

Насыров А.М., Тавлуй И.В.

**ОСНОВЫ
организации управления
производством
на нефтепромыслах**

Ижевск 2011г.

Насыров А.М., Тавлуй И.В.

Н 32 Основы организации управления производством на нефтепромыслах / Насыров А. М., Тавлуй И. В. – Ижевск: ООО «Парацельс Принт», 2011. – 96 с.

В данной книге даны краткие сведения из основ теории управления производством, изложены особенности организации управления в низовых звеньях нефтедобывающего производства, методы и способы совершенствования организации управления процессами труда и технологическими процессами в цеховом уровне добычи нефти. Затронуты вопросы повышения качества работы персонала и участия коллектива в управлении производством.

Значительное внимание уделено автоматизации производства. Приведены примеры по объемам автоматизации управления технологическими процессами на основных объектах нефтедобывающего производства.

Образовательное пособие предназначено для инженерно-технических работников промыслов и студентов нефтяных специальностей.

УДК 658:622.276
ББК 65.305.143.2-21

ISBN 978-5-905460-01-2

© Насыров А.М., 2011
© Тавлуй И.В., 2011
© РА «Парацельс», 2011

Содержание

Введение	5
1. Краткие сведения из основ теории управления	7
1.1. Основные термины и определения.....	7
1.2. Производство. Управляющая и управляемые системы	9
1.3. Организационная структура предприятия.....	15
1.4. Методы управления	17
1.5. Стиль руководства коллективом	19
2. Организация управления производством в цехах по добыче нефти и газа	25
2.1. Характеристика цеха по добыче как структурной единицы нефтедобывающего предприятия	25
2.2. Основные задачи и функции цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла).....	28
2.3. Основные виды работ, выполняемых собственными силами и подразделениями сервисных организаций	31
2.4. Характерные особенности процесса труда руководителя нефтепромысла (начальника ЦДНГ) и мастеров по добыче нефти и газа.....	36
2.5. Управление безопасностью производства	59
3. Управление технологическими процессами. Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП). Требования к автоматизации системы управления технологическими процессами в добыче нефти	65
3.1. Общие положения.	65
3.2. Основные требования к техническим средствам автоматизации, измерения, телемеханики. Требования к проектированию, монтажу и пусконаладочным работам	67
3.3. Функциональные требования к промысловым системам автоматизации, телемеханизации, системам автоматического регулирования и управления.....	70
3.4. Требования к узлам учета.....	73

3.5. Оценка технического уровня применяемой системы автоматизации	74
3.6. Нефтепромысловые объекты, подлежащие автоматизации	75
3.7. Необходимые функции контроля, регулирования, управления систем автоматизации объектов добычи нефти и газа	77
Примерные функции (объемы) автоматизации нефтепромысловых объектов	78
Заключение	95
Использованная литература	96

Введение

Нередко приходится слышать вопросы, касающиеся науки управления производством, иногда из любопытства, иногда в качестве проверки знаний собеседника в этой области. Весьма солидные люди задают вопросы такого характера: ты какой метод руководства предпочитаешь – демократический или авторитарный? Если у тебя есть возможность выбирать, кого бы ты взял: бригаду отличных рабочих или хорошего мастера?

На первый взгляд кажется, что вопросы достаточно грамотные и требуют однозначного и квалифицированного ответа. На самом деле это не так, о чем будет объяснено позже.

В советское время была единая система управления, идентичная структура управления во всех производственных объединениях нефтяной промышленности. Такая система напоминала военную структуру, поскольку что-то изменить на местном уровне без разрешения министерства практически было невозможно.

После приватизации отрасли другая крайность – хозяева предприятий создают самые различные структуры без учета мнений профессиональных нефтяников, очень часто их меняют, не считаясь с тем, что любое изменение структуры управления требует времени на адаптацию работников к новым условиям, создает стрессовую ситуацию у работников независимо от качества их работы.

Организационный хаос в некоторых предприятиях, бессистемность, отсутствие согласованности и взаимоувязки технологической системы производства с организационной, непонятная стимуляция труда, высокая текучесть кадров – все это губительно отражается на психологии людей, снижает организационно-технический уровень производства и производственный потенциал компании.

При наличии общих закономерностей в организации управления производством любых отраслей, в нефтедобывающей промышленности имеются значительные особенности в управлении производством и в организации труда работников нефтепромыслов. Эти особенности вызваны следующими объективными факторами:

- Большой разбросанностью объектов на десятки и сотни километров.
- Трудностями контроля за состоянием технологической цепочки добычи нефти и работой персонала.
- Значительной зависимостью качества работы от природно-климатических условий.
- Большим количеством возможных факторов травматизма для обслуживающего промысловые объекты персонала (взрывы, пожары, отравление газом, травмы от механизмов, поражение электрическим током, сосуды и коммуникации, работающие под высоким давлением, работа с транспортом, обморожения, солнечные удары, гололед, пурга и т.д.).

В данной работе поставлена цель ознакомить читателей с основами теории управления производством, особенностями организации управления в низовых звеньях нефтедобывающего производства, примерами автоматизации управления технологическими процессами, методами и способами совершенствования организации управления в цеховом уровне добычи нефти, а также методами повышения качества работы персонала.

Книга предназначена для инженерно-технических работников промыслов и студентов старших курсов нефтяных специальностей.

1. Краткие сведения из основ теории управления.

1.1. Основные термины и определения.

Существует наука кибернетика, наука об управлении системами, которая утверждает, что законы управления механической, биологической, социально-экономической системами идентичны. Из этого следует, что наука об управлении имеет свои законы и особенности, которые необходимо соблюдать и учитывать при организации управления производством.

Прежде чем излагать какие-то конкретные вопросы организации управления производством, следует ознакомиться с общепринятыми терминологиями, краткими разъяснениями их содержания.

Управление производством – это есть целенаправленное воздействие на коллектив людей для организации их деятельности в процессе производства в целях достижения поставленных задач.

Методы управления представляют собой способы, приемы, формы осуществления управляющего воздействия на объект управления (т.е. на коллектив людей, работающий на предприятии).

Методы управления подразделяют на:

- организационные;
- экономические;
- планирование (как метод управления);
- социально-психологические.

Стиль руководства – это особенности, характер и комплекс приемов, способов, применяемых руководителем при выполнении управленческих функций.

Данный термин наиболее подвержен искажениям, разночтениям, обсуждениям, особенно в средствах массовой информации, в связи с чем эту тему следует рассмотреть более подробно.

Процесс труда – трудовая деятельность отдельного работника или группы работников, направленная на достижение заранее поставленной цели и рассматриваемая относительно этой цели.

Оперативное управление – управление текущими событиями, включающее оперативное воздействие на управляемое производство в целях корректировки производственного процесса, оперативное планирование, оперативный учет и контроль.

Органы управления – органы и субъекты, обладающие правом принимать управленческие решения в пределах их компетенции и следить за исполнением принятых решений.

Орудия труда – часть средств производства, с помощью которых или посредством которых человек воздействует на объекты, предметы труда.

Структура управления – это форма разделения труда в управлении, организационно закрепляющая деление управления на функции.

Звено управления – обособленная ячейка с определенными функциями управления.

Линейное управление подразумевает административно-распорядительную соподчиненность звеньев управления.

Функциональное управление – подразумевает функционально-рекомендательные взаимоотношения между звеньями, при которых управляющее звено воздействует на управляемые звенья указаниями и распоряжениями инструктивно-регламентирующего характера по отдельным профильным направлениям деятельности предприятия.

Организация труда – часть организации производства, характеризующая выполнение персоналом отдельных операций и процесса труда в целом.

Ранжирование – определение соотносительной важности.

Диверсификация производства – разнонаправленность производства, предполагает развитие в предприятии непрофильных, но прибыльных производств.

Например, нефтедобывающее предприятие может иметь битумное производство, цех по футерованию труб и другие. Такие производства создаются после всестороннего изучения рынка и способствуют экономической стабильности предприятия.

Принципы управления – это объективно обоснованные руководящие правила, основные положения, нормы поведения, которыми должны руководствоваться субъекты управления, чтобы управление было эффективным (единоначалие и коллегиальность, плановое ведение хозяйства, подбор и расстановка кадров, сочетание моральных и материальных стимулов к труду).

Авария – это полная или частичная потеря работоспособности технической системы в результате разрушения элементов системы или воздействия осложняющих технологических, природно-климатических факторов, сопровождающаяся большими экономическими затратами, а также возможным значительным негативным воздействием на здоровье людей и на окружающую среду.

1.2. Производство.

Управляющая и управляемые системы.

В теории управления под термином «производство» понимается переработка исходных ресурсов в готовую для по-

требления продукцию в соответствии со спросом на рынке сбыта.



Используя простую модель «ресурс-продукт», производство можно определить как процесс переработки, в котором к ресурсу добавляется стоимость производства продукта, нужного предполагаемым потребителям.

Задача предприятия состоит в том, чтобы воспринять «на входе» факторы производства (затраты), переработать их и «на выходе» выдать готовую продукцию (результат). Это и называется производственной деятельностью.

Управление производством – единственная по-настоящему сложная часть бизнеса, но профессиональное умение позволяет специалистам успешно управлять сложным производством и достигать успеха в получении прибыли.

Какие цели может поставить перед собой предприятие, помимо получения максимальной прибыли?

Неправильно считать, что все организации ставят перед собой одну единственную цель – «зарабатывать деньги». Эта цель действительно актуальна, особенно в краткосрочном плане. В долгосрочном же плане на первое место выходит сохранение и развитие бизнеса, что позволит получать прибыль и в будущем.

Вообще в бизнесе существует множество целей и все они взаимосвязаны и взаимозависимы. Например:

- увеличение прибыли организации;
- сокращение всех видов затрат на производство продукции и услуг;
- рациональное использование ресурсов (в том числе природных);
- повышение конкурентоспособности;
- лидерство в освоении новой техники и технологии для дальнейшего развития производства;
- достижение известности в своей области деятельности, чтобы иметь возможность привлекать в штат лучших специалистов.

Основные закономерности и принципы управления производством в различных отраслях народного хозяйства во многом идентичны, но имеют и значительные отличия, особенно в структуре управления, диктуемой целью и задачами производства.

Технология добычи нефти, сбора и подготовки нефти во многом зависят от горно-геологических условий месторождения нефти, физико-химических свойств добываемых флюидов, орогидрографии и геоморфологии региона, природно-климатических факторов в районе добычи нефти.

Исходя из особенностей технологии добычи нефти, в тесной взаимоувязке с технологией создается структура управления производством и производственные подразделения. Например, месторождение имеет парафинистые нефти, при добыче ее на скважинном оборудовании интенсивно откладываются асфальтосмолистые парафиновые отложения. Чтобы противостоять этому негативному явлению, необходимо создавать специальные подразделения: звенья по депарафинизации скважин горячими обработками, химическими обработками, группы по пуску шаров, торпед, скребков. Если

часть скважин, к примеру, эксплуатируется с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), то в этом случае необходимо создавать специализированное подразделение по обслуживанию и ремонту ЭЦН или заключить договор с профильным предприятием.

Если организационная структура не соответствует технологическим процессам производства и не противостоит внешним негативным воздействиям, то нельзя ждать и высоких результатов в работе этого предприятия. Поэтому, автоматическое копирование системы организации управления производством в одном регионе для создания нефтедобывающего производства в другом районе будет неправильным, хотя большинство решаемых вопросов будет идентичным.

В целом, систему управления производством упрощенно можно представить следующим образом.

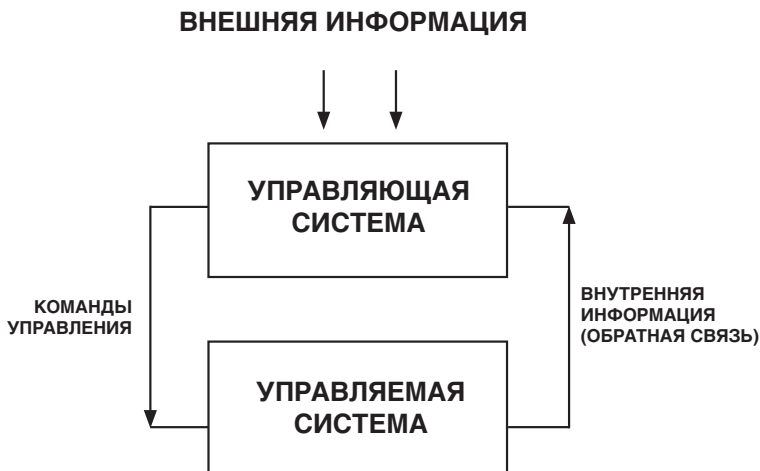


Рис. 1. Упрощенная схема взаимоотношений систем управления.

Для управления сложными вероятностными системами, каковыми являются нефтедобывающие производства, необходимо управление по принципу обратной связи, т.е. управляющая система должна иметь информацию о фактическом состоянии выхода управляемой системы.

Наличие обратной связи дает возможность регулятору устранять даже те воздействия, природа которых неизвестна или которые трудно предусмотреть.

Управление производством должно обладать гомеостатическими свойствами, т.е. механизмом саморегулирования. Чтобы было понятно, приводим пример: из-за погодных условий вышла из строя линия электропередач, питающая объекты бригады по добыче нефти. Однако, энергетическое обеспечение бригады не прекратилось в результате автоматического включения резервного фидера. Это было предусмотрено при организации управления технологическими процессами. Другой пример. Из-за эпидемии гриппа не вышли на работу мастер бригады по добыче нефти и два оператора. По принятой в бригаде схеме управления обязанности руководства бригадой взял на себя старший оператор звена №2. Он запросил в диспетчерской службе промысла дополнительную автомашину, чтобы успеть обслужить закрепленные скважины заболевших операторов. Таким образом, бригада обеспечила выполнение дневного задания. С другой стороны, руководство цеха, имея информацию о состоянии бригады, оперативно обеспечило бригаду дополнительным транспортом, средствами связи для усиления контроля за ослабленной бригадой добычи нефти.

Крупный цех по добыче нефти и газа, будучи управляемой системой по отношению к нефтедобывающему управлению (НГДУ), имеет ряд подсистем: технических, геологических, технологических, экономических, социальных и других.

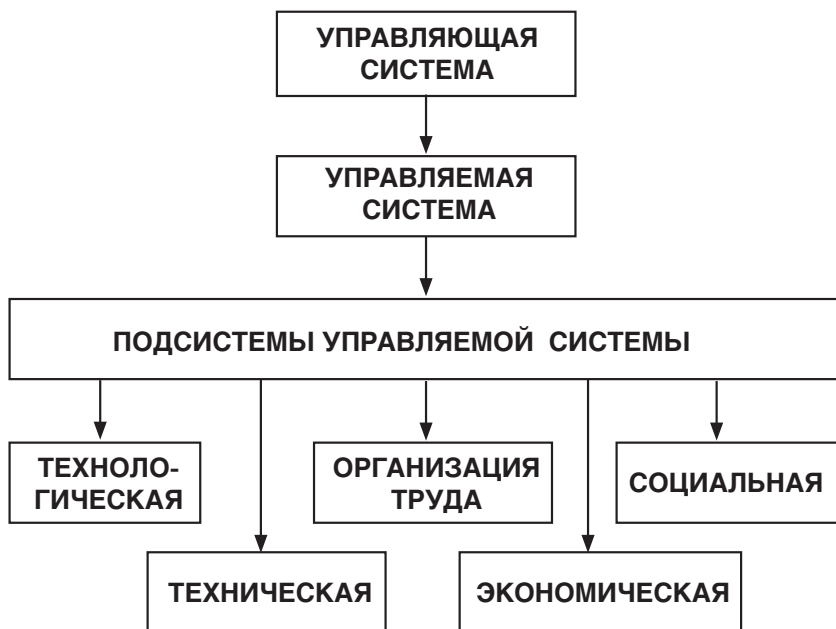


Рис. 2. Примеры подсистем управляемой системы.

Количество, целевое назначение, значимость подсистем управляемой системы зависят от конкретных условий. В целом тенденция в управлении системами должна быть такова, чтобы в управляемой системе, например, на нефтепромысле, оставлять минимальное количество специалистов, сосредоточивая внимание на участие их в производственном процессе. А функции решения социально-экономических вопросов и функции учета берет на себя управляющая система, т.е. вышестоящая организация.

Оптимизация процессов производства и управления им ведется перманентно, если имеются для этого объективные условия. Любое изменение в управлении производством должно быть предварительно проанализировано со всех сторон, хорошо изучено и подготовлено. В противном случае, необдуманнные организационные решения могут привести к большим негативным последствиям для предприятия.

1.3. Организационная структура предприятия.

Взаимоотношения и соподчиненность звеньев управляющей системы и управляемых систем графически показываються в схеме организационной структуры предприятия. К сожалению, в каждом предприятии эту схему составляют по-разному. Однако везде и во всем должен быть порядок. Существуют определенные правила составления схемы организационной структуры предприятия:

- сверху вниз располагаются управляющая и управляемые системы;

- снизу вверх производится восходящее ранжирование звеньев и субъектов управления, т.е. на самом вверху располагается руководитель предприятия, ниже идет уровень заместителей, далее уровень департаментов, уровень отделов и т.д.;

- справа налево на одном уровне производится возрастающее ранжирование звеньев и субъектов управления. Например, на уровне заместителей главный инженер располагается первый слева, далее идут другие заместители – зам. по капитальному строительству, зам. по экономике и другие. Упрощенный пример приводится на рисунке 3.

Как видно из рисунка 3, профильные специалисты: начальник технологического отдела, главный энергетик, главный механик, начальник производственного отдела (не пока-

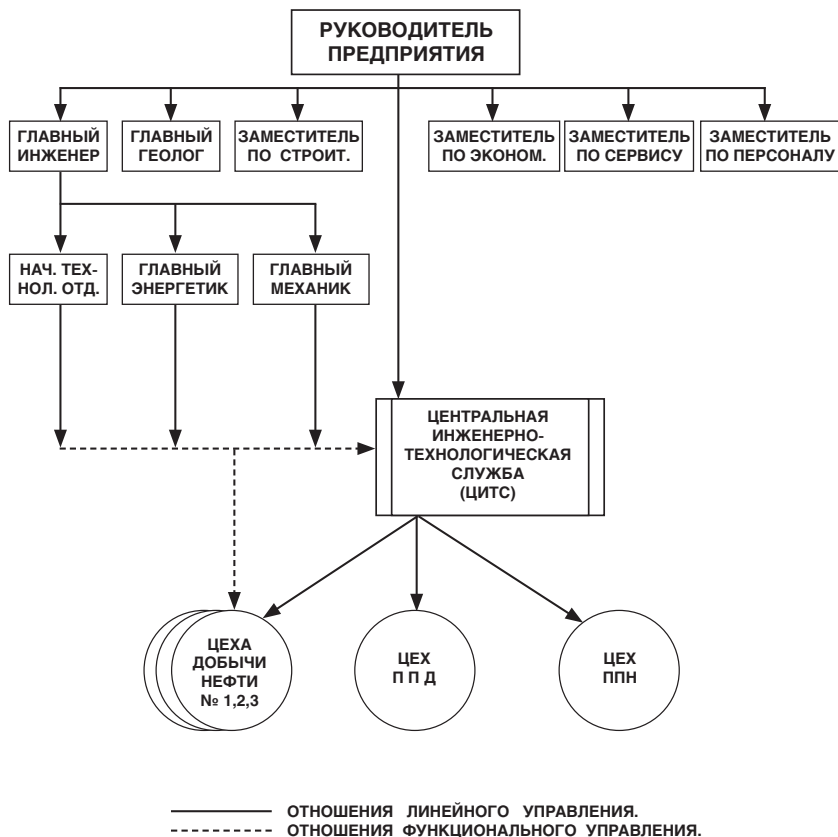


Рис. 3. Фрагмент схемы организационной структуры нефтегазодобывающего предприятия. Линейно-функциональная структура управления.

зан) – оказывают производственным подразделениям только функциональное воздействие по своему профилю работы, а начальник центральной инженерно-технологической службы оказывает линейное (административно-распорядительное) воздействие.

В соответствии с указанной схемой для начальника цеха добычи нефти начальник ЦИТС является непосредственным начальником, руководитель предприятия – прямым начальником, главный инженер – прямым функциональным начальником.

Различают линейную, функциональную, линейно-штабную, линейно-функциональную схемы управления. Эти схемы создаются на постоянной основе, меняются и совершенствуются по мере необходимости.

Кроме этого, в каждом предприятии может создаваться одна или несколько временных структур – программно-целевые структуры. Они создаются для решения отдельных важных задач производства, например, для внедрения новой техники, для решения осложняющих добычу нефти факторов. После решения проблемы эти структуры перестают существовать. В программно-целевые группы по договоренности могут входить и специалисты сторонних организаций.

Говоря об управлении производством очень часто приходится слышать такие выражения, как «стиль управления», «этот руководитель ведет авторитарный метод руководства» и другие. Это – грубое искажение терминологии, принятой в теории управления производством. Правильный термин – «методы управления», который относится к системе управления. А термин «стиль руководства» относится к характеристике лично руководителя при выполнении управленческих функций.

1.4. Методы управления.

Методы управления условно подразделяют на организационные, экономические, планирование (как отдельный метод), социально-психологические и другие.

О методах управления литературы достаточно много и в данном направлении развития науки управления имеется определенная последовательность. Поэтому авторы данной работы о методах управления производством дают минимальную информацию, а о стиле руководства – более подробную.

Организационные методы управления представляют собой диктуемые целью и задачами управления формы использования его функций и структуры путем приведения в действие механизмов организационного и распорядительного воздействия на управляемую систему.

Основными составляющими направлениями организационных методов управления являются:

- распорядительное воздействие (приказы, распоряжения, поручения, указания);
- организационное воздействие (организационное регламентирование, т.е. должностные инструкции, положения о подразделениях, организационно-технологические регламенты, разработка и оптимизация организационной структуры управления);
- подбор и расстановка кадров.

Организационные методы управления применяются, как правило, в сочетании с другими методами управления.

Экономические методы управления – это методы хозяйствования, основанные на использовании объективных экономических интересов, свойственных данному общественному строю, и представляют собой своеобразный экономический механизм, конкретные формы которого проявляются через широкое развитие товарно-денежных отношений, через такие экономические рычаги, как цены, себестоимость, рентабельность, материальное стимулирование и другие. Цель экономических методов – стимулирование коллективной и личной заинтересованности в повышении эффективности производства и качества работы персонала на базе

единства планомерности и материальной выгоды участников производства.

О других методах управления будет изложено в других главах.

Во многих случаях деление способов и приемов воздействия на коллектив людей на определенные методы управления является весьма условным. Например, определение рейтинга подразделений предприятия (по другому определению победителя соревнований коллективов) по итогам отчетного периода можно отнести к экономическим методам управления, поскольку первые места в рейтинге предусматривают материальное стимулирование. В то же время даже при отсутствии материального стимулирования подведение итогов соревнования и публикация его является мощным рычагом воздействия на коллективы подразделений, поэтому вполне справедливо можно отнести его к социально-психологическим методам управления.

1.5. Стиль руководства коллективом.

Стиль руководства характеризует способ обращения руководителя с подчиненными в процессе исполнения служебных обязанностей. Различают авторитарный, демократический, либеральный, комбинированный стили руководства. В литературе очень часто характеризуют определенный стиль однозначно только с хорошей или плохой стороны, применяемый стиль руководства полностью относят к личным качествам руководителя, не учитывая объективные факторы. Попытаемся аргументированно доказать, что это не так.

● Авторитарный стиль руководства.

При этом руководитель максимально концентрирует в себе подавляющее большинство распорядительных функций. Он единолично распоряжается не только по основным вопросам, но и по тем, которые входят в компетенцию за-

местителей, начальников отделов и других подчиненных служб.

Авторитарный стиль руководства может быть вызван объективными и субъективными факторами.

1. Объективные факторы.

1.1. Одним из объективных факторов может быть организационный период, когда коллектив только формируется. Руководитель, назначенный вышестоящей организацией, имеет большой опыт работы и высокую квалификацию. Остальные ИТР недостаточно опытные, имеют невысокую квалификацию, часто требуют подсказки, в коллективе отсутствует инициатива. В этом случае руководитель в начальный период очень часто берет на себя решение задач, которые могли бы быть решены его подчиненными. По мере адаптации специалистов к условиям и требованиям производства руководитель начинает больше доверять подчиненным и постепенно оставляет за собой только основные и контрольные функции. Таким образом, при нормальном истечении обстоятельств, через год-два авторитарность руководства переходит в нормальное русло, предусмотренное должностными инструкциями. Однако часто на проводимых руководителем совещаниях подчиненные продолжают занимать пассивную позицию, поэтому руководителю приходится инициировать выступление каждого подчиненного в отдельности по теме совещания. Это приучает специалистов готовиться к совещаниям и активно участвовать в них.

1.2. Вторым объективным фактором может быть случай, когда на отстающее предприятие назначается новый руководитель, который имеет более высокую квалификацию, чем прежнее руководство. Поднимать отстающий коллектив порой труднее, чем создавать новое предприятие. Поэтому в начальный период, как и в предыдущем случае, требуется по основным направлениям жесткий авторита-

ризм в принятии решений и соответствующий контроль за их исполнением. На основе этого руководитель применяет организационные и другие методы управления в целях достижения поставленной задачи. Следует отметить, что принятые руководителем решения должны быть компетентными и правильными, в противном случае каждое неэффективное решение будет снижать авторитет инициативного руководителя, будет пищей для разговора некомпетентных специалистов.

1.3. Еще одним объективным фактором авторитарного руководства может быть особо ответственный период в работе предприятия, когда руководитель обязан применить авторитарный стиль руководства. Такими периодами могут быть ликвидация последствий стихийных бедствий, периоды, судьбоносные для коллектива, такие как реорганизация, освоение новых производств и другие.

Во всех случаях руководитель обязан принять меры по постепенному переходу на демократический стиль руководства, поскольку длительное время успешно вести авторитарное руководство требует от руководителя очень много сил, энергии, напряжения, ответственности и компетентности. Поэтому, по мере подбора и расстановки кадров и стабилизации хороших производственных показателей авторитаризм руководителя снижается.

В вышеуказанных случаях авторитарный стиль руководства считается объективно необходимым.

2. Субъективный фактор.

В данном случае авторитарное руководство обусловлено не объективной необходимостью, а личными качествами руководителя, у которого чрезмерно развито честолюбие, сомнение, в то же время боязнь того, что кто-нибудь из подчиненных опередит его, сработает лучше, чем он, «покушается» на его место.

В этом коллективе имеют место разные сплетни, доносы, создается нестерпимая обстановка самостоятельно мыслящим людям, заглушается инициатива работников, творческая работа специалистов.

Такой тип руководителя явно нравится приспособленцам, аппаратчикам. Достаточно небольшого доноса со стороны работника аппарата управления на работника цеха, чтобы последний получил разнос от руководителя.

При подобном руководстве часть коллектива постоянно меняется, часть состоит от постоянного адаптированного состава, который «перемалывает» новых людей, пользуется максимальным количеством привилегий. Характерным для такого коллектива является то, что не соблюдается принцип справедливости, подбор и расстановка кадров производится не по деловым качествам и квалификации, а по принципу преданности руководителю. Такой стиль руководства вреден для конкретного предприятия и народного хозяйства в целом. На предприятиях нефтяной отрасли такой стиль руководства практически не встречается.

● *Демократический стиль руководства.*

Данный стиль руководства предполагает широкое участие членов коллектива в управлении производством, принятие решения руководства по важным вопросам производства после всестороннего обсуждения специалистами.

При этом в коллективе отсутствует подавленность, боязнь высказывать свое мнение, преобладает творческий подход к делу, поощряется инициатива и самостоятельность подчиненных, люди готовы помочь друг другу на основе благоприятного психологического климата.

Демократический стиль руководства характерен для зрелых коллективов, где хорошо организована система взаимоотношений между подразделениями и система управления производства в целом. Такой коллектив спо-

собен успешно преодолевать возникающие трудности на предприятии.

Однако демократический стиль руководства имеет место и в том случае, когда руководитель недостаточно компетентен в особенностях производства, имеет только определенный руководящий опыт. Поэтому, в силу своей некомпетентности руководитель вынужден вести псевдодемократический стиль руководства, проводит бесконечные совещания, собрания, решение оперативных вопросов затягивается или принимаются неоптимальные решения. Такие руководители многим нравятся, но являются обузой для высококвалифицированных технических специалистов, фактическим тормозом развития организационно-технического уровня производства. При таком руководителе специалисты высокого уровня не только не развиваются, но и теряют авторитет, постепенно «выживают». Если руководитель в дальнейшем не освоит особенности производства в необходимом объеме, то коллектив разочаровывается в руководителе, резко снижается исполнительская дисциплина и эффективность производства.

● *Либеральный стиль руководства.*

Этому стилю руководства характерно отсутствие систематического контроля над выполнением работ, полная, даже неоправданная, самостоятельность работников при выполнении возложенных на них должностных функций, отсутствие четкой системы управления коллективом. Очевидно, такой стиль руководства явно не подходит для предприятий нефтяной отрасли со множеством опасных объектов с точки зрения промышленной и экологической безопасности. Такой стиль руководства имеет место чаще всего в общественных организациях, в творческих объединениях и других организациях, кооперативах, созданных на добровольной основе.

● *Архаический (попустительский) стиль руководства* предполагает полную пассивность руководства, которое ждет

обязательного указания сверху, отсутствие контроля работы персонала, формализм и бюрократизм в работе, перекалывание своих обязанностей на других. В коллективе отсутствует дисциплина, нет четкой системы управления, низкая производительность труда и высокая текучесть кадров. Такой стиль руководства тоже не характерен для нефтяной отрасли.

● *Репрессивный стиль руководства.* При этом руководитель подбирает заместителей исходя из личной преданности, создает широкую сеть осведомителей и служб контроля и слежения. Практически отсутствуют совещательные органы управления, в коллективе царит страх и подозрительность. Неумение руководить и некомпетентность прикрывает разными реорганизациями искусственного характера (без объективной необходимости). Часто меняет руководителей низовых звеньев производства и специалистов. Это наиболее вредный и опасный для общества стиль руководства.

На практике опытные и успешные руководители осуществляют комбинированный стиль руководства, когда определенные направления работ руководитель берет под свой жесткий контроль, а остальные, менее важные, доверяет заместителям и специалистам. Критикуя авторитарное руководство, надо помнить, что вызванный объективной необходимостью авторитарный стиль руководства требует от руководителя глубокой компетентности в своей области и личной ответственности за принятое решение и результаты работы.

2. Организация управления производством в цехах по добыче нефти и газа.

2.1. Характеристика цеха по добыче как структурной единицы нефтедобывающего предприятия.

Цех по добыче нефти (нефтепромысел) является управляемой системой по отношению к нефтедобывающему управлению и управляющей системой по отношению к бригадам по добыче нефти и газа. Кроме того, цех по добыче нефти является в определенной степени, предусмотренной договорными отношениями, управляющей системой относительно подразделений сервисных предприятий. Например, участок по обеспечению транспортом нефтепромысла транспортного предприятия получает конкретные оперативные задания от работников промысла, в течение дня обслуживает соответствующие бригады и звенья промысла, в конце дня водители получают отметку о выполнении задания (подписывают путевки). Таким образом, цех по добыче нефти и газа является в данном случае частично управляющей системой относительно подразделений сервисных предприятий.

В отличие от вышестоящих управляющих систем нефтепромысел непосредственно контролирует и управляет технологическим процессом добычи, сбора и транспорта нефти до установок подготовки нефти. В редких случаях установки подготовки нефти входят в состав нефтепромысла (на территориально обособленных относительно небольших месторождениях). Контроль, регулирование и управление технологическими процессами добычи и сбора нефти и газа – это основные функции нефтепромысла, как субъекта управления.

В последние годы получила широкое распространение автоматизация управленческого труда. Это создание специальных компьютерных программ по бухгалтерскому учету, по экономике производства, по геологическим отчетам, автоматизация документооборота, создание компьютерных технологических моделей разработки месторождений и многое другое. Однако в данной работе рассматривается только автоматизация технологических процессов в разрезе выполнения функций контроля, регулирования, сигнализации и управления АСУТП (автоматизации систем управления технологическими процессами).

На рисунке 4 схематически показаны иерархические ступени управляющих и управляемых систем нефтедобывающего предприятия. Как видно из схемы, самая низшая управляющая структура – это цех по добыче нефти и газа, которому подчиняются бригады по добыче нефти и у которого в частичном подчинении находятся подразделения сервисных предприятий. Кроме бригад по добыче нефти в составе нефтепромысла могут быть другие спецподразделения, например, звенья по технологической обработке скважин, непосредственно управляемые нефтепромыслом.

Бригада по добыче нефти является самым низшим управляемым звеном в структуре управления нефтедобывающего предприятия. Надо отметить, что бригада по добыче тоже оказывает управляющее воздействие, но не на субъект структуры управления, а на объект – на технологический процесс производства. Управление машинами, механизмами, по другому – технической системой не дает бригаде по добыче нефти статуса управляющей системы структуры управления, поскольку бригада по добыче нефти управляет не процессом труда персонала нижестоящей структурной единицы, а только технологическим процессом в закрепленной территории нефтепромысла.

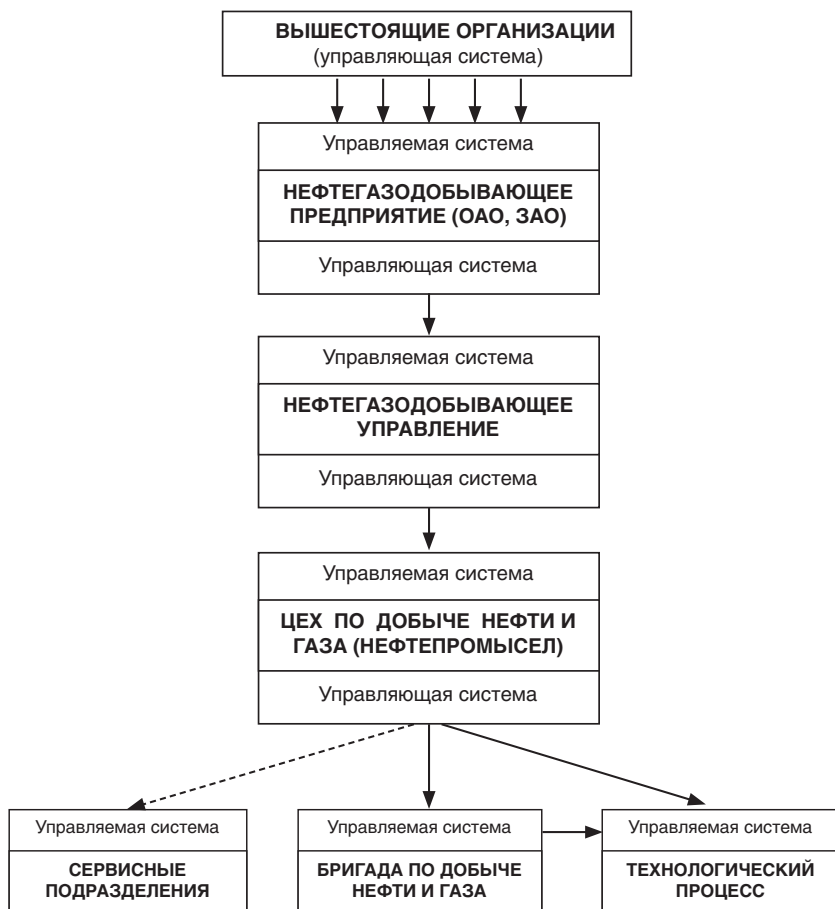


Рис. 4. Иерархия управляющих (управляемых) систем в добыче нефти от предприятия до низовых подразделений.

В указанной структуре между нефтедобывающим предприятием и нефтепромыслом могут быть временные или постоянные промежуточные структуры или, наоборот, в результате развития средств связи и автоматизации управленческо-

го труда цех по добыче нефти (ЦДНГ) может непосредственно подчиняться нефтедобывающему предприятию.

2.2. Основные задачи и функции цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла).

Главная задача цеха по добыче нефти и газа (ЦДНГ) – это выполнение установленных вышестоящей организацией заданий по добыче нефти и газа, с обязательным обеспечением промышленной, пожарной, экологической безопасности.

ЦДНГ (нефтепромысел) осуществляет свою деятельность согласно утвержденному руководителем предприятия «Положению о цехе по добыче нефти и газа». Начальник ЦДНГ и его заместители назначаются приказом генерального директора нефтедобывающего предприятия. Штатное расписание и численность персонала ЦДНГ тоже утверждаются генеральным директором предприятия. В своей деятельности цех по добыче нефти и газа руководствуется:

- Действующими законодательными и нормативными актами РФ и автономных республик, краев, областей, куда относится нефтепромысел.
- Уставом предприятия, решениями совета директоров предприятия.
- Указаниями, письмами, предписаниями надзорных организаций.
- Указаниями, приказами, распоряжениями генерального директора предприятия и его заместителей по направлению деятельности.
- Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, другими правилами и инструкциями по направлениям деятельности нефтепромысла, необходимыми для обеспечения промышленной, пожарной, экологической безопасности.

- Учетной, экономической и социальной политикой предприятия.
- Технологическими и организационными регламентами при управлении технологическими процессами и выполнении работ.
- Действующими договорами с другими предприятиями и организациями.
- Другими документами, обеспечивающими полноту выполнения своей главной задачи.

В соответствии со своей главной задачей ЦДНГ выполняет следующие основные функции:

1. Управляет технологическим процессом добычи, сбора, транспортировки нефти согласно утвержденному руководством технологическому режиму работы скважин.
2. Обеспечивает выполнение качественных показателей работы скважин: планов по межремонтному периоду скважин (МРП), нормативов простоя скважин и норматива недобора нефти.
3. Принимает меры по выполнению запланированного объема геолого-технических мероприятий (МРП) и вводу скважин из бурения.
4. Содержит объекты ЦДНГ в соответствии с требованиями промышленной безопасности и охраны труда, культуры производства и санитарными нормами.
5. Обеспечивает своевременную подготовку и сдачу объектов согласно договору подрядным организациям для выполнения планово-предупредительного, текущего и капитального ремонта, пусконаладочных работ, реконструкции и строительства, а также прием их с документальным оформлением после завершения работ.
6. Рационально использует материальные, трудовые

ресурсы и последовательно внедряет энергосберегающие технологии.

7. Выполняет системную работу по обеспечению промышленной, пожарной, экологической безопасности, по недопущению аварий и инцидентов. Ведет соответствующую техническую и технологическую документацию. Обеспечение безопасной и ритмичной работы производства – приоритетная задача персонала промысла.

8. Организует в необходимом объеме контроль за состоянием коммуникаций, обеспечивающих жизнееспособность нефтепромысла: нефтегазопроводов, водоводов, линий электропередач, линий связи, дорог. Обеспечивает своевременную диагностику их и разрабатывает мероприятия совместно с другими службами по недопущению аварий, противодействия террористическим актам, стихийным природно-климатическим катаклизмам, а также планы ликвидации возможных аварий на этих объектах.

9. Систематически проводит анализ и расследование отказов скважинного, наземного, энергетического и теплоэнергетического оборудования и средств контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА).

10. Обеспечивает персонал ЦДНГ спецодеждой, спецобувью, защитными средствами и приспособлениями, приборами контроля за загазованностью территории, моющими средствами в соответствии с установленными нормативами.

Исходя из специфики производства, горно-геологических, природно-климатических условий, на ЦДНГ могут быть возложены другие постоянные и временные функции.

Надо особо подчеркнуть, независимо от того, возложена ли на ЦДНГ такая задача или нет, работники ЦДНГ при чрез-

вычайных ситуациях всегда должны прийти на помощь жителям близлежащих населенных пунктов, сообщив об этом вышестоящим инстанциям (например, при пожарах выделить автоцистерны для подвоза воды, выделить землеройную технику для защиты дамб от размыва и другие случаи).

Когда нефтепромысел оказывает помощь местному населению систематически, то эти отношения лучше оформлять договором или соглашением между предприятием и местной администрацией о безвозмездном оказании услуг. Необходимость этого вытекает из примера, когда нефтепромысел выделял свободный автобус в обеденное время для перевозки людей из одного населенного пункта в другой. При выходе из автобуса из-за скользкой дороги женщина повредила ногу, а ответственность возложили на нефтепромысел, когда по сути ответственность должна была нести сельская администрация.

2.3. Основные виды работ, выполняемых собственными силами и подразделениями сервисных организаций.

Добыча нефти и газа – достаточно трудоемкий и сложный процесс, требующий участия десятков организаций и специалистов очень разного профиля работ. Очень часто возникают спорные ситуации: какие работы выполнять собственными силами, какие работы отнести к внешнему, какие – к внутреннему сервису. Внешним сервисом называются услуги, оказываемые сторонними предприятиями, внутренним – услуги, оказываемые предприятиями, учредителями которых являются сами нефтедобывающие предприятия или компании.

Здесь нет и не может быть четких ограничений, поскольку все зависит от конкретных условий: частоты и объема выполняемых работ, наличия конкурентоспособных сервисных ор-

ганизаций, от административного района выполнения работ, от сезонности и периодичности работ и других.

Однако, исходя из практики можно рекомендовать следующее:

- К внешнему сервису надо отнести те работы, которые требуются не каждодневно, а периодически. Кроме того, эти работы отличаются особой спецификой производства. Например, геофизические работы, разведочные работы на нефть и газ, строительные работы и другие. Эти работы не являются смежными или составляющими процесса добычи нефти, они могут выполняться по мере необходимости другими предприятиями на основе договоров.

- Внутреннему сервису выделяются те работы, которые не выполняются другими предприятиями или не имеют достаточной конкурентной среды на близлежащих населенных пунктах и территории местонахождения нефтедобывающего предприятия. При этом мощность сервисного предприятия рассчитывается на минимальные потребности данного вида услуг, чтобы не приходилось сокращать численность персонала. Если периодически не хватает мощностей внутреннего сервиса, то прибегают к услугам сторонних предприятий в небольшом объеме.

В данном случае решающее значение имеет рынок труда. Свои сервисные предприятия позволяют также гасить чрезмерное повышение стоимости услуг со стороны внешнего сервиса. Примером могут служить предприятия, оказывающие услуги специализированного транспорта, подземного и капитального ремонта, ремонта и обслуживания УЭЦН и другие.

Иногда работы, исполнителями которых обычно выступают сервисные компании, выполняются собственными сила-

ми. Например, ЦДНГ разрабатывает месторождение нефти, расположенное обособленно, в большом отдалении от НГДУ и сервисных предприятий. Здесь несколько бригад текущего ремонта скважин могут работать под непосредственным подчинением руководству промысла так же, как и бригады по гидродинамическим исследованиям скважин, по ремонту наземного оборудования и другие. Такая структура управления называется укрупненным цехом по добыче нефти и газа. На таких обособленных месторождениях лучше всего сервисные подразделения передать под оперативное подчинение нефтепромыслу. Это значит, что выдача задания, изменение задания, прием выполненных работ, оперативная помощь и контроль по недопущению простоев возлагается непосредственно на руководство и специалистов ЦДНГ. Оснащение спецоборудованием, инструментами, спецодеждой, обеспечение безопасности работ и другие обязанности остаются за сервисным предприятием, которому принадлежат эти бригады и подразделения. Такие взаимоотношения отражаются в договорах между нефтедобывающими и сервисными организациями.

Приоритеты отнесения видов работ в добыче нефти сервисным компаниям и собственным подразделениям.

№ п/п	Виды работ	Внешний сервис	Внут- ренний сервис	Собствен. подразде- ление
1	2	3	4	5
1	Разведочные работы на нефть и газ	++	-	-
2	Топомаркшейдерские работы	-	+	++
3	Бурение скважин	++	+	-
4	Освоение скважин	+	++	+
5	Обустройство месторождения	++	+	-
6	Текущий ремонт скважин	+	++	+
7	Капитальный ремонт скважин	++	++	-

1	2	3	4	5
8	Ремонт наземного оборудования	+	++	+
9	Ремонт и обслуживание трубопроводов	+	++	+
10	Диагностика трубопроводов	++	+	-
11	Диагностика механического оборудования	++	++	-
12	Промысловые исследования скважин	+	++	+
13	Геофизические исследования скважин и у- слуги	++	-	-
14	Химические лаборатории	+	++	+
15	Обеспечение специализированным тран- спортом и спецагрегатами	+	++	-
16	Ремонт и обслуживание средств КИПиА	+	++	-
17	Ремонт и обслуживание средств связи	++	++	-
18	Ремонт и обслуживание энергетического оборудования	++	++	-
19	Ремонт и обслуживание оборудования УЭЦН	++	++	-
20	Ремонт и обслуживание дорог	++	++	-
21	Научно-исследовательские и проектные ра- боты по разработке месторождений	++	++	-
22	Противопожарная служба	+	++	-
23	Технологические обработки скважин против осложнений	+	++	++
24	Вводно-технические и водолазные работы	++	-	-
25	Проверка средств метрологии	++	+	-
26	Служба безопасности	++	++	+

++ более приоритетная организация работ

+ менее приоритетная организация работ

- не рекомендуется

Фактически на практике могут иметь место другие сочетания в организации сервиса. Во многих случаях один вид работ может выполняться одновременно и внешним, и внутренним сервисом, а также частично собственными силами.

В данном перечне показаны только основные работы. На самом деле виды работ и услуг на промыслах превышают сто и более единиц.

Очень важно запомнить: против каждой проблемы надо противопоставить организационные и технические методы решения. Если проблема имеет постоянный характер, то надо создавать постоянную структуру для борьбы с данной проблемой. Например, на промысле наметилась тенденция интенсивной коррозии оборудования. Эту проблему нельзя решить заключением единичных договоров с научными или специализированными организациями. Необходим постоянный мониторинг состояния уровня коррозии и агрессивности среды, а также перманентные и комплексные работы по снижению коррозии оборудования.

Это достигается путем создания определенного подразделения – участка по борьбе с коррозией или лаборатории мониторинга состояния коррозии в составе отдела или департамента аппарата управления предприятия.

Для решения временных вопросов в осложненных ситуациях создаются временные структуры: специальные комиссии, оперативные группы, а чаще всего – программно-целевые группы по решению данного вопроса. Например, программно-целевая группа по реконструкции системы коммуникаций в северо-восточной части месторождения. Возглавляет эту группу один из руководителей промысла, туда входят специалисты разных направлений: геологи, механики, энергетики, строители и другие, включая и специалистов сервисных подразделений. Таких временных структур на нефтепромысле может быть несколько. Такие структуры повышают ответственность специалистов в решении задач и снижают спектр подконтрольных руководителю вопросов. Они прекращают свое существование после завершения намеченных работ.

2.4. Характерные особенности процесса труда руководителя нефтепромысла (начальника ЦДНГ) и мастеров по добыче нефти и газа.

2.4.1. Начальник ЦДНГ – линейный руководитель, ему подчиняются функциональные специалисты (технологи, механики) и линейные руководители низшего звена – мастера по добыче нефти и газа. Характерные особенности трудового процесса линейного руководителя, выражающиеся в оперативности его управленческой деятельности, в необходимости выполнения ряда работ в строго определенное время и осуществления большого числа контактов в процессе работы, в наличии творческих элементов, требуют их учета и отражения в регламенте рабочего дня. Такой регламент, фиксируя во времени основные элементы трудового процесса, должен также предусматривать возможность гибкого планирования работ с учетом производственных ситуаций.

Основой рациональной системы взаимодействия по управлению производством, по мнению многих экономистов, является регламент рабочего времени руководителя.

В качестве периода рабочего времени, соответствующего минимальному циклу управленческой деятельности начальника цеха, начальника участка, мастера, для оценки планирования работы может быть принята рабочая смена, рабочий день. Для мастера, начальника участка распределение работ в течение этого периода целесообразно рассматривать по часовым, а для начальника цеха – по двухчасовым периодам. Такое деление рабочей смены обосновывается длительностью рассмотрения и решения отдельного вопроса и принято на основании самофотографирования рабочего времени. Затраты времени на решение каждой задачи и выполнение каждого вида работы для мастера составляют от 15-20 ми-

нут до одного часа, а для начальника цеха – до двух часов и более. Поэтому, для линейных руководителей более высокого ранга: начальника цеха, начальника ЦИТС – рациональнее применять регламент и график с разбивкой рабочего времени на двухчасовые периоды.

Регламент рабочего дня любого руководителя координируется с общим регламентом производственной деятельности предприятия и основных сервисных предприятий.

Регламент рабочего дня может корректироваться исходя из сезонности и природно-климатических условий, а также в зависимости от других факторов, поскольку добыча нефти ведется в открытых климатических условиях и зависит от многих факторов.

На наш взгляд, составление регламента рабочего дня начальника цеха или мастера не является приоритетной задачей в организации труда линейного руководителя цехового уровня, однако это дает определенную пользу в систематизации работы цеха, бригады, в упорядочивании проведения системных мероприятий, учит в некотором смысле и персонал цеха к порядку.

2.4.2. Для повышения эффективности управления производством, для использования гомеостатического потенциала цеха (самоуправляемости), можно сказать и для облегчения работы начальника цеха, весьма важно разрабатывать и осуществлять мероприятия по основным выполняемым функциям цеха. Мероприятия разрабатываются текущие (месяц, сезон, квартал, год) и перспективные (3, 5 и более лет), подписываются руководителем цеха и, после корректировки и дополнения, утверждаются руководством вышестоящей организации. В разработке мероприятий должен участвовать широкий круг специалистов, они должны завизировать разработанные мероприятия в целях повышения ответственности специалистов. Мероприятия разрабатываются не только по запросу вышестоящей организации, но и внутрицеховые

с утверждением начальником цеха. Разработка мероприятий и их последовательное выполнение – одна из самых эффективных форм организационных методов управления производством.

Для примера можно привести следующий перечень мероприятий:

1. Оргтехмероприятия по выполнению плана по добыче нефти (ежемесячно);
2. Геолого-технические мероприятия по выполнению плана по добыче нефти (ежемесячно);
3. Мероприятия по повышению межремонтного периода скважин (на год);
4. Мероприятия по повышению коэффициента эксплуатации скважин (годовые);
5. Мероприятия по культуре производства (годовые);
6. Мероприятия по совершенствованию системы сбора (на год, на 3 года и более);
7. Мероприятия по подготовке к зиме (составляются до 15-20 июня с завершением работ до 1 октября);
8. Мероприятия по подготовке к работе ЦДНГ в паводковый период (составляются и утверждаются до 1 февраля);
9. Мероприятия по автоматизации производственных процессов (на год и более);
10. Мероприятия по облегчению физического труда рабочих ЦДНГ (на год и более);
11. Мероприятия в области промышленной безопасности (на год);
12. Мероприятия по внедрению энергосберегающих технологий (на год);
13. Другие.

В мероприятиях обязательно должны указываться объем работ по каждому пункту, ответственное лицо за выполнение и срок выполнения.

Кроме указанных мероприятий разрабатываются мероприятия по решению локальных задач, а также для выполнения участниками программно-целевых групп по решению проблемных тем.

2.4.3. Многие специалисты по управлению производством предъявляют линейным руководителям даже низового уровня очень высокие требования по личностным качествам: он должен быть с твердым характером и внимательный, требовательный и чуткий, обладать качествами лидера и воспитателя и т.д.

А где взять столько таких, чуть ли не выдающихся, людей?

Если управление производством хорошо организовано, то для мастера необязательно иметь уникальные личностные качества – достаточно быть хорошим специалистом своего профиля и иметь определенный производственный опыт. Когда мастер недостаточно опытен, то в таких случаях выручает организационно-техническое регламентирование – как одна из эффективных форм организационных методов управления производством.

На производстве часто возникают споры: кто и какое подразделение должно выполнять ту или иную работу, какие параметры технологического процесса являются оптимальными и как это достигать. При этом мастеру бывает трудно противостоять мнению авторитетных рабочих, даже если их мнение ошибочно. Поэтому и разрабатываются организационно-технологические или технологические регламенты на выполнение отдельных технологических операций, на эксплуатацию отдельных объектов и другие. Например, «Технологический регламент по выводу скважины, оборудованной УЭЦН, на режим после текущего ремонта», «Технологический регламент по эксплуатации конкретной ДНС».

В технологических регламентах указывается вся необходимая исходная информация для выполнения целей и за-

дач регламента, ответственные подразделения и конкретные должностные лица, выполняющие свои профильные работы, последовательность выполнения операций и достигаемые при этом технические параметры, обеспечение безопасности проведения работ, заключительные работы по завершению операции.

Технологические регламенты на выполнение отдельных операций, идентичные для всех ЦДНГ, разрабатываются специалистами функциональных отделов вышестоящей организации, а регламенты по эксплуатации конкретного несложного объекта разрабатывают специалисты ЦДНГ на основе проектных данных и конкретных условий. Регламенты утверждаются руководителем предприятия или его заместителем. На сложные технологические объекты, например, на установки подготовки нефти (УПН), установки предварительного сброса пластовой воды (УПСВ) технологические регламенты разрабатываются проектными институтами.

Технологический регламент внедряется в производство приказом по предприятию, где назначаются ответственные лица за внедрение. Обучение персонала производится самостоятельно или на краткосрочных целевых курсах. Завершающим этапом подготовки к внедрению является проверка знаний персонала целей и задач и содержания технологического регламента.

К организационному регламентированию можно отнести и «Положение о ЦДНГ», «Положение о бригаде по добыче нефти и газа», утвержденные руководителем предприятия, в которых излагаются цели и задачи, основные функции, права и обязанности этих подразделений.

Как разновидность организационного регламентирования и как метод организационного воздействия, применяется организационно-методическое инструктирование. К нему относятся должностные инструкции (например, на мастера по

добыче нефти и газа), должностные обязанности (для рабочих), инструкции по охране труда, методические указания по разным направлениям деятельности.

Все вышеуказанные документы относятся к методам организационного воздействия и способствуют повышению организационно-технического уровня предприятия, снижают негативные факторы субъективизма в управлении производством, обеспечивают применение единого подхода в решении организационных и технических задач, облегчают задачу специалистам ЦДНГ в принятии оптимальных решений в производственных вопросах.

Несмотря на то, что регламенты и инструкции предъявляют жесткие требования в выполнении их содержания, они не являются догмой и тормозом технического прогресса. Каждый специалист имеет право инициировать изменение отдельных фрагментов или документа в целом до истечения срока действия регламента.

Вопрос досрочного изменения регламента рассматривается на заседании научно-технического совета предприятия, по рекомендации которого принимается решение о досрочном изменении регламента или инструкции.

2.4.4. Одной из форм организационного воздействия на управляемую систему является подбор, подготовка и расстановка кадров. Многие руководители считают подбор кадров главным в достижении успеха на производстве. Однако на уровне ЦДНГ, бригады по добыче нефти подбор кадров для руководителя не является основной задачей по следующим причинам:

- начальник ЦДНГ не свободен в выборе кадров, специалистов и мастеров в цех назначает вышестоящее руководство, в лучшем случае перед назначением начальника цеха ставят в известность путем визирования им заявления назначаемого специалиста;

- не всегда есть возможность выбирать специалистов нужного профиля, иногда их нет вообще, нередко приходится приглашать из другого региона;

- начальник цеха не имеет возможности стимулировать работника как ему бы хотелось, он может только выйти с ходатайством в вышестоящее руководство. К сожалению, не всегда руководство идет навстречу по разным объективным и субъективным причинам.

Более реально начальник цеха, начальник участка, мастер по добыче нефти и газа могут быть инициаторами перестановки кадров на основе изучения личных качеств своих работников, инициаторами обучения и выдвижения работников на вышестоящую должность.

Однако успех заключается не только в правильной перестановке кадров. Многое зависит от морального и материального стимулирования, от социально-психологических факторов. Если руководство своевременно замечает и отмечает хорошую и плохую работу работника, своевременно обеспечивает необходимой спецодеждой и средствами индивидуальной защиты, если хорошо организовано транспортное обслуживание, питьевой режим и режим питания, то работники чувствуют заботу и справедливое отношение к себе со стороны руководства цеха. Это является решающим фактором для обеспечения стабильности коллектива и снижения текучести кадров, если даже заработная плата немного ниже, чем в соседних коллективах.

На промысле есть очень важная особенность: объекты расположены на большой территории на значительном расстоянии друг от друга. Операторы по добыче уходят по своему обходу и в течение дня работают самостоятельно без постоянного контроля со стороны мастера или товарищей по работе. Поэтому очень важно, чтобы мастер с утра знал состояние людей: если человек нездоров или у него личные неприят-

ности в семье или в обществе, все это легко определяется по лицу или по поведению человека. В таких случаях человека одного нельзя отправлять на обход скважин, надо посылать с напарником, или на транспорте, или вообще освободить с работы, что позволяет избежать неприятных ситуаций. Как бы ни было, в условиях разбросанности объектов весьма важно утром и вечером внимательно осмотреть людей. Если это невозможно обеспечить лично со стороны мастера, то должен быть организован контроль со стороны старшего оператора или со стороны товарищей по работе. Все это в науке управления называется персональным и взаимоконтролем за работой персонала. Это очень необходимый момент в нашей жизни. Взаимоконтроль с точки зрения добрых пожеланий, внимание к товарищу и взаимопомощь – это в первую очередь прививается к людям в условиях передового предприятия, потом переходит к общественной жизни населения.

Другой аспект кадрового вопроса. Молодого человека назначили начальником не совсем благополучного ЦДНГ. Одна из четырех бригад по добыче постоянно не выполняет план, со значительным опозданием от других выполняются оргтехмероприятия, текучесть кадров выше, чем в других бригадах. Как быть в данном случае: бригаду усилить несколькими высококвалифицированными рабочими или поменять мастера на более опытного?

Сразу же однозначного ответа при этом давать нельзя. Многое зависит от обстановки и поставленной задачи. Если обстановку необходимо изменять незамедлительно, то чаще всего это достигается заменой определенной части рабочих кадров бригады. Если обстановка не такая плохая и улучшения обстановки можно добиться постепенно, то правильным решением будет поменять мастера, поскольку требуется определенное время на адаптацию мастера и на налаживание им работы в бригаде. Кроме того, новый мастер тоже может

потребовать поменять нескольких людей. Самое главное, чтобы в бригаде была дисциплина и системная работа, все остальное постепенно можно совершенствовать и улучшать. Знающий и способный мастер через определенное время достигнет своей цели, а в дальнейшем будет готовить резерв рабочих кадров для ЦДНГ в целом.

2.4.5. Необходимое условие для начальника ЦДНГ – умение правильно планировать основные показатели в работе. Планирование – один из эффективных методов управления производством.

Ориентирами для деятельности любого предприятия являются его планы: план производства, план реализации продукции, план развития и т.д. Производственная программа является одним из таких планов, который отражает основные направления и задачи развития в плановом периоде, производственно-хозяйственные связи с другими предприятиями, профиль и степень специализации производства.

Одни специалисты считают планирование частью экономических методов управления, другие рассматривают его как самостоятельный метод управления производством. Как бы ни было, планирование является эффективной формой воздействия на управляемую систему, т.е. на производство. Надо сказать, что планирование мероприятий по повышению эффективности производства по разным направлениям деятельности предприятия тоже относится в большей степени к методу управления «планирование». В настоящее время разработаны многочисленные компьютерные программы по планированию основных показателей производства. Однако руководство ЦДНГ должно уметь производить оценочные расчеты без компьютерных программ, что позволяет руководителю более глубоко изучить процессы, влияющие на контрольные показатели. Как пример, ниже приводится оценочная методика расчетов некоторых промысловых показателей при текущем планировании.

Пример 1. Рекомендуемая методика расчетов при планировании добычи нефти на месяц.

Добыча нефти за месяц по той скважине, где планируется выполнение ГТМ, рассчитывается по формуле:

$$Q_M = Q_1 \cdot t_1 + Q_2 \cdot t_2 + 0,7 \cdot Q_2 \cdot t_0 .$$

Недобор нефти за время проведения ГТМ (ремонта скважины) составляет:

$$Q_H = Q_1 \cdot \frac{3 \cdot T_P}{24 \cdot k_{CM} \cdot k_{np}} ,$$

где Q_1, Q_2 – дебит скважины до и после проведения ГТМ, т/сут.;

t_1 и t_2 – время работы скважины до и после проведения ГТМ, сут.;

T_P – нормативное (расчетное) время ремонта скважины;

где t_0 – время освоения скважины, сут. (от кнопочного пуска до получения стабильного дебита, берется по опыту освоения идентичных скважин);

k_{np} – коэффициент производительного времени;

k_{CM} – коэффициент сменности:

$k_{CM} = 3$ – при 4-х вахтах,

$k_{CM} = 2,25$ – при 3-х вахтах,

$k_{CM} = 1,5$ – при 2-х вахтах,

$k_{CM} = 0,75$ – при 1-ой вахте;

0,7 – эмпирический коэффициент.

Например:

$Q_1 = 4$ т/сут. $k_{np} = 0,94$

$Q_2 = 6$ т/сут. $t_0 = 2,5$ сут.

$T_P = 96$ часов $t_1 = 15$ сут.

$k_{CM} = 2,25$

t_2 находится расчетным путем:

$$t_2 = 31 - t_1 - \frac{3 \cdot T_P}{24 \cdot k_{CM} \cdot k_{ПР}} - t_0 = 31 - 15 - \frac{3 \cdot 96}{24 \cdot 2,25 \cdot 0,94} - 2,5 = \\ = 16 - 5,7 - 2,5 = 7,8 \text{ суток.}$$

Рассчитываем месячную добычу нефти по выбранной скважине:

$$Q_M = 4 \cdot 15 + 6 \cdot 7,8 + 0,7 \cdot 6 \cdot 2,5 = 60 + 46,8 + 10,5 = 117,3 \text{ тонн.}$$

Недобор за время подземного ремонта:

$$Q_H = 4 \cdot \frac{3 \cdot 96}{24 \cdot 2,25 \cdot 0,94} = 22,7 \text{ тонн.}$$

1. Среднесуточное количество выхода скважин на текущий ремонт рассчитывается по формуле:

$$n_{СКВ.РЕМ} = \frac{1,1 \cdot n_{ЭЦН} \cdot k_{ЭЭ}}{T_{ОТ.Э}} + \frac{1,2 \cdot n_{УШГН} \cdot k_{ЭШ}}{T_{ОТ.Ш}},$$

где

$n_{ЭЦН}$, $n_{УШГН}$ – фонд УЭЦН и УШГН соответственно;

$k_{ЭЭ}$, $k_{ЭШ}$ – коэффициент эксплуатации УЭЦН и УШГН соответственно;

$T_{ОТ.Э}$, $T_{ОТ.Ш}$ – наработка на отказ УЭЦН и УШГН соответственно.

2. Если требуется определить требуемые мощности по ТРС, то количество ремонтов на одну вахту в месяц рассчитывается по формуле:

$$N_{PEM/BAHTY} = \frac{180 \cdot k_{PP}}{T_{PEM}},$$

где k_{PP} – коэффициент производительного времени;

T_{PEM} – среднее нормативное время ремонта одной скважины, час.

Имея количество ремонтов на одну вахту подземного ремонта в месяц и зная необходимое количество подземных ремонтов в месяц, нетрудно определить и необходимое количество вахт и бригад подземного ремонта на предстоящий месяц.

Планирование некоторых актуальных для производства показателей вызывает затруднения у руководителей нефтепромыслов. Например, когда требуется составлять мероприятия по сбережению электроэнергии, руководитель это задание отписывает только специалистам энергетикам. Это неправильно. В такой работе должны участвовать специалисты всех профильных направлений: технологи, механики, геологи, линейные руководители и другие, а энергетики должны нести ответственность за общее оформление мероприятий. Ниже приводится перечень технологий, отдельные позиции которого могли бы быть включены в энергосберегающие мероприятия.

Пример 2. Перечень технологий, имеющих энергосберегающий эффект.

№ п/п	Наименование	Ориентировочное сокращение расхода
1	Применение частотных регуляторов и вентиляционных электродвигателей	На 10%-20% по сравнению с асинхронными двигателями
2	Своевременная очистка от АСПО НКТ и выкидных линий	05-10% от потребляемой мощности
3	Применение роторно-вихревых насосов для дебитов 30-100 м³/с	До 10% от установленной мощности УЭЦН

4	Применение НКТ 3" вместо НКТ 2,5" на высоко-вязких нефтях и частопарафинящихся скважинах	До 20-30% по сравнению с НКТ 2,5"
5	Постоянная дозировка деэмульгатора в затруб	До 20% потребляемой мощности
6	Глубокий ввод высокого напряжения по ЛЭП до объектов	По расчету на потери
7	Компенсация реактивной составляющей энергии путем применения конденсаторов и синхронных двигателей	По расчету на потери
8	Снижение давления закачки в пласт путем ОПЗ скважин	Пропорционально снижению давления
9	Периодическая очистка трубопроводов очистными устройствами	05-15% затрат электроэнергии
10	Применение циклической закачки воды	До 5% по применяемому элементу разработки
11	Ограничение добычи воды путем применения двухпакерных установок	До 70% по скважине
12	Ограничение добычи воды применением РИР	До 50% в среднем по скважине
13	Зарезка вторых стволов, в т.ч. БГС	До 90%
14	Применение ингибиторов АСПО и солей путем дозировки в затруб в осложненных скважинах	До 15% по объекту
15	Оптимизация системы сбора путем применения штуцерной модели	До 15% по объекту
16	Систематический замер уравнишенности станков качалок с последующим уравнишиванием	10-15% от потребляемой мощности
17	Применение штуцерной модели в системе закачки	По расчету
18	В скважинах с суточной приемистостью 150 м³/с и более НКТ диаметром 60 мм заменить на НКТ диаметром 73 мм	По расчету
19	Организация предварительного сброса на ДНС	По расчету
20	Совершенствование системы предварительного сброса воды на УПН	По расчету

Как видно из перечня, большинство мероприятий технологического характера, которые должны знать и энергетики и другие специалисты.

Пример 3. Определение потребности в трудовых ресурсах.

Как мы уже говорили, производственная программа предприятия для своего осуществления должна быть обеспечена необходимыми ресурсами. Один из самых значительных ресурсов любого производства – человеческие ресурсы.

Какие категории работников включаются в состав промышленно-производственного персонала предприятия?

К промышленно-производственному персоналу (ППП) – персоналу основной деятельности – относят лиц, занятых трудовыми операциями, связанными с основной деятельностью предприятия (изготовление промышленной продукции и выполнение работ промышленного характера, организация производства и управления предприятием и т.п.). Работники ППП подразделяются на следующие категории:

Рабочие. Это лица, занятые непосредственным воздействием на предметы труда, их перемещением и перемещением продукции, уходом за средствами труда и контролем за их работой, выполнением операций по контролю качества продукции и другим видам обслуживания производственного процесса.

Служащие. Это руководители, специалисты и другие служащие (канцелярский, учетный персонал и т.д.).

Младший обслуживающий персонал (МОП). Это работники, не имеющие прямого отношения к производственному процессу: уборщики непроизводственных помещений, курьеры, гардеробщики, шоферы легковых машин и работники охраны.

По характеру участия в производственном процессе рабочие подразделяются на:

Основных. Они заняты непосредственно изготовлением основной продукции.

Вспомогательных. Они заняты во вспомогательных производствах и всеми видами обслуживания.

Ремонтных. Они заняты текущим и капитальным ремонтом оборудования.

Также различают следующие категории рабочих:

Рабочие-сдельщики. Это рабочие, занятые на нормируемых работах.

Рабочие-повременищики. Это рабочие, занятые на ненормируемых работах.

Каким образом потребность предприятия в трудовых ресурсах отражается в его планах?

В системе планов любого предприятия его потребности в трудовых ресурсах для выполнения производственной программы отражаются в форме плана по труду и заработной плате.

План по труду и заработной плате включает в себя:

- расчет численности персонала с учетом сменности его работы;

- размер планового фонда оплаты труда работников.

Что является основным показателем эффективности труда рабочих?

Один и тот же результат в процессе производства может быть получен при различном уровне эффективности труда. Мера эффективности труда в процессе производства получила название производительности труда.

Под производительностью труда понимается его результативность или способность человека производить за единицу рабочего времени определенный объем продукции.

На рабочем месте, в цехе, на предприятии производительность труда определяется количеством продукции, которую производит рабочий за единицу времени (выработка), или количеством времени, затрачиваемым на изготовление единицы продукции (трудоемкость). В добыче нефти – это количество добытой нефти на одного работника за отчетное время.

Одним из основных средств обеспечения роста производительности труда является (кроме технического прогресса)

нормирование труда. Обоснованные нормы позволяют рассчитать необходимые затраты труда на изготовление продукции (выполнение объемов работ). Они являются основой рационального распределения труда на предприятии, установления пропорций между профессиями, участками, цехами.

Нормы должны быть технически обоснованными: лучше всего использовать единые и типовые нормы, рассчитанные по действующим отраслевым и межотраслевым нормативам. Если же перечисленные нормативы отсутствуют, то технически обоснованные нормы можно определить на основе данных о технической производительности оборудования, анализа затрат рабочего времени.

Нормирование труда помогает оценить уровень производительности труда персонала, а производительность, в свою очередь, позволяет определить необходимое количество рабочих.

Как рассчитать необходимое количество рабочих?

Расчет необходимого количества рабочих – явочная численность рабочих в смену – определяется по-разному в зависимости от категории рабочих.

Численность рабочих-сдельщиков равна отношению объема производственного задания в смену к средней выработке одного рабочего в смену (для ЦДНГ – количество обслуживаемых объектов на одного оператора).

Численность рабочих-повременщиков определяется делением количества однотипных аппаратов на норму обслуживания (т.е. на то количество аппаратов, которое может обслужить один рабочий за смену).

Явочное количество рабочих в сутки равно произведению явочной численности рабочих в смену на количество рабочих смен в сутки.

Численность рабочих с учетом подмены называется списочной. Списочная численность равна явочной численности рабочих в смену с учетом коэффициента перехода от явочной

численности к списочной (коэффициент учитывает выходные дни, отпуска, больничные и т.д.). Коэффициент перехода является отношением номинального фонда рабочего времени в днях (все рабочие дни в году) к эффективному фонду времени одного рабочего. Эффективный фонд времени одного рабочего определяется по балансу рабочего времени.

Численность МОП определяют по существующим нормам обслуживания или по рабочим местам; работников охраны – по количеству постов и режиму работы; учеников – в соответствии с планом подготовки новых кадров, а также с учетом срока обучения; остальной персонал – по типовым отраслевым нормативам и по нормам обслуживания.

Хотя в экономике рыночного типа основное текущее и перспективное планирование показателей выполняется на уровне нефтедобывающих предприятий и компаний, нефтепромысел принимает непосредственное участие в сборе и подготовке исходных материалов для текущего и перспективного планирования, в первую очередь, по вопросам добычи нефти, выполнения геолого-технических мероприятий, объему промысловых исследований.

По вопросам капитального строительства, текущего и капитального ремонта скважин и наземного оборудования, транспортного обеспечения и материально-технического снабжения специалисты ЦДНГ должны уметь аргументированно и убедительно доказывать необходимые для ЦДНГ оптимальные объемы.

Утвержденные планы производства – это продукт умственного труда линейных и функциональных руководителей и специалистов, один из действенных методов управления производством, залог успешной работы предприятия. Поэтому руководству и специалистам промыслов следует отнестись к вопросам планирования со всей ответственностью.

2.4.6. Характеризуя процесс труда руководителей ЦДНГ, участков, бригад по добыче нефти и газа, нельзя обойтись без некоторых аспектов социально-психологических методов управления коллективом.

При этом, в первую очередь, как эффективное управляющее воздействие на персонал или на каждого человека в коллективе, надо иметь ввиду сравнимость, состязательность, соревнование между бригадами, звеньями и другими подразделениями, между отдельными членами бригады по достигнутым результатам труда и производства в целом. Ни один уважающий себя человек, не говоря уже о лидерах, не хочет видеть себя в отстающих рядах. Поэтому линейный руководитель ЦДНГ использует этот мощный рычаг воздействия в виде «Доски показателей работы бригад ЦДНГ», «Информационных листков» и других средств обеспечения гласности. Однако этот рычаг воздействия только тогда будет эффективным, когда подведение итогов будет выполнено объективно и справедливо и правильно определен рейтинг между подразделениями. Для этого разрабатываются и утверждаются «Положения о проведении конкурсных соревнований», «Условия проведения соревнований», где излагаются порядок проведения соревнований, порядок подсчета баллов и подведения итогов, размеры материального стимулирования победителей. Указанные документы должны разрабатываться грамотно, понятно и без возможности разночтения, утверждаться приказом руководителя предприятия.

Для обеспечения динамичности развития производства, повышения квалификации кадров и организационно-технического уровня предприятия системная работа по организации соревнований между подразделениями, проведению конкурсов по профессиональному мастерству среди рабочих, технологов, геологов, механиков и других специалистов является одной из эффективных форм работы с кадрами для достижения вышеуказанной цели.

Обеспечение благоприятного социально-психологического климата в коллективе не менее важный аспект при организации процесса труда рабочих и инженерно-технических работников ЦДНГ. Характерными признаками этого являются:

- непринужденная атмосфера общения;
- обязанности между работниками четко распределены, отсутствие руководителя не оказывает значительное влияние на результат труда бригады;
- работники внимательны друг к другу и быстро приходят на помощь в необходимых случаях;
- члены коллектива ориентированы на справедливость и высоко ценят ее в действиях руководителей;
- такой коллектив отличается наибольшей стабильностью.

Роль мастера – руководителя бригады по добыче нефти особенно значима для создания оптимального эмоционального настроя в коллективе рабочих.

Таким образом, управление первичным коллективом предполагает и управление происходящими в нем социально-психологическими процессами.

2.4.7. Характеризуя деятельность линейного руководителя нефтепромысла – начальника ЦДНГ, нельзя обходить вопросы управления качеством работы персонала.

Различают «качество выпускаемой продукции» и «качество работы персонала». Это различные понятия и их нельзя путать. Применительно к предприятию по добыче нефти термин «качество работы персонала» можно разъяснить так:

Качество работы персонала – это выполнение работы в соответствии с оценочными требованиями предприятия к выполняемым операциям.

Например, что относится к качественной работе:

- Высокопроизводительный труд.
- Безопасный труд.
- Механизированный труд.

- Работа в комфортных для организма условиях.
- Высококвалифицированный труд.
- Своевременное и точное выполнение регламентных работ.
- Автоматизированный труд.
- Труд с соблюдением высокой культуры на рабочих местах.

Разумеется, результатом высококачественного труда является и высокая эффективность производства. Высокое качество работы персонала достигается в результате осуществления системы мер в этом направлении. Таковыми являются:

- моральное и материальное стимулирование,
- обучение, переобучение кадров,
- механизация и автоматизация труда,
- разработка и внедрение в производство прогрессивных технологий, регламентов и стандартов,
- внедрение передового опыта.

Немалое значение имеет применение системы оценок и обеспечение гласности результатов работы. Например, в бригаде по добыче нефти и газа мастера И.Корепанова висит такая таблица показателей:

Недельные показатели качества работы рабочего персонала бр. №3 ЦДНГ-1 НГДУ «Кайчишурнефть» за 1 квартал 2011г. (в числителе – поддержание технологии, в знаменателе – культура производства)												
Ф.И.О. оператора	январь				февраль				март			
	10 янв.	17 янв.	24 янв.	31 янв.	07 фев.	14 фев.	21 фев.	28 фев.	07 март	14 март	21 март	28 март
Шкляев С.А.	5/5	5/4	5/4	бо- лен	3/4	4/4	4/5	5/5	учеба	учеба	4/4	5/5
Вахрушев А.А.	5/4	4/4	4/4	5/5	от- пуск	от- пуск	от- пуск	4/4	5/5	5/3	5/4	5/5
Базуев К.П.	4/4	4/4	4/4	5/4	бо- лен	3/4	4/4	5/4	5/5	4/3	5/3	3/5
Сергеев С.С.	от- пуск	5/3	5/4	5/4	5/5	4/4	3/4	4/2	4/3	4/4	5/4	4/4
Ибрагимов Р.Г.	4/3	4/2	5/3	от- пуск	от- пуск	3/3	4/4	5/4	5/4	4/5	4/5	5/4

Такая таблица имеет следующие преимущества:

- наглядность и гласность качества работы персонала;
- еженедельные оценочные показатели работы каждого работника в течение продолжительного времени;
- наглядно показывает среднюю явочную численность бригады;
- показывает частоту и периодичность инфекционных и простудных болезней;
- прослеживается динамика качества работы бригады в целом.

Обеспечение качества работы персонала также предусматривает:

- Контроль и самоконтроль исполнения на всех уровнях и этапах производства.
- Внедрение комплекса способов и методов обеспечения высокого качества труда.
- Анализ и оценку стимулирования результатов управленческих воздействий и труда коллективов.
- Внедрение АСУ, информационных технологий и АСУТП.
- Другие формы и способы.

2.4.8. Участие коллектива в управлении производством. Руководители нефтепромыслов и нефтедобывающих предприятий должны вовлекать членов коллектива в управление производством. Таково мнение большинства ученых и специалистов по управлению производством.

Сегодня владелец собственности, будь это один хозяин или группа лиц, при реализации принципиальных, стратегических планов обязан считаться с интересами коллектива своего предприятия и обеспечивать такую организацию работ, которая отвечала бы правовым положениям, действующим в стране, решениям профсоюзов или других общественных организаций. Участие коллектива в организации управления принимает самые различные формы (концепция «народного

капитализма», при которой каждый работник является акционером предприятия и все его члены имеют общие интересы; шведская идея «участия в собственности», когда часть прибыли компании переводится в фонды, подконтрольные профсоюзным организациям; японский метод перевода части акционерного капитала в пенсионный фонд, принадлежащий рабочим, и т.д.). Современная концепция организации управления подразумевает решающую роль коллектива в принятии стратегических управленческих решений, а коллегиальный стиль управления дает предприятию значительные преимущества.

Член коллектива имеет право знать финансовое состояние, цели предприятия и контролировать методы реализации этих целей.

Не следует строить иллюзии, что участие компетентных, активных и профессионально подготовленных членов коллектива оказывает решающее воздействие на принятие управленческих решений, все-таки это прерогатива высшего руководящего звена. Но специалисты оказывают существенное влияние на процессы стратегического управления, они вносят свои предложения, дебатировать все «за» и «против» различных альтернатив, оценивают проекты и варианты, выявляя таким образом наилучшие решения. Известный социолог Мишель Поль в книге «Участие работников в промышленности» предлагает модель организации производства, которая описывается системой уравнений. Анализ разработанной Полем системы уравнений показывает важную роль участия коллектива в организации производства, его сознательного, творческого отношения к задачам организации.

Однако на практике в одних случаях участие трудящихся в управлении производством осуществляется дозированно, в других случаях это проявляется достаточно активно.

В реальных условиях участие членов коллектива в управлении производством заключается в участии в собраниях, совещаниях, в мероприятиях, проводимых администрацией совместно с профсоюзами, в различных комиссиях, в проводимой с местным населением работе и т.д.

Однако не надо забывать, что в незрелых коллективах могут появляться так называемые неформальные лидеры, оказывающие негативное влияние на ход событий на предприятии. Поэтому таких людей надо своевременно нейтрализовать и изолировать.

В нашей стране в конце 80-х годов прошлого столетия широко применялись процедуры выборов руководителей коллективов и предприятий. На этой волне в руководители даже солидных организаций нередко выбирались некомпетентные авантюристы и проходимцы, пообещавшие коллективу золотые горы. Эти предприятия впоследствии или развалились, или пережили тяжелый кризис. Поэтому выборы руководителей в сложных производствах не рекомендуются. Выборы характерны для профсоюзов, кооперативов, различных товариществ и обществ, где выборы в какой-то степени оправдывают себя.

Что касается нефтепромысла, то выборы мастера по добыче нефти и газа допустимо, например, в том случае, когда достойных кандидатур несколько, и руководитель выносит эти кандидатуры на рассмотрение коллектива. Как правило, проводится тайное голосование. Выборы проводятся только в зрелых коллективах при отсутствии скрытых течений. В заключении надо сказать, что в нефтяной промышленности должны руководить высококвалифицированные, обученные, испытанные и всесторонне подготовленные люди.

2.5. Управление безопасностью производства.

Обеспечение промышленной, пожарной, экологической безопасности на производстве – это одна из главных задач управления производством.

Основная цель охраны труда и безопасностью производства – создание и обеспечение безопасных и здоровых условий труда, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда, сохранение флоры и фауны на территории производства.

Создание и обеспечение безопасных и здоровых условий труда на производстве и вся полнота ответственности за это возлагается на руководителей предприятий и их заместителей по направлению деятельности. В ЦДНГ ответственность за создание и обеспечение здоровых условий труда, за обеспечение промышленной, пожарной и экологической безопасности на производстве несут начальник цеха, его заместители, начальники участков, мастера по добыче нефти и газа, а также специалисты по профилю работы.

Основным направлением работы по охране труда на всех уровнях управления должно быть планомерное осуществление комплекса организационных, технологических, технических, социально-экономических мероприятий, направленных на создание и обеспечение безопасных и здоровых условий труда, укрепление производственной и трудовой дисциплины и поддержание порядка на производстве.

Процесс управления безопасностью производства представляет собой совокупность целенаправленных действий руководителя и аппарата управления предприятия по согласованию и направлению совместной деятельности работающих на создание безопасных, безаварийных и комфортных условий труда.

Типовая система организации управления безопасностью производства и недопущения инцидентов и аварий, харак-

терная для большинства предприятий, включает следующие элементы.

1. Анализ происшедших несчастных случаев, аварий и инцидентов за прошедший период. Причем в анализ включаются и те случаи, которые произошли в идентичных предприятиях и идентичных механизмах других предприятий. Для анализа используются также информационные письма вышестоящих организаций, органов надзора, администраций региона и информация СМИ о происшедших авариях, несчастных случаях, пожарах, экологических нарушениях.

Информация о состоянии объекта управления должна постоянно поступать в органы управления всех уровней для ее анализа и принятия решений, чтобы в оперативном порядке устранять отклонения от норм и требований охраны труда, обеспечивать его безопасность, своевременно устранять причины, могущие привести к авариям, инцидентам и несчастным случаям.

2. Разработка комплексных мероприятий на следующий год по недопущению аварий по результатам анализа за прошлый год. Кроме годовых мероприятий составляются мероприятия на перспективу: на 3, 5 и более лет. После каждого происшедшего инцидента, аварии составляется план мероприятий по недопущению подобных случаев, издается приказ по предприятию с указанием причин аварии и основных организационно-технических мероприятий, а также ответственных лиц за выполнение мероприятий в установленные сроки.

3. Организация выполнения комплексных мероприятий. Это предусматривает персональную ответственность каждого должностного лица за выполнение и своевременную отчетность по намеченным мероприятиям.

4. Контроль за выполнением комплексных мероприятий. Ответственные лица обязаны ежемесячно, ежеквартально

составлять отчеты по подразделениям и функциональным службам о ходе выполнения мероприятий, должны в выездном порядке лично проверять и направлять ход выполнения.

5. Обучение кадров. Организация направляет своих работников в плановом порядке для переобучения и повышения квалификации в учебно-курсовые комбинаты или другие учебные заведения через установленные сроки или во внеочередном порядке для освоения новых технологий или по требованию надзорных организаций. Кроме того, в предприятии проводятся различные курсы, лекции, инструктивные совещания, семинары и другие виды обучения в целях профилактики несчастных случаев и инцидентов. Разрабатываются, утверждаются и соблюдаются технологические регламенты на отдельные виды работ или на функционирование объекта в целом.

6. Пропаганда вопросов безаварийной и ритмичной работы производства (плакаты, фильмы, материалы в СМИ и т.д.).

7. Высокий уровень инженерной обеспеченности производства (образование и квалификация кадров, достаточная численность ИТР и рабочих, оснащенность АСУ и АСУТП).

8. Стимулирование кадров за безаварийную работу.

9. Приверженность руководства всех уровней к вопросам безаварийной работы.

Несмотря на выполнение системы мер по предупреждению аварий, инцидентов и несчастных случаев, аварии и инциденты все же происходят, и персоналу очень важно уметь грамотно и своевременно ликвидировать аварии и их последствия. Поэтому на любом предприятии нефтяной промышленности (и не только) должны быть разработаны планы по ликвидации возможных аварий (ПЛА), должны проводиться учения по ликвидации возможных аварий (периодичность

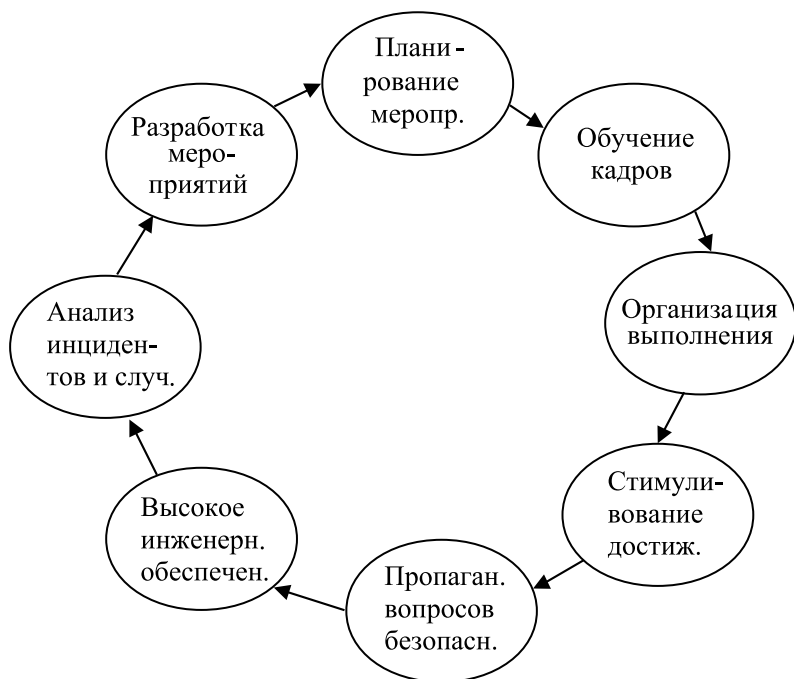


Рис. 5. Элементы системы управления промышленной безопасностью.

0,5-1 год), проводятся учебные тренировки, проверки знаний персонала и т.д).

Обеспечение охраны труда и безопасности (промышленной, пожарной, экологической) производства на должном уровне на самом деле очень ответственная и непростая задача для руководителей и специалистов всех уровней управления производством, в связи с чем в данной работе изложены только основные направления и порядок организации управления безопасностью производства.

Охрана труда и безопасность производства должны быть в первом плане на всех стадиях развития производства: начиная от проектирования, строительства, принятия в эксплуатацию объектов и завершая технически грамотной эксплуатацией, ремонтом, модернизацией объектов. В цели и задачи охраны труда и обеспечения безопасности производства на нефтегазодобывающих предприятиях входит выявление, ослабление и устранение производственных опасностей и производственных вредностей, ликвидация причин производственных несчастных случаев, профзаболеваний работающих, оздоровление условий труда, предупреждение аварий, взрывов и пожаров, обеспечение охраны природы, защита близлежащих населенных пунктов и предприятий от неблагоприятных и опасных влияний. Исходя из этого различают следующие разделы охраны труда и безопасности производства:

- Правовая охрана труда – трудовое законодательство.
- Санитарно-гигиеническая охрана труда – производственная санитария, гигиена, физиология, психология труда.
- Техническая охрана труда – техника безопасности, эргономика, техническая эстетика, автоматизация и механизация производства, снижение ручного труда, промышленная вентиляция, кондиционирование воздуха, обеспечение качественного питьевого режима и режима питания.
- Пожарная профилактика – взрыво- и пожаробезопасность, защита от атмосферного и статического электричества, противопожарная техника, предупреждение и ликвидация открытых нефтяных и газовых фонтанов.
- Обеспечение экологической безопасности – недопущение загазованности воздушной среды, недопущение загрязнения земель и водостоков, обеспечение сохранности флоры и фауны.

За выполнение указанной работы несет ответственность весь персонал нефтегазодобывающего производства согласно должностной инструкции каждого ИТР и должностной обязанности каждого рабочего.

Руководители и специалисты ЦДНГ, в том числе и мастера по добыче нефти и газа, обязаны организовать проведение всех работ в полном соответствии с требованиями правил безопасности, проводить в установленные сроки инструктажи по правилам охраны труда и техники безопасности, осуществлять контроль за исправностью и правильной эксплуатацией оборудования и приборов, за выполнением требований пожарной, экологической, санитарной безопасности, за состоянием и обеспеченностью персонала средствами индивидуальной защиты. Руководители ЦДНГ, мастера и специалисты должны включать вопросы по охране труда и безопасности производства в повседневный график своей работы.

3. Управление технологическими процессами. Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП).

Требования к автоматизации системы управления технологическими процессами в добыче нефти.

Как было изложено в разделе 2.1, управление производством на нефтепромыслах (ЦДНГ) включает в себя управление процессами труда персонала собственных подразделений, подразделений сервисных организаций и управление технологическими процессами. Последнее подразумевает соблюдение утвержденных технологических регламентов на отдельные операции или на работу объекта в целом.

Невозможно представить современный цех по добыче нефти и газа без автоматизации технологических процессов, без внедрения АСУТП. В этом разделе будут изложены основные требования к АСУТП и предлагаемые объемы автоматизации объектов нефтедобычи.

3.1. Общие положения.

3.1.1. Автоматизация и телемеханизация объектов должна обеспечивать многоуровневую защиту оборудования и трубопроводов от разрушения и аварийных ситуаций, дистанционную и точную передачу информации контролируемых параметров, предупреждение отклонений технологических параметров работы объектов от заданных, безопасную работу персонала, пожарную и экологическую безопасность работы объектов. Не менее важная задача автоматизации – обеспечение энергосберегающего режима работы агрегатов,

механизмов, сокращение затрат на обслуживание объектов, облегчение работы обслуживающего персонала, обеспечение управляемости объектов на местном и дистанционном уровнях.

3.1.2. Необходимый и достаточный уровень автоматизации технологических процессов и телемеханизации объектов определяется исходя из результатов комплексного анализа и оценки эффективности автоматизации функций контроля и управления и необходимых капитальных вложений для их реализации, выполненных с учетом особенностей технологических процессов, способа реализации функций, типа используемых технических средств с учетом перспективы их развития.

3.1.3. Уровень обеспеченности скважины средствами контроля, измерения параметров, автоматического управления и дистанционной передачи данных должен быть не ниже требований, предъявляемых «Правилами разработки нефтяных и газовых месторождений», «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и другими нормативными документами.

3.1.4. Автоматизация и телемеханизация новых объектов, модернизация их на существующих объектах должна осуществляться с учетом:

- последних достижений науки и техники в области приборостроения, информационных систем, средств связи и возможностей их развития;
- перспективы изменения организационной структуры управления объектами, реконструкции технологических схем;
- изменения регламента сбора и обработки информации;
- возможностей метрологического, алгоритмического и организационно-технического обеспечения АСУТП;
- физико-химических свойств добываемых флюидов: неф-

ти, газа, попутной воды, уровня коррозионной активности их, отложений парафина, солей, мехпримесей, конденсата, серы;

- природно-климатических условий;
- квалификационного состава обслуживающего персонала;
- необходимости защиты от хищения и порчи элементов автоматизации и телемеханизации;
- возможных перебоев в системе энергообеспечения.

3.2. Основные требования к техническим средствам автоматизации, измерения, телемеханики. Требования к проектированию, монтажу и пусконаладочным работам.

3.2.1. Проектирование, монтаж, пусконаладочные работы, ремонт и эксплуатация средств автоматизации, измерения и телемеханики в нефтяной промышленности осуществляются организациями, имеющими лицензии на производство этих работ.

3.2.2. Эксплуатирующая организация не должна допускать изменения проекта автоматизации технологических объектов без согласования с проектной организацией, а также вносить изменения в конструкцию технических средств без согласования с изготовителем.

3.2.3. Применяемые технические средства для объектов нефтяной промышленности, поднадзорных Ростехнадзору, должны иметь разрешение на применение их на нефтепромысловых объектах, выданное органами Ростехнадзора. Построение схем автоматизации объектов должно осуществляться применением multifunctional контроллеров с гибкой конфигурацией, легко стыкуемых с ПЭВМ при помощи стандартных интерфейсов. Связь между контроллера-

ми и диспетчерским пунктом должна быть выполнена с использованием радиоканала или проводной связи.

3.2.4. Работы по монтажу систем автоматизации должны производиться в соответствии с утвержденной проектно-сметной документацией, проектом производства работ, а также с технической документацией предприятий-изготовителей.

3.2.5. Работы на действующих объектах должны проводиться по согласованному с эксплуатирующей организацией план-графику с соблюдением правил пожарной, промышленной безопасности и электробезопасности.

3.2.6. В целях обеспечения сохранности приборов и оборудования от поломки, разукomплектования и хищения монтаж их должен выполняться после письменного разрешения заказчика.

3.2.7. Окончанием работ по монтажу систем автоматизации является завершение индивидуальных испытаний и подписание акта приемки после испытаний и предъявления эксплуатирующей организации полного комплекта исполнительной документации.

3.2.8. Пусконаладочные работы систем автоматизации должны выполняться в соответствии с требованиями соответствующих СНиП.

3.2.9. При производстве пусконаладочных работ должны соблюдаться требования проекта и технологического регламента вводимого в эксплуатацию объекта, «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок». Кроме того, персонал должен соблюдать «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», режим работы и инструкции по безопасности эксплуатирующей организации (заказчика), пройти инструктаж по технике безопасности у руководителя объекта.

3.2.10. Результаты проведения пусконаладочных работ оформляются протоколом, в который заносятся оценка работы системы, выводы и рекомендации. Реализация рекомендаций по улучшению работы систем автоматизации осуществляется заказчиком.

3.2.11. Передача систем автоматизации в эксплуатацию производится по согласованию с заказчиком, как по отдельно налаженным системам, так и комплексно по автоматизированным установкам, узлам технологического оборудования и цехам.

3.2.12. При сдаче систем автоматизации в эксплуатацию по отдельно налаженным системам оформляется акт приемки в эксплуатацию систем автоматизации. К акту прилагается следующая документация:

- перечень устройств, приборов и средств автоматизации и значений параметров настройки систем автоматического управления (регулирования);
- программы и протоколы испытаний систем автоматизации;
- принципиальная схема рабочей документации автоматизации со всеми изменениями, внесенными и согласованными с заказчиком в процессе производства пусконаладочных работ (один экземпляр);
- паспорта и инструкции предприятий-изготовителей приборов и средств автоматизации, дополнительная техническая документация, полученная от заказчика в процессе пусконаладочных работ.

3.2.13. Окончание пусконаладочных работ фиксируется актом приемки систем автоматизации в эксплуатацию в объеме, предусмотренном проектом АСУТП.

3.3. Функциональные требования к промышленным системам автоматизации, телемеханизации, системам автоматического регулирования и управления.

3.3.1. Функции, возложенные на систему автоматизации объектов, подразделяются на:

- обязательные, определяемые исходя из требований отраслевых норм и правил;
- рекомендуемые, определяемые технико-экономической целесообразностью.

3.3.2. Система автоматизации объекта должна предусматривать (нижний уровень):

- автоматическое регулирование параметров технологического процесса;
- защиту оборудования от разрушения, поломок, перегруза, возгорания;
- виброконтроль работы агрегатов, аппаратов;
- автоматическую блокировку систем запуска агрегатов, аппаратов, механизмов при наличии неисправностей;
- учет и дистанционную передачу необходимой информации в диспетчерский пункт цеха;
- звуковую, световую сигнализацию при возникновении нештатных ситуаций (например, повышение давления в аппаратах, температуры и другое);
- автоматическое включение системы пожаротушения при возгораниях;
- контроль и диагностику состояния оборудования и объектов, соблюдение технологических режимов;
- выполнение команд с диспетчерского пункта и обмен информацией с ним;

- сбор и хранение информации о параметрах работы объекта за определенный период.

3.3.3. Отдельные узлы, агрегаты, технологические процессы должны обеспечиваться многоуровневой защитой.

3.3.4. Уровень автоматизации и автоматизированного управления цеха должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- сбор, обработка и выдача данных с систем автоматизации технологических объектов;

- создание и ведение необходимой базы данных цехового уровня, собранных телемеханизированным способом и ручным вводом;

- дистанционное управление отдельными объектами (пуск, остановка агрегатов, замер дебита отдельных скважин, открытие или закрытие электрозадвижек и т.д.);

- ввод, отображение и хранение показателей и параметров работы объектов;

- световая и звуковая сигнализация при отклонении параметров от заданных значений;

- передача информации с диспетчерского пункта на компьютерную сеть геологической, технологической служб промысла.

3.3.5. При внедрении АСУТП нефтепромысла создается компьютерная гидравлическая модель системы сбора, которая отображает фактическое состояние процесса сбора и, при необходимости, прогнозирует возможные изменения, информирует персонал цеха о возникновении осложнений и аварийных ситуаций.

3.3.6. В связи с внедрением в нефтедобывающих предприятиях автоматизированной системы управления финансово-хозяйственной деятельностью, пункт управления нефтепромыслом (цехом) должен обеспечиваться необходимыми техническими средствами, локальной вычислительной сетью

с магистральной системой связи для выхода в корпоративную вычислительную сеть предприятия.

Имеющиеся технические средства должны обеспечивать при этом выполнение следующих функций:

- ввод, хранение, обработка и передача данных о затратах материальных ресурсов, о движении жидкости, выполнении ГТМ;

- оперативные расчеты эффективности ГТМ;

- текущий учет и анализ выполнения плановых заданий по цеху в целом и по бригадам;

- учет расходов на технологические обработки скважин;

- учет транспортных расходов;

- учет движения НКТ, штанг, устьевого, насосного оборудования;

- учет использования химреагентов;

- учет отработанного времени персоналом цеха;

- учет и анализ потерь нефти из-за простоев скважин;

- протоколирование аварийных ситуаций и отключений электроэнергии;

- расчет оптимальных технологических режимов работы скважин;

- формирование план-графиков технологических обработок скважин, обслуживание и ремонт оборудования;

- обмен информацией с единой базой корпоративной сети.

3.3.7. В зависимости от специфики производства, орографии и геоморфологии месторождения, свойств добываемых флюидов в цеховые системы автоматизации могут быть включены:

- автоматический замер или сигнализация о превышении концентрации хлоридов, нефтепродуктов в водоемах, токсичных газов в газовоздушной среде близ населенных пунктов;

- метеорологические данные в отдельных точках месторождения.

3.4. Требования к узлам учета.

В нефтедобывающих предприятиях различают узлы оперативного и коммерческого учета нефти, газа, жидкости. Это очень важные объекты, особенно узлы коммерческого учета. К этим узлам предъявляются особые требования и по уровню погрешности приборов, и по соблюдению установленных технологических процедур замера, и по свойствам измеряемой жидкости. К узлам оперативного учета уровень требований ниже: допускается установка счетчиков меньшей точности измерения, допускается большой разброс по обводненности, вязкости, газонасыщенности нефти.

3.4.1. Требования коммерческого учета к приборам и средствам измерения устанавливаются в следующих случаях:

- при сдаче нефти нефтепроводному управлению и отпуске нефти сторонним организациям;
- при приеме нефти сторонних организаций на подготовку или на транспортировку;
- при отпуске нефти, ГСМ транспортным средствам;
- при отпуске теплоносителя и воды, газа сторонним организациям;
- при получении воды, газа, теплоносителя от сторонних организаций.

Примечание: вопросы учета и автоматизации в системе электроснабжения в данном документе не рассматриваются.

3.4.2. Требования оперативного учета устанавливаются исходя из допустимой погрешности применяемых приборов и средств измерения:

- промысловых узлов учета;
- бригадных узлов учета;
- узлов учета жидкости, воды, нефти, газа (в т.ч. на факел) на ДНС, УПС, ГЗУ;
- узлов учета воды на КНС, ВРП, БГ;

- технологических узлов учета при подготовке нефти и воды;
- средств учета на артезианских скважинах.

3.5. Оценка технического уровня применяемой системы автоматизации.

В условиях рыночной экономики это весьма важный показатель для определения технико-экономической целесообразности применения той или иной системы автоматизации или технического средства. В существующих нормативно-технических документах, методических руководствах точная методика определения технического уровня применяемой техники не приводится.

При одинаковых качественных характеристиках технических средств сравнительный технический уровень их можно определить по следующей формуле:

$$K = \frac{A_{\text{л}} \cdot Z_{\text{л}} \cdot O_{\text{л}}}{A_{\text{п}} \cdot Z_{\text{п}} \cdot O_{\text{п}}},$$

где K – технический уровень применяемого на предприятии технического средства;

$A_{\text{л}}$, $A_{\text{п}}$ – годовые амортизационные отчисления по аналогичным приборам, признанным лучшими, соответственно, по применяемым на предприятии;

$Z_{\text{л}}$, $Z_{\text{п}}$ – затраты на эксплуатационные расходы по лучшим образцам приборов и применяемым на предприятии (на единицу);

$O_{\text{л}}$, $O_{\text{п}}$ – количество отказов за год лучших образцов и применяемых на предприятии.

Если показатель K равен единице, то технический уровень приборов, применяемых на предприятии, соответствует

лучшим образцам аналогичных приборов, применяемых в отрасли. Если показатель K меньше единицы, применяемые на предприятии приборы имеют более низкий технический уровень, чем достигнутые в отрасли.

По этой же формуле можно сравнивать 2 вида приборов, выполняющих одинаковые функции в одном предприятии.

Данный метод оценки применяется в комплексе с другими методами и носит рекомендательный характер.

3.6. Нефтепромысловые объекты, подлежащие автоматизации.

3.6.1. В данном документе не рассматриваются объекты, находящиеся на балансе предприятия, объем и структура автоматизации которых выполняются по другим нормам и правилам. К ним относятся:

- энергетические объекты;
- объекты баз производственного обслуживания, не входящие в технологическую цепочку добычи нефти;
- объекты транспортного обслуживания;
- объекты социального характера.

3.6.2. Объекты автоматизации, входящие в технологическую цепочку добычи нефти:

- скважины одиночные;
- кусты скважин, обустроенные кустовым методом;
- групповые и индивидуальные замерные установки для измерения дебита скважин;
- блоки дозирования реагента;
- дожимные насосные станции в составе:
 - а) сепараторов, буферных емкостей и резервуаров;
 - б) насосных агрегатов;
 - в) узлов учета жидкости и сырой нефти;

г) факельных устройств.

При совмещении ДНС с установками предварительного сброса дополнительно включаются в зависимости от технологической схемы:

- д) делители фаз, отстойники;
- е) буферные емкости для воды;
- ж) насосы откачки воды;
- з) узлы учета воды.

3.6.3. Объекты системы поддержания пластового давления и закачки воды в поглощающие скважины:

- кустовые насосные станции;
- водораспределительные блоки;
- блоки гребенок;
- станции водоподъема;
- водозаборные сооружения;
- нагнетательные скважины.

3.6.4. Объекты установок подготовки нефти и воды:

- блоки сепарации сырой нефти (БАС, КСУ и др.);
- технологические резервуары сырой нефти;
- блоки предварительного сброса воды;
- насосы сырьевые;
- блоки нагрева продукции (ПТБ-10, ПП-1,6 и др.);
- блоки глубокого обессоливания и обезвоживания нефти (в т.ч. электродегидраторы);
- теплообменники;
- резервуары товарной нефти;
- коммерческие узлы учета;
- блоки подачи реагента;
- насосные агрегаты товарные;
- узлы отпуска нефти сторонним организациям и на собственные нужды;
- узлы учета поступления жидкости по направлениям;

- дренажные емкости;
- факельное хозяйство;
- компрессоры сжатого воздуха для КИПиА;
- система автоматического пожаротушения;
- система контроля за состоянием газовой воздушной среды;
- охранно-пожарная система;
- блок очистки сточной воды;
- резервуары и насосы сточной воды;
- магистральный (напорный) трубопровод.

3.6.5. Разновидность оборудования, объектов ДНС, УПС, УПН может отличаться исходя из особенностей технологического процесса.

3.7. Необходимые функции контроля, регулирования, управления системами автоматизации объектов добычи нефти и газа.

Функции, возложенные на систему автоматизации объектов, могут отличаться при идентичности объектов в зависимости от расположения их, физико-химических свойств добываемых флюидов, от количественных значений жидкости и газа. Например, для нефтяных скважин функции автоматизации могут отличаться в зависимости от дебита скважины, от расположения скважин (кустовое или одиночное расположение, в водоохранной зоне, вблизи санитарной зоны населенных пунктов, в труднодоступном районе), а также от способа эксплуатации. Телемеханизация ГЗУ при близком расположении их от диспетчерского пункта может осуществляться проводной связью, при значительном удалении – беспроводной связью.

Ниже приводятся основные функции контроля, регулирования, управления системами автоматизации объектов, перечисленных в разделе 3.6. Специалисты по АСУТП функции

контроля, регулирования, управления, сигнализации систем автоматизации объектов называют также объемами автоматизации. На основании требований нормативных актов, правил и инструкций по безопасности в каждой компании должны быть разработаны регламенты по объемам АСУТП. Объемы автоматизации объектов должны учитывать и свойства добываемых флюидов, и значимость объекта для предприятия, и природно-климатические условия месторождения, и другие факторы. Нижеприведенные примеры по функциям автоматизации объектов не являются обязательным и полным объемом, а больше всего рассчитаны для расширения кругозора промысловых специалистов и приобретения основ знаний по этому направлению работ.

Примерные функции (объемы) автоматизации нефтепромысловых объектов.

3.7.1. Функции автоматизации добывающих скважин.

№ п/п	Контролируемые параметры и выполняемые функции	Местная автоматика			Дистанционная передача информации и управление		
		ЭПУ	СШНУ	фонтан	ЭПУ	СШНУ	фонтан
1	Измерение дебита скважин по жидкости на ГЗУ	+	+	+	+	+	+
2	Измерение дебита по нефти				(+)	(+)	(+)
3	Пуск и остановка скважины	+	+		(+)	(+)	
4	Измерение давления в выкидной линии	+	+	+	(+)	(+)	(+)
	на буфере			+			(+)
	в затрубе			+			(+)
5	Сигнализация предельных отклонений давления в выкидной линии				(+)	(+)	
6	Остановка насосных установок при превышении или понижении давления в выкидной линии от предельных	+	+				
7	Защита от понижения давления приема и повышения температуры электродвигателя	+					

8	Защита электротехническая (от перегрузок, коротких замыканий, несимметричных включений электродвигателя, недопустимых отклонений напряжения в питающей сети)	+	+				
9	Снижение сопротивления изоляции системы «кабель-электродвигатель»	+					
10	Самозапуск скважин после перерывов в электроснабжении	+	+				
11	Контроль состояния э.д. (работа стоит)				(+)	(+)	
12	Работа по программе	(+)	+				
13	Динамометрирование		(+)			(+)	
14	Определение подачи скважины на устье				(+)	(+)	
15	Измерение температуры на устье				(+)	(+)	
16	Определение уравновешенности станка-качалки по нагрузке на э.д.		(+)			(+)	
17	Сбор и хранение информации за установленный период	+	+	(+)	(+)	(+)	
18	Сигнализация несанкционированного доступа в станцию управления				(+)	(+)	

Примечания:

(+) – в скобках обозначены функции, используемые при технико-экономической целесообразности;

- ЭПУ – электропогружные установки;

- СШНУ – скважинные штанговые насосные установки;

- под дистанционной передачей информации и управлением понимается передача информации и сигнализации в пульт управления, где имеется дежурный персонал, а также управление объектами с этого пульта.

3.7.2. Функции автоматизации групповой (индивидуальной) замерной установки.

№ п/п	Контролируемые параметры и выполняемые функции	Местная автоматика	Дистанционная информация и управление
1	Измерение дебита скважин по жидкости	+	+
2	Измерение обводненности нефти	(+)	(+)
3	Измерение дебита скв. по нефти	(+)	(+)

4	Измерение давления в коллекторе	+	+
5	Сигнализация предельных отклонений давления в коллекторе		(+)
6	Управление дозаторами	+	+
7	Управление ПСМ	+	
8	Контроль температуры и загазованности в технологическом блоке и блоке автоматики	+	+
9	Управление обогревателями	+	
10	Управление вентилятором технологического блока	+	
11	Сигнализация несанкционированного открывания дверей блоков		+
12	Измерение газового фактора (объема газа)	(+)	(+)

3.7.3. Функции автоматизации блоков реагента.

№ п/п	Контролируемые параметры и выполняемые функции	Местная автоматика	Дистанционная информация и управление
1	Измерение уровня реагента и сигнализации нижнего уровня		+
2	Измерение температуры и автоматический подогрев реагента	+	
3	Регулирование расхода реагента	+	(+)
4	Сигнализация понижения давления подачи насоса		+
5	Управление дозировочным насосом	+	+
6	Автоматический ввод резервного насоса	+	
7	Защитное отключение дозировочного насоса		
	- при предельных отклонениях давления на выкиде	+	
	- при неисправностях насоса	+	
	- при предельных температурах расчета	+	
	- при неисправностях электрической системы	+	
	- при сверхнормативной загазованности	+	
8	Управление вентилятором	+	
9	Сигнализация при превышении загазованности 50% нижнего предела взрываемости, при загорании блока реагента		+
10	Сигнализация состояния насосов «включен-отключен»		+
11	Сигнализация несанкционированного доступа в БР		+

3.7.4. Функции автоматизации дожимной насосной станции (ДНС).

№ п/п	Контролируемые параметры и выполняемые функции	Местная автоматика	Дистанционная информация и управление
1	На сепараторах 1 и 2 ступени		
1.1.	Измерение давления в емкости	+	+
1.2.	Сигнализация предельных отклонений давления, теле-сигнализация на ДП		+
1.3.	Автоматическое регулирование давления в сепарационной емкости (управление клапаном, установленным на трубопроводе выхода газа)	+	
1.4.	Сигнализация предельных отклонений уровня	+	+
1.5.	Автоматическое управление клапаном отсечки газовой линии сепаратора, защита газовой линии от попадания нефти	+	
1.6.	Измерение количества газа после сепараторов	+	
2	На насосных агрегатах (перекачка жидкости)		
2.1.	Управление насосным агрегатом	+	(+)
2.2.	Управление насосным агрегатом по уровню в буферной емкости (при периодической откачке)	+	
2.3.	Автоматическое включение резервного насоса	+	
2.4.	Консоль температуры подшипников	+	+
2.5.	Измерение давления на приеме и на выкиде	+	+
2.6.	Сигнализация предельных отклонений давления на приеме и выкиде		+
2.7.	Контроль утечек через сальниковые уплотнения	+	
2.8.	Измерение тока электродвигателя каждого насосного агрегата	+	+
2.9.	Защитное отключение насосного агрегата при:		
	- превышении температуры подшипников электродвигателя и насоса	+	
	- недопустимых утечках через сальниковые уплотнения	+	
	- аварийном снижении уровня жидкости в емкостях перед насосами	(+)	
	- отклонении давления на выкиде насосов выше или ниже предельных значений	+	
2.10.	Электрическая защита электропривода насосного агрегата от перегрузок и коротких замыканий, несимметричности включений, недопустимых снижений напряжения в сети	+	
2.11.	Сигнализация о срабатывании защит с расшифровкой причины		(+)

3	На оперативном узле учета нефти		
3.1.	Автоматическое измерение расхода (количества) нефти в объемных единицах	+	+
3.2.	Измерение температуры и давления на измерительных линиях	+	+
3.3.	Измерение процентного содержания воды в нефти		(+)
3.4.	Автоматическое управление пробоотборником (автоматический отбор объединенной пробы жидкости)	+	
3.5.	Сигнализация понижения температуры в блоке контроля качества		(+)
3.6.	Сигнализация предельных отклонений уровня		(+)
4	На дренажной емкости		
4.1.	Контроль уровня жидкости	+	+
4.2.	Управление погружным насосом «включить-выключить» по уровню емкости	+	
4.3.	Сигнализация состояния погружного насоса «включен»		+
5	По общестанционным параметрам		+
5.1.	Измерение давления жидкости на выходе ДНС	+	+
5.2.	Сигнализация предельных отклонений давления на выходе ДНС		+
5.3.	Сигнализация предельных отклонений и исчезновения напряжения		+
5.4.	Сигнализация о загазованности помещений нефтенасосной 50%, НПВ о неисправности сигнализатора	+	+
5.5.	Автоматическое управление вентиляцией	+	
5.6.	Отключение насосных агрегатов при недопустимой загазованности нефтенасосной	+	
5.7.	Сигнализация аварийная о пожаре в нефтенасосной		+
5.8.	Аварийное отключение насосных агрегатов при пожаре в нефтенасосной	+	
5.9.	Сигнализация о загазованности 20%, 50% НПВ площадок технологических объектов на территории ДНС, о неисправностях сигнализатора	+	+
5.10.	Сигнализация несанкционированного доступа (открытия двери) в помещении		+
6	Факельная система		
6.1.	Автоматический и дистанционный розжиг факела	+	+
6.2.	Контроль наличия пламени		+
6.3.	Измерения расхода газа на факел	+	+
6.4.	Сигнализация предельного уровня жидкости в конденсатосборнике		+
6.5.	Сигнализация включения насосов откачки конденсата		+

6.6.	Контроль добавления на газовой линии	(+)	(+)
7	Видеонаблюдение за объектом	(+)	(+)

3.7.5. Функции автоматизации установок предварительного сброса воды (УПС).

№ п/п	Контролируемые параметры и выполняемые функции	Местная автоматика	Дистанционная информация и управление
1	На сепараторах 1-ой и 2-ой ступени (аналогично ДНС)		
2	На отстойниках		
2.1.	Измерение уровня раздела фаз «нефть-вода» в емкостях		+
2.2.	Сигнализация предельных отклонений уровня раздела фаз «нефть-вода»		+
2.3.	Автоматическое регулирование межфазного уровня (управление клапаном сброса пластовой воды)	+	
2.4.	Измерение давления в емкости	+	+
2.5.	Сигнализация предельных отклонений давления на уровне жидкости		+
3	На резервуарах технологических		
3.1.	Измерение уровня раздела фаз «нефть-вода»		+
3.2.	Контроль, сигнализация уровня жидкости		+
3.3.	Автоматический сброс пластовой воды по уровню раздела фаз «нефть-вода»	+	
4	На насосных агрегатах		
4.1.	Управление насосным агрегатом	+	+
4.2.	Автоматическое управление насосным агрегатом по уровню в буферной емкости (при периодической откачке)	+	
4.3.	Автоматическое включение резервного насоса	+	
4.4.	Измерение давления на выкиде	+	+
4.5.	Сигнализация перегрева подшипников двигателя и насоса		+
4.6.	Сигнализация предельных отклонений давления на приеме и выкиде		+
4.7.	Технологическая защита насосного агрегата при:		
	- превышении температуры подшипников электродвигателя и насоса	+	
	- падении давления на приеме, аварийном отклонении давления на выкиде насоса	+	
	- недопустимых утечках через сальниковые уплотнения	+	

	- аварийном снижении уровня жидкости в емкостях перед насосами	+	
4.8.	Сигнализация о срабатывании защиты с расшифровкой причины; местное и дистанционное управление («открыть-закрыть») задвижками с электроприводом на выкидных коллекторах насосов; сигнализация конечных положений задвижек		+
5	На оперативном узле учета нефти		
5.1.	Автоматическое измерение расхода (количества) жидкости и нефти	+	+
5.2.	Измерение давления нефти на измерительных линиях	+	+
5.3.	Измерение процентного содержания воды в нефти	+	+
5.4.	Автоматическое управление пробоотборником (автоматический отбор объединенной пробы жидкости)		+
5.5.	Сигнализация повышения перепада давления на фильтрах		+
6	Общие параметры		
6.1.	Измерение давления на выкидном коллекторе нефти и пластовой воды из УПСВ	+	+
6.2.	Сигнализация предельных отклонений давления на выходе УПСВ		+
6.3.	Сигнализация предельных отклонений, исчезновение напряжения		+
6.4.	Сигнализация о загазованности помещения нефтенасосной, насосной уловленной нефти, блока подачи реагента 20% НПВ, 50% НПВ, о неисправности сигнализатора	+	+
6.5.	Местное, автоматическое управление вентиляцией помещений	+	
6.6.	Отключение насосных агрегатов при недопустимой загазованности нефтенасосной	+	
6.7.	Сигнализация аварийная о пожаре в нефтенасосной, уловленной нефти, в блоках подачи реагента и автоматическое включение системы пожаротушения	+	+
6.8.	Аварийное отключение насосных агрегатов при пожаре в помещениях насосных	+	
6.9.	Сигнализация о загазованности 20%, 50% НПВ площадок технологических объектов на территории УПСВ, о неисправности сигнализатора	+	+
7	Факельная система (аналогично ДНС)		
8	Узлы отпуска нефти сторонним организациям и на горячие промывки (аналогично узлам коммерческого учета нефти)		
9	Охранная сигнализация, видеонаблюдение		(+)

3.7.6. Функции автоматизации кустовой насосной станции.

№ п/п	Контролируемые параметры и выполняемые функции	Местная автоматика	Дистанционная информация и управление.
1	На насосных агрегатах		
1.1.	Управление насосным агрегатом	+	+
1.2.	Аварийная остановка агрегатов	+	
1.3.	Измерение давления масла в маслосистеме	+	+
1.4.	Контроль уровня масла в маслобаке	+	
1.5.	Контроль вибрации насоса и электродвигателя	+	+
1.6.	Контроль осевого смещения вала электродвигателя	+	+
1.7.	Измерение давления на приеме и выкиде насоса	+	+
1.8.	Контроль утечек через сальниковые уплотнения	+	+
1.9.	Измерение тока электродвигателя каждого насосного агрегата	+	+
1.10.	Измерение расхода и количества воды по каждому насосному агрегату	+	+
1.11.	Сигнализация предельных отклонений давления на приеме и выкиде	+	+
1.12.	Учет моторесурса насоса	+	(+)
1.13.	Технологическая защита насосного агрегата при:		
	- превышении температуры подшипников э/д и насоса	+	
	- падении давления в маслосистеме, на приеме насоса, аварийном отклонении давления на выкиде	+	
	- недопустимых утечках через сальники	+	
	- повышенной вибрации насоса и э/д	+	
	- увеличении осевого смещения вала двигателя	+	
	- повышенной загазованности насосной станции	+	
	- при превышении нефтепродуктов и КВГ выше нормы	(+)	(+)
1.14.	Электрическая защита электропривода насосного агрегата от перегрузок и к/з, несимметричности включений, недопустимых снижений напряжения в сети	+	
1.15.	Сигнализация срабатывания защиты с расшифровкой причины		+
1.16.	Управление задвижками с электроприводом на выкидных коллекторах насосов	+	
1.17.	Сигнализация конечных положений (состояния) задвижек, неисправности задвижек	+	+
1.18.	Управление маслонасосом	+	
1.19.	Сигнализация состояния маслонасоса «вкл»	+	+
2	На дренажной емкости		
2.1.	Контроль уровня жидкости		

2.2.	Автоматическое управление откачкой жидкости по уровню в емкости	+	
2.3.	Управление погружным насосом «вкл-выкл»	+	
2.4.	Сигнализация верхнего аварийного уровня ВАУ в емкости		+
2.5.	Сигнализация состояния погружного насоса «включен»	+	
3	По общим параметрам		
3.1.	Сигнализация предельных отклонений давлений на приеме КНС, телесигнализация	+	+
3.2.	Измерение давления в выкидном коллекторе КНС	+	+
3.3.	Сигнализация предельных отклонений давления на выходе КНС	+	+
3.4.	Сигнализация предельных отклонений и исчезновения напряжения		+
3.5.	Сигнализация о загазованности помещения блока насосных агрегатов 20% НПВ, 50% НПВ, о неисправности сигнализатора	+	+
3.6	Автоматическое управление вентиляторами	+	
3.7.	Контроль температуры в блоке насосных агрегатов	+	
3.8.	Автоматическое управление нагревательной системой (поддержание температурного режима в помещении КНС)	+	
3.9.	Сигнализация о несанкционированном открытии дверей, доступе в помещение КНС		(+)

3.7.7. Функции автоматизации водораспределительного пункта (ВРП) и блока греbenок (БГ).

№ п/п	Контролируемые параметры и выполняемые функции	Местная автоматика	Дистанционная информация и управление
1	Измерение расхода воды по нагнетательным линиям	+	+
2	Измерение давления на входном коллекторе ВРП	+	+
3	Сигнализация предельных отклонений (снижения) давления на входном коллекторе ВРП		+
4	Измерение температуры в технологическом и аппаратурном блоке	+	+
5	Сигнализация понижения температуры в технологическом блоке		+
6	Автоматическое управление нагревателем технологического блока	+	
7	Контроль загазованности в помещении	+	+
8	Сигнализация состояния загазованности помещения тех. блока, неисправности сигнализатора	+	+
9	Сигнализация несанкционированного доступа (открытия дверей) в помещениях ВРП		(+)

10	Автоматическое регулирование расхода воды по направлениям		(+)
11	Измерение давления на нагнетательных водоводах после регулятора расхода		(+)
12	Измерение температуры теплоносителя при термическом воздействии на пласт	+	+

3.7.8. Функции автоматизации нагнетательных скважин.

№ п/п	Контролируемые параметры и выполняемые функции	Местная автоматика	Дистанционная информация и управление
1	Измерение давления в нагнетательной линии	+	
2	Измерение давления в затрубном пространстве (при наличии в скважине пакера)	+	
3	Измерение расхода воды портативным расходомером	+	
4	Измерение температуры теплоносителя в нагнетательной линии	+	
5	Измерение температуры в затрубе скважины	+	

3.7.9. Функции автоматизации установок подготовки нефти, воды и газа.

№ п/п	Контролируемые параметры и выполняемые функции	Местная автоматика	Дистанционная информация и управление
1	Сепарация сырой нефти		
1.1.	Измерение:		
	- давления в системе сепаратора первой и второй ступеней	+	+
	- уровня жидкости в сепараторах		+
	- расхода газа с первой и второй ступеней сепарации		(+)
	- расхода жидкости, поступающей на установку		+
	- усредненной обводненности сырой нефти		+
1.2.	Сигнализация:		
	- повышения давления в сепараторах		+
	- аварийного давления в сепараторах первой и второй ступеней		+
	- аварийного уровня жидкости в сепараторах		+
	- положения электроздвижек (открыта, закрыта)		+
1.3.	Автоматическое регулирование:		
	- уровня жидкости в сепараторах	+	
	- давления в системе сепараторов первой и второй ступней	+	

1.4.	Автоматический отбор по заданной программе средней пробы жидкости на входе блока сепарации		+
1.5.	Автоматическое переключение электрозадвижек на входе установок, с целью подачи сырья на аварийную линию, при максимальном давлении в сепараторах		+
2	Блок предварительного отбора пластовой воды		
2.1.	Измерение:		
	- уровня раздела фаз «нефть-вода»		+
	- расхода пластовой воды с блока отстойников		(+)
	- расхода горячей пластовой воды и некондиционной нефти, подаваемых в линию сырой нефти		(+)
	- влажности нефти на выходе с блока отстойников		+
2.2.	Автоматическое регулирование уровня раздела «нефть-вода» в отстойнике	+	
2.3.	Автоматический отбор по заданной программе средней пробы жидкости на выходе отстойников		+
3	Блок нагрева продукции скважин		
	Объем автоматизации должен соответствовать системе автоматизации блочных нагревателей и обеспечивать:		
3.1.	Измерение:		
	- температуры нагреваемого продукта	+	+
	- температуры дымовых газов		+
	- расхода нагреваемого продукта		+
	- напора подаваемого воздуха		+
	- расхода топливного газа		+
3.2.	Сигнализация:		
	- повышения температуры нагреваемого продукта		+
	- повышения температуры дымовых газов		+
	- о пожаре, включение установки пожаротушения	+	+
	- понижения давления топливного газа		+
	- загазованности в ГРП		+
3.3.	Автоматическое регулирование:		
	- температуры продукта на выходе из нагревателей	+	
	- давления топливного газа	+	
	- соотношения расходов «топливный газ - воздух»	+	
3.4.	Автоматическое отключение нагревателей путем отсечки топливного газа при:		
	- повышении температуры продукта	+	+
	- повышении температуры дымовых газов	+	+
	- отклонении давления нагреваемого продукта от заданных значений	+	+
	- повышении перепада давления нефти в нагревателе	+	+

	- понижении давления топливного газа	+	+
	- понижении напора воздуха	+	+
	- понижении расхода нефти	+	+
	- погасании пламени горелки	+	+
3.5	Дистанционное управление розжигом горелок	+	+
4	Блок глубокого обезвоживания и обессоливания нефти		
4.1.	Измерение:		
	- расхода пресной воды на обессоливание		
	- общего расхода нефти после электродегидратора		(+)
	- уровня воды в емкости пресной воды		+
	- уровня раздела «нефть-вода» в отстойниках и электродегидраторах		+
	- давления в отстойниках и электродегидраторах	+	+
	- влажности нефти на выходе с блока отстойников		(+)
	- температуры в отстойниках и ЭДГ	+	+
	- напряжения между электродами на электродегидраторах		+
	- силы тока подаваемого на электродегидраторы		+
4.2.	Сигнализация:		
	- минимального и максимального давления в электродегидраторах		+
	- понижения расхода пресной воды на обессоливание		+
	- максимального и минимального уровня раздела «нефть-вода» в отстойниках и электродегидраторах		+
	- минимального уровня жидкости в электродегидраторах		+
4.3.	Автоматическое регулирование:		
	- давления в системе электродегидраторов	+	
	- расхода пресной воды на обессоливание в зависимости от общего расхода обезвоженной нефти	+	
	- уровня раздела «нефть-вода» в отстойниках и электродегидраторах	+	
4.4.	Автоматическое отключение напряжения в электродегидраторах при:	+	
	- образования газовой шапки		
	- высоком уровне воды	+	
	- попытке человека проникнуть на верхнюю площадку аппарата		
5	Блок горячей сепарации нефти	+	
5.1.	Измерение уровня жидкости в сепараторах		
5.2.	Сигнализация:		+
	- аварийного давления в сепараторах		+
	- максимального и минимального уровня жидкости в сепараторах		+

5.3.	Автоматическое регулирование уровня жидкости в сепараторах	+	
5.4.	Автоматическое переключение задвижек на выходе установки при максимальном уровне жидкости в сепараторах с целью подачи сырья на аварийную линию	(+)	
6	Блок сдачи товарной продукции		
6.1.	Резервуары товарной нефти		
	- измерение уровня нефти	+	+
	- сигнализация верхнего аварийного и нижнего уровней нефти		+
	- управление переключением резервуаров товарной нефти при прямо-сдаточных операциях	+	
7	Блок очистки пластовой воды		
7.1.	Измерение:		
	- расхода очищенной пластовой воды		+
	- уровня раздела «вода-нефть» в отстойниках и РВС		+
	- уровня жидкости в РВС		+
	- содержания нефти в воде на выходе с блока очистки		+
7.2.	Сигнализация отклонения от заданных значений уровня раздела фаз «нефть-вода» в отстойниках, верхнего и нижнего аварийного уровня в РВС		+
7.3.	Регулирование уровня раздела «нефть-вода» в отстойниках	+	
8	Блок реагентного хозяйства		
8.1.	Измерение температуры и уровня реагента в емкости	+	+
8.2.	Управление насосами	+	+
8.3.	Автоматическое управление электроподогревом реагента в емкостях и электронагревом воздуха в помещении реагентного хозяйства	+	
8.4.	Автоматическое периодическое перемешивание растворов реагентов в емкостях	+	
8.5.	Автоматическое отключение дозирующих насосов при низком уровне реагента в емкостях.	+	
8.6.	Контроль состояния насосов (работает, стоит)		+
9	Дренажные емкости и емкости аварийного слива нефтепродуктов		
9.1.	Управление погружными насосами	+	+
9.2.	Сигнализация максимального и минимального уровней жидкости в емкостях		+
10	Блок насосных агрегатов		
10.1	Управление насосными агрегатами	+	+
10.2.	аварийная сигнализация и защитное отключение электродвигателя при:		
	- превышении токов нагрузок, К-3, перекосе фаз	+	
	- перегреве подшипников насосов	+	+

	- утечках в сальниках, загазованности помещений	+	+
	- предельных значениях давления на выкиде	+	+
10.3.	Сигнализация состояния насосов (работает – не работает)		+
10.4.	Предупредительная сигнализация при наличии опасной концентрации горючих газов в помещении насосной при пожаре в нефтенасосной	+	+
10.5.	Автоматический ввод резервного насоса при аварийном отключении основного	+	(+)
10.6.	Автоматическое управление вентиляцией	+	
11	Факельное хозяйство (аналогично ДНС)		
12	Территория УПН		
12.1.	Сигнализация о загазованности 20%, 50% НПВ контрольных точек площадок	+	+
12.2.	Пожарная сигнализация с контрольных точек объектов УПН	+	+
12.3	Охранная сигнализация с контрольных точек, видеонаблюдение		+

3.7.10. Функции автоматизации узлов коммерческого учета нефти.

№ п/п	Контролируемые параметры и выполняемые функции	Местная автоматика	Дистанционная информация и управление
1	На измерительных линиях		
1.1.	Измерение объемов нефти, массы (брутто)		+
1.2.	Измерение давления на входном коллекторе, измерительных линиях и контрольной линии	+	
1.3.	Измерение температуры на контрольной линии	+	+
2	На выходном коллекторе		
2.1.	Измерение давления и температуры	+	+
2.2.	Сигнализация предельных значений давления и температуры		+
2.3.	Индикатор фазового состояния (ИФС)		+
3	На блоке фильтров (БФ)		
3.1.	Измерение и контроль давления на входе и выходе	+	
3.2.	Измерение перепада давления между входным и выходным коллекторами	+	+
3.3.	Сигнализация повышения перепада давления		+
4	На блоке измерения качества нефти (БИК)		
4.1.	Измерение давления и температуры	+	+
4.2.	Измерение плотности нефти		+
4.3.	Измерение процентного содержания воды в нефти	+	+

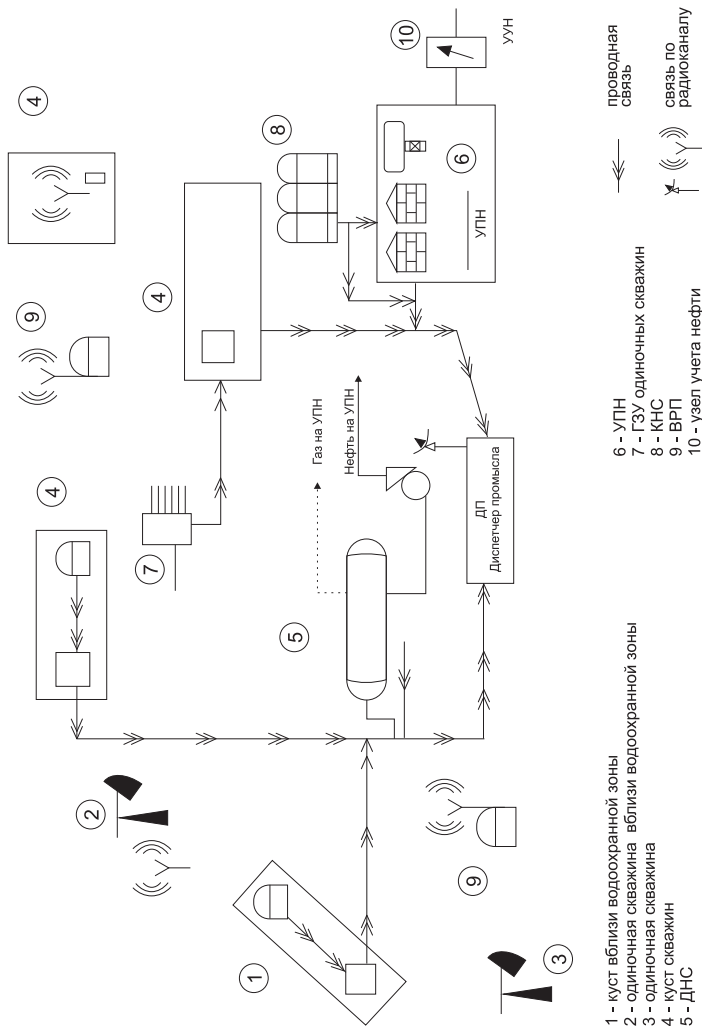
4.4.	Измерение вязкости нефти		+
4.5.	Автоматическое управление пробоотборником (автоматический отбор объединенной пробы)	+	+
4.6.	Измерение расхода через БИК	+	+
4.7.	Измерение и автоматическое регулирование температуры в помещении БИК	+	
5	В случае расположения узлов в помещении:		
5.1.	Измерение загазованности помещения	+	+
5.2.	Сигнализация высокой температуры и задымления		+
5.3.	Автоматическое включение пожаротушения		+
5.4.	Автоматическое включение вентиляции	+	
5.5.	Несанкционированный доступ в помещение УУН, видеонаблюдение.		+

3.7.11. Функции автоматизации напорных нефтепроводов.

№ п/п	Контролируемые параметры и выполняемые функции	Местная автоматика	Дистанционная информация и управление
1	Измерение давления в начале трубопроводов	+	+
2	Измерение давления в промежуточных точках	+	(+)
3	Регистрация изменения давления		(+)
4	Измерение расхода жидкости	+	+
5	Регистрация измерения расхода		(+)
6	Сигнализация предельных давлений		+
7	Защитное отключение насосов при:		
	- превышении давления выше максимально допустимого и снижении ниже допустимого значения	+	
	- превышении максимально допустимого расхода	(+)	
8	Сигнализация прохождения очистного устройства	+	(+)
9	Дистанционная передача данных о работе станции катодной защиты		(+)
10	Автоматическое регулирование расхода в целях устранения гидравлических ударов	+	
11	Видеонаблюдение в особо важных точках	+	+

Примечание: В скобках (+) обозначены функции, применяемые при технико-экономической целесообразности.

Принципиальная схема телемеханизации нефтепромысла



Заключение

Организация управления производством на уровне цеха по добыче нефти состоит из управления процессом труда работников и технологическим процессом. Который из них важнее – трудно сказать. Однако однозначно нужно обозначить, что управление процессом труда организуется исходя из сложности и особенностей технологического процесса, в тесной взаимоувязке с технологией добычи нефти. Если эта связка отсутствует, эффективность управления снижается, производство не работает как единый организм, полностью отсутствует гомеостатика производственного процесса, создается нервозность и нестабильность в коллективе. В то же время персонал в процессе труда должен совершенствовать и упрощать технологический процесс. Таким образом, процесс труда и технологический процесс взаимозависимы, однако первичен технологический процесс. Это говорит о том, что максимальная эффективность производства создается благодаря совершенствованию технологии. Например, до создания агрегатов для депарафинизации скважин (АДП) горячие промывки скважин выполняли так: емкость с жидкостью на тракторной тележке нагревалась с помощью двух ППУ (передвижные паровые установки), закачивалась с помощью промывочного агрегата в скважину. Это была малоэффективная трудоемкая операция. После создания АДП производительность звеньев по горячим обработкам увеличилась более, чем в два раза.

Внедрение АСУТП – один из основных способов совершенствования управления технологическим процессом, повышающий организационно-технический уровень производства, в конечном счете не только способствует повышению производительности труда, но и снижает вероятность аварий и инцидентов, улучшает промышленную, пожарную и экологическую безопасность производства, повышает культуру производства и качество работы персонала.

Использованная литература

1. Райзберг Б.А., Лозовский Л.Ш., Стародубцева Е.Б. Современный экономический словарь. М.: ИНФРА-М, 1998.
2. Медынский В.Г. Инновационный менеджмент. М.: ИНФРА-М, 2010.
3. Ходонов З.М. Организация, планирование и управление строительным производством. М.: ИНФРА-М, 2009.
4. Раздорожный А.А. Организация производства и управление предприятием. М.: Экзамен, 2009.
5. Насыров А.М. Концептуальные вопросы при разработке оборудования при добыче нефти. Сборник докладов руководителей ВПК и ТЭК на совещании 10-20 октября 1998г. – Воткинск, 1998.
6. Нурлыгаянов В.Ф. и др. Единая система управления охраной труда в нефтяной промышленности. М.: Недра, 1986.
7. Гиматулинов Ш.К. и др. Справочная книга по добыче нефти. М.: Недра, 1974.
8. Роберт Таунсенд. Секреты управления. М.: ПКК «Интер-контакт», 1991.
9. Мондена Я., Сибакавы Р., Такаянаги С., Нагао Т. Как работают японские предприятия. М.: Экономика, 1989.

Сведения об авторах

Насыров Амдах Мустафаевич –
доцент кафедры РЭНГМ УдГУ

Тавлуй Игорь Владимирович –
начальник управления добычи нефти ОАО «Удмуртнефть»

Насыров А.М., Тавлуй И.В.

ОСНОВЫ ОРГАНИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВОМ НА НЕФТЕПРОМЫСЛАХ

ООО «Парацельс Принт»
426068 Удмуртская Республика, г. Ижевск,
ул. Барышникова, 21а
Тел. (3412) 646-460, 612-225, 202-493
e-mail: print@paracels-pr.ru

Директор Лариса Чинькова
Дизайн, оформление, верстка, допечатная подготовка Юрий Заякин
Корректор Лариса Кашникова

Формат 84х100/16, бумага офсетная, 80г*м²,
гарнитура Times New Roman, печать офсетная. Тираж 200 экз.
Отпечатано в ООО «Парацельс Принт».
426068 Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Автозаводская, 5.
Подписано в печать 14.09.2011г. Заказ № 893