4.3. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $V_{пл} = 15,40$ тыс.м³/сут: «-» — недозакачка, «+» — перекачка



Рис. 4.4. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $V_{пл} = 17,41$ тыс.м³/сут: «-» — недозакачка, «+» перекачка

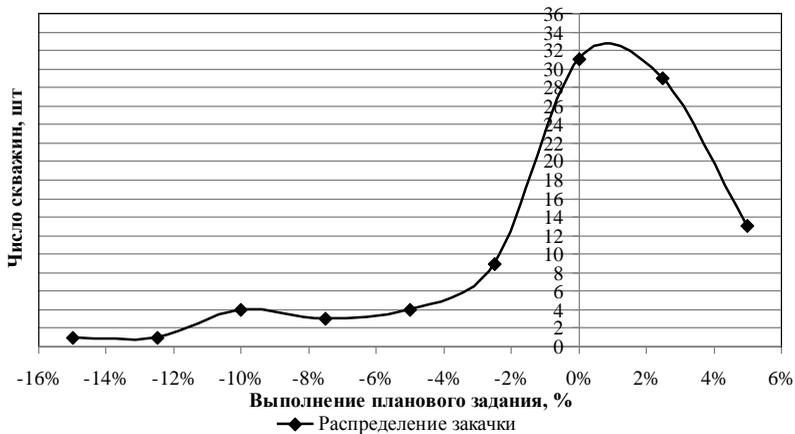


Рис. 4.5. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $V_{пл} = 18,26$ тыс.м³/сут: «-» — недозакачка, «+» — перекачка

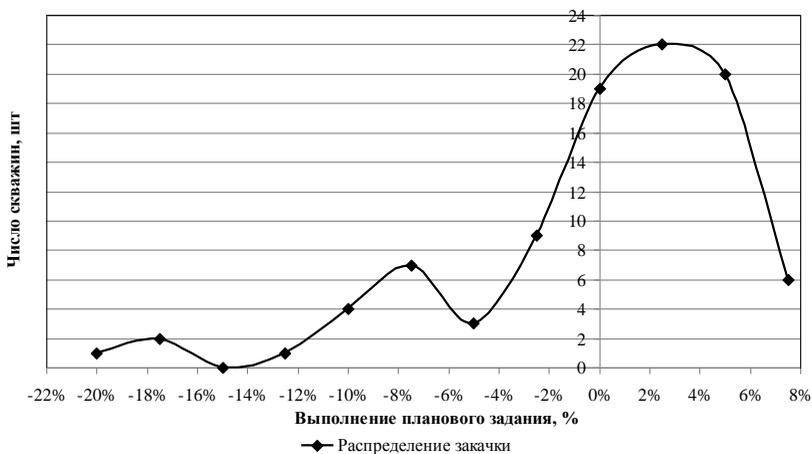


Рис. 4.6. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $V_{пл} = 19,12$ тыс.м³/сут: «-» — недозакачка, «+» — перекачка

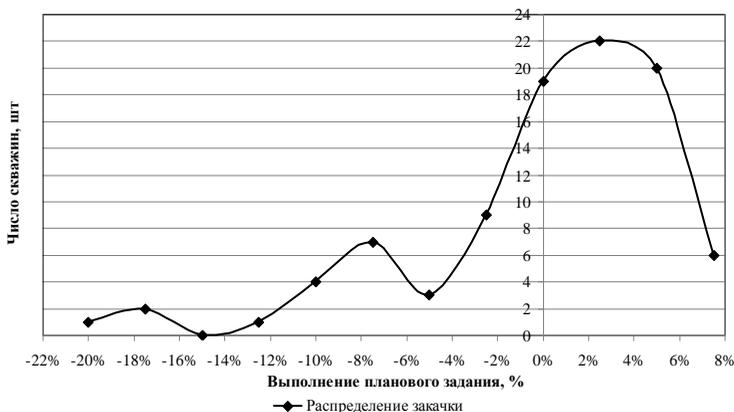


Рис. 4.7. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $V_{пл} = 20,49$ тыс.м³/сут: «-» — недозакачка, «+» — перекачка

Анализ графиков показал, что применение штуцеров в качестве ограничителей расхода на устье нагнетательных скважин позволяет обеспечить точность выполнения технологического задания по участку нефтяного месторождения в пределах допустимых ограничений $0,97V_{пл} \leq V_{зак} \leq 1,03V_{пл}$. Выполнение поскважинного планового задания по большинству нагнетательных скважин составило $\pm 7\%$ требуемого. При этом потери энергии на штуцерах составили 0,05—1% общего потребления электроэнергии многомашинным электротехническим комплексом, что позволяет говорить о незначительных потерях электроэнергии при данном способе ограничения приемистости нагнетательных скважин наряду с простотой его применения.

4.2.2. Результаты моделирования частотного управления производительностью двух насосных агрегатов КНС и подпорных насосных агрегатов

В случае оснащение подпорных насосных агрегатов ЧРП, что предполагается в соответствии с разработанным способом управления [82], должны соблюдаться условия недопустимости

превышения входного напора основного НА, что предписывается техническим паспортом насосов, комплектуемых в составе агрегатов. В соответствии с ограничениями (4.1) и техническими характеристиками насоса ЦНС240-1900 максимальный напор на входе не должен превышать 3,1 МПа.

Результаты моделирования представлены в таблице 4.2. На рисунках 4.8—4.18 представлены кривые отклонения объемов поскважинной закачки воды от плановых объемов технологического задания.

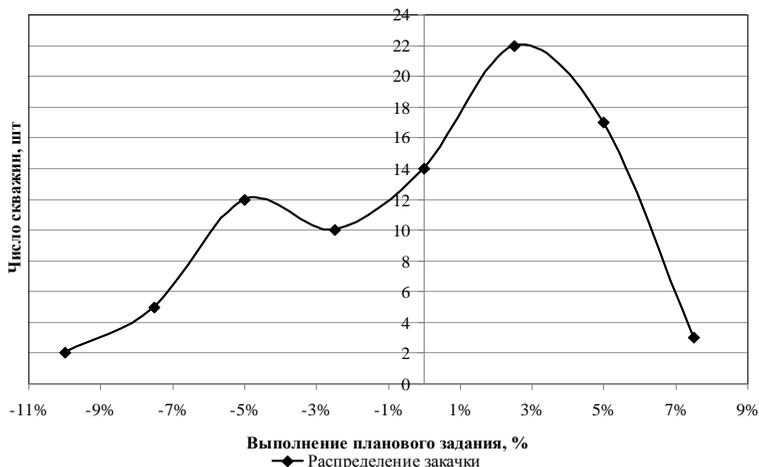


Рис. 4.8. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $V_{пл} = 12,96$ тыс.м³/сут: «-» — недозакачка, «+» — перекачка

Таблица 4.2

Результаты расчетов режимов работы технологической системы ППД при частотно-регулируемом электроприводе насосных агрегатов многомашинного электротехнического комплекса

Исходные данные											
Объем планового задания на закачку, тыс.м ³ /сут.											
12,96	13,80	15,40	17,41	18,26	19,12	20,49	20,92	22,82	23,19	24,37	
Число скважин в работе, шт.											
85	84	90	94	95	94	97	94	97	94	96	
Результаты расчетов											
Потребляемая мощность, МВт											
4,107	4,286	4,862	5,568	5,861	6,278	6,85	7,14	8,46	8,68	8,79	

Потери мощности в насосах КНС, кВт										
946,1	1025,5	1265,4	1379,6	1494,1	1604,5	1927,8	1961,9	2575,6	2719,2	2359,8
Потери мощности в насосах низкого давления, кВт										
139,95	83,4	82,4	81,95	64,98	113,19	107,25	140,33	232,25	229,61	215,65
Потери мощности в обвязке КНС, кВт										
30,69	37,86	52,10	42,60	50,03	56,29	69,59	73,33	94,98	99,26	80,29
Потери мощности в высоконапорных водоводах, кВт										
44,24	50,49	54	95,14	81,22	105,86	118,83	136,93	189,46	183,73	178,59
Потери мощности на штуцерах нагнетательных скважин, кВт										
7,97	5,19	4,74	7,76	6,64	3,34	3,49	3,13	6,49	2,98	5,81
Удельный расход электроэнергии на закачку, кВт·ч/м ³										
7,59	7,46	7,56	7,73	7,68	7,88	8,03	8,19	8,90	9,05	8,66
Выполнение планового задания по участку нефтяного месторождения, % («-» — недозакачка, «+» — перекачка)										
+0,006	+0,029	+0,183	+0,062	+0,255	-0,02	+0,025	+0,007	+0,027	-0,69	+0,035



Рис. 4.9. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $V_{пл} = 13,80$ тыс.м³/сут: «-» — недокачка, «+» — перекачка



Рис. 4.10. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $Q_{пл} = 15,40$ тыс.м³/сут: «-» — недозакачка, «+» — перекачка

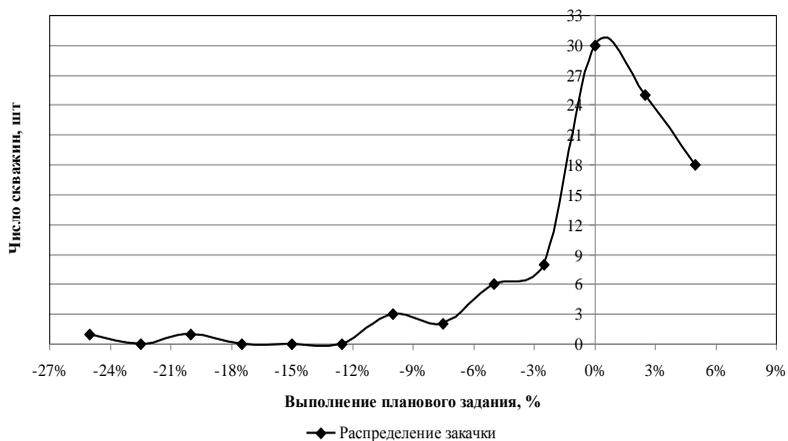


Рис. 4.11. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $Q_{пл} = 17,41$ тыс.м³/сут: «-» — недозакачка, «+» — перекачка



Рис. 4.12. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $Q_{пл} = 18,26$ тыс.м³/сут: «-» — недозакачка, «+» — перекачка

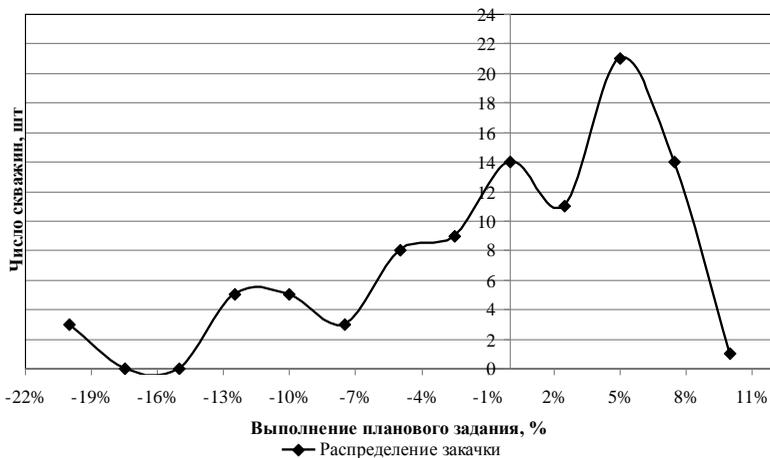


Рис. 4.13. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $Q_{пл} = 19,12$ тыс.м³/сут: «-» — недозакачка, «+» — перекачка



Рис. 4.14. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $Q_{пл} = 20,49$ тыс.м³/сут: «-» — недозакачка, «+» — перекачка



Рис. 4.15. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $Q_{пл} = 20,92$ тыс.м³/сут: «-» — недозакачка, «+» — перекачка



Рис. 4.16. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $Q_{пл} = 22,82$ тыс.м³/сут: «-» — недозакачка, «+» — перекачка



Рис. 4.17. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $Q_{пл} = 23,19$ тыс.м³/сут: «-» — недозакачка, «+» — перекачка



Рис. 4.18. Кривая распределения поскважинного выполнения планового задания при $Q_{пл} = 23,37$ тыс.м³/сут: «-» — недозакачка, «+» — перезакачка

Анализ графиков поскважинного выполнения планового задания показал, что при различных объемах планового задания на закачку по участку нефтяного месторождения небольшая часть скважин работает с высоким процентом невыполнения задания (от -10% до $-32,5\%$), что связано со снижением приемистости и в условиях эксплуатации требует проведения мероприятий по очистке призабойной зоны.

Большая часть скважин работает в пределах отклонения выполнения технологического задания на закачку $\pm 7\%$ требуемого.

Задача точного выполнения технологического задания на закачку по участку нефтяного месторождения является более значимой на фоне соблюдения объемов плановых заданий по скважинам, так как в случае применения схемы ДНС с УПСВ процесс поступления очищенной пластовой воды на КНС является непрерывным, при этом запас объема сепарационных емкостей незначителен. Таким образом, необходимым условием эффективного функционирования всей технологической системы является утилизация полного объема поступающей воды с ДНС.

Анализ таблицы 6 показал, что применение штуцеров как средства индивидуального ограничения приемистости скважин и принятая стратегия частотного управления производительностью насосов позволяет обеспечить высокую точность выполне-

ния планового задания по участку нефтяного месторождения. Наибольшее отклонение планового задания составило 0,69%.

На основе анализа результатов моделирования выявлено, что использование ЧРП двух основных насосов КНС и ЧРП подпорных насосов позволяет расширить технологические возможности КНС и увеличить возможный объем планового задания на 19% (3,88 тыс.м³/сут.) относительно проектного варианта управления.

Полученные значения удельного расхода электроэнергии для базового варианта моделирования и при ЧРП многомашинного комплекса представлены графически на рисунке 4.19.

Из таблицы 4.2 также видно, что в диапазоне объемов плановых заданий в пределах от 12,96 тыс.м³/сут. до 20,49 тыс.м³/сут. достаточная степень точности выполнения технологического задания возможна без применения частотного управления производительностью насосов.

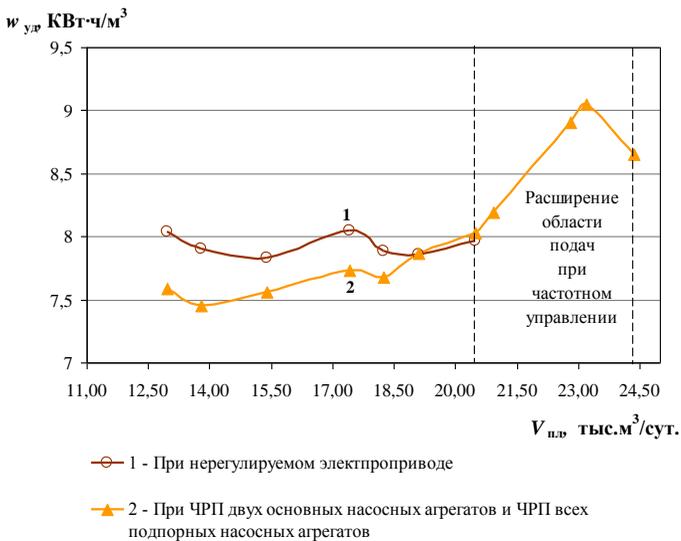


Рис. 4.19. Зависимость удельного расхода электроэнергии ($w_{уд}$) от объема планового задания по закачке воды при различных способах управления многомашинным комплексом

При этом потери мощности в элементах гидравлической сети незначительно отличаются в обоих вариантах моделирования.

Однако из графиков на рисунке 4.19 следует, что применение предложенного подхода к управлению насосами для выполнения таких же объемов плановых заданий позволяет снизить $w_{уд}$ на зачатку до 6,25% (≈ 10 МВт·ч/сут.) [106].

4.3. Разработка системы оптимального управления многомашинным электротехническим комплексом технологической системы ППД

Частотно-регулируемый электропривод без соответствующей системы управления технологическим режимом не обеспечит эффективную работу КНС.

Одним из путей надежной и экономичной эксплуатации промысловых систем нефтедобычи является создание автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП). Создание АСУТП позволяет производить централизованный сбор и обработку первичной информации в ходе технологического процесса и использовать ее результаты для управления процессом.

Информационные функции (централизованный контроль и измерение технологических параметров объектов и элементов управления, подготовка и передача информации, контроль состояния оборудования и т.д.), которыми наделены АСУТП нефтяных месторождений, служат основой для отыскания и реализации оптимального и оперативного управления как отдельными элементами системы, так и технологическим процессом в целом [14, 50].

В промысловых технологических системах, в том числе и системе ППД, наиболее целесообразной структурой АСУ является локальная система автоматического управления с централизованно-децентрализованной многоуровневой структурой в виде блоков отдельных технологических комплексов (КНС, насосных станций низкого давления и т.д.) (рис. 4.20), где в контур управления включен человек — оператор. В таких системах функции контроля и управления предоставлены технологическим комплексам с передачей общей информации в АСУТП месторождения.

Существующие нормы проектирования и эксплуатации технологических систем ППД предполагают обеспечение высокого

качества функционирования системы в продолжительном режиме с ограниченным присутствием обслуживающего персонала [25].

На основании этого целями создания АСУТП КНС системы ППД являются:

- повышение устойчивости функционирования объектов автоматизации;
- повышение оперативности управления и производительности труда эксплуатационного персонала;
- улучшение условий труда эксплуатационного персонала;
- обеспечение своевременного предоставления эксплуатационному персоналу информации о ходе технологического процесса, состоянии оборудования и средств управления (в виде текстовой и графической информации);
- обеспечение предоставления обслуживающему персоналу ретроспективной информации для анализа технологического процесса на каждом из объектов автоматизации (в виде текстовой и графической информации).

Таким образом, к основным функциям АСУТП КНС относятся:

- автоматический контроль и визуализация параметров технологического процесса на автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора с выводом на экран монитора мнемосхем, таблиц, графиков с индикацией значений технологических параметров и их отклонений от нормы;
- автоматический контроль состояния оборудования объектов автоматизации;
- автоматическое и дистанционное управление технологическим оборудованием объектов автоматизации;
- автоматическое распознавание, сигнализация и регистрация отклонений параметров технологического процесса;
- защита технологического оборудования по электрическим и технологическим параметрам с выдачей сигнала оператору;
- формирование отчетных данных в соответствии с действующими нормативными документами и стандартами предприятий нефтедобычи;
- ведение и длительное хранение баз данных АСУТП.

Информационное обеспечение системы ППД должно в полной мере удовлетворять потребности технологических служб разработки.

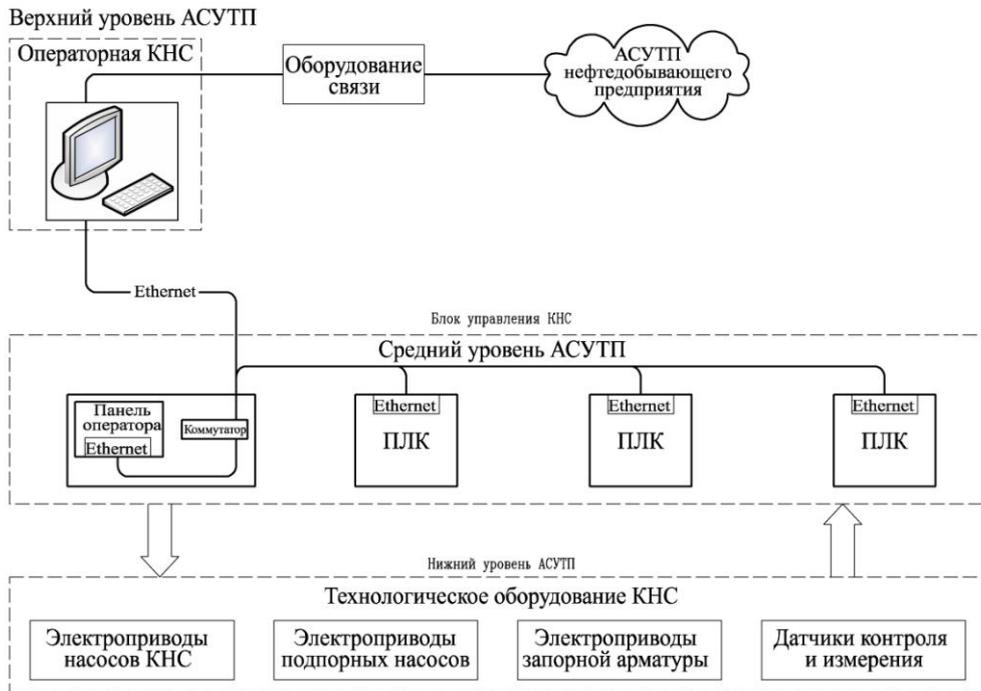


Рис. 4.20. Структурная схема технических средств АСУТП ПВД

Возможность решения задач оптимизации режимов управления насосами КНС технологической системы ППД напрямую зависит от полноты, достоверности и достаточности информации об объектах управления.

Таким образом, необходимым условием оптимального управления многомашинным электротехническим комплексом технологической системы ППД является получение достаточного объема информации о ходе технологического процесса и состоянии объектов управления.

Эксплуатируемые и вновь вводимые на нефтяных месторождениях региона системы управления предусматривают телеизмерение расходов и давлений на КНС и по скважинам, контроль и управление НА.

Согласно типовым технологическим регламентам по эксплуатации КНС установление требуемой производительности насосной станции осуществляется путем изменения числа включенных насосов. Такой вид управления не может в полной мере удовлетворить требования технологии разработки и снижения производительных потерь электроэнергии в технологической системе ППД нефтяных месторождений.

В качестве основы для решения указанных задач разработана система оптимального управления кустовой насосной станцией [81].

Главные различия между существующим уровнем автоматизации на КНС и предлагаемым решением для реализации оптимального управления многомашинным комплексом технологической системы ППД заключаются в контролируемых параметрах и алгоритмах управления НА КНС и подпорными НА.

Известные подходы к оптимизации управления режимами работы насосов [111], используемые в системах водоснабжения коммунально-бытового хозяйства и различных отраслях промышленности, не могут быть полностью применимы к КНС, так как не учитывают особенностей режимов работы и состава технологического оборудования КНС. К особенностям оборудования можно отнести большие единичные мощности НА КНС, а к особенностям режима работы — относительное постоянство подач в пределах времени выполнения планового задания.

Целью управления в указанных системах является оперативное реагирование на изменяющиеся условия водопотребления

абонентами либо требования технологического процесса. То есть главным критерием оптимизации в этих системах управления является обеспечение потребителей необходимым количеством воды при соответствующем давлении. Оптимальное ведение технологического процесса в таких системах возможно на основе прогнозирования водопотребления. Для расчета прогнозируемых графиков применяются статистические математические модели и модели трендов [111], построенные на общей тенденции развития процесса водопотребления, во времени связанной с цикличностью производства и графиком водопотребления в коммунально-бытовом хозяйстве.

Для технологических систем ППД статистические модели не могут быть применены, так как объем подачи воды КНС различен на протяжении всего времени эксплуатации месторождения и зависит от конкретных геолого-физических характеристик продуктивного нефтяного пласта. Также одной из особенностей в известных системах управления является то, что выбор состава работающих НА осуществляется без учета их технического состояния, что является одной из причин высокого уровня непроизводительных потерь электроэнергии.

В связи с этим в предлагаемой системе управления реализован ряд новых функций и алгоритмов, которые позволят исключить недостатки имеющихся систем и установить оптимальный режим функционирования НА КНС и подпорных НА с целью достижения минимума непроизводительных потерь электрической энергии для выполнения технологического задания по закачке.

На рисунке 4.21 представлена структурная схема разработанной системы, определяющая общий алгоритм оптимального управления многомашинным электротехническим комплексом, взаимосвязь между блоками и последовательность реализации их функции в соответствии с принятой стратегией оптимального управления — частотное управление основными НА и частотное управление подпорными НА.

Аппаратную основу оборудования среднего уровня составляют программируемые логические контроллеры (ПЛК, рис. 4.20) с функциями контроля параметров и управления объектами автоматизации.

Станция управления (СУ) операторского пункта представлена в виде автоматизированного рабочего места (АРМ) с промышленным компьютером и программным обеспечением для проведения расчета режимов работы системы ППД и является основной интеллектуальной частью системы. В СУ происходит формирование и передача управляющих сигналов ($U_{\text{опт.}i,j}$; $f_{\text{опт.}i,j}$) на вход ПЧ основных и ПЧ подпорных насосных агрегатов. Кроме этого в базе данных СУ происходит накопление информации о состоянии системы в виде статистических характеристик (расходно-напорные характеристики, характеристики КПД и т.п.) и табличных данных. По этим данным возможно прогнозирование дальнейшей работы и оптимизация управления многомашиным электротехническим комплексом технологической системы.

Блок контроля технического состояния обеспечивает обработку поступающих сигналов от датчиков напора и расхода воды на входе и выходе каждого из основных и подпорных НА. По этим данным в блоке происходит сравнение базовых (паспортных) характеристик НА и реальных. Базовые характеристики поступают в блок из СУ.

Из блока контроля технического состояния в СУ передается информация о параметрах НА в виде гидравлических ($H = f(Q_{i,j})$) и энергетических параметров ($\eta = f(Q_{i,j})$, $w_{\text{уд}} = f(Q_{i,j})$).

Блок оптимизации электропотребления обеспечивает обработку поступающих по каналу связи данных из СУ и данных из блока контроля технического состояния. Из СУ в блок оптимизации электропотребления передаются следующие данные: объем планового задания ($V_{\text{пл}}$); минимальный и максимальный напор на входе основных НА ($H_{\text{min.вх.осн}}$; $H_{\text{max.вх.осн}}$); требуемый напор ($H_{\text{треб.}}$) на устье нагнетательных скважин для выполнения $V_{\text{пл}}$; количество рабочих и резервных основных и подпорных НА (n_i ; n_j).

На основании разработанной методики оптимизации состава одновременно работающих НА в блоке оптимизации производится определение наиболее оптимальных вариантов сочетания основных и подпорных НА с целью обеспечения выполнения планового задания по закачке при наименьшем $w_{\text{уд}}$.

Результатом работы блока оптимизации энергопотребления является передача на СУ параметров, определяющих наиболее оптимальный режим работы технологической системы: какой из числа основных и подпорных насосных агрегатов должен быть запущен в работу или отключен (n_i ; n_j), а также в какой части расходно-напорной характеристики должен работать каждый из насосов (Q_i , Q_j). Исходя из этого станцией управления задается частота и амплитуда питающего напряжения ($U_{\text{опт.}i,j}$; $f_{\text{опт.}i,j}$) для каждого насосного агрегата выбранного состава.

В разрезе новых функций управления НА КНС и подпорными НА появляется перечень новых функций для АСУТП в соответствии с предлагаемой системой:

- управление преобразователем частоты 6 кВ насосных агрегатов КНС;

- управление преобразователем частоты 0,4 кВ подпорных насосных агрегатов.

В соответствии с указанными функциями появляются новые контролируемые параметры:

- частота и амплитуда напряжения питания электродвигателей основных насосных агрегатов;

- частота и амплитуда напряжения питания электродвигателей подпорных насосных агрегатов.

При внедрении системы оптимального управления в технологических системах ППД к стандартному перечню сигналов добавляются новые, соответствующие контролируемым параметрам.

Таким образом, предлагаемая система оптимального управления является адаптивной, что в условиях изменяющихся технологических параметров и различия характеристик промышленного оборудования позволяет решить проблему несоответствия режимов работы многомашинного электротехнического комплекса и требования технологии заводнения по объемам планового задания на закачку по этапам разработки нефтяного месторождения.

Внедрение разработанной системы управления потребует незначительного дополнения аппаратной и программной части существующих типовых решений в АСУТП системы ППД, а при проектировании новых систем автоматизации приведет к еще меньшему удорожанию, так как не потребует перенастройки имеющегося оборудования.

Глава 5

МИНИМИЗАЦИЯ ПОТЕРЬ ПРИ ВВОДЕ АВАРИЙНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ

Дефицит мощности в энергосистеме приводит к развитию аварийных ситуаций в сети, а именно, к снижению частоты напряжения, последствием которого является неправильная работа устройств автоматики, преобразовательных устройств и двигателей переменного тока. Данная ситуация может повлечь за собой выход из строя оборудования и ущерб в технологии добычи нефти. Поэтому в случае возникновения дефицита мощность может ограничиваться непосредственно с питающего центра средствами телемеханики самой энергосистемы. Таким образом, необходимо исключить неупорядоченное отключение электрооборудования, чтобы минимизировать потери нефтедобычи с учетом сезонности (зима–лето) и снизить риск развития аварийных ситуаций, связанных с полной остановкой нефтепромысла.

5.1. Постановка задачи

Энергоснабжающая организация, прогнозируя вероятное возникновение дефицита мощности в энергосистеме, доводит до потребителей НГДП величину ограничения мощности, выделяя очереди с 1 по 10 на основании приказа от 18 марта 2008 г. № 124 «Об утверждении правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и использования противоаварийной автоматики» (в дальнейшем — Приказ). В данном случае определяется доля предприятия до уровня цеха добычи по ограничению мощности в соответствии с графиками ограничения режима потребления на общую величину, составляющую не более 25% суточного планового потребления электрической энергии и не более 20% плановой мощности,

потребляемой в часы максимальных нагрузок, в соответствии с графиками временного отключения потребления.

При возникновении дефицита мощности в энергосистеме от ОАО «Тюменьэнерго» поступает указание ограничить энергопотребление на определенное количество мощности, соответствующее номеру очереди. То есть в качестве указания передается номер очереди, одной из десяти, соответствующей определенному значению мощности, на которую следует ограничить электропотребление.

Нефтедобывающие предприятия, уже зная каждый свою долю в снижении нагрузки, осуществляют отбор скважин на остановку, исходя из таких показателей как обводненность, объем добываемой жидкости, мощность электроустановки. Объем ограничения мощности предприятия зависит от следующих факторов: годовая добыча предприятия (цеха добычи), обводненность, удельное электропотребление.

Доля ограничения мощности предприятия является функцией следующих параметров: $k = f(Q_{г}, Q_{м}, D, W_{уд})$, где $Q_{г}$ — годовая добыча; $Q_{м}$ — месячная добыча, D — средняя обводненность; $W_{уд}$ — удельное электропотребление на добычу нефти или жидкости.

Таким образом, необходимо определить функциональную зависимость коэффициента, характеризующего долю предприятия ограничения мощности от различных факторов и разработать методику составления графиков аварийного ограничения по цехам нефтедобычи.

5.2. Определение объема аварийных ограничений предприятий и цехов нефтедобычи

Нормальное функционирование объектов добычи нефти в определенной степени связано с функционированием всех промысловых систем и объектов, которое, в свою очередь, обуславливается надежностью их электроснабжения. Как показывает накопленный опыт эксплуатации месторождений Западной Сибири,

даже кратковременное отключение электроэнергии на промышленных объектах приводит к значительным потерям в добыче нефти и закачке воды, к трудно восстанавливаемым сбоям технологических процессов, которые усугубляются тяжелыми природно-климатическими условиями региона.

Распределение заданных объемов аварийных ограничений согласно Приказу осуществляется пропорционально нагрузке потребления электрической энергии потребителями. При этом нагрузка потребления определяется с учетом показателей контрольных замеров электрической энергии (мощности) и установленных объемов технологической и аварийной брони, а также требований по категории надежности электроснабжения. В данном случае не учитываются последствия и критическое время отключения, приводящее к нарушениям технологического процесса технологии добычи, сбора, подготовки нефти и попутного газа и поддержания пластового давления, возможные стратегии отключения и сезонность в подходе составления графиков аварийного ограничения.

Объем аварийных ограничений по цехам и предприятиям добычи нефти определяется коэффициентом ограничения мощности, который обусловлен отношением величины ограничения к суммарной нагрузке (предприятия, цеха) и в общем случае зависит от следующих факторов: годовой добычи предприятием (цехом) жидкости $Q_{Гж}$, нефти $Q_{Гн}$, средней обводненности D , удельного электропотребления $W_{уд}$.

Для оценки влияния вышеперечисленных факторов на коэффициент ограничения мощности использована линейная корреляция, которая является индикатором между парными переменными. Получена диагональная матрица коэффициентов корреляции с указанием критического значения r_0 и числа значимых коэффициентов корреляции ($r > r_0$), анализ которой показал сильную прямую корреляцию между коэффициентом ограничения мощности и добычей нефти ($r = 0,66$), удельным электропотреблением ($r = 0,61$) при $r_0 = 0,33$. Также выявлена сильная прямая корреляция между обводненностью и добычей жидкости ($r = 0,86$), удельным электропотреблением и обводненностью ($r = 0,87$), удельным электропотреблением и добычей жидкости ($r = 0,71$).

Таким образом, основными факторами, участвующими в процессе распределения мощности по цехам (предприятиям) нефтедобычи, могут быть удельное электропотребление (мощность) за месяц $W_{\text{М.уд}}$, тыс.кВт/т*мес и объем добываемой нефти за месяц $Q_{\text{МН}}$, (м³/мес). Получена зависимость коэффициента ограничения мощности для цеха нефтедобычи по методу наименьших квадратов, которая имеет вид:

$$k = 0,168 + 0,167 \cdot 10^{-6} \cdot Q_{\text{МН}} + 0,716 \cdot 10^{-6} \cdot W_{\text{М.уд}}.$$

5.3. Выбор отключаемого оборудования при вводе аварийных ограничений в зависимости от времени года

Анализ существующих технологических схем показал, что в перечень потребителей электрической энергии (энергопринимающих устройств), за счет которых осуществляется аварийное ограничение режима потребления, входят:

в первую очередь нефтяные скважины (НС) механизированной добычи, кустовые (КНС) и дожимные (ДНС) блочные насосные станции,

во вторую очередь центральные пункты сбора (ЦПС), установки подготовки нефти (УПН), компрессорные газы низких ступеней, центральные товарные парки (ЦТП).

В данном случае должно учитываться то обстоятельство, что при отключении механизированных скважин зимой, кроме потери добычи, могут возникнуть осложнения, связанные с замерзанием продукта в наземных участках трубопроводов и оборудовании (особенно на малодобитных и скважинах с высокой обводненностью). Критическое время отключения КНС зимой (время замерзания трубопроводов) определяется первоначальным давлением в системе ППД, температурой окружающего воздуха, диаметром трубопроводов, типом перекачиваемой жидкости и т.д.

При ограничении по мощности потребителей ЦПС нефть сразу, минуя УПН, поступает на концевую сепарационную установку и далее в резервуарный парк, что создает резерв по времени, который определяется свободным объемом резервуаров, и позволяет не проводить отключения НС.

Таким образом, на основании проведенного анализа в зависимости от времени года, наличия функционального и временного резервирования при ограничении мощности по цехам нефтедобычи предлагаются четыре стратегии распределения объемов аварийных ограничений в зависимости от времени года (табл. 5.1) [117].

Стратегия 1 применяется в летнее время, ограничение мощности производится за счет потребляемой мощности нефтяных скважин (НС) с последующим возможным отключением агрегатов ДНС, если объем отключенных НС позволяет это.

Стратегия 2 летнего времени — отключаются несколько агрегатов ДНС, работа НС идет на заполнение аварийного резервуара (АР) ДНС. Недостающая мощность ограничения добирается отключением НС. Для данной стратегии оценивается риск останова системы нефтедобычи. В летнее время критерием выбора оборудования Y на отключение является параметр величины добычи нефти Q .

Стратегия 3 применяется в зимнее время, ограничение мощности осуществляется отключением оборудования НС. В зимнее время критерием выбора оборудования Y является обводненность продукции D , %. При выборе НС необходимо ограничивать верхний предел D , чтобы избежать замерзания скважины на время ограничения мощности T_o .

Стратегия 4 для зимнего времени — отключаются агрегаты ДНС и затем оборудование НС.

Ограничением применения стратегий 2 и 4 является возможность аварийных отключений объектов нефтедобычи вследствие исчерпания временного резервирования, поэтому применение этих стратегий ограничено величиной риска останова системы нефтедобычи при возникновении дефицита мощности в энергосистеме.

Таблица 5.1

Стратегии выбора отключаемого оборудования при вводе аварийных ограничений в зависимости от времени года

Характеристики	Стратегия 1	Стратегия 2	Стратегия 3	Стратегия 4
Время года	летнее	летнее	зимнее	зимнее
Отключаемое оборудование	Оборудование НС, затем агрегаты ДНС	Агрегаты ДНС, затем оборудование НС	Оборудование НС, затем агрегаты ДНС	Агрегаты ДНС, затем оборудование НС

Критерий выбора оборудования	Минимум добычи нефти Q	Минимум добычи нефти Q	Максимум обводненности продукции D	Максимум обводненности продукции D
Технологические ограничения		Наличие свободного объема АР	Время замерзания скважины	Наличие свободного объема АР; время замерзания скважины
Оценка риска останова системы нефтедобычи	Не определяется	Определяется	Не определяется	Определяется

Таким образом, необходимо разработать методику минимизации ущерба при составлении графиков аварийного ограничения потребления электрической энергии. Также при отключении агрегатов объектов нефтедобычи (ДНС, ЦПС ЦТП) с временным резервированием необходимо оценить риск R останова системы нефтедобычи.

5.4. Методика распределения объемов аварийных ограничений электропотребления нефтепромысловых потребителей Западной Сибири при возникновении дефицита мощности в энергосистеме

При возникновении дефицита мощности в электрических сетях составляются графики аварийного ограничения потребления электроэнергии. При этом необходимо исключить неупорядоченное отключение потребителей и тем самым минимизировать ущерб в технологии нефтедобычи [121].

Математическая формулировка задачи.

Пусть имеется N множеств потребителей мощности. Каждый элемент любого множества требует определенного дискрета мощности, а в результате действия производится Q .

Дискретная структура потребителей каждого множества задается парой P_{ij}, Y_{ij} $i = 1, \dots, N, j = 1, \dots, k_i$, означающей, что вся

мощность разбивается на элементарные порции P_{ij} , в случае недодачи электроэнергии возникает значение Y_{ij} выбранного критерия (признака) выбора оборудования, которым в летнее время является дебит нефти Q оборудования, а в зимнее $Y_{ij} = 1 - D$, где k_i — число дискретных элементов каждого подмножества.

Если P_u — имеющееся количество энергии, то величина дефицита (ограничения) определяется как

$$P_O = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{k_i} P_{ij} - P_u, \quad (5.1)$$

т.е. как разность требуемой и имеющейся мощности.

Тогда при заданных потребителях со структурой потребления P_{ij}, Y_{ij} и заданной величине ограничения мощности P_O задача сводится к определению, каким потребителям какие дискретные порции мощности нужно недодать, чтобы суммарная мощность отключенных потребителей покрыла ограничение P_O , а суммарное значение критерия выбора оборудования было минимальным.

При заданных потребителях со структурой $\{P_{ij}, Y_{ij}\} (i = 1, \dots, N, j = 1, \dots, k_i)$ величине P_O находят такие

$$x_{ij} = 0, 1 \quad (5.2)$$

чтобы

$$Y = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{k_i} x_{ij} Y_{ij} \rightarrow \min \quad (5.3)$$

при условии

$$P = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{k_i} x_{ij} P_{ij} \geq P_O \quad (5.4)$$

Для элементов, которые попарно упорядочены, вводятся дополнительные ограничения

$$-x_{ij-1} + x_{ij} \leq 0 \quad (5.5)$$

для всех упорядоченных элементов $i = 1, \dots, N, j = 1, \dots, k_i$.

Основаниями для применения графиков аварийного ограничения являются возникновение или угроза возникновения аварийных электроэнергетических режимов вследствие:

возникновения в энергосистеме или отдельных ее частях дефицита электрической энергии и мощности, приводящего к снижению частоты электрического тока ниже 49,8 Гц или снижению напряжения ниже минимально допустимых уровней;

недостаточности производства электрической энергии и мощности в отдельных частях энергосистемы, приводящей к аварийной перегрузке линий электропередачи, трансформаторов или иного электротехнического оборудования или создающей угрозу такой перегрузки;

повреждения электротехнического оборудования, в том числе в результате стихийных бедствий, а также необходимости отключения электротехнического оборудования с целью устранения угрозы жизни и здоровью людей;

повреждения систем технологического управления, технологической связи и противоаварийной автоматики; иных обстоятельств, приводящих к возникновению или угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов.

При такой постановке задачи структуру потребителя геометрически удобно изображать как множество точек (или векторов) в координатах $P-Y$.

Дискретные элементы в множестве потребителей пронумерованы так, что для всех пар индексов $j-1, i$ выполняется условие

$$\beta_{ij-1} \leq \beta_{ij}, \quad (5.6)$$

где крутизна

$$\beta_{ij} = \frac{Y_{ij}}{P_{ij}}.$$

Для стратегии 1 и 3 для НС определяется крутизна геометрического изображения пары P_{ij}, Y_{ij} по формуле (5.7). Получаем неупорядоченное геометрическое изображение потребителей. На рисунке 5.1 показана технологическая схема, выделены 3 множества потребителей (ДНС 1, 2, 3), каждое из которых

содержит подмножество НС, содержащих 2 элемента. На рисунке 5.2 изображено неупорядоченное геометрическое изображение потребителей.

Для стратегий 3 и 4 в построении НОК не участвуют потребители НС, для которых $Y < Y_o$, где $Y_o = 1 - D_o$, D_o — критическая обводненность, при которой скважина замерзнет за время, равное времени ограничения мощности T_o .

Сформулированную задачу можно решить и методом линейного целочисленного программирования, но для практических задач матрица получается больших размеров и практически трудно решается.

В задаче упорядочивания перечня отключаемых электроприемников в режиме ограничения электропотребления использован метод нижней огибающей кривой (НОК) [121], в основе которого лежит метод ветвей и границ.

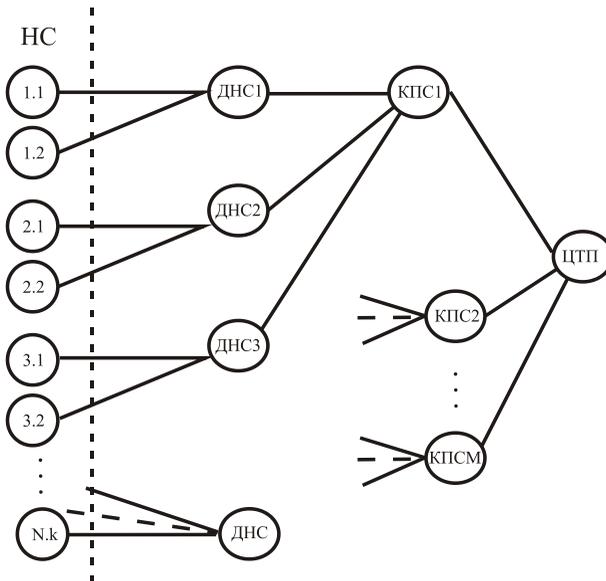


Рис. 5.1. Пример технологической схемы

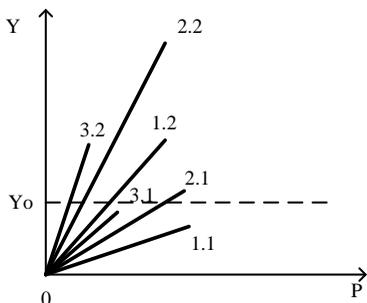


Рис. 5.2. Неупорядоченное геометрическое изображение потребителей (НС)

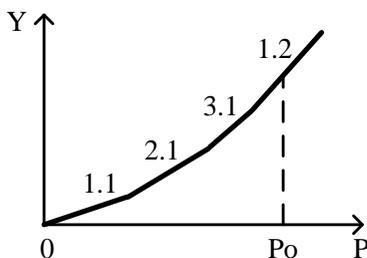


Рис. 5.3. НОК для нефтяных скважин (НС) при стратегии 1

Неизвестные x_{ij} в системе (5.2)–(5.7) двумерны и принимают одно из двух возможных значений — 0 или 1. Из условия (5.5) следует, что для каждого i неизвестные со значениями 1 будут иметь меньшие индексы j , чем неизвестные со значениями 0. Тогда в дискретной области с координатами $i - j$ неизвестные со значениями 1 могут быть отделены от неизвестных со значениями 0 неким профилем. Введем более точное понятие профиля.

Определение. Пусть в двумерной области $i - j$ задано распределение значений неизвестных x_{ij} , удовлетворяющих условию (5.5). Пусть для фиксированного i z_i — число неизвестных, принимающих значение 1 $z_i = 0, 1, \dots, k_i$. Тогда n -мерный вектор $z = (z_1, \dots, z_n)$ будем называть профилем, разделяющим неизвестные, или просто профилем.

Понятие нижней огибающей кривой. Представим множество возможных профилей в виде точек на плоскости $P - Y$. Пусть для неизвестных системы (5.2)–(5.7) задано распределение значений в виде профиля z . Элементы потребления, соответствующие неизвестным $x_{ij} = 1$, обозначим $P_{ij}^{(z)}, Y_{ij}^{(z)}$. Тогда в системе координат $P - Y$ каждому профилю z будет соответствовать определенная точка P^z, Y^z , получаемая в результате векторного суммирования элементов потребления $P_{ij}^{(z)}, Y_{ij}^{(z)}$.

Определение. Монотонно вогнутую вниз ломаную кривую в системе координат $P-Y$, проходящую через точки профилей-решений системы (5.2)–(5.7) таким образом, что ни одна из точек не находится ниже ее, будем называть нижней огибающей кривой.

Представим алгоритм для построения нижней огибающей кривой.

1. Элементы P_{i1}, Y_{i1} заносятся в список претендентов $P := 0; Y := 0$.

2. Из списка претендентов выбирается элемент с наименьшей крутизной β_{ij} и его параметры суммируются, соответственно, к P и Y . Это очередная искомая точка.

3. Если только что выбранный в п. 2 элемент не является последним элементом данного потребителя, то следующий его элемент заносится в список претендентов. Переход к выполнению п. 2.

4. Если из списка претендентов исключен последний потребитель, значит построение точек НОК окончено.

В общем случае задачи распределения мощностей элементы необязательно упорядочены по возрастающей крутизне, т.е. в системе (5.2)–(5.7) отсутствуют условия (5.5) и (5.6). Тогда точки НОК могут быть получены по более сложному алгоритму.

Нижняя огибающая кривая (НОК) дает приближенное решение и определяет зону перебора, в которой нужно искать оптимальное решение. Для определения оптимального решения можно использовать метод ветвей и границ и, производя небольшой перебор, найти оптимальный результат.

НОК для нефтяных скважин при стратегии 1 представлен на рисунке 5.3.

Для стратегии 2 и 4 применяется упорядочение элементов по технологическим ограничениям (строгое упорядочение). На рисунке 5.4а графически показан пример строгого упорядочения структуры 3 подмножеств потребителей (ДНС).

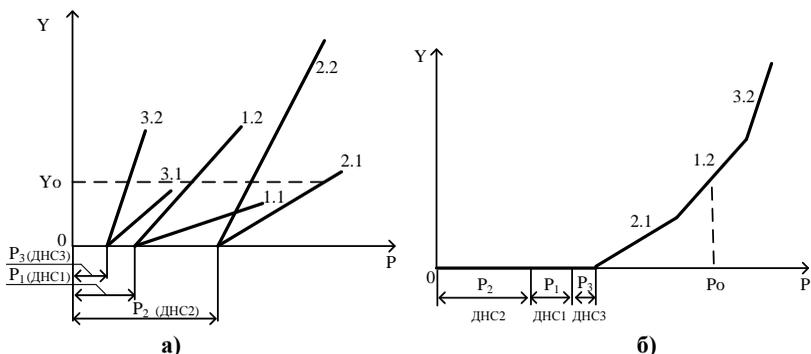


Рис. 5.4. Строго упорядоченная структура 3 подмножеств потребителей (DNS) и НОК с учетом технологических связей

Для рассматриваемой задачи необходимо построить НОК, удовлетворяющую технологическим ограничениям. Поясним этот алгоритм на примере технологической схемы рисунка 5.1 при стратегии 2. В качестве критерия выбора отключаемого оборудования определена величина добычи нефти $Y_{ij} = Q_{ij}$.

Каждая группа насосных скважин, питающихся от одного фидера, характеризуется величиной потребляемой мощности P_{ij} и величиной ущерба Q_{ij} . На входе DNS можно построить нестрого упорядоченную последовательность из элементов отдельных НС в системе координат $Y - P$. На выходе DNS строится суммарная последовательность с учетом работы DNS. Рассчитывается время заполнения аварийного резервуара (АР) DNS t_v и проверяется условие $T_o \leq t_v$. Если условие выполняется, то можно отключить один агрегат DNS. В НОК откладывается горизонтальный отрезок величины P_i (P_2 на рис. 5.4б). Рассчитывается t_v для двух отключенных агрегатов DNS. Если $T_o > t_v$, то отключение второго агрегата не допускается.

Далее рассчитывается t_v другой DNS с учетом отключенного фидера, проверяется условие $T_o \leq t_v$, и если оно удовлетворяется, горизонтально откладывается второй элемент P_1 . Алгоритм

повторяет описанный цикл до тех пор, пока для всех агрегатов ДНС не будет проверено условие $T_o \leq t_v$ и все элементы потребителей ДНС не будут перенесены в результирующую нижнюю огибающую кривую.

По построенной НОК (рис. 5.4б) определяется перечень агрегатов ДНС на отключение. При необходимости недостающая до P_o мощность восполняется отключением НС, очередность которых в графике аварийных ограничений определяется технологической связью и наименьшей крутизной геометрического изображения пары P_{ij}, Y_{ij} НС.

При затянувшемся времени ограничения режима электропотребления в случае заполнения свободного объема аварийных резервуаров (АР) должны быть отключены нефтяные скважины, согласно строгому порядку.

НОК для всех ДНС являются входными НОК для КПС (или ЦПС). В последнюю очередь строится НОК для ЦТП, которая является результирующей этого технологического объекта. Результирующая НОК всего комплекса строится с учетом потребителей, не входивших в этот технологический объект (КНС и другие потребители). В дальнейшем НОК используется для определения оптимального решения.

Разработана программа по составлению графиков временного отключения потребителей по очередям. Программа производит приоритетный отбор оборудования для останова. Пример приоритетного отбора скважин для остановки в летнее время приведены в приложении 6 для нефтегазодобывающего предприятия НП-Актив1.

Выражения для расчета ущерба при дефиците мощности приведены в таблице 5.2 [128].

5.5. Оценка риска останова системы нефтедобычи с учетом технологического резервирования

Системы добычи нефти обладают запасом живучести за счет избыточности структуры функционального и временного резервирования (под живучестью будем понимать способность системы

адаптироваться к новым, изменившимся и, как правило, непредвиденным (аварийным) ситуациям, противостоять вредным воздействиям).

Однако при отказах группы элементов и критических внешних воздействиях (ограничениях мощности) возможно возникновение значительного ущерба нефтедобыче, вызванного повреждением оборудования, расстройством сложного технологического процесса [129].

В настоящее время насчитывается более десятка абсолютно различных мнений по поводу того, что же такое риск [120], но среди всего множества определений наиболее часто риск встречается в сочетании с такими понятиями, как неопределенность, вероятность, событие, ущерб.

Таблица 5.2

Выражения для расчета ущерба при ограничении мощности

Параметр 1	Формула расчета 2
Ущерб для нефтяных скважин, оборудованных штанговыми скважинными насосами (ШСН) и установками центробежных электронасосов (УЭЦН)	$Q_{НС}^{kj} = \sum_{k=1}^n q_{ki} (t + \Delta t_k)$
Ущерб для дожимных насосных станций (ДНС)	$Q_{ДНС}^i = 0$ <p>если $t \leq T_{зан}^i$; $T_{зан}^i = \frac{V_3^i}{\sum_{i \in N} q_i - W_{ДНС,р}^i} \partial$.</p> $Q_{ДНС}^i = \left(\sum_{i \in N_p^i} q_i - W_{ДНС}^i \right) \rho (1 - b_{ср}) (t_{откл} - \Delta t)$ <p>$t > T_{зан}^i$</p>
Ущерб для кустовой насосной станции	$Q_{КНС} = \frac{\rho(1 - b_{ср})}{k} \sum_{b \in N_{аср}^i} Q_b^i (t + \Delta t) k_H$ <p>если $t < T_{КР}$</p>

	$Q_{КНС} = \frac{\rho(1-b_{cp})}{k} k_3 \sum_{b \in N_{aep}^i} Q_b^i(t + \Delta t + T) k_H$ <p style="text-align: center;">если $t \geq T_{KP}$;</p>
	$Q_{КНС} = \frac{\rho(1-b_{cp})}{k} \sum_{b \in N_{aep}^i} Q_b^i(t + \Delta t + T) k_H$ <p style="text-align: center;">если $t \geq T_{KP}$, $\frac{N_{aep}^i}{N_{aep}^i} = 0$</p>
Ущерб из-за отключения двигателей на компрессорной станции (КС)	$Q_{КС} = \sum_{i \in N_{КС}} \frac{W_{КС}^i}{V_j} (1 - b_{cp}) (t + \Delta t_j)$
<p>В исходных данных для каждого агрегата должна быть указана номинальная мощность и коэффициент загрузки, чтобы можно было рассчитать потребляемую электрическую мощность. Величина ущерба может быть исчисляема и в тоннах неполученной нефти, и в денежном выражении.</p>	

Примечание: q_{ki} — дебит k -го насоса, подключенного к i -ому фидеру; куст питает j -ю ДНС; Δt_k — выдержка времени, определяемая условиями самозапуска; t — время отключения потребителя; n — число насосов на i -том фидере; $T_{зан}^i = t_V$ — время заполнения булита i -той ДНС; V_3^i — свободный объем булита i -той ДНС; $W_{ДНС_p}^i$ — суммарная производительность работающих насосов i -той ДНС; N_p^i — множество работающих насосов скважин, подключенных к i -той ДНС; $t_{откл} = t - T_{зан}$; b_{cp} — средняя обводненность продукции в долях единицы; ρ — плотность нефти; k_H — коэффициент, учитывающий восстановление закачки воды за счет перераспределения ее по оставшимся КНС; N_{aep}^i — множество агрегатов КНС; $N_{aep}^{i'}$ — множество отключенных агрегатов КНС; $W_{КС}^i$ — производительность j -го агрегата; V_j — удельный расход газа для j -го агрегата.

Риск — это возможность появления обстоятельств, обуславливающих неуверенность или невозможность получения ожидаемых результатов от реализации поставленной цели, нанесение материального ущерба и др. [67].

В работе [129] со ссылкой на Норвежский стандарт отмечается, что риск — это обозначение опасности неконтролируемого случайного происшествия для людей, окружающей среды и материальных ценностей. Риск выражается вероятностью и последствием неконтролируемых случайных происшествий. При этом риск невозможно выразить только одним показателем, он должен содержать как минимум два отдельных параметра (обычно частоту происшествий (аварий) и их последствий).

Риск — степень неопределенности относительно будущих доходов и расходов. С точки зрения теории игр, поддерживаемой некоторыми авторами, понятия риска и неопределенности различны: в отличие от неопределенности, риск предполагает вероятностную оценку возможных событий.

Риск — событие, или группа родственных случайных событий, наносящих ущерб объекту, обладающих данным риском.

Различают управляемые и неуправляемые (объективные) риски [114]. Управляемые риски, в отличие от неуправляемых, могут управляться участниками инвестиционного проекта, хотя и в неполной мере. Например, увеличение объема ограничения мощности за счет энергоемких нефтепромысловых объектов.

Анализ многочисленных определений риска позволяет выявить основные моменты, которые являются характерными для рискованной ситуации, такие как: неопределенность процессов; случайный характер события; наличие альтернативных решений; вероятности исходов; вероятность возникновения убытков [66]; вероятность получения дополнительной прибыли.

Под риском останова системы нефтедобычи понимаем поддающуюся измерению вероятность понести значительные убытки [118].

То есть риск R определяется величиной вероятности $P(t_V \leq t_B)$ останова (отказа) системы добычи нефти при временном резервировании в технологии. Убытки от останова системы нефтедобычи определяются по выражению:

$$Y = \left(\sum_j \left(\sum_k Q_{НС}^{kj} \right) + \sum_i Q_{\text{послед}}^i \right) \cdot (t_B - t_V),$$
 где $Q_{\text{послед}}^i$ — убытки для последующих после НС звеньев i -той технологической цепи,

t_B — время восстановления системы электроснабжения (СЭ), в нашем случае равно времени режима ограничения $t_B = T_o$ [128].

При определении риска R останова системы нефтедобычи при отказе системы электроснабжения необходимо учитывать структурные и эксплуатационные характеристики процесса, такие как вероятность отказа системы электроснабжения, длительность аварийных или плановых отключений, величину ограничения мощности.

Методика оценки риска останова системы нефтедобычи с учетом технологического резервирования включает в себя разработку метода расчета надежности технологической системы с аварийными резервуарами (однофазная и многофазные технологические системы) [116, 126, 130].

Этапами решения задачи определения риска однофазных и многофазных систем с временной избыточностью являются:

1. Постановка задачи, включающая в себя: условия функционирования исследуемой системы; сбор исходных данных о системе и ее элементах, анализ показателей надежности, которые надо определить; формулировку допущений и ограничений; разработку критериев отказа системы.

2. Выявление всех связей в системе, включающее в себя определение двух непересекающихся множеств (работоспособного E_+ и неработоспособного E_-) и построение графа состояний системы ($E = e_0, e_1, \dots, e_n$).

3. Выбор способа решения задачи (переход от реальной системы к математической модели).

4. Исследование математической модели с целью определения риска останова системы нефтедобычи с учетом технологического резерва.

Постановка задачи.

Процесс добычи, транспорта и подготовки нефти осуществляется комплексом следующих взаимосвязанных технологических систем:

1. системы транспорта и подготовки нефти (начальным звеном данной системы являются нефтяные скважины);

2. системы поддержания пластового давления (ППД);

3. газлифтной системы;
4. системы электроснабжения (СЭ).

Если технологические системы имеют между собой связь по входным и выходным параметрам, то система электроснабжения обеспечивает жизнедеятельность практически каждого элемента всех систем, что диктует высокие требования к СЭ.

Однако было бы неправильно повышать живучесть системы добычи, транспорта и подготовки нефти, только усиливая надежность СЭ, что приводит к перерасходу материальных и трудовых ресурсов.

Следует учитывать то обстоятельство, что основные технологические системы отличаются различной реакцией на внешние возмущения со стороны СЭ, а также имеют различные последствия при аварийных и плановых отключениях. Это объясняется в первую очередь резервированием технологических систем, которое бывает трех типов: по времени (временное), производительности (функциональное) и структурное.

В работе рассматриваются вопросы расчета риска отказов функционирования системы нефтедобычи при временном и функциональном резервировании системы транспорта и подготовки нефти [116].

Выделяются подсистемы: «нефтяные скважины — ДНС» (однофазные системы (рис. 5.5)) и «нефтяные скважины — ДНС — ЦПС(ЦТП)» (многофазные системы (рис. 5.6)).

В приложении 7 даны возможные схемы технологических систем добычи нефти.

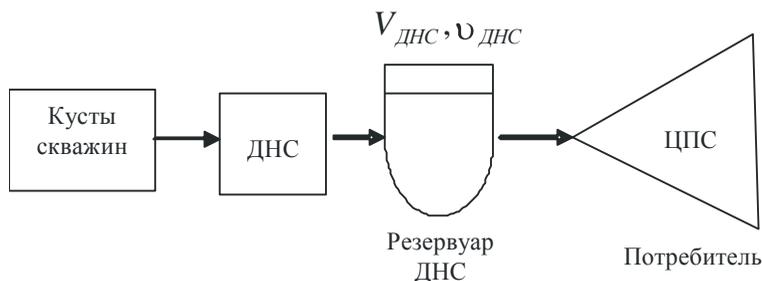


Рис. 5.5. Однофазная система добычи нефти

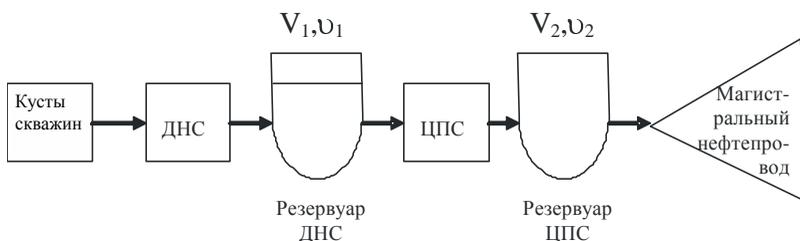


Рис. 5.6. Многофазная система добычи нефти

5.5.1. Условия функционирования технологических структур добычи нефти

Система добычи нефти включает в себя систему электроснабжения технологических объектов (ДНС, ЦПС) и пополняемый резерв времени в виде резервуаров. Функционирование системы происходит следующим образом: СЭ объекта (в данном случае ДНС или ЦПС), проработав случайное время t_{H1} , отказывает и затем восстанавливает свою работоспособность за время t_{B1} ; после восстановления она работает время t_{H2} и снова восстанавливается t_{B2} и т.д. (рис. 5.7а).

Под отказом в данном случае понимается отключение СЭ в результате аварии, планового ремонта и ограничения режима электропотребления по команде системного оператора.

В момент каждого отказа включается резерв времени, необходимого для заполнения свободной части резервуара на ДНС (подключается аварийный резервуар).

Если восстановление СЭ заканчивается раньше, чем израсходуется резерв времени ($t_B < t_V$), то данный отказ СЭ не вызывает отказа функционирования всей системы добычи нефти. В противном случае, при ($t_B > t_V$), отказ системы электроснабжения вызывает отказ системы добычи нефти (рис. 5.7б).

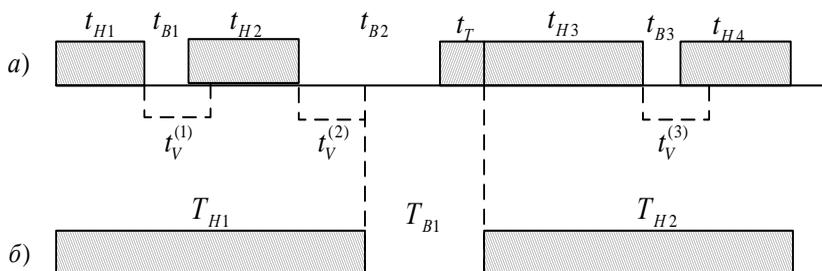


Рис. 5.7. Графическое изображение принципа функционирования СЭ добычи нефти

а) система электроснабжения; б) система добычи нефти

t_{Bi} — время восстановления СЭ (время ограничения режима

электропотребления потребителей); t_{Hi} — наработка на отказ СЭ;

$t_V^{(i)}$ — допустимый резерв времени для работы резервуара на ДНС;

T_{Hi} — наработка на отказ системы добычи нефти; T_{Bi} — время восстановления

системы добычи нефти; t_T — время восстановления технологии

Таким образом, особенностью работы СЭ, питающей объекты нефтедобычи, является то, что время восстановления СЭ не равно времени восстановления системы добычи нефти, т.е. отказ СЭ нефтепромыслового объекта не означает одновременно останов (отказ) системы добычи нефти, если восстановление СЭ происходит за время t_B , не превышающее допустимое ($t_B < t_V$). Это создает возможность без дополнительных затрат на повышение надежности СЭ за счет изменения резерва времени (заполнение свободной части резервуара на ДНС для однофазной системы или использование запасенного объема продукции на ЦПС для многофазной системы), обеспечить бесперебойное функционирование системы добычи нефти.

5.5.2. Исходные данные для задачи оценки риска останова системы нефтедобычи

Для решения задачи оценки риска останова системы нефтедобычи с учетом технологического резервирования основными исходными данными являются:

1. Нарботка СЭ t_H , которая имеет экспоненциальное распределение

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (5.8)$$

2. Время восстановления СЭ t_B , которое является случайной величиной с экспоненциальной функцией распределения

$$FB(t) = 1 - e^{-\mu t} \quad (5.9)$$

3. Резерв времени, представляющий собой случайную величину t_V с экспоненциальной функцией распределения $D(t) = 1 - e^{-\lambda_1 t}$.

Функции распределения $F(t), F_B(t), D(t)$ имеют непрерывные плотности распределения и конечные математические ожидания $\overline{t_H}, \overline{t_B}, \overline{t_V}$.

К исходным данным также относится: V_i — свободный объем i -го резервуара, м³; $\lambda = \frac{1}{t_H}$ — частота аварийных отключений СЭ

i -го потребителя, 1/ч; $\mu = \frac{1}{t_B}$ — параметр функции времени вос-

становления СЭ i -го потребителя, 1/ч; $\lambda_1 = \frac{1}{t_V}$ — параметр функ-

ции резерва времени, равного времени заполнения свободной части (объема) резервуара ДНС $t_V = \frac{V_i}{P_n}$, 1/ч, где P_n — производи-

тельность скважин, м³/ч; $\mu_1 = \frac{1}{t_P}$ — параметр функции време-

ни восстановления свободного объема аварийного резервуара ДНС, 1/ч.

5.5.3. Допущения и ограничения

При постановке задачи оценки риска останова системы нефтедобычи с учетом технологического резервирования при воздействии на нее системы электроснабжения (СЭ) приняты допущения [126]:

1. К моменту каждого очередного отказа СЭ (ограничения электропотребления) нефтепромыслового объекта резерв времени пополняется до исходной величины.

2. Резерв времени (время заполнения резервуара или поступления запаса продукции из резервуара) — случайная величина t_V с экспоненциальным законом распределения.

3. Нормальное функционирование объектов нефтяных промыслов с временным резервированием при отказах электроснабжения объектов обеспечивается при выполнении условия, что время восстановления СЭ меньше или равно резерву времени $t_B \leq t_V$.

5.5.4. Условия останова системы нефтедобычи

Под остановом системы нефтедобычи будем понимать совокупность двух событий: отказ СЭ нефтепромысловых объектов и момент полного заполнения свободного объема резервуара ДНС, вызывающего отключение оборудования НС, т.е.

1) отказ СЭ;

2) $t_B > t_V$, где t_B — время восстановления СЭ, t_V — допустимое время перерыва в электроснабжении, зависящее от объема аварийного резервуара (АР).

5.6. Анализ условий возникновения аварийного останова объектов нефтедобычи

На рисунке 5.5 представлена однофазная система добычи нефти. Рассмотрим варианты функционирования однофазной системы:

1. Отказ электроснабжения кустов скважин.

В этом случае ДНС работает, запасенный объем нефти ($V_{\text{ДНС}}$) поступает потребителю ЦПС.

Система добычи нефти работоспособна, если $t_B < t_V$, где t_B — время восстановления работоспособности СЭ добычи нефти на кусте скважин; t_V — время использования запасенного объема нефти аварийного резервуара на ДНС.

2. Отказ электроснабжения ДНС.

В этом случае кусты скважин с производительностью $Q = \sum_{i=1}^n Q_i n_i N_i$, где Q_i — дебит скважин; n_i — число скважин в кусте; N_i — число кустов, работают на заполнение свободного объема резервуара $V_{\text{ДНС}}$ до тех пор, пока $t_B < t_V$, где t_B — время восстановления работоспособности СЭ ДНС; t_V — время заполнения свободного объема резервуара ДНС.

Если $t_B > t_V$, то кусты скважин не имеют возможности работать и произойдет отказ системы добычи нефти. Вероятность того, что отказ системы электроснабжения ДНС приведет к отказу системы добычи нефти $P_{t_B > t_V}$.

5.7. Методика определения риска отказа системы нефтедобычи в зависимости от времени года

Для стратегий 2 и 4 в летнее и зимнее время соответственно необходимо оценить риск останова системы нефтедобычи при временном резервировании.

Технические средства системы нефтедобычи можно отнести к сложным системам, так как они содержат большое количество различных элементов. Для сложных систем возможно применение следующих основных методов анализа надежности [115, 119, 123, 125]: анализ дерева неисправностей (дерева отказов), марковский анализ, анализ с помощью сетей Петри. Для решения поставленной задачи использован метод, основанный на теории марковских процессов [131].

5.7.1. Построение графа состояний однофазной системы для зимнего времени года

Процесс функционирования комплекса «система электроснабжения — технологический объект добычи нефти для однофазной системы» представлен графом состояний и переходов системы (рис. 5.8).

При построении графа учитывается конечное множество состояний $E = e_0, e_1, e_2, e_3, e_4$, в которых может находиться СЭ с резервом времени. В соответствии с принятым критерием отказа системы множество состояний E разбито на два непересекающихся подмножества: работоспособных состояний $E_+ = e_0, e_1, e_3$ и неработоспособных состояний системы $E_- = e_2, e_4$.

5.7.2. Выбор способа задания марковского процесса

Используя математический аппарат марковских процессов [125, 127, 131], оценим показатели надежности для электротехнической системы (СЭ и технологическая система добычи), питающей электроэнергией технологические объекты добычи нефти.

Рассмотрим процесс функционирования комплекса «система электроснабжения — технологический объект добычи нефти» для однофазной системы, который представлен графом состояний и переходов на рисунке 5.8.

Определяем полумарковский процесс функционирования во времени системы добычи нефти, которая может находиться во множестве состояний $E = e_0, e_1, e_2, e_3, e_4$. Граф состояний, представленный на рисунке 5.8, справедлив в случае применения стратегии 2 и 4. Подмножество неработоспособных состояний $E_- = \{e_2, e_4\}$, работоспособных $E_+ = \{e_0, e_1, e_3\}$.

Состояние e_0 соответствует работоспособной СЭ и наличию свободного объема в аварийном резервуаре ДНС.

В состоянии e_1 СЭ ДНС отказала и заполняется АР ДНС.

Состояние e_2 — состояние отказа системы нефтедобычи, в котором СЭ и АР ДНС в состоянии отказа.

В состояние e_3 система переходит после восстановления СЭ, свободный объем АР восстанавливается.

Состояние e_4 — состояние замерзания скважины; переход в это состояние определяется интенсивность замерзания скважины θ , зависящей от температуры окружающей среды.

Интенсивность перехода из состояния e_0 в состояние e_1 равна параметру потока отказов СЭ ДНС λ , обратный переход соответствует восстановлению СЭ при наличии свободного объема резервуара $V_{\text{днс}}$, определяется интенсивностью восстановления СЭ.

Переход из состояния e_0 в состояние e_2 обусловлен отказом СЭ кустов скважин или одновременным отказом СЭ ДНС и аварийного резервуара ДНС, интенсивность перехода q — интенсивность потока отказов системы нефтедобычи при ограничении режима электропотребления ДНС, зависит от времени действия ограничения мощности и свободного объема АР ДНС.

Из состояния e_1 могут произойти следующие переходы: в состояние e_0 , если после восстановления СЭ ДНС в АР остался некоторый свободный объем $t_B \ll t_V$; в состояние e_2 — если СЭ ДНС не успела восстановиться за время заполнения АР $t_B > t_V$; в состояние e_3 , если $t_B < t_V$.

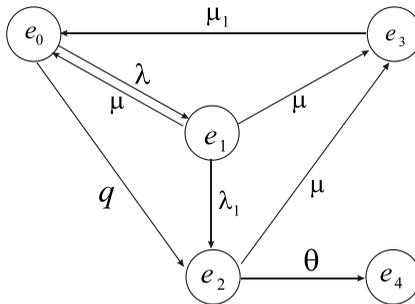


Рис. 5.8. Граф состояний для однофазной системы добычи нефти для зимнего времени года

По графу состояний составляется система линейных дифференциальных уравнений для вероятностей $p_i(t)$ пребывания системы в момент времени t в состоянии i .

$$p_i'(t) = -\sum_j \lambda_{ij} p_i(t) + \sum_j \lambda_{ji} p_j(t), \quad i = 0, 1, 2, \dots, m. \quad (5.10)$$

Проверяется правильность составления системы дифференциальных уравнений: сумма правых частей должна равняться нулю [122].

Система дифференциальных уравнений решается любым известным математическим методом и определяет вероятности состояний системы. Удобно использовать метод преобразования Лапласа. Для этого в уравнениях (3.10) вместо вероятностей $p_i(t)$ необходимо подставить их изображения $\tilde{p}_i(z)$, а вместо производных $p_i'(t)$ выражения $(z\tilde{p}_i(z) - p_i(0))$.

Тогда система дифференциальных уравнений (5.10) в преобразовании Лапласа записывается в виде системы алгебраических уравнений

$$z\tilde{p}_i(z) - p_i(0) = -\sum_j \lambda_{ij} \tilde{p}_i(z) + \sum_j \lambda_{ji} \tilde{p}_j(z), \quad i = 0, 1, 2, \dots, m. \quad (5.11)$$

Вероятности $p_i(0)$ определяются начальными условиями функционирования системы.

В результате решения системы алгебраических уравнений (5.11) определяются изображения вероятностей $\tilde{p}_i(z)$. Оригиналы $p_i(t)$ определяются по любому известному методу [122].

5.7.3. Построение графа состояний однофазной системы для зимнего времени года

Граф состояний в случае применения стратегии 4, используемой в зимнее время года, представлен на рисунке 5.8.

Система дифференциальных уравнений для графа состояний имеет вид

$$\begin{aligned}
\frac{dp_0}{dt} &= -p_0(\lambda + q) + p_1\mu + p_3\mu_1; \\
\frac{dp_1}{dt} &= p_0\lambda - p_1(2\mu + \lambda_1); \\
\frac{dp_2}{dt} &= p_0q + p_1\lambda_1 - p_2(\mu + \theta); \\
\frac{dp_3}{dt} &= p_1\mu + p_2\mu - p_3\mu_1; \\
\frac{dp_4}{dt} &= p_2\theta.
\end{aligned} \tag{5.12}$$

Система дифференциальных уравнений в преобразовании Лапласа примет вид

$$\begin{aligned}
\tilde{p}_0(-\lambda - q) + \tilde{p}_1\mu + \tilde{p}_3\mu &= z\tilde{p}_0 - \tilde{p}_0(0); \\
\tilde{p}_0\lambda - \tilde{p}_1(2\mu + \lambda_1) &= z\tilde{p}_1; \\
\tilde{p}_0q + \tilde{p}_1\lambda_1 - \tilde{p}_2(\mu + \theta) &= z\tilde{p}_2; \\
\tilde{p}_1\mu + \tilde{p}_2\mu - \tilde{p}_3\mu_1 &= z\tilde{p}_3; \\
\tilde{p}_2\theta &= z\tilde{p}_4.
\end{aligned} \tag{5.13}$$

Изображения вероятностей $\tilde{p}_i(0)$ определяются начальными условиями функционирования системы

$$\tilde{p}_0(0) = 1; \tilde{p}_1(0) = \tilde{p}_2(0) = \tilde{p}_3(0) = 0.$$

Система дифференциальных уравнений в функции z (z — оператор Лапласа) (5.13) решена с помощью программного пакета Maple 13 с использованием функции solve.

Решением системы (5.13) являются следующие изображения стационарных вероятностей:

$$\begin{aligned}
\tilde{p}_0(z) &= \frac{(2\mu + \lambda_1 + z)(\mu\mu_1 + z\mu_1 + z\mu + z^2 + \theta\mu + z\theta)}{A}; \\
\tilde{p}_1(z) &= \frac{\lambda(\mu\mu_1 + z\mu_1 + z\mu + z^2\theta\mu_1 + z\theta)}{A};
\end{aligned}$$

$$\tilde{p}_2(z) = \frac{qz^2 + q\lambda_1\mu_1 + 2q\mu\mu_1 + \lambda\lambda_1\mu_1 + \lambda\lambda_1z + q\lambda_1z + 2qz\mu + qz\mu_1}{A};$$

$$\tilde{p}_3(z) = \frac{\mu(\lambda\mu + \lambda z + \lambda\lambda_1 + 2q\mu + q\lambda_1 + qz + \lambda\theta)}{A};$$

$$\tilde{p}_4(z) = \frac{\theta(\mu_1\lambda\lambda_1 + \mu_1q\lambda_1 + z\mu_1q + 2\mu_1q\mu + z\lambda\lambda_1 + zq\lambda_1 + z^2q + 2\mu qz)}{zA};$$

где

$$\begin{aligned} A = & z(\lambda\lambda_1z + q\lambda_1z + 2\mu\lambda z + \lambda\lambda_1\mu + q\lambda_1\mu + 2q\mu^2 + 3qz\mu + \\ & + \lambda\mu^2 + qz^2 + \lambda z^2 + z^2\lambda_1 + \mu\lambda_1\mu_1 + \lambda\mu\mu_1 + z\lambda_1\mu + \\ & + 2z\mu^2 + 3z^2\mu + z^3 + q\lambda_1\mu_1 + 2q\mu\mu_1 + qz\mu_1 + 3\mu z\mu_1 + \\ & + z\lambda_1\mu_1 + 2\mu^2\mu_1 + \lambda z\mu_1 + z^2\mu_1) + \theta(z^3 + 2\mu qz + \mu z\lambda + \mu_1z^2 + \\ & + z^2q + 2z^2\mu + z^2\lambda_1 + \lambda z^2 + \mu_1\lambda\lambda_1 + \mu_1\lambda z + 2\mu_1q\mu + \mu_1q\lambda_1 + \mu_1qz + \\ & + 2\mu_1\mu z + \lambda_1z\mu_1 + z\lambda\lambda_1 + zq\lambda_1\mu_1). \end{aligned}$$

Изображением вероятности отказа системы добычи нефти является сумма изображений вероятностей неработоспособных состояний: $\tilde{P}(z) = \tilde{p}_2(z) + \tilde{p}_4(z)$.

Величина риска останова системы нефтедобычи с учетом технологического резерва для зимнего времени определяется по формуле разложения из изображения вероятности отказа системы добычи нефти с использованием функции $\text{invlaplace } R(t) = P(t)$.

5.7.4. Определение риска отказов функционирования системы нефтедобычи для однофазной системы в летнее время

Граф состояний для летнего времени получен из графа рисунка 5.8, с учетом того, что интенсивность замерзания скважин равна нулю $\theta=0$ (рис. 5.9).

Подмножества работоспособных состояний $E_+ = \{e_0, e_1, e_3\}$. В состоянии e_0 система электроснабжения (СЭ) работоспособна,

резервуар ДНС имеет свободный объем $V_{\text{днс}}$ и заполненную часть $v_{\text{днс}}$. Состояние e_1 — отказ СЭ, используется свободный объем резервуара $V_{\text{днс}}$. Состояние e_3 — СЭ работоспособна, резервуар ДНС восстанавливает свой свободный объем.

Подмножество неработоспособных состояний $E_- = \{e_2\}$. Состояние e_2 — отказ СЭ ДНС, свободный объем резервуара ДНС $V_{\text{днс}} = 0$.

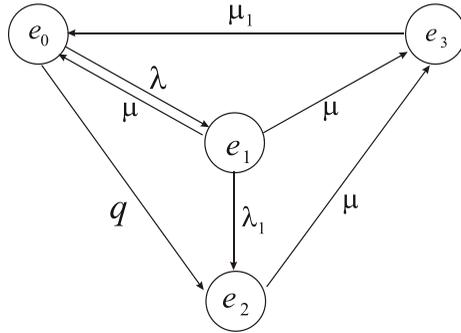


Рис. 5.9. Граф состояний и переходов однофазной системы для летнего времени

Система дифференциальных уравнений для графа состояний рисунка 5.9 имеет вид

$$\begin{aligned} \frac{dp_0}{dt} &= -p_0(\lambda + q) + p_1\mu + p_3\mu_1; \\ \frac{dp_1}{dt} &= p_0\lambda - p_1(2\mu + \lambda_1); \\ \frac{dp_2}{dt} &= p_0q + p_1\lambda_1 - p_2\mu; \\ \frac{dp_3}{dt} &= p_1\mu + p_2\mu - p_3\mu_1. \end{aligned}$$

Система дифференциальных уравнений в преобразовании Лапласа примет вид

$$\begin{aligned}\tilde{p}_0(-\lambda - q) + \tilde{p}_1\mu + \tilde{p}_3\mu &= z\tilde{p}_0 - \tilde{p}_0(0); \\ \tilde{p}_0\lambda - \tilde{p}_1(2\mu + \lambda) &= z\tilde{p}_1; \\ \tilde{p}_0q + \tilde{p}_1\lambda - \tilde{p}_2\mu &= z\tilde{p}_2; \\ \tilde{p}_1\mu + \tilde{p}_2\mu - \tilde{p}_3\mu &= z\tilde{p}_3.\end{aligned}$$

Изображения вероятностей $\tilde{p}_i(0)$ определяются начальными условиями функционирования системы $\tilde{p}_0(0) = 1$; $\tilde{p}_1(0) = \tilde{p}_2(0) = \tilde{p}_3(0) = 0$.

Решением системы дифференциальных уравнений являются следующие изображения стационарных вероятностей:

$$\begin{aligned}\tilde{p}_0(z) &= \frac{(2\mu + \lambda + z)(\mu\mu_1 + z\mu_1 + z\mu + z^2)}{A}; \\ \tilde{p}_1(z) &= \frac{\lambda(\mu\mu_1 + z\mu_1 + z\mu + z^2)}{A}; \\ \tilde{p}_2(z) &= \frac{qz^2 + q\lambda_1\mu_1 + 2q\mu\mu_1 + \lambda\lambda_1\mu_1 + \lambda\lambda_1z + q\lambda_1z + 2qz\mu + qz\mu_1}{A}; \\ \tilde{p}_3(z) &= \frac{\mu(\lambda\mu + \lambda z + \lambda\lambda_1 + 2q\mu + q\lambda_1 + qz)}{A},\end{aligned}$$

где

$$\begin{aligned}A &= z(\lambda\lambda_1z + q\lambda_1z + 2\mu\lambda z + \lambda\lambda_1\mu + q\lambda_1\mu + q\mu^2 + 3qz\mu + \\ &+ \lambda\mu^2 + qz^2 + \lambda z^2 + z^2\lambda_1 + \mu\lambda_1\mu_1 + \lambda\mu\mu_1 + z\lambda_1\mu + 2z\mu^2 + \\ &+ 3z^2\mu + z^3 + q\lambda_1\mu_1 + 2q\mu\mu_1 + z\mu_1 + 3\mu z\mu_1 + z\lambda_1\mu_1 + 2\mu^2\mu_1 + \\ &+ \lambda z\mu_1 + z^2\mu_1).\end{aligned}$$

Величиной вероятности отказа системы добычи нефти является оригинал вероятности состояния e_2 :

$$P(t) = p_2(t).$$

Вероятностью того, что отказ СЭ ДНС приведет к останову системы добычи нефти является стационарная вероятность

$$P_{t_B > t_V} = p_2(t \rightarrow \infty) = \frac{q\lambda_1\mu_1 + 2q\mu\mu_1 + \lambda\lambda_1\mu_1}{A'(0)}, \text{ где } A'(0) \text{ — про-}$$

изводная от A при $Z=0$.

Отсюда определяется величина риска останова системы неф-
тедобычи с учетом технологического резерва:

$$R(t) = p_2(t) = \sum_{i=1}^n \frac{qz_i^2 + q\lambda_1\mu_1 + 2q\mu\mu_1 + \lambda\lambda_1\mu_1 + \lambda\lambda_1z_i + q\lambda_1z_i + 2qz_i\mu + qz_i\mu_1 e^{z_i t}}{A'(z_i)},$$

где z_i — корни уравнения $A = 0$, $A'(z_i)$ — производная от A .

5.8. Результаты моделирования риска отказа системы нефтедобычи с технологическим резервированием

Расчет риска отказа системы нефтедобычи проведен на при-
мере однофазной системы добычи нефти, представленной на ри-
сунке 5.5.

5.8.1. Расчет риска останова для летнего времени

Система электроснабжения нефтепромысловых потребителей
описывается показателями надежности, которые определены по
методике, приведенной в [72, 112].

Частота аварийных отключений и восстановлений ДНС равна,
соответственно, $\lambda_{\text{ДНС}} = 0,000023 \frac{1}{\text{ч}}$, $\mu_{\text{ДНС}} = 1 \frac{1}{\text{ч}}$; частота отклю-
чений и восстановлений АР — $\lambda_{\text{АР}} = 0,042 \frac{1}{\text{ч}}$, $\mu_{\text{АР}} = 0,166 \frac{1}{\text{ч}}$
соответственно.

Интенсивность потока отказов системы нефтедобычи при ог-
раничении режима электропотребления ДНС q зависит от време-
ни действия ограничения мощности и свободного объема
АР ДНС. На рисунке 5.10 изображена кривая зависимости интен-
сивности потока отказов q системы нефтедобычи при ограниче-
нии режима электропотребления нефтепромыслового оборудования

с временным резервированием на время t_B , равное времени заполнения свободного объема аварийного резервуара t_V .

На рисунке 5.11 представлена кривая изменения интенсивности потока отказов системы нефтедобычи с временным резервированием в зависимости от времени заполнения свободного объема аварийного резервуара при времени ограничения режима электропотребления нефтепромыслового оборудования $t_B = 1,5$ ч.

В табл. 5.3 даны выражения для расчета риска останова системы нефтедобычи при различных значениях интенсивности потока отказа системы нефтедобычи.

На рис. 5.12 представлены кривые изменения риска $R(t)$ при разной интенсивности потока отказов системы нефтедобычи в условиях ограничения режима электропотребления ДНС для летнего времени.

Анализ рис. 5.12 показал, что при ограничении мощности с течением времени риск отказов функционирования системы нефтедобычи увеличивается, так, при $q = 0,25, \text{ч}^{-1} \oplus$ приближается к значению, равному 0,17. Увеличение свободного объема аварийного резервуара на 10—15% при неизменном времени ограничения способствует уменьшению риска на 50%.

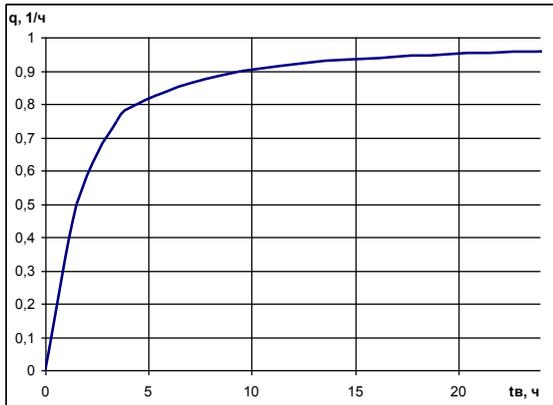


Рис. 5.10. Кривая изменения интенсивности потока отказов системы нефтедобычи от времени ограничения режима электропотребления нефтепромыслового оборудования с временным резервированием при $t_B = t_V$

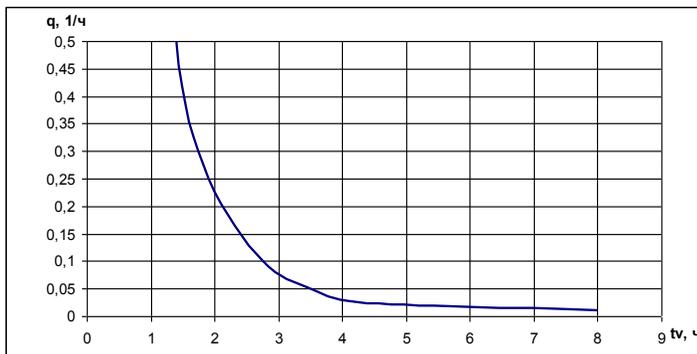


Рис. 5.11. Кривая изменения интенсивности потока отказов системы нефтедобычи с временным резервированием от времени заполнения свободного объема аварийного резервуара при времени ограничения режима электропотребления нефтепромышленного оборудования при $t_B = 1,5$ ч

При $t \rightarrow \infty$ значение риска $R(t \rightarrow \infty)$ соответствует останову системы добычи нефти с временным резервированием в режиме ограничения электропотребления объектов нефтедобычи (ДНС, КСП) при дефиците мощности в энергосистеме, так, при $q = 0,25$ риск $R(t \rightarrow \infty) = 0,09$.

Таблица 5.3

Выражения для расчета риска останова системы нефтедобычи

Значение интенсивности потока отказов q	Выражение для расчета риска $R(t)$ останова системы нефтедобычи
0,01	$0.009343412508 + 4.07160134210^{-7} e^{-2.042010353 t} - 0.01016812027 e^{-0.9979802886 t} + 0.000824300605 e^{-0.1780323579 t}$
0,025	$3.35277099810^{-7} e^{-2.042010424 t} - 0.02607991443 e^{-0.9948370415 t} + 0.004814974857 e^{-0.1961755347 t} + 0.02126460429$
0,05	$0.03700210505 + 2.10967366510^{-7} e^{-2.042010543 t} - 0.05456946504 e^{-0.9892660440 t} + 0.01756714904 e^{-0.2267464126 t}$

0,1	$-5.56295607710^{-8} e^{-2.042010791 t} - 0.1207720914 e^{-0.9766404120 t} + 0.06203444462 e^{-0.2893717974 t} + 0.05873770246$
0,25	$0.09070784090 - 0.000001024594358 e^{-2.042011607 t} - 0.4893895697 e^{-0.9171969527 t} + 0.3986827535 e^{-0.4988144398 t}$
0,5	$-0.0000034 e^{-2.042 t} + (-0.0554 + 0.86831) e^{(-0.833 - 0.23471) t} + (-0.0554 - 0.86831) e^{(-0.833 + 0.23481) t} + 0.110812$

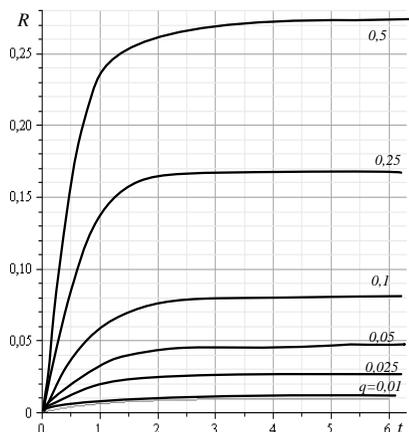


Рис. 5.12. Кривые изменения риска $R(t)$ останова системы нефтедобычи при разной интенсивности потока отказов системы нефтедобычи в условиях ограничения режима электропотребления ДНС для летнего времени

При $t \rightarrow \infty$ значение риска $R(t \rightarrow \infty)$ соответствует останову системы добычи нефти с временным резервированием в режиме ограничения электропотребления объектов нефтедобычи (ДНС, КСП) при дефиците мощности в энергосистеме, так, при $q = 0,25$ риск $R(t \rightarrow \infty) = 0,09$.

В табл. 5.4 представлены значения риска $R(t \rightarrow \infty)$. Из представленных данных следует, что увеличение свободного объема аварийного резервуара способствует уменьшению риска отказов системы нефтедобычи при аварийных отказах систем электроснабжения нефтяного оборудования с временным резервированием.

Таблица 5.4

**Зависимость значения риска $R(t \rightarrow \infty)$ от времени заполнения
свободного объема аварийного резервуара**

Интенсивность потока отказов системы нефтедобычи с временным резервированием $q, 1/\text{ч}$	Время заполнения свободного объема аварийного резервуара, ч	Риск $R(t \rightarrow \infty)$
0,025	4,25	0,021
0,05	3,7	0,037
0,1	2,75	0,059
0,25	1,9	0,09
0,5	1,4	0,11

5.8.2. Расчет риска останова для зимнего времени

Величина риска для стратегии 4 зависит от свободного объема AP , продолжительности ограничения мощности и температуры окружающей среды, которые функционально определяют параметры q и θ .

Получен график зависимости времени замерзания нефтяных скважин от температуры воздуха (рис. 5.13) для Федоровского нефтяного месторождения.

В табл. 5.5 даны выражения для расчета риска отказа функционирования при $q = 0,1$.

Получены кривые зависимости риска $R(t)$ для зимнего времени (стратегия 4) от параметров q и θ , где θ — интенсивность потока отказов скважины, связанная с ее замерзанием, которая зависит от температуры окружающей среды. На рис. 5.14 представлены кривые $R(t)$ при различных значениях θ и $q = 0,1$. Из рис. 5.14 следует, что при увеличении интенсивности замерзания скважины θ риск отказа системы нефтедобычи увеличивается. Величина риска в зимнее время при температуре -40° ($\theta = 0,75$) по сравнению с летним больше на 50% при 3 часах времени ограничения режима потребления.

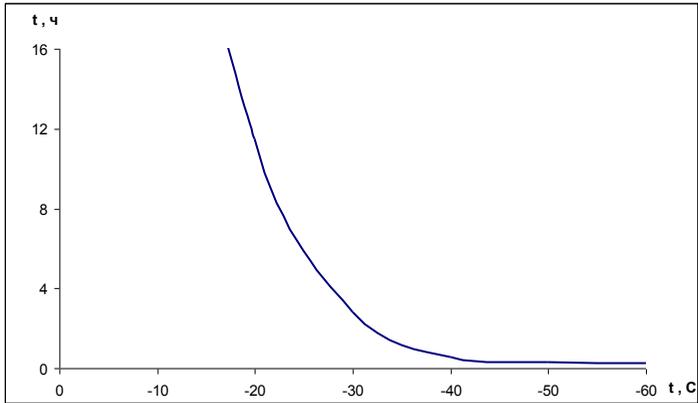
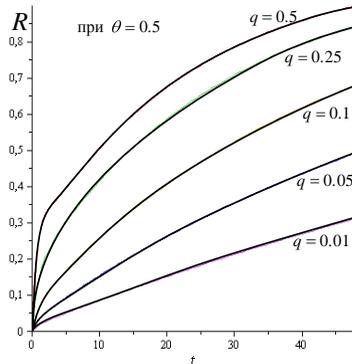
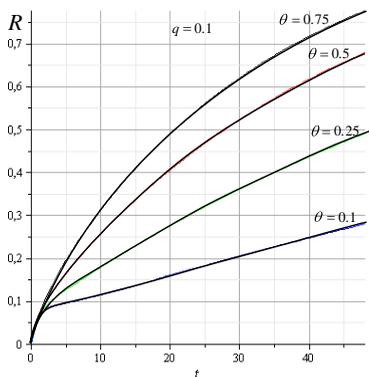


Рис. 5.13. Зависимость времени замерзания нефтяных скважин от температуры воздуха

Таблица 5.5

Выражения для расчета риска останова системы нефтедобычи при $q = 0,1$

Значение интенсивности замерзания скважины $\theta, \text{ч}^{-1}$	Температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	Выражение для расчета риска $R(t)$
0,1	-27	$-5.84683 \cdot 10^{-8} e^{-2.042 t} - 0.09622 e^{-1.08153 t} + 0.033026 e^{-0.27899 t} - 0.93681 e^{-0.0055 t} + 1$
0,25	-30	$-6.40546517910^{-8} e^{-2.042010789 t} - 0.07198980732 e^{-1.236351860 t} + 0.002622440413 e^{-0.2670930147 t} - 0.9306325692 e^{-0.01256733639 t} + 1$
0,5	-40	$1. - 8.011910^{-8} e^{-2.042 t} - 0.04843 e^{-1.49099 t} - 0.0297 e^{-0.2531 t} - 0.92187 e^{-0.022 t}$
0,75	-50	$1.23 \cdot 10^{-7} e^{-2.048 t} - 0.035 e^{-1.743 t} - 0.050 e^{-0.243 t} - 0.915 e^{-0.029 t} + 1$



а)

б)

Рис. 5.14. Кривые изменения риска $R(t)$ останова системы нефтедобычи: а) при $q = 0,1$; б) при $\theta = 0,5$

На рис. 5.15 и 5.16 представлены кривые изменения риска $R(t)$ при различных значениях θ и q .

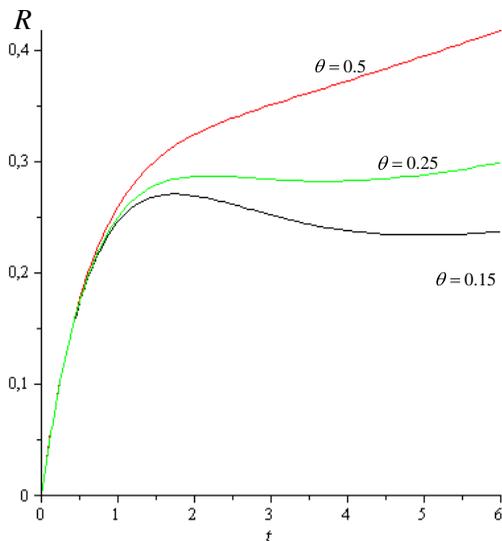


Рис. 5.15. Кривые изменения риска $R(t)$ останова системы нефтедобычи при различных значениях θ и $q = 0,5$

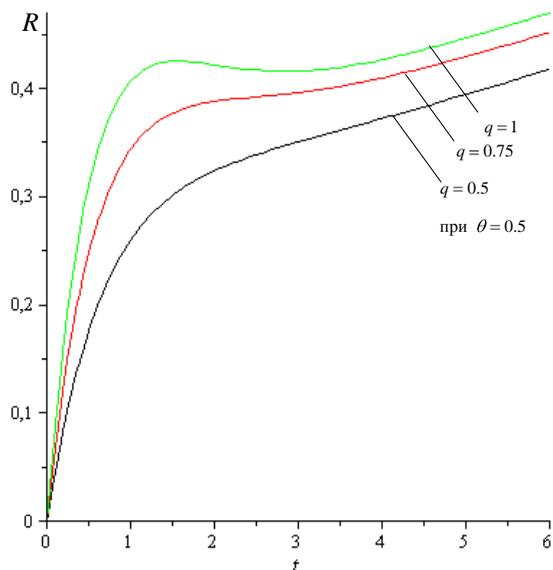


Рис. 5.16. Кривые изменения риска $R(t)$ останова системы нефтедобычи при различных значениях q и $\theta = 0,5$

Таким образом, при составлении графиков аварийного ограничения должны учитываться последствия, критическое время отключения, приводящее к нарушениям технологического процесса технологии добычи, сбора, подготовки нефти и попутного нефтяного газа, стратегии распределения заданных объемов аварийных ограничений и время года (сезонность). Если ограничивается электропотребление объектов нефтедобычи с временным резервированием, то в этом случае целесообразно оценивать риск останова НС при заполнении свободного объема АР.

Глава 6

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НЕФТЕДОБЫЧИ, СОДЕРЖАЩЕГО ЭЛЕКТРОПРИВОД ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Необходимость анализа быстропротекающих процессов, возникающих в электромеханических системах, как в нормальных, так и в особых режимах работы, приводит к необходимости математического моделирования с определенной точностью всех составляющих такой системы [132]. Современные методы и средства численного моделирования позволяют учесть сложные взаимосвязи электрической, магнитной и механической подсистем, в том числе, например, влияние на систему несимметрии фазных обмоток статора и ротора, реального качества электрической энергии. При построении математической модели, учитывающей указанные взаимосвязи, будет получена система смешанных дифференциально-алгебраических уравнений.

$$\frac{d\psi}{dt} = f(i, t),$$
$$\psi = g(i, t).$$

Традиционным способом решения таких систем является приведение их к нормальной форме Коши и применение одного из распространенных численных методов (Рунге-Кутта, Адамса-Башфорта и др.). Операция приведения системы уравнений к нормальной форме Коши является трудоемкой, а зачастую, при наличии нелинейностей в моделях отдельных элементов системы, не имеет аналитического решения.

Для решения систем смешанных дифференциально-алгебраических уравнений без приведения к нормальной форме Коши разработан ряд численных методов [133], специально ориентированных на специфические свойства математических моделей электротехнических комплексов (ЭТК):

- смешанная система дифференциально-алгебраических уравнений;
- наличие свойства жесткости математической модели (из-за большого различия постоянных времени переходных процессов в электрической, магнитной и механической подсистемах).

В данной главе построена математическая модель ЭТК «Сеть — асинхронный электродвигатель — насосный агрегат» с одинаковыми уровнями адекватности допущений для моделей физически разнородных подсистем и с учетом их взаимосвязей. Реализована численная модель ЭТК «Сеть — асинхронный электродвигатель — насосный агрегат» в программном продукте «AdPump» в среде визуального программирования Delphi с применением специализированных численных методов [133], алгоритма и визуальных компонентов MIntegr и MVisual [134].

6.1. Построение математической модели электромагнитной подсистемы ЭТК

Общая модель ЭТК содержит модель электрической машины, модель системы управления и модель технологического механизма. Динамические переменные моделей составных частей ЭТК находятся в глубокой взаимосвязи между собой и оказывают взаимовлияние друг на друга. В этом смысле и сами процессы в ЭТК, и его разработка и проектирование как связанной системы оказываются значительно сложнее, чем каждый его элемент в отдельности.

Использование современных устройств управления различными координатами электропривода, влияние качества электрической энергии на технологические параметры и надежность систем приводят к необходимости использования математических моделей в непреобразованных — фазных координатах.

Развитию и освещению теории асинхронных электродвигателей посвящено достаточно большое количество трудов отечественных и зарубежных ученых. При этом следует отметить, что в основном в них рассматривается вопрос исследования переходных процессов в асинхронных двигателях с обычными

короткозамкнутыми роторами при различных режимах работы. Кроме того, большое количество технологических механизмов с регулируемым асинхронным приводом имеет развитую механическую подсистему, оказывающую значительное влияние на динамику всего механизма.

Реальные асинхронные двигатели являются сложными электромеханическими преобразователями энергии. Для полного описания свойств, характеризующих огромное количество свойств асинхронной машины, а также ее внутренних и внешних связей, необходимо применять законы различных наук, таких как электродинамика, термодинамика, механика и т.д. Для того чтобы получить адекватное представление о динамических процессах, протекающих в реальном физическом объекте, частным случаем которого является ЭТК, содержащий асинхронный электропривод, необходимо решить ряд взаимосвязанных задач:

- составить в соответствии с поставленными задачами исследования адекватные друг другу по уровню допущений идеализированные схемы отдельных подсистем и системы в целом (физическое моделирование);

- записать, в соответствии с основополагающими законами, системы уравнений, описывающих поведение комплекса в целом в интересующих режимах его работы;

- выбрать наиболее пригодные современные математические методы, реализованные в программных продуктах, вычислительную технику, соответствующую требованиям поставленной исследовательской задачи, и решить полученную на предыдущем этапе систему дифференциально-алгебраических уравнений;

- проверить соответствия расчетных характеристик реальным физическим процессам, при неудовлетворительном результате — уточнить модели на этапах физического и математического моделирования;

- использовать полученные расчетные характеристики для задач анализа и синтеза при исследовании существующих, а также для оптимизации характеристик при разработке и проектировании новых электротехнических комплексов.

При моделировании электротехнических комплексов, в состав которых входит асинхронный двигатель, основными общепринятыми допущениями являются следующие:

1. Не учитываются:
 - 1.1. процессы и потери в контурах шихтованных сердечников стали статора и ротора;
 - 1.2. емкостные токи в двигателе;
 - 1.3. волновые процессы в модели фазных обмоток статора и ротора.
2. Обмотки состоят из последовательно включенных активного сопротивления и собственной индуктивности.
3. Воздушный зазор в машине считается равномерным.
4. Рассматривается только первая гармоника электрических и магнитных величин.
5. При рассмотрении асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором обмотка ротора заменяется эквивалентной обмоткой, обладающей числом фаз, равным числу фаз обмотки статора.

Благодаря большому вкладу отечественных и зарубежных ученых накоплен значительный опыт моделирования динамических режимов асинхронной машины. На основании принятых допущений, для моделирования переходных процессов асинхронного двигателя исходной является математическая модель, записанная в реальных фазных (естественных) координатах. Поскольку дифференциальные уравнения, входящие в модель асинхронного двигателя в фазной системе координат, содержат периодические и нелинейные коэффициенты, то для такой системы уравнений невозможно получить аналитического решения в общем виде.

Математическая модель, записанная в фазной системе координат, позволяет исследовать несимметричные режимы работы асинхронного электропривода, т.е. динамику при изменении параметров одной или нескольких фаз статора и ротора, несимметрию питающего напряжения и т.д. Таким образом, возможно решение системы уравнений, составляющих математическую модель сложного электротехнического комплекса, записанную непосредственно по законам Кирхгофа, без преобразования к нормальной форме Коши. Использование методов, обладающих свойством жесткой устойчивости, оптимально для решения жестких задач, что означает возможность введения в общую математическую модель электротехнического комплекса непрерывных моделей быстродействующих электронных (диод, тиристор, транзистор) и релейных приборов и одновременный учет «медленных»

механических (гидравлических) и термодинамических процессов. Кроме того, решение задачи в естественной системе координат позволяет непосредственно определять из дифференциальных уравнений величины, которые можно проверить экспериментально, т.е. измерить их.

Для двух трехфазных систем электромагнитно связанных контуров и выбранного направления токов, используя второй закон Кирхгофа и закон Фарадея (закон электромагнитной индукции), уравнения электромагнитного равновесия (уравнения напряжений) можно записать в виде (индексы A, B, C относятся к фазам обмоток статора, а индексы a, b, c — к фазам обмоток ротора):

— для обмоток статора

$$\begin{aligned} \frac{d\Psi_A}{dt} &= u_A - R_A i_A, \quad u_A = f(t, \omega, M, \dots), \\ \frac{d\Psi_B}{dt} &= u_B - R_B i_B, \quad u_B = f(t, \omega, M, \dots), \\ \frac{d\Psi_C}{dt} &= u_C - R_C i_C, \quad u_C = f(t, \omega, M, \dots); \end{aligned} \quad (6.1)$$

— для обмоток ротора

$$\begin{aligned} \frac{d\Psi_a}{dt} &= -R_a i_a, \quad R_a = f(t, \omega, M) \\ \frac{d\Psi_b}{dt} &= -R_b i_b, \quad R_b = f(t, \omega, M) \\ \frac{d\Psi_c}{dt} &= -R_c i_c, \quad R_c = f(t, \omega, M). \end{aligned} \quad (6.2)$$

u — мгновенные значения фазных напряжений;

i — мгновенные значения фазных токов;

R — активные сопротивления фаз;

Ψ — полные потокосцепления фаз.

Полные потокосцепления фаз определяются суммами произведений собственных индуктивностей фаз на токи в данных фазах и взаимных индуктивностей между данной фазой и другими фазами на токи в других фазах:

$$\begin{aligned}
\Psi_A &= L_A i_A + M_{AB} i_B + M_{AC} i_C + m_{Aa} i_a + m_{Ab} i_b + m_{Ac} i_c, \\
\Psi_B &= M_{BA} i_A + L_B i_B + M_{BC} i_C + m_{Ba} i_a + m_{Bb} i_b + m_{Bc} i_c, \\
\Psi_C &= M_{CA} i_A + M_{CB} i_B + L_C i_C + m_{Ca} i_a + m_{Cb} i_b + m_{Cc} i_c, \\
\Psi_a &= m_{aA} i_A + m_{aB} i_B + m_{aC} i_C + L_a i_a + M_{ab} i_b + M_{ac} i_c, \\
\Psi_b &= m_{bA} i_A + m_{bB} i_B + m_{bC} i_C + M_{ba} i_a + L_b i_b + M_{bc} i_c, \\
\Psi_c &= m_{cA} i_A + m_{cB} i_B + m_{cC} i_C + M_{ca} i_a + M_{cb} i_b + L_c i_c,
\end{aligned} \tag{6.3}$$

где L — собственные индуктивности фаз; M — взаимные индуктивности между фазами одной и той же обмотки; m — мгновенные значения взаимных индуктивностей между фазами обмоток статора и ротора.

Поскольку обмотка ротора вращается относительно обмотки статора, величина взаимных индуктивностей между фазами обмоток статора и ротора зависит от угла между осями фаз обмоток. Если оси обмоток фаз статора и ротора совпадают, взаимная индуктивность достигает максимального значения. Если сдвиг осей равен 90° и 270° электрических градусов, взаимная индуктивность между этими фазами равна нулю. Угол сдвига осей одноименных и разноименных обмоток фаз статора и ротора можно записать так:

$$\begin{aligned}
\gamma_{Aa} &= \gamma_{aA} = \gamma_{Bb} = \gamma_{bB} = \gamma_{Cc} = \gamma_{cC} = p\gamma, \\
\gamma_{Ab} &= \gamma_{bA} = \gamma_{Bc} = \gamma_{cB} = \gamma_{Ca} = \gamma_{aC} = p\gamma + \frac{2}{3}\pi, \\
\gamma_{Ac} &= \gamma_{cA} = \gamma_{Ba} = \gamma_{aB} = \gamma_{Cb} = \gamma_{bC} = p\gamma - \frac{2}{3}\pi,
\end{aligned} \tag{6.4}$$

где p — число пар полюсов.

Определить мгновенные значения взаимных индуктивностей между фазами всех обмоток статора и ротора можно следующим образом

$$m = M_{\max} \cos \gamma, \tag{6.5}$$

где M_{\max} — максимальное значение взаимоиндукции между соответствующими фазами обмоток; γ — угол между осями соответствующих фаз обмоток.

С учетом равенств (6.4) и (6.5) выражения (6.3) для полных потокоцеплений фаз принимают вид

$$\begin{aligned}
 \Psi_A &= L_A i_A + M_{AB} i_B + M_{AC} i_C + M_{Aa} i_a \cos p\gamma - \\
 &- M_{Ab} i_b \left(\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) + \\
 &+ M_{Ac} i_c \left(-\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) \\
 \Psi_B &= M_{BA} i_A + L_B i_B + M_{BC} i_C + M_{Ba} i_a \left(-\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) + \\
 &+ M_{Bb} i_b \cos p\gamma - M_{Bc} i_c \left(\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) \\
 \Psi_C &= M_{CA} i_A + M_{CB} i_B + L_C i_C - M_{Ca} i_a \left(\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) + \\
 &+ M_{Cb} i_b \left(-\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) + M_{Cc} i_c \cos p\gamma \\
 \Psi_a &= M_{aA} i_A \cos p\gamma + M_{aB} i_B \left(-\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) - \\
 &- M_{aC} i_C \left(\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) + L_a i_a + M_{ab} i_b + M_{ac} i_c \\
 \Psi_b &= -M_{bA} i_A \left(\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) + M_{bB} i_B \cos p\gamma + \\
 &+ M_{bC} i_C \left(-\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) + M_{ba} i_a + L_b i_b + M_{bc} i_c
 \end{aligned} \tag{6.6}$$

$$\begin{aligned} \Psi_c = & M_{cA} i_A \left(-\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) - \\ & - M_{cB} i_B \left(\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) + \\ & + M_{cC} i_C \cos p\gamma + M_{ca} i_a + M_{cb} i_b + L_c i_c \end{aligned}$$

При заданных параметрах питающего напряжения, активных сопротивлениях, собственных и взаимных индуктивностях фаз статора и ротора система из шести дифференциальных (6.1)–(6.2) и шести алгебраических уравнений (6.6) содержит шесть неизвестных токов $i_A, i_B, i_C, i_a, i_b, i_c$. Система уравнений (6.1)–(6.2), (6.6) пригодна для исследования динамических режимов асинхронной машины при любом виде несимметрии фаз обмоток статора и ротора и несимметрии питающего напряжения.

Дальнейшее упрощение системы алгебраических уравнений (6.6) связано с общепринятым допущением, что максимальные значения взаимных индуктивностей всех фаз обмоток статора и ротора равны между собой. Таким образом, можно записать

$$\begin{aligned} M_{AB} = M_{BA} = M_{AC} = M_{CA} = M_{BC} = M_{CB} = \\ = M_{ab} = M_{ba} = M_{ac} = M_{ca} = M_{bc} = M_{cb} = , \quad (3.7) \\ = M \cos\left(\frac{2}{3}\pi\right) = M \cos\left(\frac{2}{3}\pi\right) = -\frac{1}{2}M \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} M_{Aa} = M_{aA} = M_{Bb} = M_{bB} = M_{Cc} = M_{cC} = \\ = M_{Ab} = M_{bA} = M_{Ac} = M_{cA} = M_{Ba} = M_{aB} = , \\ = M_{Bc} = M_{cB} = M_{Ca} = M_{aC} = M_{Cb} = M_{bC} = M \end{aligned}$$

где M — максимальное значение взаимных индуктивностей между фазами обмоток статора и ротора. С учетом (3.7) уравнения (3.6) принимают вид

$$\begin{aligned}
\Psi_A &= L_A i_A - \frac{1}{2} M i_B + i_C + M [i_a \cos p\gamma - \\
&- i_b \left(\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) + i_c \left(-\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right)], \\
\Psi_B &= L_B i_B - \frac{1}{2} M i_A + i_C + M [i_a \left(-\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) + \\
&+ i_b \cos p\gamma - i_c \left(\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right)], \\
\Psi_C &= L_C i_C - \frac{1}{2} M i_A + i_B + M [-i_a \left(\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) + \\
&+ i_b \left(-\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) + i_c \cos p\gamma], \quad (6.8)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Psi_a &= M [i_A \cos p\gamma + i_B \left(-\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) - \\
&- i_C \left(\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right)] + L_a i_a - \frac{1}{2} M i_b + i_c
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Psi_b &= M [-i_A \left(\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) + i_B \cos p\gamma + \\
&+ i_C \left(-\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right)] + L_b i_b - \frac{1}{2} M i_a + i_c
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Psi_c &= M [i_A \left(-\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) - \\
&- i_B \left(\frac{1}{2} \cos p\gamma + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin p\gamma \right) + i_C \cos p\gamma] + L_c i_c - \frac{1}{2} M i_a + i_b
\end{aligned}$$

При исследовании переходных процессов в электроприводе необходимо знать мгновенные значения электромагнитного момента асинхронного двигателя. Он определяется частной производной по геометрическому углу поворота ротора γ от общего запаса электромагнитной энергии

$$M_e = \frac{\partial W_{эм}}{\partial \gamma}. \quad (6.9)$$

Величина электромагнитной энергии $W_{эм}$ в любой момент времени определяется как

$$W_{эм} = \frac{1}{2} \Psi_A i_A + \Psi_B i_B + \Psi_C i_C + \Psi_{a'a} i_a + \Psi_{b'b} i_b + \Psi_{c'c} i_c. \quad (6.10)$$

В создании электромагнитного момента участвуют только зависящие от угла поворота ротора составляющие электромагнитной энергии. Получим выражение для электромагнитного момента асинхронного электродвигателя. Для этого подставим в уравнение (6.10) выражения для полных потокосцеплений фаз (6.8) и возьмем частную производную по углу сдвига осей фаз обмоток статора и ротора. После преобразований получим уравнение для мгновенного значения электромагнитного момента, выраженного через реальные фазные токи обмоток статора и ротора и взаимную индуктивность между ними в зависимости от угла поворота ротора в следующем виде

$$M_e = \frac{1}{2} pM [(-2 i_A i_a + i_B i_b + i_C i_c + i_A i_b + i_A i_c + i_B i_a + i_B i_c + i_C i_a + i_C i_b) \sin(p\gamma) + \sqrt{3} i_A i_c + i_B i_a + i_C i_b - i_A i_b - i_B i_c - i_C i_a \cos(p\gamma)] \quad (6.11)$$

При исследованиях электромеханических переходных процессов уравнения равновесия напряжений и уравнение электромагнитного момента должны быть дополнены уравнением движения (второй закон Ньютона)

$$M_e = J \frac{d^2 \gamma}{dt^2} + M_m t, \gamma, \omega, \dots \quad (6.12)$$

Учитывая, что

$$\frac{d\gamma}{dt} = \omega \quad (6.13)$$

(3.12) можно переписать в виде обыкновенного дифференциального уравнения первого порядка

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J} M_e - M_m(t, \gamma, \omega, \dots) \quad , \quad (6.14)$$

где J — приведенный к валу двигателя суммарный момент инерции электропривода;

ω — угловая скорость вращения вала электродвигателя;

$M_m(t, \gamma, \omega, \dots)$ — приведенный к валу двигателя момент сопротивления рабочего механизма, который в общем случае является функцией различных параметров и координат электропривода: времени, угла поворота, скорости и пр.

6.2. Математическая модель механической подсистемы ЭТК

В нефтяной промышленности большое количество технологических устройств в электроприводе представляют собой различные насосные агрегаты.

При моделировании механической подсистемы ЭТК, как правило, используется одномассовая модель с параметрами, приведенными в валу ротора электродвигателя. В этом случае:

- упругость всех механических связей считается бесконечно большой;
- суммарный зазор в механической подсистеме принимается равным нулю.

Обобщенный вид математической модели технологического устройства представляет собой полином

$$M_m = M_0 + (M_n - M_0) \cdot \left[\frac{\omega}{\omega_n} \right]^a$$

где M_0 — начальный момент сопротивления вращающегося механизма (при трогании);

M_n — момент сопротивления при номинальной нагрузке;

ω — угловая скорость вращения вала механизма (электродвигателя);

ω_n — номинальная угловая скорость вращения вала механизма;

α — показатель степени механической характеристики технологического устройства (механизма).

Широкое распространение в нефтяной промышленности имеют центробежные насосы, для которых момент сопротивления зависит от скорости следующим образом [135]:

$$M_M = \begin{cases} M_0 + (M_n - M_0) \cdot \frac{\omega}{\omega_n} \cdot q, & \text{при } \omega > \omega_{\text{гр}} \\ M_0, & \text{при } \omega \leq \omega_{\text{гр}} \end{cases},$$

где $\omega_{\text{гр}} = \omega_n \cdot \sqrt{\frac{H_c}{H_0}}$ — граничная скорость, определяющая границу между рабочим и холостым режимами насоса;

$$q = \sqrt{\frac{H_0 \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_n}\right)^2 - H_c}{H_0 - H_c}} \text{ — подача насоса в относительных единицах;}$$

H_c — статический напор;

H_0 — напор насоса при нулевой подаче.

6.3. Результаты численного моделирования динамики ЭТК «Сеть — асинхронный электродвигатель — насосный агрегат»

Численный эксперимент проводился для насосного агрегата, оснащенного асинхронным электродвигателем с короткозамкнутым ротором. В данной работе приведены результаты динамики ЭТК при его запуске и выходе на установившийся режим.

Паспортные данные и параметры математической модели асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором, входящего в состав насосного агрегата:

- номинальная мощность $P_n = 200$ кВт;
- номинальное фазное напряжение $U_n = 230$ В;
- номинальная скорость $S_n = 1,3\%$;
- число пар полюсов $p = 3$;
- номинальная частота питающего напряжения $f_n = 200$ Гц;
- номинальный к.п.д. $\eta_n = 0,94$;
- номинальный коэффициент мощности $\cos \varphi_n = 0,9$ кВт;
- сопротивления статорных обмоток $R_s = 0,01179$ ом; ;
- сопротивления роторных обмоток $R_r = 0,00939$ ом;
- сопротивления взаимоиндукции $x_{\mu} = 2,41668$ ом;
- сопротивления рассеяния статорных обмоток $x_{\sigma_s} = 0,05961$ ом;
- сопротивления рассеяния роторных обмоток $x_{\sigma_r} = 0,00939$ ом;
- момент инерции ротора $J_{\text{АД}} = 8,8$ кг · м².

Для анализа динамики крупных асинхронных электродвигателей необходимо учесть существенное влияние эффекта вытеснения тока в обмотке ротора при высоком скольжении. Таким образом, при пуске насосного агрегата сопротивление статорных обмоток является функцией скольжения $R_{s_{\text{дин}}} = f(s)$.

Элементы визуального интерфейса программного продукта «AdPump» для расчета динамических режимов ЭТК «Сеть — асинхронный электродвигатель — насосный агрегат» представлены на рисунках 6.1–6.2.

Расчетные осциллограммы пуска насосного агрегата, полученные по математической модели фазной системе координат, представлены на рисунках 6.3–6.5.

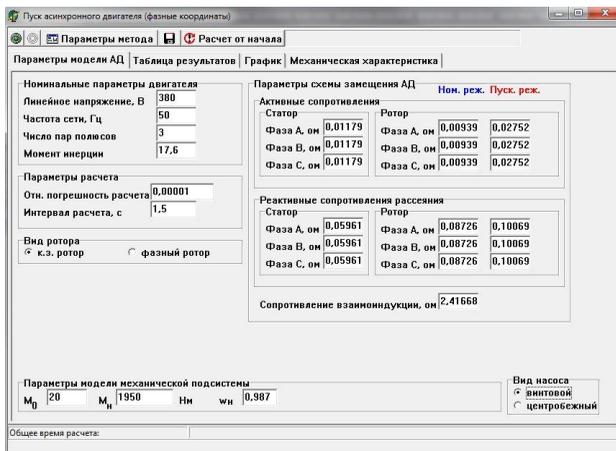


Рис. 6.1. Интерфейс программного продукта «AdPump» — вкладка ввода параметров математической модели

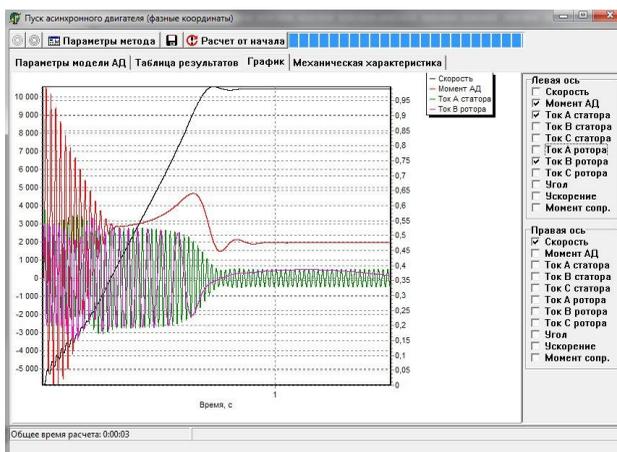


Рис. 6.2. Интерфейс программного продукта «AdPump» — вкладка графического представления результатов расчета динамики ЭТК

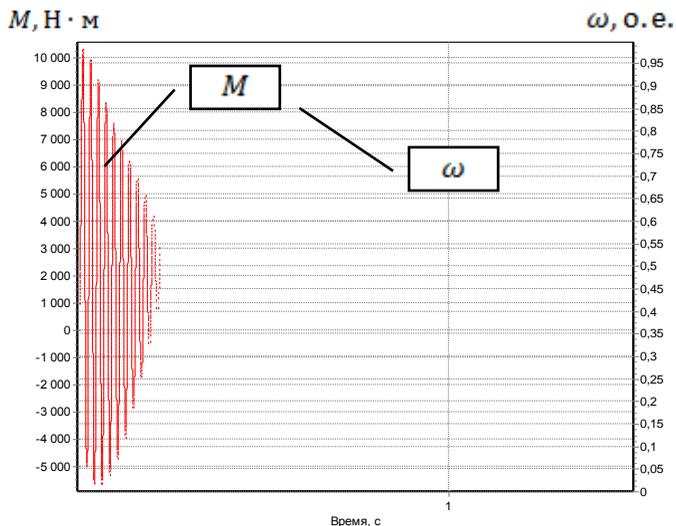
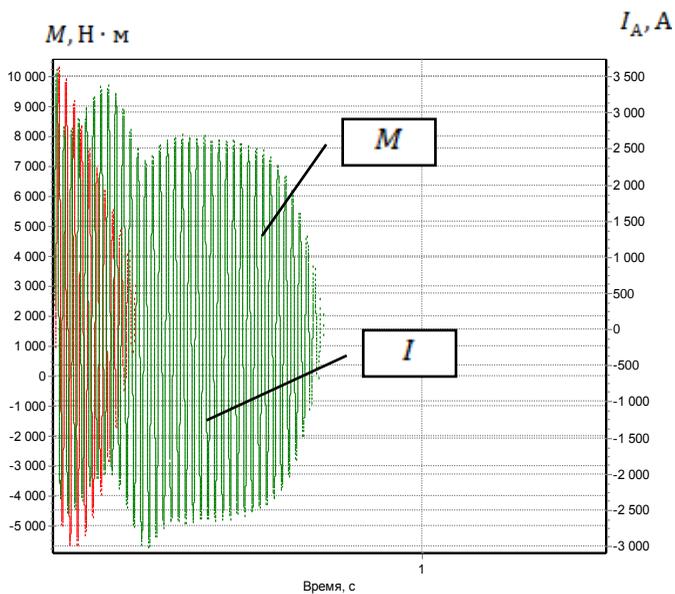


Рис. 6.3. Расчетная осциллограмма скорости и электромагнитного момента



6.4. Расчетная осциллограмма тока фазы А статора асинхронного двигателя и электромагнитного момента

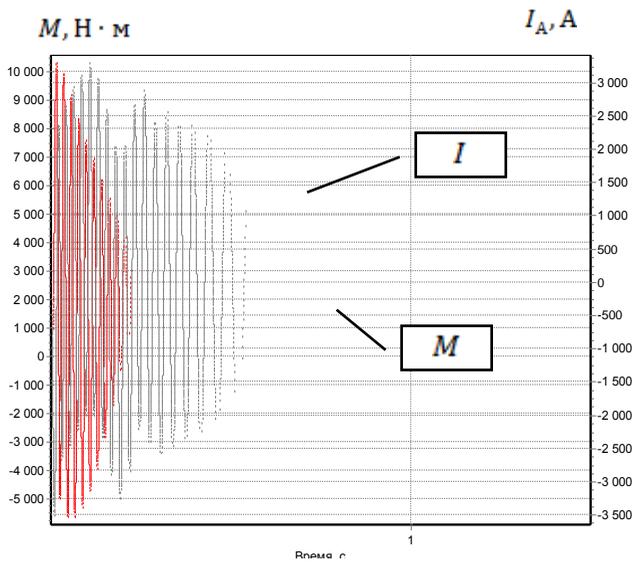


Рис. 6.5. Расчетная осциллограмма тока фазы А ротора асинхронного двигателя и электромагнитного момента

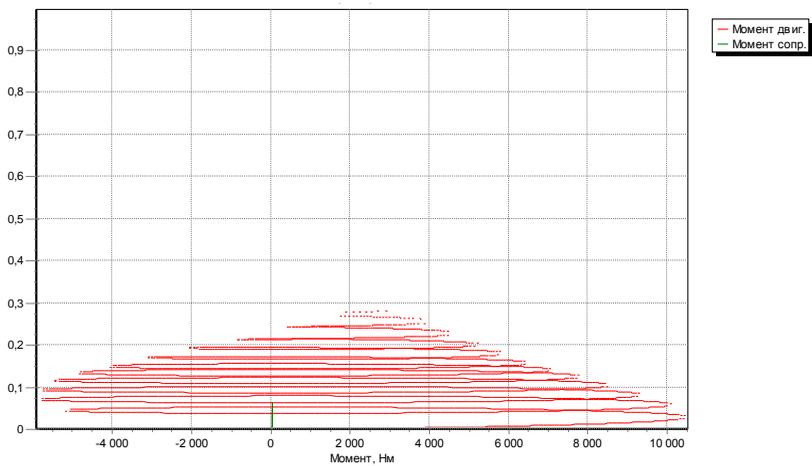


Рис. 6.6. Механическая характеристика

Таким образом, на основе известных математических моделей подсистем построена математическая модель ЭТК — «Сеть — асинхронный электродвигатель — насосный агрегат» с одинаковыми уровнями адекватности допущений для моделей физически разнородных подсистем и с учетом их взаимосвязей. Реализована численная модель ЭТК — «Сеть — асинхронный электродвигатель — насосный агрегат» в программном продукте «AdPump» в среде визуального программирования Delphi с применением проблемно-ориентированных численных методов [133], алгоритма и специализированных визуальных компонентов MIntegr и MVisual [134].

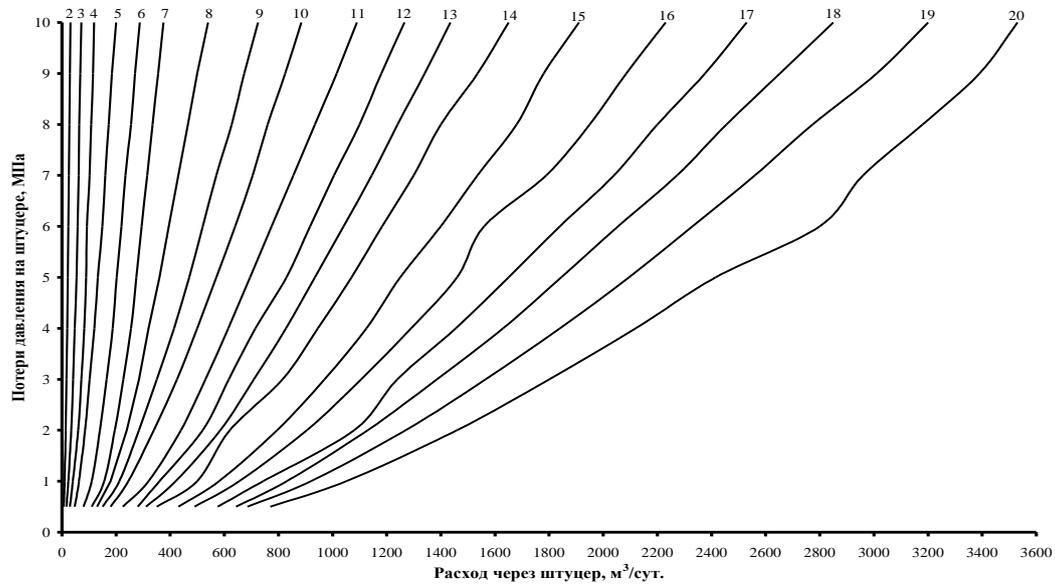
Разработанный продукт позволяет для ЭТК, имеющих разнообразные параметры:

- получить динамические характеристики ЭТК в различных режимах работы (пуск, торможение, сброс — наброс нагрузки);
- определить влияние показателей качества электрической энергии (несинусоидальность, несимметрия питающего напряжения, отклонения величины напряжения и пр.) на энергетические показатели ЭТК.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Параметры скважинных штуцеров



Примечание: на графике цифрами 2...20 указаны диаметры штуцеров.

Исходные данные для имитационной модели системы ППД

1. Высоконапорные водоводы	
Параметр:	Тип данных и размерность
Месторождение	Имя, 16 знаков
Цех	Имя, 16 знаков
КНС	Имя, 16 знаков
Направление	Имя, 16 знаков
Имя водовода	Имя, 16 знаков
Длина, м	Вещественный, 8 знаков
Диаметр водовода, мм	Вещественный, 3 знака
Толщина стенки, мм	Вещественный, 8 знаков
Год строительства	Целый, 4 знака
Дополнительный коэффициент местного сопротивления, %	Вещественный, 4 знака
Фактический гидравлический диаметр, мм	Вещественный, 3 знака
Фактическая шероховатость, мм	Вещественный, 4 знака

2. Низконапорные водоводы	
Параметр:	Тип данных и размерность
Цех	Имя, 16 знаков
Месторождение	Имя, 16 знаков
Насосная станция	Имя, 16 знаков
Направление	Имя, 16 знаков
Имя водовода	Имя, 16 знаков
Геодзическая отметка начала водовода	Вещественный, 8 знаков
Геодзическая отметка конца водовода	Вещественный, 8 знаков
Диаметр водовода, мм	Вещественный, 3 знака
Толщина стенки, мм	Вещественный, 8 знаков
Год строительства	Целый, 4 знака
Дополнительный коэффициент местного сопротивления, %	Целый, 4 знака
Фактический гидравлический диаметр, мм	Вещественный, 3 знака
Фактическая шероховатость, мм	Вещественный, 4 знака

3. Внутриплощадочные водоводы	
Параметр:	Тип данных и размерность
Цех	Имя, 16 знаков
Месторождение	Имя, 16 знаков
Кустовая насосная станция	Имя, 16 знаков
Водораспределительное устройство	Имя, 16 знаков
Нагнетательная (водозаборная) скважина	Имя, 16 знаков
Имя водовода	Имя, 16 знаков
Длина, м	Вещественный, 8 знаков
Диаметр водовода, мм	Вещественный, 3 знака
Толщина стенки, мм	Вещественный, 8 знаков
Год строительства	Целый, 4 знака
Дополнительный коэффициент местного сопротивления, %	Целый, 4 знака
Фактический гидравлический диаметр, мм	Вещественный, 3 знака
Фактическая шероховатость, мм	Вещественный, 4 знака

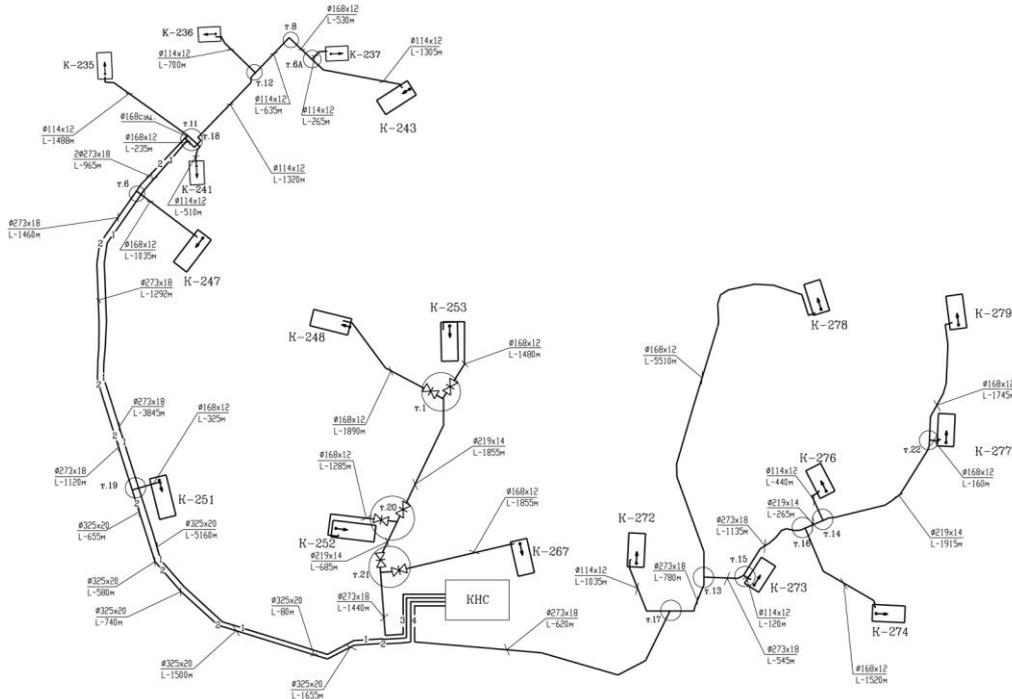
4. Сетевая задвижка	
Параметр:	Тип данных и размерность
Цех	Имя, 16 знаков
Месторождение	Имя, 16 знаков
Насосная станция	Имя, 16 $t_B < t_V$ знаков
Имя задвижки	Имя, 16 знаков
Диаметр задвижки, мм	Вещественный, 3 знака
Открытие задвижки, %	Целый, 4 знака

5. Задвижка на устье скважины	
Параметр:	Тип данных и размерность
Цех	Имя, 16 знаков
Месторождение	Имя, 16 знаков
Куст	Имя, 16 знаков
Имя задвижки	Имя, 16 знаков
Имя узла начала задвижки	Имя, 16 знаков
Имя узла конца задвижки	Имя, 16 знаков
Диаметр задвижки, мм	Вещественный, 3 знака
Открытие задвижки, %	Целый, 4 знака

6. Задвижка насосной станции	
Параметр:	Тип данных и размерность
Цех	Имя, 16 знаков
Месторождение	Имя, 16 знаков
Насосная станция	Имя, 16 знаков
Имя задвижки	Имя, 16 знаков
Имя узла начала задвижки	Имя, 16 знаков
Имя узла конца задвижки	Имя, 16 знаков
Диаметр задвижки, мм	Вещественный, 3 знака
Открытие задвижки, %	Целый, 4 знака

7. Насосный агрегат	
Параметр:	Тип данных и размерность
Месторождение	Имя, 16 знаков
Цех	Имя, 16 знаков
Насосная станция	Имя, 16 знаков
Имя насосного агрегата	Имя, 16 знаков
Тип насосного агрегата	Имя, 16 знаков
Состояние насосного агрегата	Имя, 16 знаков (в работе, в резерве, в ремонте)
Число рабочих колес	Целый, 3 знака
Снижение производительности насосного агрегата, %	Целый, 3 знака
Режим насосного агрегата	Имя, 16 знаков (естественный, на заданное рабочее давление, на заданную производительность)
Заданная производительность, куб. м/час	Вещественный, 4 знака
Заданное рабочее давление, атм.	Вещественный, 4 знака

Схема участка технологической системы поддержания пластового давления нефтяного месторождения



**Результаты расчета потокораспределения в гидравлической сети участка технологической системы
($V_{пл} = 24\,370 \text{ м}^3/\text{сут.}$, использование фонда скважин — 82,5%)**

Участок сети	Давление на участке сети, МПа		Скорость на участке сети, м/с	Расход на участке сети, м ³ /сутки	Потери давления в водоводе на участке сети, атм.	Гидравлический уклон, атм./км	Потери мощности, кВт	Удельные потери мощности, Вт/м ³	КПД водовода, %	Удельные затраты мощности на перекачку, Вт/(м ³ ·км)	Погонные потери мощности в водоводе, кВт/км	Характер течения*
	начало	конец										
Резервуары — блок фильтров (БФ)	0,07	0,07	1,38	24390,0	0,020	0,040	0,730	0,718	96,4	10,3	10,4	3
Вход Агр 1 БФ	0,07	0,07	1,36	24390,0	0,000	0,030	0,100	0,099	99,5	9,9	10,0	3
Вход Агр 2 БФ	0,07	0,07	1,02	18291,0	0,000	0,020	0,044	0,057	99,7	5,7	4,4	2
Вход Агр 3 БФ	0,07	0,07	0,68	12194,0	0,000	0,010	0,014	0,028	99,9	2,8	1,4	2

Вход Агр 4 БФ	0,07	0,07	0,34	6097,0	0,000	0,000	0,002	0,008	100,0	0,8	0,2	2
Вход Агр 5 БФ	0,07	0,07	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	0
Выход Агр 1 БФ	1,95	1,94	4,39	6096,0	0,140	1,420	1,042	4,104	99,3	410,4	104,2	3
Выход Агр 2 БФ	1,95	1,94	4,39	6094,0	0,140	1,420	1,042	4,102	99,3	410,2	104,2	3
Выход Агр 3 БФ	1,95	1,94	4,39	6094,0	0,140	1,420	1,041	4,102	99,3	410,2	104,1	3
Выход Агр 4 БФ	1,95	1,94	4,39	6094,0	0,140	1,420	1,041	4,101	99,3	410,1	104,1	3
Выход Агр 5 БФ	1,94	1,94	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	0
БФ – БКНС-4	1,94	1,93	1,38	24377,0	0,020	0,040	0,729	0,718	99,9	10,3	10,4	3
Вход Агр 1 БКНС	1,93	1,85	3,09	4901,0	0,850	0,680	5,036	24,661	95,5	197,3	40,3	3
Вход Агр 2 БКНС	1,93	1,82	3,60	5721,0	1,130	0,910	7,798	32,715	94,0	261,7	62,4	3
Вход Агр 3 БКНС	1,93	1,80	3,87	6147,0	1,290	1,030	9,562	37,331	93,2	298,6	76,5	3
Вход Агр 4 БКНС	1,93	1,89	2,15	3411,0	0,440	0,350	1,815	12,768	97,7	102,1	14,5	3
Вход Агр 5 БКНС	1,93	1,87	2,64	4197,0	0,640	0,510	3,250	18,588	96,6	148,7	26,0	3
Выход Агр 1 БКНС	21,52	21,38	3,85	4902,0	1,310	1,050	7,737	37,882	99,4	303,1	61,9	3
Выход Агр 2 БКНС	21,58	21,38	4,49	5721,0	1,950	1,560	13,443	56,394	99,1	451,2	107,5	3
Выход Агр 3 БКНС	21,61	21,38	4,83	6148,0	2,230	1,780	16,498	64,408	98,9	515,3	132,0	3
Выход Агр 4 БКНС	21,46	21,38	2,68	3411,0	0,710	0,570	2,909	20,465	99,7	163,7	23,3	3
Выход Агр 5 БКНС	21,49	21,38	3,30	4197,0	1,010	0,810	5,122	29,294	99,5	234,4	41,0	3

БКНС – БРВ	21,38	21,38	1,77	24378,0	0,050	0,070	1,336	1,315	100,0	18,8	19,1	3
БРВ – Т.21	21,38	21,17	1,78	6771,0	2,090	0,150	17,061	60,470	99,0	42,0	11,8	3
Т.21 – К-267	21,17	20,95	1,10	1545,0	2,120	0,110	3,951	61,361	99,0	33,1	2,1	3
Т.21 – Т.20	21,17	20,98	2,11	5226,0	1,780	0,260	11,197	51,419	99,1	75,1	16,3	3
Т.20 – К-252	20,98	20,69	1,61	2266,0	2,920	0,230	7,963	84,331	98,6	65,6	6,2	3
Т.20 – Т.1	20,98	20,80	1,20	2960,0	1,770	0,090	6,289	50,989	99,1	27,1	3,3	3
Т.1 – К-253	20,80	20,69	0,90	1265,0	1,150	0,080	1,757	33,335	99,4	22,5	1,2	2
Т.1 – К-248	20,80	20,54	1,20	1695,0	2,550	0,140	5,211	73,773	98,7	39,0	2,8	3
БРВ – Т.19	21,38	21,23	0,84	4615,0	1,510	0,030	8,410	43,734	99,3	8,5	1,6	2
Т.19 – К-251	21,23	21,16	1,50	2109,0	0,650	0,200	1,648	18,751	99,7	57,7	5,1	3
Т.19 – Т.6	21,23	21,03	0,93	3560,0	1,920	0,040	8,245	55,580	99,1	12,9	1,9	2
Т.19 – Т.6	21,23	21,03	0,93	3560,0	1,920	0,040	8,245	55,580	99,1	12,9	1,9	2
Т.6 – К-247	21,03	20,83	1,45	2040,0	1,950	0,190	4,778	56,224	99,1	54,3	4,6	3
Т.6 – Т.11	21,03	21,00	0,67	2541,0	0,240	0,020	0,731	6,910	99,9	7,2	0,8	2
Т.6 – Т.11	21,03	21,00	0,67	2541,0	0,240	0,020	0,731	6,910	99,9	7,2	0,8	2
Т.11 – К-235	21,00	20,93	0,73	1022,0	0,760	0,050	0,930	21,841	99,6	15,5	0,7	2
Т.11 – Т.18	21,00	20,96	1,44	2030,0	0,440	0,190	1,070	12,655	99,8	53,9	4,6	3

т.11 – т.18	21,00	20,96	1,44	2030,0	0,440	0,190	1,070	12,655	99,8	53,9	4,6	3
т.18 – К-241	20,96	20,93	0,71	1006,0	0,270	0,050	0,322	7,692	99,9	15,1	0,6	2
т.18 – т.12	20,96	20,85	0,65	357,0	1,040	0,080	0,446	30,014	99,5	22,9	0,3	2
т.18 – т.12	20,96	20,85	1,09	2697,0	1,040	0,080	3,373	30,014	99,5	22,9	2,6	3
т.12 – К-236	20,85	20,83	0,56	793,0	0,240	0,030	0,230	6,967	99,9	10,0	0,3	2
т.12 – т.8	20,85	20,82	0,47	260,0	0,290	0,050	0,090	8,345	99,9	13,1	0,1	2
т.12 – т.8	20,85	20,82	0,81	2001,0	0,290	0,050	0,696	8,345	99,9	13,1	1,1	2
т.8 – т.6А	20,82	20,75	0,91	502,0	0,760	0,140	0,462	22,085	99,6	41,7	0,9	2
т.8 – т.6А	20,82	20,75	1,25	1759,0	0,760	0,140	1,618	22,085	99,6	41,7	3,1	3
т.6А – К-237	20,75	20,59	1,94	1067,0	1,520	0,570	1,948	43,803	99,3	165,3	7,4	3
т.6А – К-243	20,75	19,82	2,17	1193,0	9,140	0,700	13,123	263,925	95,5	202,2	10,1	3
БРВ – т.17	21,38	21,29	2,20	8376,0	0,870	0,210	8,819	25,269	99,6	61,6	21,5	3
т.17 – К-272	21,29	20,95	1,25	684,0	3,370	0,260	2,771	97,190	98,4	74,5	2,1	3
т.17 – т.13	21,29	21,14	2,02	7692,0	1,430	0,180	13,210	41,215	99,3	52,8	16,9	3
т.13 – К-278	21,14	20,71	0,90	1265,0	4,300	0,080	6,547	124,191	97,9	22,5	1,2	2
т.13 – т.15	21,14	21,07	1,69	6427,0	0,720	0,130	5,580	20,836	99,7	38,2	10,2	3
т.15 – К-273	21,07	20,95	2,62	1442,0	1,180	0,990	2,056	34,217	99,4	285,1	17,1	3
т.15 – т.16	21,07	20,97	1,31	4985,0	0,950	0,080	5,715	27,514	99,5	24,2	5,0	3

Т.16 – К-274	20,97	20,78	1,14	1610,0	1,870	0,120	3,627	54,082	99,1	35,6	2,4	3
Т.16 – Т.14	20,97	20,94	1,36	3375,0	0,310	0,120	1,274	9,063	99,8	34,2	4,8	3
Т.14 – К-276	20,94	20,78	1,50	824,0	1,580	0,360	1,569	45,688	99,2	103,8	3,6	3
Т.14 – Т.22	20,94	20,81	1,03	2551,0	1,330	0,070	4,092	38,499	99,4	20,1	2,1	2
Т.22 – К-277	20,81	20,79	1,06	1493,0	0,170	0,100	0,300	4,818	99,9	30,1	1,9	2
Т.22 – К-279	20,81	20,70	0,75	1058,0	1,000	0,060	1,269	28,773	99,5	16,5	0,7	2
К-243 – СКВ.243-1	19,82	19,81	0,66	265,0	0,020	0,100	0,006	0,571	100,0	28,5	0,3	2
К-243 – СКВ.243-2	19,82	19,82	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	0
К-243 – СКВ.243-3	19,82	19,81	0,53	213,0	0,050	0,070	0,014	1,556	100,0	19,5	0,2	2
К-243 – СКВ.243-4	19,82	19,81	0,54	218,0	0,080	0,070	0,022	2,436	100,0	20,3	0,2	2
К-243 – СКВ.243-5	19,82	19,81	0,62	249,0	0,050	0,090	0,016	1,544	100,0	25,7	0,3	2
К-243 – СКВ.243-6	19,82	19,82	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	0
К-243 – СКВ.243-7	19,82	19,81	0,62	249,0	0,040	0,090	0,011	1,024	100,0	25,6	0,3	2
К-243 – СКВ.243-8	19,82	19,82	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	0
К-247 – СКВ.247-1	20,83	20,83	0,63	255,0	0,020	0,090	0,006	0,533	100,0	26,7	0,3	2
К-247 – СКВ.247-2	20,83	20,83	0,66	264,0	0,040	0,100	0,013	1,139	100,0	28,5	0,3	2
К-247 – СКВ.247-3	20,83	20,82	0,61	246,0	0,070	0,090	0,021	2,014	100,0	25,2	0,3	2
К-247 – СКВ.247-4	20,83	20,82	0,68	275,0	0,130	0,110	0,042	3,669	99,9	30,6	0,4	2

K-247 – СКВ.247-5	20,83	20,82	0,65	263,0	0,060	0,100	0,018	1,688	100,0	28,1	0,3	2
K-247 – СКВ.247-6	20,83	20,82	0,60	242,0	0,070	0,080	0,020	1,949	100,0	24,4	0,2	2
K-247 – СКВ.247-7	20,83	20,83	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	0
K-247 – СКВ.247-8	20,83	20,82	0,65	262,0	0,100	0,100	0,031	2,804	100,0	28,0	0,3	2
K-247 – СКВ.247-9	20,83	20,82	0,58	232,0	0,080	0,080	0,022	2,273	100,0	22,7	0,2	2
K-248 – СКВ.248-1	20,54	20,54	0,55	221,0	0,010	0,070	0,004	0,416	100,0	20,8	0,2	2
K-248 – СКВ.248-2	20,54	20,54	0,60	240,0	0,030	0,080	0,010	0,959	100,0	24,0	0,2	2
K-248 – СКВ.248-3	20,54	20,54	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	0
K-248 – СКВ.248-4	20,54	20,53	0,62	248,0	0,110	0,090	0,032	3,056	99,9	25,5	0,3	2
K-248 – СКВ.248-5	20,54	20,54	0,59	237,0	0,050	0,080	0,014	1,416	100,0	23,6	0,2	2
K-248 – СКВ.248-6	20,54	20,54	0,59	238,0	0,070	0,080	0,019	1,894	100,0	23,7	0,2	2
K-248 – СКВ.248-7	20,54	20,54	0,65	261,0	0,040	0,100	0,012	1,114	100,0	27,8	0,3	2
K-248 – СКВ.248-8	20,54	20,54	0,62	250,0	0,090	0,090	0,027	2,590	100,0	25,9	0,3	2
K-251 – СКВ.251-1	21,16	21,16	0,65	260,0	0,020	0,100	0,006	0,554	100,0	27,7	0,3	2
K-251 – СКВ.251-2	21,16	21,15	0,66	265,0	0,040	0,100	0,013	1,145	100,0	28,6	0,3	2
K-251 – СКВ.251-3	21,16	21,15	0,67	270,0	0,080	0,100	0,026	2,357	100,0	29,5	0,3	2
K-251 – СКВ.251-4	21,16	21,15	0,65	263,0	0,120	0,100	0,037	3,386	99,9	28,2	0,3	2
K-251 – СКВ.251-5	21,16	21,15	0,67	269,0	0,060	0,100	0,020	1,766	100,0	29,4	0,3	2

K-251 – СКВ.251-6	21,16	21,15	0,70	281,0	0,090	0,110	0,030	2,529	100,0	31,6	0,4	2
K-251 – СКВ.251-7	21,16	21,16	0,62	249,0	0,040	0,090	0,011	1,024	100,0	25,6	0,3	2
K-251 – СКВ.251-8	21,16	21,15	0,63	252,0	0,090	0,090	0,028	2,622	100,0	26,2	0,3	2
K-252 – СКВ.252-1	20,69	20,69	0,56	227,0	0,020	0,080	0,004	0,435	100,0	21,8	0,2	2
K-252 – СКВ.252-2	20,69	20,68	0,60	240,0	0,030	0,080	0,010	0,959	100,0	24,0	0,2	2
K-252 – СКВ.252-3	20,69	20,68	0,70	280,0	0,090	0,110	0,029	2,521	100,0	31,5	0,4	2
K-252 – СКВ.252-4	20,69	20,68	0,65	263,0	0,120	0,100	0,037	3,382	99,9	28,2	0,3	2
K-252 – СКВ.252-5	20,69	20,68	0,66	266,0	0,060	0,100	0,019	1,727	100,0	28,8	0,3	2
K-252 – СКВ.252-6	20,69	20,68	0,65	263,0	0,080	0,100	0,025	2,264	100,0	28,3	0,3	2
K-252 – СКВ.252-7	20,69	20,68	0,63	252,0	0,040	0,090	0,011	1,045	100,0	26,1	0,3	2
K-252 – СКВ.252-8	20,69	20,68	0,60	240,0	0,080	0,080	0,024	2,410	100,0	24,1	0,2	2
K-252 – СКВ.252-9	20,69	20,68	0,59	236,0	0,080	0,080	0,023	2,326	100,0	23,3	0,2	2
K-253 – СКВ.253-1	20,69	20,69	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	0
K-253 – СКВ.253-2	20,69	20,68	0,64	258,0	0,040	0,090	0,012	1,095	100,0	27,4	0,3	2
K-253 – СКВ.253-3	20,69	20,68	0,59	236,0	0,060	0,080	0,018	1,863	100,0	23,3	0,2	2
K-253 – СКВ.253-4	20,69	20,67	0,68	274,0	0,130	0,100	0,041	3,629	99,9	30,2	0,3	2
K-253 – СКВ.253-5	20,69	20,69	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	0
K-253 – СКВ.253-6	20,69	20,68	0,60	241,0	0,070	0,080	0,020	1,942	100,0	24,3	0,2	2

K-253 – СКВ.253-7	20,69	20,68	0,64	255,0	0,040	0,090	0,011	1,073	100,0	26,8	0,3	2
K-267 – СКВ.267-1	20,95	20,95	0,62	248,0	0,020	0,090	0,005	0,509	100,0	25,5	0,3	2
K-267 – СКВ.267-2	20,95	20,95	0,58	232,0	0,030	0,080	0,009	0,905	100,0	22,6	0,2	2
K-267 – СКВ.267-3	20,95	20,94	0,67	269,0	0,080	0,100	0,026	2,346	100,0	29,3	0,3	2
K-267 – СКВ.267-4	20,95	20,94	0,65	263,0	0,120	0,100	0,037	3,393	99,9	28,3	0,3	2
K-267 – СКВ.267-5	20,95	20,94	0,66	267,0	0,060	0,100	0,019	1,736	100,0	28,9	0,3	2
K-267 – СКВ.267-6	20,95	20,94	0,66	266,0	0,080	0,100	0,026	2,309	100,0	28,9	0,3	2
K-272 – СКВ.272-1	20,95	20,95	-0,13	54,0	0,000	0,000	0,000	0,028	100,0	1,4	0,0	1
K-272 – СКВ.272-2	20,95	20,94	0,52	210,0	0,030	0,070	0,007	0,759	100,0	19,0	0,2	2
K-272 – СКВ.272-3	20,95	20,94	0,58	235,0	0,060	0,080	0,018	1,855	100,0	23,2	0,2	2
K-272 – СКВ.272-4	20,95	20,94	0,59	237,0	0,100	0,080	0,028	2,824	100,0	23,5	0,2	2
K-272 – СКВ.272-5	20,95	20,95	0,14	56,0	0,000	0,010	0,000	0,088	100,0	1,5	0,0	1
K-273 – СКВ.273-1	20,95	20,95	0,85	342,0	0,030	0,150	0,013	0,893	100,0	44,7	0,6	2
K-273 – СКВ.273-2	20,95	20,94	0,82	330,0	0,060	0,150	0,023	1,681	100,0	42,0	0,6	2
K-273 – СКВ.273-3	20,95	20,94	0,74	296,0	0,100	0,120	0,034	2,777	100,0	34,7	0,4	2
K-273 – СКВ.273-4	20,95	20,94	0,69	279,0	0,130	0,110	0,043	3,745	99,9	31,2	0,4	2
K-273 – СКВ.273-5	20,95	20,95	0,49	196,0	0,030	0,060	0,008	1,009	100,0	16,8	0,1	2
K-274 – СКВ.274-1	20,78	20,78	0,83	335,0	0,030	0,150	0,012	0,860	100,0	43,0	0,6	2

K-274 – СКВ.274-2	20,78	20,78	0,72	290,0	0,050	0,120	0,016	1,337	100,0	33,4	0,4	2
K-274 – СКВ.274-3	20,78	20,78	0,22	88,0	0,010	0,010	0,001	0,335	100,0	4,2	0,0	2
K-274 – СКВ.274-4	20,78	20,77	0,67	268,0	0,120	0,100	0,039	3,497	99,9	29,1	0,3	2
K-274 – СКВ.274-5	20,78	20,78	0,42	170,0	0,030	0,050	0,006	0,787	100,0	13,1	0,1	2
K-274 – СКВ.274-6	20,78	20,78	0,63	254,0	0,070	0,090	0,023	2,129	100,0	26,6	0,3	2
K-274 – СКВ.274-7	20,78	20,78	0,51	205,0	0,030	0,060	0,006	0,729	100,0	18,2	0,2	2
K-276 – СКВ.276-1	20,78	20,78	0,35	142,0	0,010	0,030	0,001	0,191	100,0	9,6	0,1	2
K-276 – СКВ.276-2	20,78	20,78	0,48	195,0	0,020	0,060	0,005	0,668	100,0	16,7	0,1	2
K-276 – СКВ.276-3	20,78	20,78	-0,22	88,0	0,010	0,010	-0,001	0,335	100,0	4,2	0,0	2
K-276 – СКВ.276-4	20,78	20,77	0,59	237,0	0,100	0,080	0,028	2,828	100,0	23,6	0,2	2
K-276 – СКВ.276-5	20,78	20,78	0,19	76,0	0,000	0,010	0,000	0,118	100,0	2,0	0,0	1
K-276 – СКВ.276-6	20,78	20,78	0,51	205,0	0,050	0,060	0,012	1,460	100,0	18,2	0,2	2
K-276 – СКВ.276-7	20,78	20,78	0,14	58,0	0,000	0,010	0,000	0,060	100,0	1,5	0,0	1
K-277 – СКВ.277-1	20,79	20,79	0,65	261,0	0,020	0,100	0,006	0,556	100,0	27,8	0,3	2
K-277 – СКВ.277-2	20,79	20,79	0,65	262,0	0,040	0,100	0,012	1,119	100,0	28,0	0,3	2
K-277 – СКВ.277-3	20,79	20,78	0,63	255,0	0,070	0,090	0,023	2,141	100,0	26,8	0,3	2
K-277 – СКВ.277-4	20,79	20,78	0,58	232,0	0,090	0,080	0,026	2,721	100,0	22,7	0,2	2
K-277 – СКВ.277-5	20,79	20,78	0,63	253,0	0,050	0,090	0,017	1,580	100,0	26,3	0,3	2

K-277 – СКВ.277-6	20,79	20,78	0,57	230,0	0,060	0,080	0,017	1,788	100,0	22,3	0,2	2
K-278 – СКВ.278-1	20,71	20,70	0,81	327,0	0,030	0,140	0,011	0,825	100,0	41,2	0,6	2
K-278 – СКВ.278-2	20,71	20,70	0,44	176,0	0,020	0,050	0,004	0,557	100,0	13,9	0,1	2
K-278 – СКВ.278-3	20,71	20,70	0,70	280,0	0,090	0,110	0,030	2,525	100,0	31,6	0,4	2
K-278 – СКВ.278-4	20,71	20,69	0,68	272,0	0,120	0,100	0,041	3,585	99,9	29,9	0,3	2
K-278 – СКВ.278-5	20,71	20,70	0,52	211,0	0,040	0,070	0,010	1,147	100,0	19,1	0,2	2
K-279 – СКВ.279-1	20,70	20,70	0,48	194,0	0,010	0,060	0,003	0,331	100,0	16,6	0,1	2
K-279 – СКВ.279-2	20,70	20,70	0,15	61,0	0,000	0,010	0,000	0,063	100,0	1,6	0,0	1
K-279 – СКВ.279-3	20,70	20,70	0,62	248,0	0,070	0,090	0,021	2,032	100,0	25,4	0,3	2
K-279 – СКВ.279-4	20,70	20,69	0,62	250,0	0,110	0,090	0,032	3,092	99,9	25,8	0,3	2
K-279 – СКВ.279-5	20,70	20,70	0,38	153,0	0,020	0,040	0,004	0,653	100,0	10,9	0,1	2
K-279 – СКВ.279-6	20,70	20,70	0,38	153,0	0,020	0,040	0,004	0,653	100,0	10,9	0,1	2
K-235 – СКВ.235-1	20,93	20,93	0,63	255,0	0,020	0,090	0,006	0,537	100,0	26,8	0,3	2
K-235 – СКВ.235-2	20,93	20,92	0,66	264,0	0,040	0,100	0,013	1,136	100,0	28,4	0,3	2
K-235 – СКВ.235-3	20,93	20,93	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	0
K-235 – СКВ.235-4	20,93	20,92	0,56	226,0	0,090	0,070	0,024	2,589	100,0	21,6	0,2	2
K-235 – СКВ.235-5	20,93	20,92	0,69	277,0	0,060	0,110	0,021	1,852	100,0	30,9	0,4	2
K-236 – СКВ.236-1	20,83	20,83	0,69	279,0	0,020	0,110	0,007	0,625	100,0	31,3	0,4	2

К-236 – скв.236-2	20,83	20,83	0,63	254,0	0,040	0,090	0,011	1,059	100,0	26,5	0,3	2
К-236 – скв.236-3	20,83	20,82	0,65	260,0	0,080	0,100	0,024	2,219	100,0	27,7	0,3	2
К-236 – скв.236-4	20,83	20,83	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	0
К-236 – скв.236-5	20,83	20,83	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	0
К-237 – скв.237-1	20,59	20,59	0,71	286,0	0,020	0,110	0,008	0,656	100,0	32,8	0,4	2
К-237 – скв.237-2	20,59	20,59	0,60	241,0	0,030	0,080	0,010	0,970	100,0	24,3	0,2	2
К-237 – скв.237-3	20,59	20,58	0,68	274,0	0,080	0,110	0,028	2,432	100,0	30,4	0,3	2
К-237 – скв.237-4	20,59	20,59	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	0
К-237 – скв.237-5	20,59	20,59	0,66	265,0	0,060	0,100	0,019	1,716	100,0	28,6	0,3	2
К-241 – скв.241-1	20,93	20,93	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	0
К-241 – скв.241-2	20,93	20,93	0,63	253,0	0,040	0,090	0,011	1,058	100,0	26,5	0,3	2
К-241 – скв.241-3	20,93	20,93	0,62	250,0	0,070	0,090	0,021	2,063	100,0	25,8	0,3	2
К-241 – скв.241-4	20,93	20,93	0,00	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	0
К-241 – скв.241-5	20,93	20,93	0,60	241,0	0,050	0,080	0,015	1,449	100,0	24,2	0,2	2
К-241 – скв.241-6	20,93	20,93	0,65	262,0	0,040	0,100	0,012	1,119	100,0	28,0	0,3	2

Примечание: характер течения на участке гидравлической сети: 1– ламинарное течение; 2 — область шероховатых труб; 3 — область квадратичного сопротивления.

Результаты расчета режима работы фонда нагнетательных скважин
($V_{\text{пл}} = 24370 \text{ м}^3/\text{сут.}$, использование фонда скважин — 82,5%)

Номер скважины	Приемистость, $\text{м}^3/\text{ч}$	Давление, атм.	Коэффициент приемистости, $\text{м}^3/\text{МПа}$	Объем планового задания, м^3	Скважина: Вкл-1 Выкл-0	Диаметр штуцера	Закачка за период	Устье после штуцера	Потери давления на штуцере	Потери мощности на штуцере	Мощность на устье, кВт	Δ к плану, %
243-1	200	174	31,10	260	1	0	264,60	19,81	0,00	0	60,708	1,80
243-2	195	195	28,50	0	0	0	0,00	19,81	0,00	0	0	0,00
243-3	205	192	32,20	260	1	0	212,70	19,81	0,00	0	48,788	-18,20
243-4	210	192	33,50	250	1	0	217,90	19,81	0,00	0	49,974	-12,90
243-5	200	177	28,00	260	1	0	249,50	19,81	0,00	0	57,234	-4,00
243-6	195	186	30,80	0	0	0	0,00	19,81	0,00	0	0	0,00
243-7	210	183	33,50	270	1	0	248,80	19,81	0,00	0	57,077	-7,90

243-8	215	195	31,20	0	0	0	0,00	19,81	0,00	0	0	0,00
247-1	195	183	27,40	240	1	0	254,60	20,83	0,00	0	61,409	6,10
247-2	215	168	33,20	260	1	10	264,40	19,68	1,15	0,359	60,244	1,70
247-3	190	177	28,70	240	1	12	246,40	20,42	0,41	0,119	58,259	2,70
247-4	210	183	30,20	260	1	0	275,30	20,82	0,00	0	66,38	5,90
247-5	195	174	31,20	250	1	12	262,50	20,36	0,46	0,143	61,904	5,00
247-6	190	186	27,80	250	1	0	241,80	20,82	0,00	0	58,315	-3,30
247-7	200	171	30,10	0	0	0	0,00	20,82	0,00	0	0	0,00
247-8	205	177	30,80	260	1	12	262,00	20,36	0,46	0,142	61,79	0,80
247-9	205	195	29,00	250	1	0	232,40	20,82	0,00	0	56,044	-7,00
248-1	200	195	31,50	240	1	0	221,00	20,54	0,00	0	52,567	-7,90
248-2	190	177	28,50	240	1	12	239,60	20,15	0,39	0,11	55,93	-0,10
248-3	200	180	30,10	0	0	0	0,00	20,54	0,00	0	0	0,00
248-4	200	186	30,50	250	1	0	248,00	20,53	0,00	0	58,972	-0,80
248-5	190	174	29,00	230	1	11	237,40	19,95	0,59	0,166	54,847	3,20
248-6	190	174	29,40	230	1	11	237,90	19,94	0,60	0,167	54,945	3,40

248-7	200	171	27,80	250	1	12	261,00	20,08	0,46	0,141	60,704	4,40
248-8	200	186	32,00	240	1	0	250,40	20,54	0,00	0	59,55	4,30
251-1	205	189	29,30	250	1	0	260,40	21,16	0,00	0	63,806	4,20
251-2	205	180	32,30	250	1	12	265,20	20,68	0,47	0,147	63,522	6,10
251-3	210	180	32,20	270	1	12	269,50	20,66	0,49	0,156	64,497	-0,20
251-4	210	183	33,80	260	1	12	263,00	20,68	0,47	0,144	63,001	1,20
251-5	205	177	30,10	260	1	12	269,40	20,67	0,48	0,155	64,482	3,60
251-6	215	177	31,90	270	1	12	280,60	20,62	0,53	0,174	67,031	3,90
251-7	200	192	30,80	250	1	0	248,80	21,16	0,00	0	60,951	-0,50
251-8	205	192	29,90	250	1	0	252,20	21,15	0,00	0	61,769	0,90
252-1	195	192	28,40	240	1	0	226,60	20,69	0,01	0	54,291	-5,60
252-2	200	189	27,90	250	1	0	239,50	20,68	0,00	0	57,382	-4,20
252-3	215	174	34,30	280	1	12	280,10	20,15	0,53	0,174	65,381	0,00
252-4	210	177	30,90	260	1	12	262,80	20,21	0,47	0,144	61,516	1,10
252-5	210	177	33,20	260	1	12	266,00	20,21	0,47	0,149	62,257	2,30
252-6	215	189	34,30	260	1	0	263,50	20,68	0,00	0	63,097	1,30

252-7	205	180	31,50	250	1	12	251,60	20,26	0,42	0,126	59,04	0,70
252-8	215	195	31,60	270	1	0	240,30	20,68	0,00	0	57,549	-11,00
252-9	200	192	32,10	260	1	0	235,50	20,68	0,00	0	56,407	-9,40
253-1	195	171	27,90	0	0	0	0,00	20,68	0,00	0	0	0,00
253-2	200	171	31,10	250	1	11	258,50	19,99	0,70	0,213	59,826	3,40
253-3	200	192	32,20	240	1	0	235,70	20,68	0,00	0	56,451	-1,80
253-4	210	183	31,50	270	1	0	273,60	20,67	0,00	0	65,515	1,30
253-5	190	186	27,80	0	0	0	0,00	20,67	0,00	0	0	0,00
253-6	215	195	32,80	270	1	0	241,30	20,68	0,00	0	57,797	-10,60
253-7	200	186	32,20	250	1	0	255,50	20,68	0,00	0	61,197	2,20
267-1	205	192	31,20	250	1	0	247,90	20,95	0,00	0	60,148	-0,80
267-2	190	192	30,40	230	1	0	231,80	20,95	0,00	0	56,227	0,80
267-3	210	186	29,70	260	1	0	268,80	20,94	0,00	0	65,2	3,40
267-4	210	189	31,90	250	1	0	263,30	20,94	0,00	0	63,851	5,30
267-5	215	189	30,90	260	1	0	266,80	20,94	0,00	0	64,72	2,60
267-6	205	177	31,60	260	1	12	266,40	20,47	0,47	0,149	63,147	2,50

272-1	215	183	32,10	0	0	0	0,00	20,94	0,00	0	0	0,00
272-2	200	177	28,30	250	1	12	257,10	20,50	0,44	0,135	61,034	2,80
272-3	195	177	27,80	240	1	12	251,80	20,52	0,43	0,126	59,821	4,90
272-4	185	177	27,50	240	1	12	242,80	20,54	0,40	0,114	57,752	1,20
272-5	195	192	30,50	0	0	0	0,00	20,94	0,00	0	0	0,00
273-1	215	174	34,50	270	1	12	287,70	20,40	0,56	0,188	67,957	6,60
273-2	215	186	34,20	270	1	0	282,90	20,95	0,00	0	68,614	4,80
273-3	215	186	32,50	270	1	0	279,40	20,94	0,00	0	67,752	3,50
273-4	210	177	33,10	260	1	12	272,90	20,44	0,50	0,16	64,594	5,00
273-5	200	189	31,00	240	1	0	252,10	20,95	0,00	0	61,16	5,00
274-1	190	171	27,50	230	1	10	233,60	19,87	0,91	0,252	53,747	1,60
274-2	190	177	27,10	250	1	0	264,10	20,78	0,00	0	63,564	5,70
274-3	200	192	31,80	0	0	0	0,00	20,78	0,00	0	0	0,00
274-4	205	192	31,90	270	1	0	243,30	20,77	0,00	0	58,516	-9,90
274-5	195	174	28,60	0	0	0	0,00	20,77	0,00	0	0	0,00
274-6	190	195	29,10	250	1	0	216,10	20,78	0,00	0	52,005	-13,50

274-7	210	186	31,90	0	0	0	0,00	20,78	0,00	0	0	0,00
276-1	205	192	31,20	260	1	0	242,70	20,78	0,00	0	58,41	-6,70
276-2	195	195	28,20	250	1	0	220,40	20,78	0,00	0	53,039	-11,80
276-3	210	192	31,90	0	0	0	0,00	20,78	0,00	0	0	0,00
276-4	215	180	31,30	260	1	12	261,90	20,31	0,46	0,142	61,609	0,70
276-5	215	195	34,10	260	1	0	245,80	20,78	0,00	0	59,153	-5,50
276-6	215	195	31,40	260	1	0	243,20	20,78	0,00	0	58,517	-6,50
276-7	205	186	31,50	250	1	0	262,30	20,78	0,00	0	63,139	4,90
277-1	205	177	30,50	250	1	12	260,90	20,33	0,46	0,141	61,425	4,30
277-2	195	174	31,30	250	1	12	261,70	20,33	0,46	0,142	61,6	4,70
277-3	200	186	30,30	240	1	0	255,20	20,78	0,00	0	61,42	6,30
277-4	185	186	25,90	220	1	0	232,10	20,78	0,00	0	55,862	5,50
277-5	200	174	30,50	240	1	11	252,80	20,12	0,67	0,199	58,891	5,30
277-6	190	189	26,50	240	1	0	230,20	20,78	0,00	0	55,408	-4,10
278-1	190	171	30,50	240	1	11	250,40	20,05	0,65	0,194	58,138	4,30
278-2	200	183	28,20	240	1	12	236,90	20,32	0,38	0,106	55,767	-1,30

278-3	210	180	29,60	270	1	0	279,50	20,70	0,00	0	67,005	3,50
278-4	200	186	28,10	250	1	0	248,70	20,69	0,00	0	59,608	-0,50
278-5	210	189	30,50	270	1	0	253,80	20,70	0,00	0	60,854	-6,00
279-1	210	183	29,50	270	1	0	270,50	20,70	0,00	0	64,848	0,20
279-2	210	180	33,00	0	0	0	0,00	20,70	0,00	0	0	0,00
279-3	215	192	29,80	260	1	0	248,50	20,70	0,00	0	59,578	-4,40
279-4	200	180	31,00	260	1	0	272,70	20,69	0,00	0	65,357	4,90
279-5	190	195	28,70	0	0	0	0,00	20,69	0,00	0	0	0,00
279-6	200	174	30,40	250	1	12	262,10	20,24	0,46	0,142	61,448	4,80
235-1	205	189	30,40	260	1	0	255,50	20,93	0,00	0	61,908	-1,70
235-2	210	189	32,60	270	1	0	264,00	20,92	0,00	0	63,981	-2,20
235-3	190	186	28,20	0	0	0	0,00	20,92	0,00	0	0	0,00
235-4	195	195	29,40	240	1	0	225,60	20,92	0,00	0	54,654	-6,00
235-5	215	177	33,40	270	1	12	276,80	20,41	0,51	0,167	65,432	2,50
236-1	210	174	33,50	270	1	12	278,90	20,31	0,52	0,171	65,582	3,30
236-2	205	189	31,20	250	1	0	253,70	20,83	0,00	0	61,18	1,50

236-3	190	180	28,50	250	1	0	260,50	20,82	0,00	0	62,812	4,20
236-4	205	195	32,20	0	0	0	0,00	20,82	0,00	0	0	0,00
236-5	190	183	29,40	0	0	0	0,00	20,82	0,00	0	0	0,00
237-1	210	177	30,00	270	1	0	286,40	20,59	0,00	0	68,295	6,10
237-2	200	180	28,30	240	1	12	241,20	20,20	0,39	0,111	56,412	0,50
237-3	215	183	30,80	280	1	0	274,40	20,58	0,00	0	65,415	-2,00
237-4	215	177	33,20	0	0	0	0,00	20,58	0,00	0	0	0,00
237-5	215	186	30,80	280	1	0	265,10	20,59	0,00	0	63,196	-5,30
241-1	210	189	29,80	0	0	0	0,00	20,59	0,00	0	0	0,00
241-2	210	183	30,80	250	1	12	253,50	20,50	0,43	0,129	60,174	1,40
241-3	195	186	27,90	250	1	0	249,80	20,93	0,00	0	60,545	-0,10
241-4	205	186	29,00	0	0	0	0,00	20,93	0,00	0	0	0,00
241-5	190	180	28,20	230	1	12	240,60	20,54	0,39	0,111	57,239	4,60
241-6	205	186	28,80	260	1	0	261,70	20,93	0,00	0	63,431	0,70
Общий объем закачки по участку — 24370						96 — количество скважин в работе						

Программа по составлению графиков временного отключения потребителей по очередям

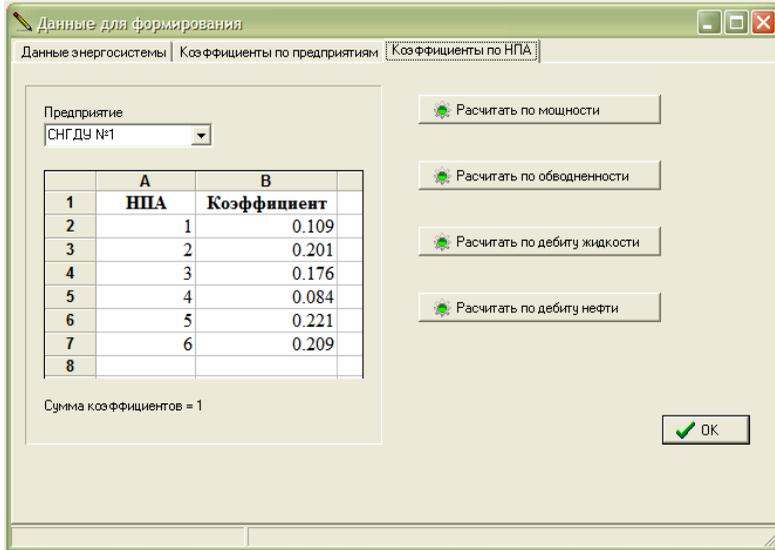


Рис. П 6.1. Окно внесения ограничений по предприятиям

Результат расчета ограничений, соответственно коэффициентам

НПА	Ограничение по очередям, кВА									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1000	3000	5000	7000	10000	13000	16000	19000	22000	28000
2	5000	8000	12000	15000	18000	22000	25000	28000	32000	39000
3	2000	3000	5000	7000	10000	13000	16000	19000	22000	39000
4	5000	8000	12000	15000	18000	22000	25000	28000	32000	30000
5	2000	3000	5000	7000	10000	13000	16000	19000	22000	58000
6	5000	8000	12000	15000	18000	22000	25000	28000	32000	35000

**Приоритетный отбор скважин для остановки 1-й очереди
НП-Актив-1**

№ п/п	Месторождение	Куст	Скважина	Qн	Qж	% обвод	Ррас	ДНС, КСП, КНС	Qж, м3
1	Самотлорское	12Е	232Е	0,421	508,413	99,9172	160	ДНС-113	500
2	Самотлорское	1213	30473Б	0,118	14,214	99,1698	40	ДНС-1900	14
3	Самотлорское	1187А	30354	0,458	549,089	99,9166	140	ДНС-1900	540
4	Самотлорское	126Е	763Е	0,151	91,498	99,835	45	ДНС-113	90
5	Самотлорское	45Е	905Е	0,252	305,047	99,9174	63	ДНС-113	300
6	Самотлорское	1181	12227	0,143	172,86	99,9173	28	ДНС-1900	170
7	Самотлорское	16Е	302Е	0,379	91,451	99,5856	45	ДНС-113	90
8	Самотлорское	526А	413	0,337	10,1	96,6634	40	ДНС-1900	10
9	Самотлорское	20Е	504Е	0,38	91,452	99,5845	45	ДНС-113	90
10	Самотлорское	1486	13538	1,399	84,122	98,3369	125	ДНС-1900	83
11	Самотлорское	560	15015Е	0,379	45,686	99,1704	32	ДНС-1900	45
Итого				4,417	1963,93		763		1932

Возможные схемы технологических систем добычи нефти

Возможные схемы технологических систем добычи нефти представлены на рис. П 6.1 Рассмотренные схемы позволяют охватить существующие варианты технологии добычи нефти. Схемы однофазной системы добычи нефти показаны на рис. П 6.1 (а, б, в). На рис. П 6.1 (г, д) показаны схемы двухфазной системы добычи нефти.

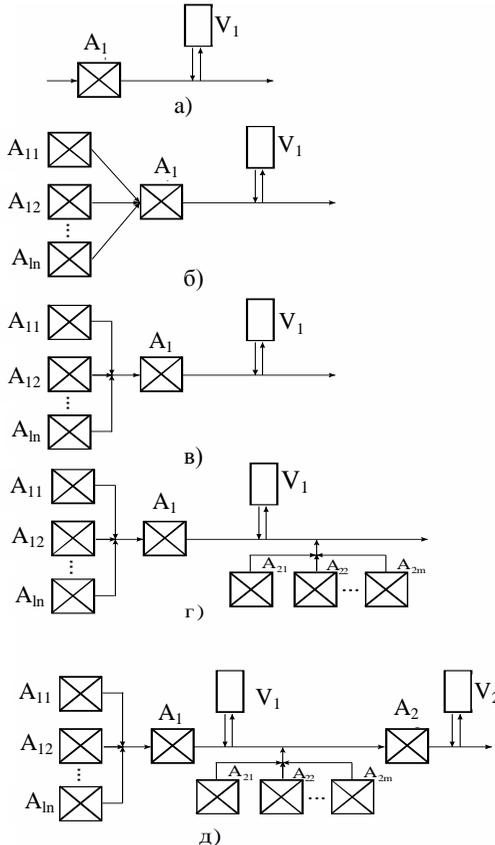


Рис. П 6.1. Варианты технологических систем добычи нефти
а, б, в) однофазные системы; г, д) двухфазные системы.

A_{ij} — кусты скважин; A_1 — ДНС; A_2 — ЦПС;
 V_1, V_2 — резервуар ДНС и ЦПС

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамов М.А. Основные направления развития системы ППД ОАО «Татнефть» // Инженерная практика. — 2011. — № 11—12. — С. 24—29.
2. Абрамов Н.Н. Расчет водопроводных сетей: Учеб. пособие для вузов / Н.Н.Абрамов, М.М.Поспелова, М.А.Сомов и др. — М.: Стройиздат, 1983. — 278 с.
3. Абрамов Н.Н. Теория и методика расчета систем подачи и распределения воды. — М.: Стройиздат, 1972. — 288 с.
4. Алексеев В.В. Стационарные машины. — М.: Недра, 1989. — 416 с.
5. Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1982. — 224 с.
6. Амбарцумян А.П. Вторичные методы добычи нефти / А.П.Амбарцумян, С.Б.Крючкина, П.И.Никитин. — М.: Недра, 1965. — 174 с.
7. Антонов А.А. Системный анализ. — М.: Высшая школа, 2004. — 454 с.
8. Байков И.Р. Повышение энергоэффективности нефтедобычи / И.Р.Байков, М.В.Елисеев // Инженерная практика. — 2010. — № 3. — С. 42—43.
9. Бахир Ю.В. Энергетический режим эксплуатации нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1978. — 224 с.
10. Блантер С.Г. Электрооборудование нефтяной и газовой промышленности: Учебник для вузов / С.Г.Блантер, И.И.Суд. — 2-е изд. — М.: Недра, 1980. — 478 с.
11. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1990. — 427 с.
12. Бокс Дж. Анализ временных рядов, прогноз и управление / Пер. с англ. Дж.Бокс, Г.Дженкинс. Под ред. В.Ф.Писаренко. — М.: Мир, 1974. — Кн. 2. — 197 с.
13. Бородацкий Е.Г. Разработка системы управления взаимосвязанным электроприводом центробежных турбомеханизмов станции перекачки жидкостей: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. — Омск, 1999. — 18 с.
14. Бородин А.Д. Некоторые вопросы управления функционированием территориально распределенной автоматизированной системы управления / А.Д.Бородин, С.Ю.Пономарев, А.И.Татаринов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. — М.: ВНИИОЭНГ, 1999. — № 12. — С. 10—14.
15. Браславский И.Я. О возможностях энергосбережения при использовании регулируемых асинхронных электроприводов // Электротехника. — 1998. — № 8. — С. 2—6.

16. Браславский И.Я., Ишматов З.Ш., Поляков В.Н. Энергосберегающий асинхронный электропривод. — М.: Академия, 2004. — 256 с.
17. Велиев М.К. Разработка имитационной модели технологической системы поддержания пластового давления нефтяных месторождений / М.К.Велиев, В.В.Сушков // Информационные ресурсы в образовании: Сб. науч. тр. — Нижневартовск: НГГУ, 2013. — С. 256—257.
18. Велиев М.К. Информационное обеспечение повышения технологической и энергетической эффективности систем поддержания пластового давления / М.К.Велиев, И.А.Ниссенбаум, В.В.Сушков, Н.Р.Сулъженко // Нефть, газ, новации. — 2011. — № 9. — С. 46—48.
19. Велиев М.К. Анализ основных направлений сокращения энергетических затрат в системах поддержания пластового давления / М.К.Велиев, И.А.Ниссенбаум, А.Л.Портнягин // Актуальные вопросы энергетического комплекса: Сб. науч. тр. — Тюмень: ТГНГУ. — 2010. — С. 3—5.
20. Велиев М.К. Управление насосными станциями в системе ППД // Составляющие научно-технического прогресса: Сб. материалов международной науч.-практич. конф. — Тамбов, 2011. — С. 49—51.
21. Велиев М.К. Оптимизация управления кустовыми насосными станциями технологической системы ППД // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: Материалы региональной науч.-практич. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. — С. 75—77.
22. Велиев М.К. Задачи модернизации управления режимами работы кустовых насосных станций // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов: Сб. науч. тр. — Тольятти: ТГУ, 2012. — С. 256—258.
23. Велиев М.К. Анализ способов совершенствования режимов управления и повышения энергоэффективности технологической системы поддержания пластового давления // Современные техника и технологии СТТ-2012: Сб. науч. тр. — Томск: ТПУ, 2012. — С. 25—26.
24. Велиев М.К. Определение оптимального состава насосных агрегатов системы поддержания пластового давления // Электротехнические комплексы и системы в нефтяной и газовой промышленности. — М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2013. — С. 8—10.
25. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки, газа и воды нефтяных месторождений. — М.: Изд-во «Миннефтепром», 1986.

26. Волков А.В. Расчетно-теоретические исследования характеристик насосов с малым коэффициентом быстроходности / А.В.Волков, А.А.Жарковский, А.Г.Парыгин и др. // Новое в российской электроэнергетике. — 2010. — № 2. — С. 36—44.
27. Гужновский Л.П. Методика системного анализа эффективности функционирования нефтедобывающей промышленности // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. — 2012. — № 5 — С. 17—19.
28. ГОСТ 25941-83. Машины электрические вращающиеся. Методы определения потерь и коэффициента полезного действия. — М.: Стандартинформ, 2002. — 30 с.
29. ГОСТ Р 51749-2001. Энергопотребляющее оборудование общепромышленного применения. Виды. Типы. Группы. Показатели энергетической эффективности. Идентификация. — М.: Стандартинформ, 2002. — 32 с.
30. Евдокимов А.Г., Тевяшев А.Д., Дубровский В.В. Моделирование и оптимизация потокораспределения в инженерных сетях. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Стройиздат, 1990. — 368 с.
31. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Изд-во Недра, 1998. — 365 с.
32. Журавлев В.И. Энергосбережение, повышение надежности технологического и электрического оборудования средствами автоматизированного электропривода / В.И.Журавлев, М.А.Попов // Энергетика Тюменского региона. — 1999. — № 3. — С. 25—28.
33. Зенков М.Г. Повышение энергоэффективности производственных процессов ОАО «Сургутнефтегаз» // Инженерная практика. — 2011. — № 11—12. — С. 44—46.
34. Ивановский В.Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления // Инженерная практика. — 2011. — № 6. — С. 18—26.
35. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем; Под ред. В.А.Веникова. — М.: Энергия, 1977. — 192 с.
36. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. — М.: Машиностроение, 1975. — 559 с.
37. Ильинский Н.Ф., Москаленко В.В. Электропривод: энерго- и ресурсосбережение. — М.: Академия, 2008. — 208 с.
38. Квейд Э. Анализ сложных систем / Пер. с англ. Под ред. И.И.Ануреева, И.М.Верещагина. — М.: Советское радио, 1969. — 520 с.
39. Козлов В.В. Оперативное управление погружными установками добычи нефти с учетом ресурса изоляции электродвигателя: Автореф. дис. ... канд. тех. наук. — Тюмень, 2009. — 18 с.

40. Ковалев В.З. Эффективное использование энергии в насосных установках нефтеперекачивающих станций / В.З.Ковалев, Е.Г.Бородацкий // Промышленная энергетика. — 2000. — № 1.
41. Ковалев В.З. Энергосберегающие алгоритмы управления взаимосвязанным электроприводом центробежных турбомеханизмов / В.З.Ковалев, В.Ю.Мельников, Е.Г.Бородацкий. — Омск: ОмГТУ, 2000. — 118 с.
42. Коновалов В.В. Бенчмаркинг энергопотребления в ТНК-ВР // Нефтегазовая вертикаль. — 2011. — № 11. — С. 75—76.
43. Коновалов В.В. Энергетические показатели добычи и подготовки нефти // Инженерная практика. — 2010. — № 3. — С. 44—48.
44. Кондрашов С.В. Повышение энергоэффективности добычи нефти в ОАО «Газпром нефть» / С.В.Кондрашов, Р.Р.Шакирзянов, К.Ю.Волокитин // Инженерная практика. — 2011. — № 6. — С. 44—51.
45. Концепция реконструкции нефтяных промыслов Тюмени, региональные аспекты и рекомендации: Отчет по НИР. — Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 1993. — 85 с.
46. Копылов И.П. Проектирование электрических машин / И.П.Копылов, Ф.А.Горяинов, Б.К.Клоков, В.П.Морозкин, Б.Ф.Токарев; Под ред. И.П.Копылова. — М.: Энергия, 1980. — 496 с.
47. Копырин В.С. Автоматизация насосной станции с применением частотно-регулируемого электропривода / В.С.Копырин, Е.Г.Бородацкий // Силовая электроника. — 2006. — № 2. — С. 20—23.
48. Корельштейн Л.Б. Гидравлические расчеты — от прошлого к будущему // САДmaster. — 2005. — № 3. — С. 54—59.
49. Краснов Д.В. Энергосбережение средствами регулируемого электропривода / Д.В.Краснов, Г.Б.Онищенко // Энергосбережение и водоподготовка. — 2011. — № 5. — С. 17—20.
50. Крикун З.Н. Автоматизация объектов ППД / З.Н.Крикун, Г.Ф.Меланифиди. — М.: Недра, 1971. — 128 с.
51. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для высших учебных заведений. — 2-е изд. М.: Интернет Инжиниринг, 2006. — 672 с.
52. Кудряшов Р.А. Повышение эффективности использования электроэнергии в добыче нефти на этапе снижения объемов производства / Р.А.Кудряшов, Ю.Б.Новоселов, И.А.Ниссенбаум, В.П.Фрайштетер // Обустройство нефтяных месторождений Западной Сибири: Сб. науч. тр. Гипротюменнефтегаз. Тюмень: Гипротюменнефтегаз. — 1999. — С. 191—192.
53. Курганов А.М. Гидравлические расчеты систем водоснабжения и водоотведения / А.М.Курганов, Н.Ф.Федоров; под общ. ред.

- А.М.Курганова. — 3-е изд., перераб. и доп. — Л.: Стройиздат. Ленинград. отделение, 1986. — 440 с.
54. Лазарев Б.Г. Частотно-регулируемый электропривод насосных и вентиляторных установок — эффективная технология энерго- и ресурсосбережения на тепловых электростанциях // Силовая электротехника. — 2007. — № 3. — С. 41—48.
 55. Лазарев Б.Г. Высоковольтные преобразователи для частотно-регулируемого электропривода. Построение различных систем // Новости электротехники. — 2005. — № 5.
 56. Лезнов Б.С. Энергосбережение и регулируемый привод в насосных и воздушных установках. — М.: Энергоатомиздат, 2006. — 360 с.
 57. Ломакин А.А. Центробежные и осевые насосы. — М.: Машиностроение, 1966. — 364 с.
 58. Лезнов Б.С. Методика оценки эффективности регулируемого электропривода в насосных установках водоснабжения и водоотведения // Водоснабжение и санитарная техника. — 2011. — № 4. — С. 23—32.
 59. Лезнов Б.С. Методика оценки эффективности регулируемого электропривода в насосных установках водоснабжения и водоотведения // Водоснабжение и санитарная техника. 2011. — № 6. — С. 13—24.
 60. Маевский О.А. Энергетические показатели вентильных преобразователей. — М.: Энергия, 1978. — 320 с.
 61. Малюшенко В.В., Михайлов А.К. Энергетические насосы: Справочное пособие. — М.: Энергоиздат, 1981. — 200 с.
 62. Меньшов Б.Г. Теоретические основы управления электропотреблением промышленных предприятий / Б.Г.Меньшов, В.И.Доброжанов, М.С.Ершов. — М.: Нефть и газ, 1995. — 263 с.
 63. Меньшов Б.Г. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности / Б.Г.Меньшов, М.С.Ершов, А.Д.Яризов. — М.: Недра, 2000. — 487 с.
 64. Меренков А.П. Теория гидравлических цепей / А.П.Меренков, В.Я.Хасилев. — М.: Наука, 1985. — 278 с.
 65. Михайлов А.К. Лопастные насосы. Теория, расчет и конструирование / А.К.Михайлов, В.В.Малюшенко — М.: Машиностроение, 1977. — 288 с.
 66. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учеб. пособие для вузов. — М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. — 816 с.
 67. Моисеев Н.Н. Математические задачи системного анализа. — М.: Наука, Главная редакция физико-математической литературы, 1981. — 488 с.

68. Москаленко В.В. Электрический привод. — 2-е изд. — М: Академия, 2004. — 386 с.
69. Муравлева О.О. Оценка влияния энергетических характеристик асинхронного двигателя на энергосбережение насосного агрегата / О.О.Муравлева, Е.В.Вехтер, Т.В.Жарикова // Известия Томского политехнического университета. — 2005. — № 1. — С. 174—178.
70. Мягков Ф.Н. Моделирование параллельной работы центробежных насосов с регулируемой частотой вращения // Электрические станции. — 2012. — № 1. — С. 45—50.
71. Непомнящий В.А. Современные тарифы на электроэнергию и возможные пути их снижения // Академия Энергетики. — 2011. — № 3. — С. 6—18.
72. Ниссенбаум И.А. Энергоэффективное управление производительностью нефтепромысловой насосной станции / И.А.Ниссенбаум, В.П.Фрайштетер, И.Г.Хацкелевич // Нефтяное хозяйство. — 2010. — № 6. — С. 110—114.
73. Ниссенбаум И.А. Современное состояние проблемы энергосбережения на нефтяных промыслах Тюменской области / И.А.Ниссенбаум, Ю.Б.Новоселов, В.П.Фрайштетер // Энергетика Тюменского региона. — Тюмень: НТЦ «Энергосбережение», 2000. — № 3. — С. 2—9.
74. Новоселов Ю.Б. Электрификация нефтяной и газовой промышленности Западной Сибири / Ю.Б.Новоселов, В.П.Росляков, В.А.Шпилевой. — М.: Недра, 1980. — 368 с.
75. Ножин В.М. Повышение эффективности эксплуатации систем ППД на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» / В.М.Ножин, А.А.Шевелев, Ю.А.Левин и др. // Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири: Сб. науч. тр. — Тюмень: СибНИИ НП, 1999. — С. 105—122.
76. Онищенко Г.Б., Юньков М.Г. Электропривод турбомеханизмов. — М.: Энергия, 1972. — 240 с.
77. Оптимизация режимов энергетических систем / В.М.Синьков, А.В.Богословский, В.Г.Григоренко, Я.А.Калиновский и др. — Киев.: Вища школа, 1976. — 308 с.
78. Орельяна И.О. Гидравлические расчеты с FluidFlow // Cadmaster. — 2003. — № 4. — С. 71—73.
79. Пальянов А.А. Технология дискретных закачек в системах поддержания пластового давления: Автореф. дис. ... канд. тех. наук. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. — 23 с.
80. Павлов Г.А. О проблемах энергосбережения и энергоэффективности в системах поддержания пластового давления / Г.А.Павлов, В.А.Горбатилов // Нефтяное хозяйство. — 2011. — № 7. — С. 118—119.

81. Патент — 119474 РФ, МПК G05B13/00 Система оптимального управления кустовой насосной станцией // Велиев М.К., Сушков В.В.; Тюменский Государственный Нефтегазовый Университет. — 2012108919/08; Заяв. 07.03.2012; Опубл. 20.08.2012.
82. Патент — 2493361 РФ, МПК E21B43/20 Способ управления многомашинным комплексом системы поддержания пластового давления // Велиев М.К., Сушков В.В.; Тюменский Государственный Нефтегазовый Университет. — 2012107206/03 Заявл.27.02.2012; Опубл. 20.09.2013.
83. Паулаускас М.А. Задача оптимального распределения дефицитных ресурсов при дискретном характере потребления / М.А.Паулаускас, А.В.Рашкиннис, К.Л.Станёнис, Г.А.Шаркшнис // Труды Академии наук Литовской ССР. Серия Б. — Т. 5 (90). — 1975. — С. 145—151.
84. Петров Д.А. Регулируемый привод в насосных установках // Силовая электроника. — 2005. — № 4. — С. 18—22.
85. Попырин Л.С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок. — М.: Энергия, 1978. — 416 с.
86. Протокол заседания ЦКР Роснедра № 4139 от 05.12.2007 // Вестник ЦКР Роснедра. — 2008. — № 1. — С. 3—8.
87. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. 9-й выпуск. — Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2008. — 854 с.
88. Привалов С.Н. Повышение энергоэффективности на предприятиях ООО «Лукойл — Западная Сибирь» // Инженерная практика. — 2010. — № 3. — С. 18—24.
89. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 2446-р «Об утверждении государственной программы “Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года”». URL: <http://www.rg.ru/2011/01/25/energoberejenie-site-dok.html> (дата обращения: 17.05.2012).
90. Родин Я.Н. Каскадно-частотное управление асинхронными двигателями на насосных станциях / Я.Н.Родин, А.Е.Сидорин // Электротехнические комплексы и системы управления. — 2006. — № 2. — С. 21—28.
91. Рекомендации по применению регулируемого электропривода в системах автоматического регулирования водопроводных и канализационных насосных установок. — М.: ВНИИ ВОДГЕО, 1987.
92. Рабинович Е.З. Гидравлика: Учеб. пособие для вузов. — М.: Недра, 1980. — 278 с.
93. Рейзлин В.И. Численные методы оптимизации: Учеб. пособие. — Томск: Томский политехнический университет, 2011. — 105 с.

94. Сафонов А.Н. Энерго- и ресурсосбережение — стратегия технической политики АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. — 1996. — № 2. — С. 7—9.
95. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ — 2012610163 РФ, «iModel PPD» // И.А.Ниссенбаум, Н.Р.Сульженко, М.К.Велиев — 2011616145; Заяв.15.08.2011; Опубл. 12.01.2012.
96. Сипайлов В.А. Оптимальное управление установкой электроцентробежного насоса с частотно регулируемым асинхронным приводом / В.А.Сипайлов, В.Г.Букреев, Н.Ю.Сипайлова // Электромеханика. — 2009. — № 4. — С. 66—69.
97. Смирнов А. Модернизация высоконапорных насосов ЦНС силами холдинга «группа ГМС» — реальная экономия электроэнергии для потребителя // Насосы & оборудование. — 2010. — № 2. — С. 32—34.
98. Соколов С.М. О модернизации старых нефтяных месторождений Западной Сибири и комплексном проектировании их разработки и обустройства / С.М.Соколов, В.А.Горбатилов, М.Ю.Тарасов, И.З.Фахретдинов // Нефтяное хозяйство. — 2009. — № 11. — С. 120—123.
99. Соколов С.М. Проблемы энергосбережения в нефтедобычи Западной Сибири / С.М.Соколов, В.А.Горбатилов, В.П.Файштетер // Нефтяное хозяйство. — 2010. — № 3. — С. 92—95.
100. Справочник по добыче нефти / В.В.Андреев и др.; под. ред. К.Р.Уразакова. — М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. — 374 с.
101. Сургучев Л.М. Ресурсосбережение при извлечении нефти. — М.: Недра, 1991. — 170 с.
102. Сушков В.В. Энергоэффективное управление насосными агрегатами КНС / В.В.Сушков, М.К.Велиев // Новые технологии — нефтегазовому региону: Материалы городской науч.-практич. конф. студентов, аспирантов и ученых. — Нижневартовск: ТюмГНГУ, 2011. — С. 85—89.
103. Сушков В.В. Энергосберегающее управление многомашинным комплексом системы поддержания пластового давления нефтяных месторождений / В.В.Сушков, М.К.Велиев // Промышленная энергетика. — 2013. — № 1. — С. 2—5.
104. Твердохлеб И.Б. Энергоэффективная эксплуатация насосного оборудования [Электронный ресурс] / И.Б.Твердохлеб, А.В.Костюк. — URL: <http://www.livgidromash.ru/> (дата обращения: 21.11.2011).
105. Теоретические основы системных исследований в энергетике / Под ред. Л.С.Беляева, Ю.Н.Руденко. — Новосибирск: Наука, СО, 1986. — 334 с.
106. Фрайштетер В.П. Повышение технологической и энергетической эффективности кустовых насосных станций системы поддержания

- пластового давления / В.П.Фрайштетер, И.А.Ниссенбаум, М.К.Велиев // Нефтяное хозяйство. — 2013. — № 1. — С. 86—88.
107. Фролов В.П. Пособие по эксплуатации системы поддержания пластового давления путем закачки воды в продуктивные пласты с целью энергосбережения / В.П.Фролов, В.В.Воробьев. — Тюмень: ОАО СибНИИЭНГ, 2002. — 353 с.
108. Фролов В.П. Диагностика и энергосбережение в нефтедобыче / В.П.Фролов, В.В.Воробьев. — Тюмень: ОАО СибНИИЭНГ, 2002. — 472 с.
109. Чепраков С.В., Чеганов О.В. Энергосбережение в ОАО «Сургут-нефтегаз». Опыт проведения энергетического обследования нефтяной компании // Нефтяное хозяйство. — 2013. — № 2. — С. 105—107.
110. Шевелев М.Б. Обобщение результатов применения циклического заводнения на примере месторождения Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. — 2013. — № 1. — С. 65—67.
111. Эгильский И.С. Автоматизированные системы управления технологическими процессами подачи и распределения воды. — Л.: Стройиздат, Ленингр. отделение, 1988. — 216 с.
112. Choi C.-H. Apparent slip flows in hydrophobic and hydrophobic microchannels / K.J.A.Westin, K.S.Breuer // Physics of fluids. — 2003. — V. 15. — № 10. — P. 2898—2902.
113. Kim J., Kim C.J. Nanostructured Surfaces for Dramatic Reduction of Flow Resistance in droplet based Microfluidics // Technical Digest Conference on MEMS. — 2002. — С. 479—482.
114. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Ядрышникова О.А. Оптимизация инвестиционных планов проведения геологоразведочных работ на основе нечеткого математического программирования // Нефтяное хозяйство. — 2009. — № 10. — С. 30—32.
115. Барлоу Р., Прошан Ф. Математическая теория надежности / Пер. с англ. / Под ред. Б.В.Гнеденко. — М.: Сов. Радио, 1969.
116. Басырова Т.Д., Сушков В.В. Динамика надежности нефтепромысловых электрических сетей в зависимости от временного резервирования в технологии добычи нефти // Динамика систем, механизмов и машин: Материалы VII Междунар. науч.-техн. конф. — Омск: Изд-во ОмГТУ, 2009. — Кн. I. — С. 114—117.
117. Гладких Т.Д., Сушков В.В. Методика распределения объемов ввода аварийных ограничений электропотребления нефтепромысловых потребителей Западной Сибири при возникновении дефицита мощности в энергосистеме // Промышленная энергетика. — 2010. — № 10. — С. 23—26.

118. Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике: Учеб. пособие для вузов. — Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение, 1990. — С. 87—169.
119. Ллойд Д., Липов М. Надежность: организация исследования, методы, математический аппарат / Пер. с англ. Под ред. Н.П.Бусленко. — М.: Сов. Радио, 1964.
120. Неклепаев Б.Н., Востросаблин А.А. О риске в электроэнергетике // Промышленная энергетика. — 1999. — № 12.
121. Паулаускас М.А., Рашкиннис А.В., Станёнис К.Л., Шаркшнис Г.А. Задача оптимального распределения дефицитных ресурсов при дискретном характере потребления // Труды Академии наук Литовской ССР. Серия Б. — Т. 5 (90) (1975) — С. 145—151.
122. Половко А.М., Гуров С.В. Основы теории надежности. — 2-е изд., перераб. и доп. — СПб.: БХВ-Петербург, 2006. — 704 с.
123. Райншке К., Ушаков И.А. Оценка надежности систем с использованием графов. — М.: Радио и связь, 1983.
124. Рутковский А.Л., Арунянц Г.Г., Чурсалова С.С., Диденко А.А. Использование марковских цепей при исследовании надежности систем энергообеспечения // Электромеханика. — 2005. — № 1.
125. Рябинин И.А. Основы теории и расчета надежности судовых электроэнергетических систем. — М.: Судостроение, 1967.
126. Сушков В.В. Определение экономически оптимального уровня отключаемой нагрузки в часы максимума для потребителей электроэнергии нефтяных месторождений Западной Сибири // Промышленная энергетика. — 1998. — № 1. — С. 13—14.
127. Сушков В.В., Матаев Н.Н., Кулаков С.Г., Емелина Н.М., Басырова Т.Д. Надежность, техническое обслуживание, ремонт и диагностирование нефтегазопромыслового оборудования: Монография / Под общ. ред. В.В.Сушкова. — СПб.: Нестор, 2008. — 296 с.
128. Сушков В.В., Фрайштетер В.П., Новоселов Ю.Б. Определение ущерба от нарушения электроснабжения объектов нефтедобычи Западной Сибири // Промышленная энергетика. — 1993. — № 2. — С. 16—19.
129. Хисметов Т.В., Эфендиев Г.М., Джафаров К.А. Абдиров А.А. Анализ и оценка степени риска аварий при бурении скважин // Нефтяное хозяйство. — 2009. — № 10. — С. 46—48.
130. Черкесов Г.Н. Надежность технических систем с временной избыточностью / Под ред. А.М.Половко. — М.: Сов.Радио, 1974.
131. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах / Пер. с англ. Под ред. Ю.Н.Руденко. — М.: Энергоатомиздат, 1983.

132. Bespalov Alexander V.; Malgin Gennady V.; Weinblat Anton V., Possibility of adjusting submersible motors at borehole fluid production, *Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines (Dynamics)*, IEEE, 2014. — P. 1, 6, 11—13. — Nov. 2014. doi: 10.1109 / Dynamics.2014.7005638.
133. Ковалев В.З. Математическое моделирование электротехнических комплексов нефтедобычи в задачах энергосбережения / В.З.Ковалев, Г.В.Мальгин, О.В.Архипова. — Ханты-Мансийск: Полиграфист, 2008. — 222 с.
134. Мальгин Г.В. Программная реализация численной модели погружного электродвигателя УЭЦН // *Культура, наука, образование: проблемы и перспективы: Материалы III Всероссийской науч.-практич. конф.* — Нижневартовск: Изд-во Нижневарт. гос. ун-та, 2014. — Ч. III. — С. 76—79.
135. Ершов М.С. Устойчивость промышленных электротехнических систем / М.С.Ершов, А.В.Егоров, А.А.Трифонов. — М.: ООО «Издательский дом Недра», 2010. — 319 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Глава 1. Структура потребления электроэнергии и основные способы снижения потерь электроэнергии в системе поддержания пластового давления	5
1.1. Система ППД в технологии добычи нефти.....	5
1.2. Структура потребления и анализ затрат электроэнергии в технологической системе ППД.....	10
1.3. Сравнительный анализ способов управления режимами работы КНС	19
Глава 2. Методика минимизации потерь электроэнергии в многомашинном электротехническом комплексе технологической системы поддержания пластового давления	29
2.1. Оптимизация управления многомашинным электротехническим комплексом системы ППД.....	29
2.1.1. Постановка задачи оптимизации управления многомашинным электротехническим комплексом	31
2.1.2. Оптимизация состава работающих насосных агрегатов КНС.....	34
2.1.3. Определение оптимальной мощности электродвигателя при частотном управлении производительностью насосного агрегата	46
2.2. Методика определения оптимального числа частотно-регулируемых насосных агрегатов многомашинного электротехнического комплекса системы ППД.....	50
2.3. Оптимальное распределение нагрузки между насосными агрегатами многомашинного комплекса системы ППД	63
Глава 3. Математическая модель и программный комплекс для расчета установившегося режима системы поддержания пластового давления	67

3.1. Математическая модель многомашинного электротехнического комплекса и системы ППД в установившемся режиме	67
3.2. Определение расходов в узлах гидравлической сети	87
3.3. Программный комплекс для расчета режимов работы технологической системы ППД	92

Глава 4. Результаты компьютерного моделирования режимов и система оптимального управления многомашинным электротехническим комплексом

4.1. Исходные данные для моделирования	97
4.2. Моделирование режимов управления многомашинным электротехническим комплексом	101
4.2.1. Результаты моделирования неуправляемого электропривода насосных агрегатов	102
4.2.2. Результаты моделирования частотного управления производительностью двух насосных агрегатов КНС и подпорных насосных агрегатов	106
4.3. Разработка системы оптимального управления многомашинным электротехническим комплексом технологической системы ППД	115

Глава 5. Минимизация потерь при вводе аварийных ограничений электропотребления в нефтегазодобыче

5.1. Постановка задачи	123
5.2. Определение объема аварийных ограничений предприятий и цехов нефтедобычи	124
5.3. Выбор отключаемого оборудования при вводе аварийных ограничений в зависимости от времени года	126
5.4. Методика распределения объемов аварийных ограничений электропотребления нефтепромысловых потребителей Западной Сибири при возникновении дефицита мощности в энергосистеме	128
5.5. Оценка риска останова системы нефтедобычи с учетом технологического резервирования	135

5.5.1. Условия функционирования технологических структур добычи нефти	141
5.5.2. Исходные данные для задачи оценки риска останова системы нефтедобычи	143
5.5.3. Допущения и ограничения	144
5.5.4. Условия останова системы нефтедобычи	144
5.6. Анализ условий возникновения аварийного останова объектов нефтедобычи	144
5.7. Методика определения риска отказа системы нефтедобычи в зависимости от времени года.....	145
5.7.1. Построение графа состояний однофазной системы для зимнего времени года.....	146
5.7.2. Выбор способа задания марковского процесса	146
5.7.3. Построение графа состояний однофазной системы для зимнего времени года.....	148
5.7.4. Определение риска отказов функционирования системы нефтедобычи для однофазной системы в летнее время.....	150
5.8. Результаты моделирования риска отказа системы нефтедобычи с технологическим резервированием.....	153
5.8.1. Расчет риска останова для летнего времени	153
5.8.2. Расчет риска останова для зимнего времени.....	157
Глава 6. Численное моделирование электротехнического комплекса нефтедобычи, содержащего электропривод переменного тока.....	161
6.1. Построение математической модели электромагнитной подсистемы ЭТК.....	162
6.2. Математическая модель механической подсистемы ЭТК.....	171
6.3. Результаты численного моделирования динамики ЭТК «Сеть — асинхронный электродвигатель — насосный агрегат».....	172

Приложения	178
<i>Приложение 1</i>	178
<i>Приложение 2</i>	179
<i>Приложение 3</i>	182
<i>Приложение 4</i>	183
<i>Приложение 5</i>	194
<i>Приложение 6</i>	202
<i>Приложение 7</i>	204
Список использованных источников	205

Изд. лиц. ЛР № 020742. Подписано в печать 17.04.2015
Формат 60×84/16. Бумага для множительных аппаратов
Гарнитура Times. Усл. печ. листов 13,875
Тираж 300 экз. Заказ 1677

*Отпечатано в Издательстве
Нижевартовского государственного университета
628615, Тюменская область, г.Нижевартовск, ул.Держинского, 11
Тел./факс: (3466) 43-75-73, E-mail: izdatelstvo@nggu.ru*