

На правах рукописи

ДУНАЕВ Игорь Владиславович

**ДИАГНОСТИКА И КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ
СКВАЖИННОЙ ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ
НА ОСНОВЕ ДИНАМОМЕТРИРОВАНИЯ
И НЕЙРОСЕТЕВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

Специальность 05.13.06

**«Автоматизация и управление технологическими процессами
и производствами»**

АВТОРЕФЕРАТ

**диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Уфа 2007

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Современное состояние нефтедобывающей отрасли топливно-энергетического комплекса России характеризуется тем, что большинство нефтедобывающих производств относятся к промыслам в поздней стадии эксплуатации, отличающейся увеличенной обводненностью продукции, снижением среднего дебита добывающих скважин и ростом затрат на каждую добытую тонну нефти.

На современном этапе добыча нефти характеризуется неустойчивыми и слабыми (около 2% в год) темпами роста. Остаточные запасы нефти извлекают в условиях низкого темпа разработки и высокой обводненности продукции. На данном этапе рост объемов добычи нефти сопровождается (и обеспечивается) значительным увеличением фонда скважин, при этом большинство скважин эксплуатируется механизированным способом.

Эксплуатационные скважины являются основными и самыми массовыми объектами технологического комплекса добычи нефти, а также основными потребителями капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Более половины фонда добывающих скважин нефтяных компаний находятся в диапазоне низких дебитов на грани рентабельности. Значительно вырос фонд бездействующих скважин, превысив четверть эксплуатационного фонда. Резко ухудшилось за последние годы техническое состояние используемого оборудования. Коэффициент обновлений фондов в нефтедобывающей промышленности за 1990–1997 снизился с 9 до 1.5%.

Не менее 80% всего действующего фонда скважин эксплуатируется скважинными штанговыми насосными установками, причем имеется тенденция к увеличению абсолютного и относительного их числа.

Условия эксплуатации глубиннонасосной установки характеризуются постепенным изменением производительности скважины и требуют организации правильного режима эксплуатации скважин – постоянным контролем за техническим состоянием насосного оборудования и за соответствием скорости отбора жидкости насосом притоку ее к забою и, в случае необходимости, изменением производительности насосного оборудования.

Для повышения эффективности систем разработки требуется снижение эксплуатационных и энергетических затрат на обслуживание и ремонт действующих скважин, сокращение непроизводительных простоев и предотвращение аварий подземного оборудования, обеспечение управляемости основных технологических установок, обеспечение экономичности всех процессов и оборудования.

Применение автоматизированных систем контроля состояния и управления режимом работы насосного оборудования позволит значительно повысить эффективность добычи нефти: с одной стороны, снизить заявленную мощность и износ оборудования, уменьшить количество простоев, а с другой

стороны повысить коэффициент извлечения нефти за счет регулируемой выработки запасов нефти, что значительно уменьшит себестоимость каждой добытой тонны нефти.

Цель работы

Разработать автоматическую систему идентификации состояния и режима работы скважинной штанговой насосной установки с применением динамометрирования и нейросетевых технологий для целей управления технологическим процессом добычи нефти. Оценить эффективность предложенной системы методом математического моделирования.

Задачи исследования

Для достижения поставленной цели требуется решить следующие задачи:

1. Разработать алгоритм автоматической диагностики состояния скважинной штанговой насосной установки на основе данных динамометрирования и нейросетевых технологий.
2. Разработать динамическую математическую модель системы скважина–штанговая насосная установка.
3. Разработать способ оценки текущего дебита нефтяной скважины с использованием математической модели системы скважина–штанговая насосная установка.
4. Разработать структуру и алгоритм работы системы управления скважинной штанговой насосной установкой на основе диагностической информации с учетом текущего дебита скважины.
5. Провести оценку практической ценности предложенной автоматической системы диагностики состояния и контроля режима работы скважинной штанговой насосной установки методом математического моделирования.

Методы решения

При решении поставленных в работе задач использовались методы системного анализа, теории управления и технической диагностики, нейросетевые технологии, а также теория имитационного моделирования. Применялись следующие программные продукты: Matlab версия 6.5, Simulink версия 5.0, Микон-К «Эхолот-динамограф» версия 2.2, Borland C++ Builder версия 5.0.

На защиту выносятся

1. Алгоритм работы системы диагностики скважинной штанговой насосной установки с предварительным вейвлет-преобразованием первичных динамограмм и распознаванием неисправностей с применением нейронных сетей.

2. Математическая модель системы скважина–штанговая насосная установка, учитывающая динамику движения штанг, труб и жидкости.

3. Способ оценки текущего дебита скважины, основанный на использовании математической модели системы скважина–штанговая насосная установка.

4. Структура и алгоритм функционирования автоматической системы управления скважинной штанговой насосной установкой с учетом текущей производительности и технического состояния установки, а также текущего дебита скважины.

5. Результаты экспериментальных исследований предложенных алгоритмов и математической модели, проведенных с применением разработанных программных модулей.

Научная новизна результатов

1. Новизна алгоритма работы системы диагностики заключается в расширении функциональных возможностей метода динамометрирования за счет использования современных методов обработки нестационарных сигналов, применения нейросетевых технологий для распознавания состояния скважинной штанговой насосной установки, что позволяет повысить достоверность и увеличить количество распознаваемых классов состояний.

2. Новизна разработанной математической модели системы скважина–штанговая насосная установка заключается в том, что она позволяет оценивать технологические параметры работы установки, не поддающиеся прямому измерению, а также учитывать текущее техническое состояние установки для управления режимом ее работы.

3. Новизна разработанного способа количественной оценки текущего дебита скважины заключается в использовании математической модели, предварительно адаптированной к характеристикам конкретной скважинной штанговой насосной установки, что позволяет повысить точность оценки дебита скважины.

4. Новизна предложенной структуры и алгоритма работы автоматической системы управления скважинной штанговой насосной установкой заключается в возможности непрерывного согласования скорости откачки со скоростью притока жидкости к забою скважины за счет автоматической оценки значения текущего дебита скважины.

5. Новизна использования предложенных алгоритмов и математической модели системы скважина–штанговая насосная установка заключается в реализации соответствующих программных модулей в составе системы управления скважинной штанговой насосной установкой, что позволило обеспечить выполнение всех требуемых для управления функций сбора, обработки и использования текущей промысловой информации.

Практическая ценность полученных результатов

1. Практическая ценность разработанного алгоритма диагностики скважинной штанговой насосной установки заключается в том, что определение технического состояния установки возможно в автоматическом режиме, что позволит использовать результат диагностирования при непрерывном управлении режимом работы установки.

2. Использование динамической математической модели системы скважина–штанговая насосная установка в составе системы автоматического управления позволяет в реальном масштабе времени определять текущее значение производительности установки, соответствующей дебиту скважины как основному параметру управления.

3. Разработаны программные модули моделирования режимов работы скважинной штанговой насосной установки, автоматической обработки динамограмм и диагностики технического состояния (программа для ЭВМ №2006611849 «Классификация динамограмм СШНУ», № 2007613994 «Диагностирование СШНУ по динамограмме»).

4. Практическая ценность разработанной автоматической системы управления скважинной штанговой насосной установкой заключается в возможности проведения оперативного контроля и регулирования процесса извлечения нефти путем управления в реальном масштабе времени режимом работы установки, а также ускорении процесса изменения режима работы установки, не оснащенной автоматическими регуляторами, что позволит значительно повысить технико-экономическую эффективность добычи нефти.

5. Результаты экспериментального исследования работы скважинной штанговой насосной установки на базе промысловых данных НГДУ «Ленингорскнефть» ОАО «Татнефть» подтвердили адекватность разработанной математической модели, а также эффективность предложенного алгоритма диагностики и управления установкой.

Апробация работы и публикации

Основные положения и результаты, полученные в работе, докладывались на следующих научно-технических конференциях:

- Первой всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Мехатроника, автоматизация, управление» Владимир, 2004.
- Шестой международной научно-технической конференции «Computer Science and Information Technologies». Уфа, 2004.
- Второй всероссийской международной научно-технической конференции с международным участием «Мехатроника, автоматизация, управление». Уфа, 2005.
- Зимняя школа аспирантов и ученых, Уфа, 2007.

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 9 работах, в том числе в виде 4 научных статей, из них 3 – в рецензируемых изданиях из списка ВАК, 3 – в виде тезисов докладов в сборниках материалов конференций и 2 свидетельства Роспатента об официальной регистрации программ для ЭВМ.

Структура работы

Диссертационная работа изложена на 147 страницах машинописного текста и включает в себя введение, четыре главы основного материала, заключение; рисунки на 26 страницах; библиографический список из 101 наименования на 9 страницах и приложение на 12 страницах.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность темы исследований, формулируется цель работы и задачи исследования, обсуждается новизна и практическая значимость выносимых на защиту результатов работы.

В первой главе показана актуальность разработки системы идентификации состояния скважинной штанговой насосной установки.

Скважинный штанговый насос является гидравлической машиной объемного типа и имеет вертикальную конструкцию одинарного действия с неподвижным цилиндром, подвижным металлическим плунжером и шариковыми клапанами. Работа скважинного штангового насоса отличается некоторыми специфическими особенностями, обусловленными свободной подвеской насосных труб и особенно большой длиной насосных штанг.

Глубиннонасосная установка является сложным и специфичным для диагностирования объектом в силу следующих причин: непрерывный характер работы, оборудование является пространственно распределенным объектом, поступающая на поверхность информация во многих случаях значительно искажена, необходимость диагностирования глубиннонасосного оборудования в рабочем режиме.

Замкнутая кривая, характеризующая зависимость изменения нагрузки F на устьевом штоке установки от его положения s и называемая динамограммой (рис. 1) позволяет наиболее полно судить о рабочем процессе скважинного штангового насоса и является основным средством анализа его состояния.

Проведенный анализ средств диагностирования установок СШН показал, что для качественного повышения достоверности технического диагностирования необходимо создание и применение эффективных методов и алгоритмов обработки первичной информации. Выявлено, что более полная и достоверная оценка параметров работы установки косвенным способом воз-

можно при использовании динамической модели системы скважина–штанговая насосная установка, описывающей работу всех частей и узлов установки.

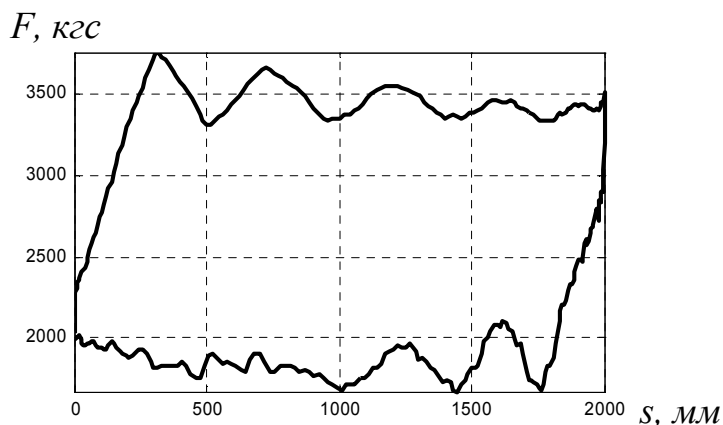


Рис.1

Параметры, характеризующие пласт и скважину, можно выразить через дебит скважины. То есть, обеспечив возможность оценки текущего дебита скважины, можно контролировать работу пласта, а также регулировать режим работы скважинного оборудования.

При создании систем контроля и управления нефтедобычей должна ставиться задача выбора рационального режима работы насосного оборудования. Выбор режима работы (производительности) скважинной штанговой насосной установки в общем случае определяется как конструктивными характеристиками насоса и скоростью качания, так и величиной утечек и степенью наполнения насоса. Текущая производительность установки должна согласовываться с дебитом скважины, для этого необходимо обеспечить его измерение. С другой стороны, производительность установки зависит от величины утечек и степени наполнения насоса. Поэтому для работы системы управления СШНУ необходимо обеспечить определение названных характеристик в реальном масштабе времени.

После анализа известных методов диагностики и контроля состояния скважинной штанговой насосной установки сформулированы цели и задачи исследования.

Во второй главе производится разработка автоматической системы диагностики скважинной штанговой насосной установки по динамограмме.

Показано, что каждому состоянию СШНУ соответствует определенная форма динамограммы, поэтому задача диагностирования насосного оборудования сводится к задаче классификации, когда каждому классу поставлено в соответствие отдельное состояние установки.

Решение задачи классификации в общем случае состоит из получения исходной информации, математической обработки с целью извлечения полезной для классификации информации и классификации состояния.

Применительно к установке СШН исходными данными являются периодические сигналы усилия в точке подвеса штанг $F(t)$ и положения $s(t)$ этой точки, полученные с использованием динамографа.

Проведен анализ существующих алгоритмов предварительной обработки динамограмм и выявления их классификационных признаков: алгоритм характерных точек перегиба, алгоритм разностных кривых, алгоритм отношения периодов начальных деформаций и спектральный алгоритм.

Эффективность большинства перечисленных алгоритмов зависит от точности определения характерных точек перегиба динамограмм, положение которых можно однозначно определить при малых скоростях работы установки, когда динамические нагрузки на колонну штанг и колебательные процессы оказывают малое влияние на форму динамограммы и ее вид близок к «параллелограммному».

Спектральный алгоритм применим, когда усилия и число качаний балансира меняются в широких пределах, и позволяет исключить необходимость определения характерных точек перегиба динамограмм, легко нормировать для размера, поворота и начальной точки динамограммы.

Далее полученные спектральные характеристики динамограмм необходимо классифицировать с использованием определенного алгоритма. Существует множество алгоритмов классификации. Наиболее простые из них основаны на использовании численных значений признаков, но они имеют существенные недостатки, частые ошибки в идентификации образов, ограниченное число распознаваемых образов.

В результате анализа проблемы построения средства распознавания, которое сможет обеспечить необходимое быстродействие и возможность распознавания динамограмм в режиме реального времени, решено использовать искусственные нейронные сети.

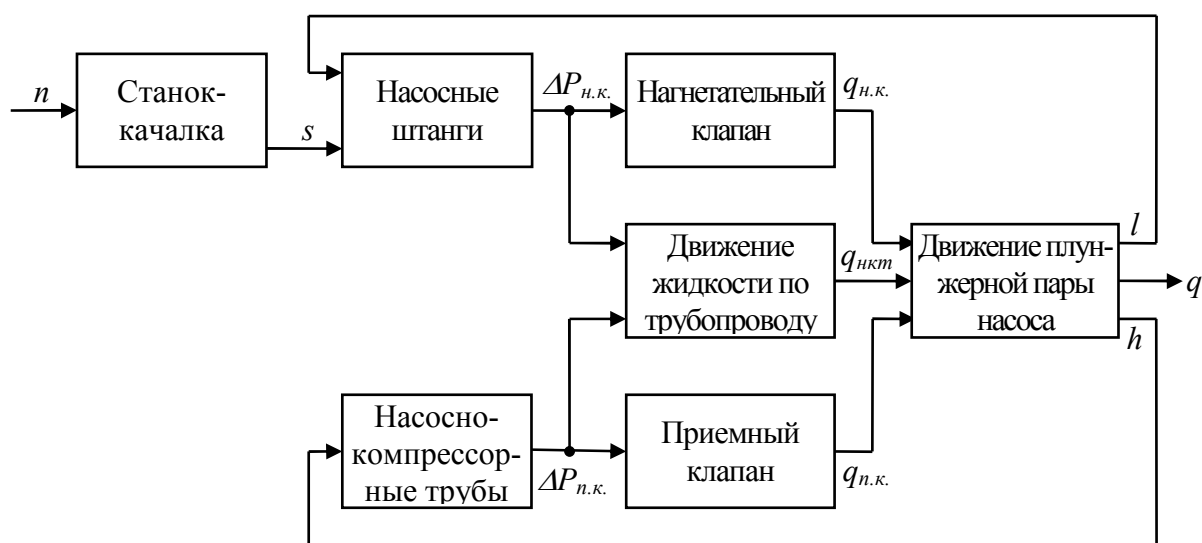
Также в данной главе разработана динамическая модель системы скважина–штанговая насосная установка.

Установка СШН представляет собой сложную систему, состоящую из следующих взаимосвязанных частей: станок-качалка, насосно-компрессорные трубы с прикрепленным к их окончанию цилиндром насоса, насосные штанги, соединенные с плунжером насоса на одном конце и станком-качалкой на другом, независимо действующие нагнетательный и приемный клапаны, и откачиваемая скважинная жидкость, находящаяся в полости НКТ (рис. 2).

Формализованный подход к описанию работы насосной установки не позволяет в полной мере учитывать динамику движения штанг, труб и жидкости. Нагнетательный и приемный клапаны не связаны жестко с положением плунжера и действуют независимо от него, их работа определяется давле-

нием откачиваемой жидкости в плунжере и за его пределами (на приеме и на выкиде насоса). То есть для определения расхода жидкости через клапанные узлы необходимо знать динамику изменения давления жидкости в насосе а, следовательно, учитывать и движение насосных штанг и труб. При этом точное описание работы клапанных узлов позволит учитывать влияние запаздывания закрытия клапанов, а также влияние утечек, возникающих вследствие неплотного закрытия клапанов при их износе, на подачу насоса.

При разработке динамической модели установки СШН приняты следующие ограничения и упрощения: скважина вертикальная; колонны насосных штанг и НКТ рассматриваются как упругие стержни, откачиваемая жидкость однородная, однофазная.



n – частота качаний балансира; s – ход полированного штока;
 $\Delta P_{н.к.}$ – разность давлений у нагнетательного клапана; $\Delta P_{п.к.}$ – разность давлений у приемного клапана; $q_{н.к.}$ – мгновенный расход жидкости через нагнетательный клапан; $q_{п.к.}$ – мгновенный расход жидкости через приемный клапан;
 $q_{нкт}$ – мгновенный расход жидкости в насосно-компрессорных трубах; l – ход плунжера; h – ход цилиндра насоса; q – производительность установки

Рис. 2

Началом цикла работы установки считается момент, когда точка подвеса насосных штанг начинает движение из крайнего нижнего положения. При этом на насосные штанги действует только их собственный вес в жидкости, насосные трубы растянуты под действием собственного веса и веса столба жидкости, давление в плунжере равно давлению столба жидкости в НКТ.

Математическая модель движения системы скважина–штанговая насосная установка с учетом указанных начальных условий имеет вид:

$$F_{упр}^{ум} - F_{ин}^{ум} - F_{сопр}^{ум} - F_{тр}^{nn} + (P_{пл} - P_{тр}) \cdot S_{пл} = 0;$$

$$\begin{aligned}
& -F_{\text{унр}}^{mp} - F_{\text{ин}}^{mp} - F_{\text{сопр}}^{mp} + F_{\text{мп}}^{nn} + F'_{\text{жс}} + (P_{\text{нр}} - P_{\text{нл}}) \cdot S_{\text{нл}} = 0; \\
& \frac{P_{\text{мп}} - P_{\text{буф}}}{\rho_{\text{жс}} g} = \frac{v_{\text{мп}}^2}{2g} \cdot \sum \xi_{\text{ном}} + L^{\text{ум}} + H_{\text{ин}}; \\
& Q_{\text{н.кл}} = \mu S_{\text{н.кл}} \sqrt{2gH_{\text{н.кл}}}; \\
& Q_{\text{н.кл}} = \mu S_{\text{н.кл}} \sqrt{2gH_{\text{н.кл}}}; \\
& \dot{h} \cdot (S_{\text{мп}} - S_{\text{ум}}) = Q_{\text{мп}} \cdot \beta - Q_{\text{н.кл}}; \\
& \dot{l} \cdot S_{\text{нл}} = Q_{\text{мп}} \cdot \beta + Q_{\text{н.кл}},
\end{aligned}$$

где $P_{\text{нр}}$, $P_{\text{нл}}$, $P_{\text{мп}}$ – давление жидкости на приеме насоса, в плунжере и над плунжером соответственно; $P_{\text{буф}}$ – буферное давление жидкости; $F_{\text{унр}}^{\text{ум}}$, $F_{\text{сопр}}^{\text{ум}}$, $F_{\text{ин}}^{\text{ум}}$ – сила упругости, сопротивления среды и инерции насосных штанг соответственно; $F_{\text{унр}}^{mp}$, $F_{\text{сопр}}^{mp}$, $F_{\text{ин}}^{mp}$ – сила упругости, сопротивления среды и инерции НКТ соответственно; $F_{\text{мп}}^{nn}$ – сила трения плунжерной пары; $F'_{\text{жс}}$ – действие столба жидкости на цилиндр насоса; H_{ei} – инерционный напор жидкости; $\sum \xi_{\text{ном}}$ – коэффициент потери скоростного напора по длине и местных сопротивлений; $Q_{\text{мп}}$, $Q_{\text{н.кл}}$, $Q_{\text{н.кл}}$ – расход жидкости через НКТ, приемный клапан и нагнетательный клапан соответственно; \dot{l} , \dot{h} – скорости движения нижней точки штанг и труб соответственно; β – коэффициент усадки нефти; $S_{\text{мп}}$, $S_{\text{ум}}$, $S_{\text{нл}}$ – площадь поперечного сечения насосных труб штанг и плунжера соответственно; $L^{\text{ум}}$ – длина насосных штанг; $\rho_{\text{жс}}$ – плотность откачиваемой жидкости; $v_{\text{мп}}$ – скорость движения жидкости в НКТ.

Разработанная динамическая модель системы скважина–штанговая насосная установка позволяет моделировать различные условия и режимы работы установки. При этом модель позволяет учитывать влияние незаполнения насоса, а также утечек различного рода на работу установки.

Также в данной главе разработана структура системы управления скважинной штанговой насосной установкой.

Задачей системы управления насосным оборудованием является согласование текущей подачи насоса со скоростью притока жидкости в скважину. Основными параметрами управления в данной системе являются дебит скважины, величина утечек и степень незаполнения насоса.

Производительность установки СШН определяется выражением:

$$Q = 1440 \cdot f_{\text{нл}} \cdot S_{\text{ум}} \cdot n \cdot \alpha, [\text{м}^3/\text{сут}],$$

где $f_{\text{нл}}$ – площадь сечения плунжера, м^2 ; $S_{\text{ум}}$ – длина хода полированного штока, м ; n – число качаний, мин^{-1} ; α – коэффициент подачи насоса.

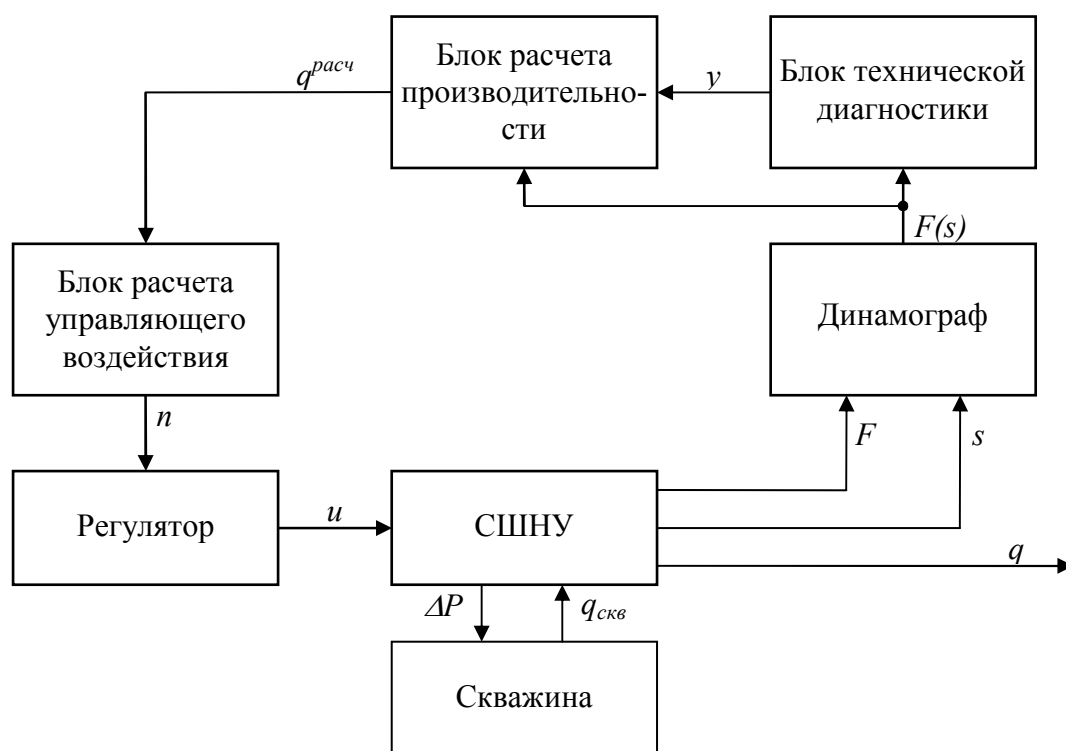
Производительность установки зависит от коэффициента подачи насоса, на величину которого влияют утечки и наполнение насоса жидкостью.

Структура системы управления насосным оборудованием представлена на рис. 3.

Система включает в себя СШНУ, устройство контроля (динамограф), блок технической диагностики, блок расчета производительности, блок расчета управляющего воздействия, регулятор.

Блок технической диагностики осуществляет контроль технического состояния установки по динамограмме и определяет присутствующие неисправности оборудования. Далее информация о выявленных неисправностях насосного оборудования передается в блок расчета производительности установки, где с использованием динамической модели установки, с учетом ее (установки) технического состояния, определяется текущая производительность установки.

В блоке расчета управляющего воздействия производится расчет требуемой скорости откачки жидкости и определение числа двойных ходов установки в минуту. В регуляторе по заданному числу двойных ходов установки формируется управляющий сигнал для электродвигателя установки.



F – нагрузка на полированном штоке; s – перемещение полированного штока; q – действительная подача установки СШН; y – вектор технического состояния установки; $q^{расч}$ – расчетная подача установки СШН; $q_{скв}$ – дебит скважины; ΔP – депрессия скважины; n – частота качаний станка-качалки; u – управляющее воздействие

Рис. 3

В третьей главе производится синтез алгоритма идентификации состояния скважинной штанговой насосной установки по динамограмме.

Показано, что динамограмма является сложным нестационарным периодическим сигналом, имеет сложные частотно-временные характеристики и состоит из близких по времени высокочастотных компонент и долговременных, близких по частоте низкочастотных компонент.

Для снижения избыточности описания сигнала и улучшения качества классификации динамограммы предложено использовать спектральный алгоритм обработки для выделения классификационных признаков.

Установка СШН работает по замкнутому циклу, при этом признаки различных нарушений работы установки проявляются на динамограмме в разные моменты времени цикла работы с различной силой. Поэтому спектральный анализ динамограммы предложено осуществлять не только по частоте, но и по времени.

Каждая установка СШН имеет свои пределы изменения усилия и хода, зависящие от конструктивных параметров используемого оборудования, поэтому динамограмма предварительно нормализуется.

Проведен сравнительный анализ результатов Фурье-преобразования и вейвлет-преобразования динамограмм при выделении классификационных признаков.

Классификационные признаки при вейвлет-преобразовании динамограммы определяются по следующей формуле

$$w(i, k) = a_0^{-\frac{i}{2}} \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \psi(a_0^{-i} t - kb_0) dt,$$

где $\psi(i, k)$ – базисная функция-вейвлет; $f(t)$ – функция динамограммы; $i, k \in Z$.

Установлено, различные виды неисправностей насосного оборудования вносят локальные искажения на фазовой плоскости вейвлет-преобразования.

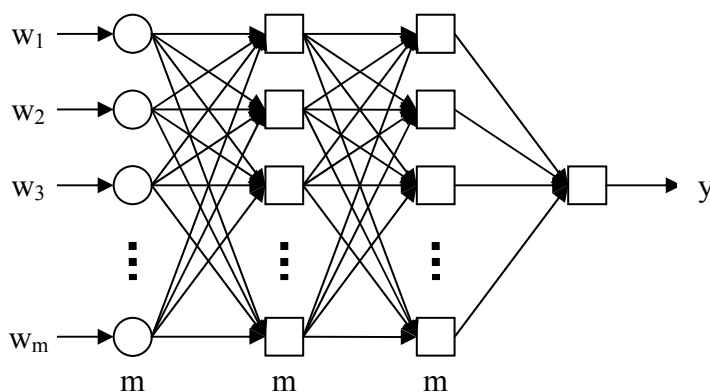
Задача классификации может быть решена линейным разделением фазовой плоскости на части, вид каждой из которых определяется наличием или отсутствием определенной неисправности.

Для решения задач линейного разделения наибольшее распространение получили многослойные сети прямого распространения, в которых нейроны одного слоя не связаны между собой, а выходной сигнал одного слоя поступает на вход только следующего слоя.

На вход нейронной сети подается вектор значений вейвлет-преобразования динамограммы \bar{W} , а каждому выходу нейронной сети поставлен в соответствие определенный класс динамограммы. Результатом расчета нейронной сети будет вектор \bar{Y} характеризующий текущее состояние установки.

Для получения достоверных результатов проектирования нейронной сети проведен сравнительный анализ многослойных персептронов с различным количеством скрытых слоев и нейронов в скрытом слое. Исследования показали, что для качественного распознавания всех классов динамограмм одной нейронной сетью необходимо использование трехслойной нейронной с большим (больше 32) количеством нейронов в скрытом слое. Такая нейронная сеть требует большого времени для обучения и обучающей выборки значительных размеров, что снижает эффективность ее применения.

Для повышения эффективности использования аппарата нейронных сетей при классификации динамограмм предложено использовать набор нейронных сетей, количество которых соответствует количеству рассматриваемых классов динамограмм. При этом каждая нейронная сеть обладает одним выходом, ненулевое значение которого соответствует степени уверенности сети в присутствии на динамограмме соответствующей неисправности (рис.4).



w_m – значения вейвлет преобразования динамограммы; y – степень уверенности нейронной сети в присутствии неисправности

Рис. 4

Такой подход снижает требование к размеру обучающей выборки и, как следствие, дает существенный выигрыш во времени обучения нейронной сети. В итоге алгоритм распознавания динамограмм не зависит от общего числа распознаваемых классов.

Разработанная динамическая модель позволяет рассчитывать производительность насосного оборудования, учитывая конструктивные параметры станка-качалки и глубинного насоса, глубину спуска насоса, режим работы и динамический уровень жидкости при нормальной работе оборудования.

В случае возникновения неисправностей в работе оборудования, т.е., в конечном счете, в случае снижения текущей производительности, модель необходимо адаптировать к сложившимся условиям.

Необходимость в адаптации возникает, когда математическая модель задана не полностью, например, с точностью до значений конечного набора па-

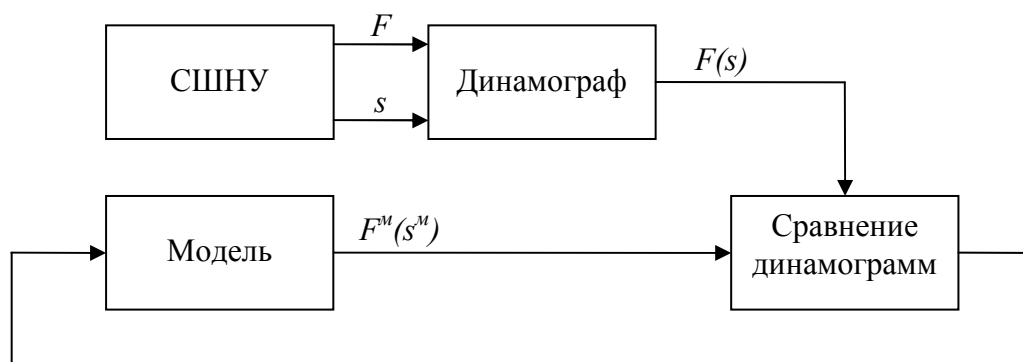
раметров. Для линейных моделей такими параметрами могут быть коэффициенты описывающего объект уравнения. В подобных ситуациях говорят о параметрической неопределенности модели.

В случае с динамической моделью установки СШН неизвестные параметры входят в нее линейно, это обстоятельство позволяет воспользоваться одним из методов направленного перебора. Кроме того, для расчета текущей производительности в математической модели достаточно учитывать влияние только двух неисправностей: незаполнение насоса и утечки в клапанах. Поскольку каждое из рассматриваемых состояний описывается одним или двумя параметрами модели, время адаптации существенно сокращается.

Алгоритм адаптации математической модели установки СШН реализуется в соответствии со схемой, изображенной на рис. 5, и заключается в следующем:

- динамографом снимается практическая динамограмма установки;
- в математической модели задаются массогабаритные параметры оборудования установки и рассчитывается индивидуальная теоретическая динамограмма;
- неизвестные коэффициенты модели варьируются до тех пор, пока различие между практической динамограммой и рассчитанной по модели будут минимальны.

При этом критерием завершения адаптации будет служить равенство площадей действительной динамограммы и динамограммы, рассчитанной на очередном шаге адаптации, и равенство максимальных и минимальных значений действительного и расчетного усилий на полированном штоке установки.



F – усилие на полированном штоке; s – ход полированного штока; F^m – расчетное усилие на полированном штоке; s^m – расчетный ход полированного штока

Рис. 5

Математическая модель с подобранными таким образом коэффициентами используется для определения эффективного хода плунжера (т.е. хода с момента закрытия нагнетательного клапана до его, плунжера, крайнего по-

ложения) и, в конечном счете, для оценки дебита в системе управления режимом работы скважинной штанговой насосной установкой.

В четвертой главе проводится разработка программного модуля «Dinamo» идентификации состояния скважинной штанговой насосной установки. Проверяется эффективность разработанного алгоритма определения технического состояния насосного оборудования и адекватность динамической математической модели системы скважина–штанговая насосная установка.

Для проверки достоверности определения технического состояния насосного оборудования было выбрано 483 установки СШН, состояние которых контролировалось с помощью динамометрирования. Общее количество обработанных динамограмм составило 1273 шт., каждая из которых была отнесена к одному из рассматриваемых классов состояния установки СШН.

Оценка точности алгоритма классификации определялась методом экзаменационной выборки. При этом динамограммы каждого класса были разделены на две части: 1) обучающая выборка, используемая для обучения нейронных сетей; 2) тестовая выборка, используемая для проверки точности классификации. Результаты проверки точности классификации динамограмм приведены в табл. 1.

Табл. 1

№	Класс динамограмм	Точность классификации, %
1	Нормальная работа	98.3
2	Незаполнение насоса	87.5
3	Утечки в нагнетательном клапане	82.5
4	Утечки в приемном клапане	83.3
5	Заедание плунжера	68.2
6	Низкая посадка плунжера	87.1
7	Парафин, эмульсия	81.4
8	Обрыв, отворот	92.5

Проверка адекватности модели осуществлялась путем сравнения действительной производительности установки, измеренной с помощью счетчика СКЖ и рассчитанной по разработанной динамической модели системы скважина–штанговая насосная установка.

Кроме того, расчет производительности проводился по динамограмме известным графическим способом, реализованным в программном продукте «Эхолот-Динамограф», разработанном фирмой ООО «Микон-К».

Результаты расчетов и замеров производительности установок СШН, оборудованных счетчиком СКЖ и динамографом, приведены в табл. 2.

Табл. 2

Скважина, №	Производительность, м ³ /сут.		
	действительная (по СКЖ)	по эффективному ходу плунжера	расчетная (по модели)
106	8,8	12,75	9,33
108	19,6	21,09	19,95
1075Б	18,8	23,14	18,83
26772	5	5,81	5,33

Проверка показала высокую эффективность разработанного алгоритма определения технического состояния насосного оборудования и адекватность динамической математической модели системы скважина–штанговая насосная установка.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

1. Разработан алгоритм работы системы автоматической диагностики скважинной штанговой насосной установки с предварительным вейвлет-преобразованием первичных динамограмм и распознаванием неисправностей с применением нейронных сетей, реализация которого обеспечила достоверность распознавания классов состояний насосного оборудования и скважины на уровне (87.5–92.5)% на выборке объемом 1273 образца практических динамограмм работы 483 нефтяных скважин.

2. Разработана динамическая математическая модель СШНУ, учитывающая динамику движения штанг, труб и жидкости, и основанный на ее использовании способ оценки в реальном масштабе времени текущего дебита скважины с использованием динамограммы, позволившие повысить точность оценки дебита скважины по сравнению с базовым способом на (7.4–38.0)% для рассмотренного куста скважин. Отклонение от показаний эталонного средства измерения составило (0.2–6.7)%.

3. Разработан способ оценки текущего дебита скважины, основанный на использовании предварительно адаптированной к характеристикам конкретной скважинной штанговой насосной установки динамической математической модели, позволяющий в реальном масштабе времени определять количественные значения текущего дебита скважины.

4. Построена локальная система управления отдельной добывающей скважиной, эксплуатируемой СШНУ, с использованием результатов автоматической интерпретации данных динамометрирования и математического моделирования работы СШНУ, позволяющая увеличить срок рентабельной эксплуатации скважин.

5. Проведено моделирование работы системы диагностики состояния СШНУ и проверка динамической математической модели системы скважина–штанговая насосная установка для оценки текущей производительности с применением разработанных программных модулей на промысловых данных ЦДНГ №5 НГДУ «Лениногорскнефть» ОАО «Татнефть», подтвердившие эффективность предложенных технических решений. Результаты диссертацион-

ной работы могут быть использованы на предприятиях нефтедобывающего комплекса, в частности, как основа для разработки инженерной методики оценки дебита продукции скважин в соответствии с ГОСТ № Р8.615-2005 Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

В рецензируемых журналах из списка ВАК

1. Автоматизация диагностики нефтедобывающего оборудования с использованием нейронных сетей / **Б.Г. Ильясов, К.Ф. Тагирова, И.В. Дунаев** // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. №4. С. 11–18.

2. Повышение достоверности оценки дебита нефтяной скважины по динамограмме / **К.Ф. Тагирова, И.В. Дунаев** // Технологии ТЭК. М. : Индустрия, 2007. №2. С. 41–44.

3. Нейронные сети в задаче диагностики насосного оборудования / **Р.А. Бадамшин, Б.Г. Ильясов, К.Ф. Тагирова, И.В. Дунаев** // Нейрокомпьютеры: разработка, применение. М. : Радиотехника, 2007. №10. С. 66–69.

В других изданиях

4. Интеллектуальная система диагностики состояния насосного оборудования нефтедобычи / **И.В. Дунаев, К.Ф. Тагирова, В.В. Якимович** // Мехатроника, автоматизация, управление : тр. I Всерос. науч.-техн. конф. с международ. участием. Владимир, 2004. С. 361–365.

5. Нейросетевое диагностирование нефтепромыслового оборудования с использованием вейвлет-анализа / **Б.Г. Ильясов, К.Ф. Тагирова, И.В. Дунаев** // Тр. 6-й междунар. конф. CSIT'2004. Уфа, 2004. Т. 2. С. 157–159. (Статья на англ. яз.).

6. Интеллектуальная система диагностики с автоматическим вводом первичной информации / **Б.Г. Ильясов, К.Ф. Тагирова, И.В. Дунаев** // Мехатроника, автоматизация, управление : тр. II Всерос. науч.-техн. конф. с международ. участием. Уфа, 2005. Т. 2. С. 256–259.

7. Оценка дебита нефтяной скважины по динамограмме / **С.Т. Кусимов, Б.Г. Ильясов, К.Ф. Тагирова, И.В. Дунаев** // Проблемы машиноведения и критических технологий в машиностроительном комплексе Республики Башкортостан : сб. науч. тр. Уфа : Гилем, 2006. С. 208–213.

8. Свид. об офиц. рег. программы для ЭВМ № 2006611849. Классификация динамограмм штанговых скважинных насосных установок с использованием нейронной сети / **И.В. Дунаев, Б.Г. Ильясов, К.Ф. Тагирова**. Роспатент, 2006.

9. Свид. об офиц. рег. программы для ЭВМ № 2007613994. Диагностирование штанговых скважинных насосных установок по динамограмме / **И.В. Дунаев, Б.Г. Ильясов, К.Ф. Тагирова**. Роспатент, 2007.

ДУНАЕВ Игорь Владиславович

ДИАГНОСТИКА И КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ
СКВАЖИННОЙ ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ
НА ОСНОВЕ ДИНАМОМЕТРИРОВАНИЯ
И НЕЙРОСЕТЕВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Специальность 05.13.06 – Автоматизация и управление технологическими
процессами и производствами

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Подписано к печати 22.11.2007 Формат 60x84 1/16.
Бумага офсетная. Печать плоская. Гарнитура Times New Roman Суг.
Усл. печ. л. 1,0. Усл. кр. отт. 1,0. Уч. –изд. л. 0,9.
Тираж 100 экз. Заказ №

ГОУ ВПО Уфимский государственный авиационный технический университет
Центр оперативной полиграфии
450000, Уфа-центр, ул. К. Маркса, 12.