

**Министерство высшего и среднего специального
образования Республики Узбекистан**

**Ташкентский государственный технический
университет имени А.Р.Беруни**

А.А.Закиров

**Учебное пособие по дисциплине «Экономика
отрасли» для студентов всех направлений
факультета Нефти и газа**

Ташкент - 2008

Составитель: д.т.н. Закиров А.А.

Закиров А.А. Учебное пособие по дисциплине «Экономика отрасли» для студентов всех специальностей факультета Нефти и газа. Ташкентский государственный технический университет. 282 с. 2008 г.

В учебном пособии приводится история образования и развития нефтяной и газовой промышленности Узбекистана. Дана общая характеристика развития и размещения нефтяной и газовой промышленности по этапам развития, а также ее современное состояние. Показана последняя организационная структура отрасли. Особое место отводится предприятиям, как хозяйствующим субъектам в условиях рыночных отношений. Большое внимание уделено вопросам научно-технического прогресса, планирования деятельности предприятий. Освещены вопросы внешнеэкономической деятельности, экономической эффективности инвестиций, организации и оплаты труда, повышения производительности труда, себестоимости, прибыли, ценообразования, налогообложения и рентабельности производства.

Учебное пособие предназначено для студентов всех направлений факультета нефти и газа ТашГТУ имени А.Р.Беруни.

Настоящее учебное пособие рекомендовано к изданию учебно-методическим советом ТашГТУ им. А.Р.Беруни.

Рецензенты:

к.э.н. доц. кафедры «Экономика» Хусаинов Р.

Зам. генерального директора АК «Узнефтегаздобыча»

А. Азизходжаев

Оглавление

Предисловие.....	6
Глава 1. Экономика нефтяной и газовой промышленности как научная дисциплина.....	12
1.1 Предмет и задачи курса «Экономика нефтяной и газовой промышленности».....	12
Глава 2. Нефтяная и газовая промышленность и ее роль в развитии экономики.....	15
2.1 Понятие нефтяной и газовой отрасли и ее особенности.....	15
2.2 Место и значение нефтяной и газовой промышленности в экономике республики.....	18
2.3 Основные направления деятельности нефтегазовой отрасли. Понятие о цепочке «геология-разведка-добыча-транспорт-переработка-реализация», задачи каждого звена.....	24
2.4 Организационная структура нефтегазовой отрасли Узбекистана.....	31
Глава 3. Развитие и размещение нефтегазовой промышленности.....	37
3.1 История и этапы развития нефтяной и газовой промышленности.....	37
3.2 Размещение нефтегазовой отрасли по этапам развития.....	44
3.3 Задачи отрасли в современный период развития.....	46
Глава 4. Предприятия нефтяной и газовой промышленности.....	50
4.1 Разновидности предприятий.....	50
4.2 Об акционерных обществах.....	55
4.3 Понятие о мощности предприятия.....	65
Глава 5. Нефтяная и газовая промышленность и рынок.....	68
5.1 Понятие о рынке.....	68
5.2 Формы и типы рыночных отношений.....	71

5.3 Состояние связей нефтяной и газовой промышленности Узбекистана с внешним рынком.....	75
Глава 6. Научно-технический прогресс в нефтяной и газовой промышленности.....	81
6.1 Сущность научно-технического прогресса и его роль в развитии экономики.....	81
6.2 Цели и задачи, основные направления НТП в нефтяной и газовой промышленности.....	86
6.3 Методика расчета экономической эффективности внедрения новой техники	94
Глава 7. Основы планирования развития нефтяной и газовой промышленности.....	103
7.1 Сущность, цели и задачи планирования развития нефтяной и газовой промышленности	103
7.2 Виды планов в нефтяной и газовой промышленности .	106
7.3 Бизнес-план.	108
7.4 Порядок разработки планов развития нефтяной и газовой промышленности. Особенности и принципы планирования	111
Таблица 7.....	138
Глава 8. Производительные силы в нефтяной и газовой промышленности.....	147
8.1 Понятие об основных фондах, их составе и структуре в нефтяной и газовой промышленности	147
8.2 Показатели использования основных производственных фондов в нефтяной и газовой промышленности.	161
Глава 9. Оборотные средства в нефтяной и газовой промышленности.....	167
9.1 Понятие об оборотных средствах и экономическая сущность оборотных средств	167

9.2 Источники формирования и показатели использования оборотных средств.	174
Глава 10. Капитальное строительство и инвестиции в нефтяной и газовой промышленности.	181
10.1 Сущность, цели и задачи капитального строительства.	181
10.2 Инвестиции в нефтяную и газовую промышленность.	184
10.3 Экономическая эффективность инвестиций в нефтяную и газовую промышленность.	195
Глава 11. Кадры, производительность и организация оплаты труда в нефтяной и газовой промышленности.	205
11.1 Кадры в нефтяной и газовой промышленности.	205
11.2 Производительность труда в нефтяной и газовой промышленности.	209
11.3 Организация оплаты труда в нефтяной и газовой промышленности.	218
Глава 12. Себестоимость, ценообразование, прибыль, рентабельность, налогообложение и финансы в нефтяной и газовой промышленности.	232
12.1 Себестоимость и ценообразование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности.	232
12.2 Прибыль и рентабельность предприятий нефтяной и газовой промышленности.	247
12.3 Налогообложение предприятий нефтяной и газовой промышленности.	257
12.4 Финансы предприятий нефтяной и газовой промышленности.	266
Тестовые вопросы.	271
Литература.	279

Предисловие

Республика Узбекистан в условиях независимости уверенно шагает по пути развития национальной экономики. За достаточно короткий период республика добилась немалых успехов, в том числе в проведении рыночных преобразований во всех сферах национальной экономики и ее либерализации. Фундаментом всего достигнутого явились пять принципов строительства нового демократического государства и общества, верность и мудрость которых всесторонне подтверждена истекшим временем. Государственная политика в Узбекистане в 90-х годах была направлена на преобразование структуры экономики и создании на этой основе принципиально нового комплекса хозяйства, могущего обеспечить экономическую и политическую независимость республики и необходимые условия жизни народа. Основным принципиальным условием структурной перестройки экономики республики стало активное участие государства в этом процессе. Структурные преобразования – важнейшая составная часть всего процесса реформирования экономики, где государство выступает как инициатор и организатор процесса. Особо велика роль государства, как показывает практика, в осуществлении целенаправленной структурной политики.

Государство, как главный распорядитель централизованных финансовых ресурсов, инициатор и организатор привлечения иностранных инвестиций, создает надлежащие льготные условия для ускоренного развития приоритетных отраслей экономики, для создания новых перспективных производств. Без организационной роли государства не возможно было реализовать такие проекты, как освоение новых месторождений нефти и газа, создание новых мощностей по переработке углеводородов, создание собственного производства автомобилей, развитие самолетостроения и др.

Программа реформ, осуществляемая в Узбекистане, комплексная. Она включает проведение глубоких преобразова-

ний, способствующих укреплению производственного потенциала повышению авторитета страны на международной арене, конкурентоспособности и востребованности узбекских товаров на внутреннем и внешнем рынках. Иллюстрацией этому может служить опережающий рост индустриальных отраслей экономики на основе переработки местного сырья и выпуска конкурентоспособной на мировом рынке продукции. Удельный вес промышленного производства в структуре ВВП за годы независимости вырос с 11 до 24 процентов. Следует отметить, что в 1991 году рост ВВП составлял 0,05 процента, в 1996 году - 1,7 процента, а в первой половине 2007 года - около 10 процентов.

Одним из наиболее важных условий стал выбор приоритетных, наиболее перспективных отраслей, которые должны были стать основой развития экономики. Нефтяная и газовая отрасли республики оказалась именно такой надежной отраслью, достигшая небывалых высоких результатов и обеспечивающая в настоящее время третью часть государственного бюджета. В последние годы существования СССР, для обеспечения потребности экономики и населения Узбекистану приходилось ежегодно завозить из России около 6 – 7 миллионов тонн нефти нефтепродуктов при наличии у себя более 180 месторождений углеводородов на то время. Сегодня Узбекистан занимает второе место в Центральной Азии по запасам нефти, а по запасам газа - третье место в СНГ и 15-е - в мире. В результате реализованных в короткое время целевых программ и привлечения для этого соответствующих инвестиций ситуация кардинальным образом изменилась. На основе проведенных структурных преобразований и привлечения иностранных инвестиций, последовательно осуществляя в жизнь поставленные Президентом Республики Узбекистан И.А.Каримовым задачи нефтяная и газовая промышленность создала новые производственные мощности по геолого-геофизическим исследованиям строительству глубоких нефтяных и газовых скважин, добыче, переработке и транспортировке углеводородов. В результате в 1995 году стра-

на достигла нефтяной независимости, был прекращен импорт нефти. Этому способствовал ускоренный ввод в эксплуатацию таких ряда уникальных и крупных месторождений, как Кок-думалак, Алан, Урга, Южная Тандырча и другие. На территории республики лишь за последние шесть лет было открыто 26 новых месторождений углеводородов и сегодня в целом добывается свыше 60 миллиардов кубов природного газа и около 5,5 миллиона тонн нефти с конденсатом в год, что соответственно в 1,5 и 2 раза превышает уровень 1990 года. С пуском в эксплуатацию в 2001 году Шуртанского газохимического комплекса не только в Узбекистане, но и во всем Центральноазиатском регионе заложена основа новой отрасли – газохимической. Шуртанский ГХК рассчитан на ежегодную переработку 4,5 миллиарда кубометров газа и производство 125 тысяч тонн полиэтилена. За счет внедрения передовых технологий появилась возможность увеличить производство в республик сжиженного газа в 2 раза, а к 2010 году – 2, 8 раза (до 586,9 тысяч тонн). Шуртанский полиэтилен находит большое применение внутри республики, а также экспортируется в страны СНГ, ЕС, Балтии, Китай.

В проектах по разработке нефтяных и газовых месторождений участвуют такие известные российские компании, как «Газпром», «Лукойл», и «Союзнефтегаз». Действуют соглашения о разделе продукции, выгодные всем участникам соглашения. Кроме того, создан с участием Узбекистана, России, Малайзии и Китая международный консорциум для разведки газа на западе страны, в районе Аральского моря.

Все перечисленные выше меры по увеличению объемов производства в нефтяной и газовой промышленности одновременно обеспечили значительное повышение экспортного потенциала Узбекистана. Объем экспорта предприятий нефтегазовой отрасли в 2006 году составил 740 миллионов долларов.

В условиях рыночных отношений как никогда резко повышается роль экономического и финансового анализа каждо-

го инвестиционного проекта, особенно реализуемого совместно с иностранными компаниями, что потребует глубоких знаний каждого работника отрасли многогранных особенностей экономики нефтяной и газовой промышленности.

Экономика нефтяной и газовой промышленности – отраслевая экономическая наука. Методологической и общетеоретической основой ее является общая экономика, которая изучает объективные экономические законы развития производственных отношений. Целью экономики нефтяной и газовой промышленности является действие общих закономерностей промышленного производства этих отраслей: их народнохозяйственное значение; научные основы организации управления; научно-технический прогресс и его эффективность; размещение предприятий; ресурсы и основные экономические показатели. В связи с этим будущие специалисты нефтяной и газовой промышленности в период обучения в стенах высшего учебного заведения должны всесторонне изучить дисциплину «Экономика нефтяной и газовой промышленности».

Основное место в курсе отводится выяснению путей и методов повышения эффективности производства на предприятиях нефтяной и газовой промышленности на современном этапе.

Чтение курса «Экономика» должно предшествовать изучению предмета «Основы менеджмента». Курс изучает закономерности развития этих отраслей, их межотраслевые и внутриотраслевые связи, а предмет «Основы менеджмента» - взаимосвязи подразделений отдельного предприятия, особенности планирования и управления его производственно-хозяйственной деятельностью. Целью последнего является обучение будущих специалистов методам эффективного хозяйствования.

Курс тесно связан со статистикой, бухгалтерским учетом, финансами и другими экономическими науками, а также с техническими и геологическими науками – методами прогнозов и поисков, а также разведки нефтяных и газовых месторождений и

их разработки, бурением глубоких нефтяных и газовых скважин, техникой и технологией добычи нефти и газа, их переработкой, а также реализацией продуктов переработки.

Особое место принадлежит экономико-математическим методам и современной электронно-вычислительной технике.

Отраслевая экономика — прикладная дисциплина, изучающая характер действия экономических законов в специфических условиях той или иной отрасли промышленности.

На основе познания закономерностей развития данной отрасли определяются наиболее целесообразные пути и формы хозяйственного руководства, выбираются средства повышения эффективности производства. Нефтяная и газовая промышленность представляет собой как самостоятельная составная часть топливно-энергетического комплекса. Она имеет свои особенности, специфическую, техническую базу и организацию производства, свои условия развития и размещения. Отрасль формирует целую цепь производственных процессов, органически связанных между собой и охватывающих все нефтегазовое хозяйство, начиная с поисков, разведки и подготовки нефтяных и газовых месторождений, включая их рациональную разработку и завершая производством и реализацией обширного ассортимента ценнейшей для народного хозяйства продукции. Значительная роль принадлежит транспортированию нефти, газа и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам. Дать правильную оценку экономических, технических, финансовых и других сторон деятельности нефтяной и газовой промышленности можно только при условии рассмотрения ее в тесной увязке с результатами деятельности смежных отраслей экономики. Кроме того, экономика нефтяной и газовой промышленности широко исследует целый ряд вопросов, изучаемых в специальных курсах: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», «Бурение нефтяных и газовых скважин», «Переработка нефти и газа», «Автоматизация производственных процессов»,

«Транспорт и хранение нефти и газа» и другие, в первую очередь вопросы экономической эффективности и целесообразности внедрения новой техники и технологии.

Курс «Экономика нефтяной и газовой промышленности» ставит перед собой задачу ознакомить студента с экономическими проблемами данной отрасли, с методикой отраслевого планирования, оценки экономической эффективности внедрения новой техники и капитальных вложений, дать практические навыки экономической работы в отрасли. Экономическая подготовка будущих специалистов отрасли приобретает особенно большое значение в условиях развития рыночных отношений.

Глава 1. Экономика нефтяной и газовой промышленности как научная дисциплина

Вопросы

1.1 Предмет и задачи дисциплины «Экономика нефтегазовой промышленности»

1.1 Предмет и задачи курса «Экономика нефтяной и газовой промышленности»

Отраслевая экономика – прикладная дисциплина, изучающая характер действия экономических законов в специфических условиях той или иной отрасли промышленности.

На основе познания закономерностей развития данной отрасли определяются наиболее целесообразные пути и формы хозяйственного руководства, выбираются средства повышения эффективности производства. К объектам изучения отраслевой экономики относятся нефтяная и газовая промышленности как самостоятельные составные части топливно-энергетического комплекса. Они имеют свои особенности, специфическую, техническую базу и организацию производства, свои условия развития и размещения. Отрасль формирует целая цепь производственных процессов, органически связанных между собой и охватывающих все нефтегазовое хозяйство, начиная с поисков, разведки и подготовки нефтяных и газовых месторождений, включая их рациональную разработку и завершая производством и реализацией обширного ассортимента ценнейшей для народного хозяйства продукции. Значительная роль принадлежит транспортированию нефти, газа и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам. Дать правильную оценку экономических, технических, финансовых и других сторон деятельности нефтяной и газовой промышленности можно только при условии рассмотрения этих вопросов в общепромышленном разрезе.

Более развернутые и конкретные представления об экономике нефтяной и газовой промышленности создаются путем характеристики основных задач изучаемой дисциплины. К ним относятся:

- глубокое познание объекта изучения, его места и значения на каждом этапе развития; систематический анализ и обобщение накапливаемого опыта развития отрасли, оценка достижений, передовых методов работы, вскрытие недостатков и их причин, выявление неиспользованных резервов; разработка мер и средств повышения эффективности и качества хозяйственной деятельности;
- изучение внешних (с другими сферами производства и потребления) и внутренних (между частями отрасли) связей для установления наиболее целесообразного места и роли нефтяной и газовой промышленности; необходимой пропорциональности между ее производственными процессами; выдвижения на первый план решающих звеньев, которыми обеспечивается успешное общее развитие отрасли;
- определение характерных черт и особенностей, отличающих отрасль от других сфер производства, существенно влияющих на результаты хозяйственной деятельности, требующих обязательного учета в процессе планирования и управления;
- установление закономерностей дальнейшего развития отрасли, определение и обоснование направлений и конкретных путей ее совершенствования в соответствии с потребностями экономики и экономической политики страны;
- систематическое повышение теоретического уровня экономики нефтяной и газовой промышленности в органической связи с достижениями в общественных науках, с изысканиями в области все более успешного применения экономических законов с совершенствованием систем показателей, методов решения экономических проблем в развитии отрасли и ее звеньев.

В системе подготовки специалистов для отрасли курс экономики нефтяной и газовой промышленности тесно связан с другими учебными дисциплинами. Непосредственное продолжение курса «Экономика нефтяной и газовой промышленности» - курс «Основы менеджмента», в котором подробно изучаются конкретные вопросы экономической работы в рамках отдельного предприятия.

Кроме того, экономика нефтяной и газовой промышленности широко исследует целый ряд вопросов, изучаемых в специальных курсах: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», «Бурение нефтяных и газовых скважин», «Переработка нефти и газа», «Автоматизация производственных процессов», «Транспорт и хранение нефти и газа» и другие, в первую очередь вопросы экономической эффективности и целесообразности внедрения новой техники и технологий.

Курс «Экономика нефтяной и газовой промышленности» ставит перед собой задачу познакомить студента с экономическими проблемами данной отрасли, с методикой отраслевого планирования, оценки экономической эффективности внедрения новой техники и капитальных вложений, дать практические навыки экономической работы в отрасли. Экономическая подготовка будущих специалистов отрасли приобретает особенно большое значение в условиях развития рыночных отношений.

Вопросы для самопроверки

- 1) Какова цель экономики нефтяной и газовой промышленности?
- 2) В чем разница дисциплин «Экономика» и «Основы менеджмента»?

Глава 2. Нефтяная и газовая промышленность и ее роль в развитии экономики

Вопросы

- 2.1 Понятие нефтяной и газовой отрасли и ее особенности
- 2.2 Место и значение нефтяной и газовой промышленности в экономике республики
- 2.3 Основные направления деятельности нефтегазовой отрасли. Понятие о цепочке «геология-разведка-добыча-транспорт-переработка-реализация», задачи каждого звена
- 2.4 Организационная структура нефтегазовой отрасли

2.1 Понятие нефтяной и газовой отрасли и ее особенности

Нефть и газ имеют неоценимое значение в жизни человека. Начиная с XIX века нефть уверенно начала входить в сферу деятельности человечества, хотя в начальные периоды она использовалась без переработки в качестве топлива. Постепенно началась первичная переработка нефти с применением полученных продуктов в осветительных и отопительных целях.

Сегодня нефть - первичный энергоноситель, на основе которого получают в качестве вторичных ряд облагороженных продуктов для конечного потребления: бензин, осветительный керосин, реактивное и дизельное топливо, мазут, гудрон, различные нефтяные масла – смазка, смазочно-охлаждающие, гидравлические, изоляционные и т.д. газообразные и жидкие фракции нефти – основные углеводородные полупродукты для широкого использования в нефтехимической промышленности. Получаемые из нефти виды топлива, органические химикаты и полимеры в 10-50 раз превышают по стоимости саму использованную нефть. Это определяет экономическое значение нефтя-

ной промышленности и связанных с ней производств по переработке нефти.

Использование газа разнообразно: основная часть направляется на нужды энергетики, другая используется как технологическое топливо для сушки различной продукции, на бытовое потребление в коммунальном хозяйстве. Газ в сжиженном или сжатом виде применяется в двигателях внутреннего сгорания в автомобилях. Энергетическое использование природного газа определяется высокой теплотворной способностью, простотой технологического оборудования для сжигания газа и минимальным загрязнением среды. Газ – самый перспективный вид топлива в мире. Со второй половины XX в. природный газ широко применяется как сырье для ряда отраслей промышленности. Самым крупным потребителем газа стала химическая промышленность, в которой выделяется азотное производство. Попутный нефтяной газ, извлекаемый в процессе добычи нефти, также является высококалорийным топливом, но еще большую ценность представляет как сырье для нефтехимической и химической промышленности. Он содержит много этана, пропана, бутана и т.д., идущих на получение пластмасс, синтетических каучуков и др. продуктов.

Первостепенное значение придается дальнейшему развитию газовой и нефтяной промышленности при рациональном и экономичном использовании топливно-энергетических ресурсов, особенно нефти и газа. В настоящее время нефть, газ и получаемая из них продукция по своему экономическому значению стоят в одном ряду с другими важнейшими средствами производства, обуславливающими ускорение научно-технического прогресса. Обширная по ассортименту высококачественная продукция нефтяной и газовой промышленности в увеличивающихся количествах потребляется во всех сферах экономики. В первую очередь это относится к использованию бензина и дизельного топлива, необходимых для интенсивного

роста грузового, пассажирского и легкового автомобильного транспорта, а также к применению двигателей внутреннего сгорания в промышленности, сельском хозяйстве, строительстве.

Быстрый рост потребления горючих веществ, получаемых из нефти, характерен для авиации в связи с быстро расширяющимися воздушными сообщениями как внутри страны, так и на международных трассах. Трудно переоценить значение, которое имеет в развитии многих отраслей экономики потребление масел и смазок, вырабатываемых нефтяной промышленностью.

Потребность в нефтепродуктах в большей мере обусловлена обширностью территории, необходимостью гибко, экономично и надежно обеспечить связь между и внутри районов страны, что требует сооружения, ежегодного расширения и усовершенствования сети дорог с твердым, в том числе асфальтовым (битумным) покрытием. Потребление битумов очень быстро возрастает также в связи с расширением масштаба мелиоративных работ в сельском хозяйстве, громадными размерами жилищного и промышленного строительства.

Нефть, попутный и природный газы стали самым эффективным сырьем для получения широкого ассортимента синтетической продукции. На базе нефтяного сырья растет производство пластмасс, минеральных удобрений, искусственных волокон и кожи, синтетического каучука, моющих средств, высших спиртов и других ценных веществ.

С каждым годом усиливается влияние потребления газа на повышение эффективности работы ряда отраслей промышленности. Так, в металлургии и производстве цемента существенно совершенствуется технология, увеличивается мощность орудий труда, повышается качество продукции. Расширяется использование нефтегазового сырья в получении белково-витаминных концентратов и другой продукции микробиологического синтеза, что является одним из факторов решения сложной проблемы развития животноводства. Все большее значение приобретает

нефтяная и газовая промышленность в улучшении условий быта и культуры. Магистральными газопроводами связаны промышленные центры, тысячи городов и поселков.

Для развития нефтяной и газовой промышленности необходимы поиски и разведка месторождений нефти и газа. В поисках и разведке на нефть и газ участвуют геологические, геофизические и другие предприятия и организации, научно-исследовательские институты.

Комплекс поисково-разведочных работ завершается бурением эксплуатационных, нагнетательных и контрольных скважин, благодаря чему восполняются и наращиваются производственные мощности, создаются условия для контроля над процессами в недрах и активного воздействия на силы природы в залежах нефти и газа.

Много поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин сооружаются на сильно заболоченных, пустынных территориях в сложных, неблагоприятных метеорологических условиях.

2.2 Место и значение нефтяной и газовой промышленности в экономике республики

Республика Узбекистан уверенно идет по пути независимого развития. За эти годы был пройден самый трудный переходный этап — от административно-командной, централизованно-плановой системы к построению основ свободной рыночной экономики. Сегодня в стране уже достигнута макроэкономическая и финансовая стабильность, реализуется программа структурных преобразований, осуществляются модернизация и техническое перевооружение производств, формируются новые отрасли, создаются необходимый фундамент и условия для дальнейшего устойчивого и динамичного роста экономики.

Проводя экономические реформы, Узбекистан стремится максимально использовать преимущества международного разделения труда, современные технологии для обновления собственного производства, укрепления и дальнейшего развития отечественной экспортоориентированной и конкурентоспособной промышленности. Для этого создается благоприятный инвестиционный климат.

Открытость экономики Узбекистана для иностранных предпринимателей подтверждается пятью ключевыми принципами, выдвинутыми Президентом Узбекистана Исламом Каримовым, которые положены в основу программы формирования национальной модели перехода к рыночным отношениям. Эти принципы, отражая специфику национального менталитета, создают условия для либерализации экономики, обеспечивают надежные гарантии иностранным инвесторам.

За годы независимости в республике было создано 10 совместных предприятий. Действуют мощные промышленные предприятия, представляющие практически все отрасли индустрии от тяжелой до легкой промышленности и переработки сельскохозяйственной продукции, а также наукоемких производств. «Развитие базовых отраслей является главным условием экономической независимости Узбекистана» - этот тезис Президента страны Ислама Каримова полностью отражает суть реформ в нефтегазовой промышленности.

Современная нефтегазовая промышленность Узбекистана – одна из крупнейших отраслей экономики, важнейшая энергетическая база страны. В отрасли создан значительный научно-технический потенциал, достигнуты определенные успехи в ее развитии. Ускоренное развитие топливно-энергетического комплекса является приоритетным направлением политики нашего государства.

За 1991-2006 годы проделана огромная работа по совершенствованию структуры отрасли, ее техническому оснащению

и перевооружению, интенсификации разработки месторождений, наращиванию объемов добычи нефти и газа.

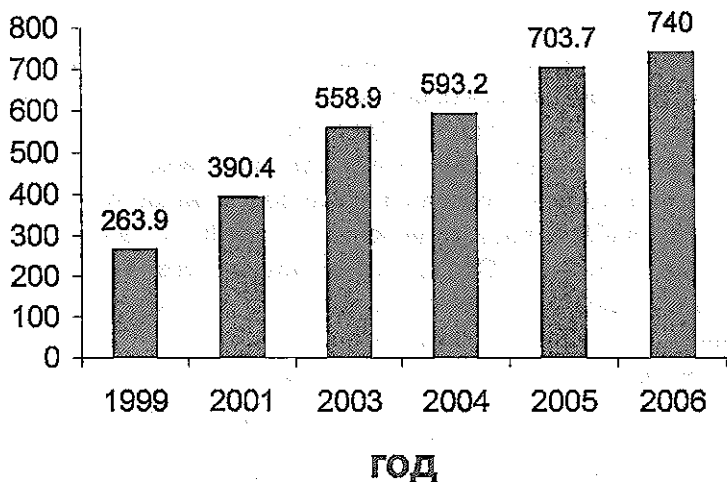
В годы независимости в Узбекистане наблюдалась стабилизация, а затем и динамичное развитие нефтегазовой отрасли. В 1995 году прекращен импорт нефти и Узбекистан достиг нефтяной независимости. Достижение энергетической независимости осуществлялось в условиях глубокого экономического кризиса, охватившего республики бывшего Союза, разрыва экономических и торговых связей, роста цен и усиления инфляции.

Объем экспорта предприятий нефтегазовой отрасли с 1999 года возрос в 2.1 раза и составил в 2006 году 740,0 млн. долл. США (рис.1).

Основной экспортируемой продукцией отрасли являются природный газ и его транзит. Помимо газа на экспорт поступают автобензин, диз. топливо, технические масла, сжиженный газ, полиэтилен, сера техническая.

Национальная Холдинговая Компания «Узбекнефтегаз» сегодня является крупным многоотраслевым промышленно-хозяйственным комплексом, осуществляет работы по поиску, разведке, добыче, реализации нефти и газа, продуктов ее переработки, обеспечивает строительство объектов производства и социального развития.

В 1997 году введены в эксплуатацию уникальная компрессорная станция на месторождении Кокдумалак с давлением закачки газа в пласт до 50,0 МПа и первая очередь Бухарского нефтеперерабатывающего завода с годовым объемом переработки 2,5 млн. тонн газового конденсата. Завершено строительство ряда магистральных газопроводов, осуществлена реконструкция Ферганского нефтеперерабатывающего завода (2001 г.), а также введены в эксплуатацию Ходжаабадское подземное хранилище газа (1998 г.) и Шуртанский газохимический комплекс (2001 г.) – крупнейшее предприятие в Центральноазиатском регионе.



мического комплекса составляет 125 тыс. тонн гранулированного полиэтилена, 137 тыс. тонн сжиженного газа и 130 тыс. тонн газового конденсата. Предполагается выпуск 150 сортов полиэтилена. В целом, проектная мощность нефтеперерабатывающих заводов составляет свыше 11,2 млн. тонн.

Значение нефтегазовой отрасли в экономике Республики Узбекистан можно определить по ее доле в валовом внутреннем продукте Узбекистана, изменение которой за 1995-2006 годы приведено в табл. 1. Среди потребляемых первичных энергоресурсов (газ, нефть, уголь и гидроресурсы), обеспечивающих потребность экономики Узбекистана, на долю нефти и газа приходится 96% (газ - 83% и нефть - 13%). Компания «Узбекнефтегаз» занимает четвертое место по производству топливно-энергетических ресурсов среди компаний стран СНГ и восьмое место в мире по добыче природного газа.

Таблица 1

Изменение доли нефтегазовой отрасли в объеме ВВП по Республике Узбекистан

Годы	ВВП в текущих ценах (млрд. сум)	Объем производства в текущих ценах (млрд. сум)	Доля в ВВП (%)
1995	302,8	30,8	10,2
1996	559,1	86	15,4
1997	976,8	128,4	13,1
1998	1416,2	137,6	9,7
1999	2128,7	168,9	7,9
2000	3255,6	278,8	8,6
2001	4925,3	362,4	7,4
2002	7469,3	585	7,8
2003	9664,1	730	7,6
2004	12261	1049,2	8,6
2005	15210,4	1750	11,5
2006	20759,3	2478,9	11,9

Источник: Данные органов статистики и НХК «Узбекнефтегаз»

Недра Узбекистана обладают большим потенциалом нефтегазоносности. Около 60% территории республики являются потенциальными на нефть и газ. В пяти нефтегазоносных регионах (Устюртский, Бухаро-Хивинский, Гиссарский, Сурхандарьинский и Ферганский) открыты 194 месторождений углеводородного сырья, из них газовых и газоконденсатных – 94, нефтегазоносных, нефтегазоконденсатных и нефтяных – 96%.

Со дня провозглашения независимости в нашей республике из года в год увеличиваются темпы добычи углеводородного сырья. Сегодня его добыча составляет порядка 65 млн. тонн нефтяного эквивалента, что на 33% превышает уровень, достигнутый к 1991 году. Это стало возможным благодаря проведению

ускоренных работ по вводу в промышленную эксплуатацию крупных газоконденсатных и нефтяных месторождений Узбекистана, открытых в 70-е и 80-е годы и позволяет обеспечить почти полное удовлетворение потребностей республики в углеводородном сырье.

От предприятий газовой отрасли государству поступает 30% доходов бюджета.

Разработана масштабная программа действий по интенсивному развитию нефтегазового комплекса на базе применения в производстве качественно нового оборудования, материалов, самых современных технологий, ускорения темпов обновления и замены устаревшей техники, реализации крупных проектов с зарубежными компаниями и решения комплекса социальных задач. Освоение этой программы позволит Узбекистану значительно укрепить топливно-энергетическую независимость и ускорить его интеграцию в мировую экономику.

Из приведенных данных видно, что удельный вес отрасли в общем объеме ВВП имеет ярко выраженную тенденцию к снижению. В определенной мере это связано с тем, что отрасль как монополист работает на регулируемых ценах, рост которых отстает от роста общего индекса цен по республике.

2.3 Основные направления деятельности нефтегазовой отрасли. Понятие о цепочке «геология-разведка-добыча-транспорт-переработка-реализация», задачи каждого звена

Нефтяная и газовая промышленность Республики Узбекистан ежегодно выполняет большой комплекс задач, ранее выполнявшийся шестью министерствами и ведомствами бывшего Союза. Отрасль практически «на пустом месте создает материальные блага». Все это является длительным процессом и происходит поэтапно.

а) Поиски и разведка.

Деятельность нефтегазовой отрасли начинается с изучения недр геолого-геофизическими методами. В комплексе работ от выявления перспективных структур до подсчета запасов нефти и газа на разведанном месторождении обеспечивают научное сопровождение отраслевые научно-исследовательские институты.

На пустынных безводных неизученных труднодоступных районах вначале проводятся полевые сейсмические работы геофизическими предприятиями, которые вначале выявляют возможные зоны нефтегазоскопления, затем подготавливают их как перспективные структуры нефтегазоскопления для изучения глубоким бурением.

Затем на этой перспективной структуре начинается глубокое поисковое бурение до глубины от 2,5 до 6 тыс. метров. Бурение на перспективном продуктивном горизонте производится сплошным отбором керна. На перспективной площади, как правило, строятся не более 3-х поисковых скважин.

В случае получения промышленного притока углеводородов хотя бы из одной поисковой скважины данная структура считается уже месторождением. Начинается глубокое разведочное бурение данного месторождения. Если все три поисковые скважины не дадут притоков углеводородов, то данная структура считается бесперспективной.

Глубоким разведочным бурением определяются контуры (границы) месторождения, размеры и коллекторские свойства нефтегазозалегающего резервуара и полностью подготавливаются материалы для утверждения промышленных запасов углеводородов в Государственной Комиссии по запасам Республики Узбекистан.

б) Обустройство месторождений

Разведанное месторождение углеводородов далее должно вводиться в разработку. Для этого необходимо подготовить про-

ект разработки месторождения, который является основным документом в его дальнейшей судьбе. На основании данного проекта разработки осуществляется строительство эксплуатационных скважин внутри промысловых и межпромысловых трубопроводов (шлейфов), установок по обезвоживанию и очистке нефти от механических примесей, установок по предварительной и комплексной подготовке газа (УППГ, УКПГ), нефтесборочных парков и т.д.

На последних стадиях разработки месторождения требуется строительство нагнетательных скважин для закачки воды в пласт с целью поддержания пластового давления, которое позволяет увеличить объем извлекаемого из месторождения количества углеводородов. В последние годы на газовых и газоконденсатных месторождениях стали практиковать строительство газонагнетательных компрессорных станций (месторождение Кокдумалак) и дожимных компрессорных станций (ГНКС и ДКС). Также строится ряд других зданий и сооружений, необходимых для разработки месторождений. Все это осуществление принято называть обустройством месторождений.

в) Добыча нефти, газа и конденсата

Процесс поднятия углеводородов из продуктивного пласта на поверхность и извлечение их из скважины называется добычей. Добыча нефти, газа и конденсата (далее углеводородов) является основным направлением деятельности нефтегазовой отрасли республики, ибо экономический потенциал всех стран мира, прежде всего, определяется объемом добычи углеводородов. В настоящее время в Республике Узбекистан открыты 194 месторождения нефти, газа и конденсата. Из них находятся в разработке 47% месторождений, 35% подготовлены к освоению, на остальных продолжаются разведочные работы. В целом, на разрабатываемых месторождениях эксплуатационный фонд всех скважин (добываемых нефть, газ, конденсат, нагнетательных, piezometricheskikh, наблюдательных) составляет более 1839

единиц. Добыча углеводородов осуществляется в Республике Каракалпакстан, Андижанской, Бухарской, Кашкадарьинской, Наманганской, Сурхандарьинской и Ферганской областях. Динамика добычи углеводородов приведена в табл. 2.

Таблица 2

Добыча углеводородов по Республике Узбекистан

Годы	Нефть (с конденсатом), тыс. т.	Природный газ, млн. м ³
1906	53	
1917	16	
1924	6	
1940	119	
1945	478	8,9
1950	1342	52,2
1955	996	103
1960	1603	446,6
1965	1800	16474,2
1970	1805	32094
1975	1352	37211
1980	1329	34840
1985	1978,1	34589
1990	2811	40761
1995	7587,1	48668
2000	7537	56401
2005	5583	60517

Как видно из табл. 2, наибольшие объемы добычи нефти приходятся на 1995 - 2000 годы, когда производилась форсированная разработка месторождения Кокдумалак.

г) Переработка углеводов

Переработка нефти и газа является важным направлением деятельности предприятий в международном нефтегазовом бизнесе. Добытие нефти или газ еще не могут быть использованы большинством потребителей. С развитием научно-технического прогресса и появлением двигателей внутреннего сгорания различных моделей, созданием все новых типов аэрокосмических двигателей спрос и требование к продуктам переработки нефти и газа значительно возросли. Появились новые виды моторных топлив из легких фракций нефти и газа. Это привело, в свою очередь, к созданию производства по глубокой переработке углеводов, реконструкции действующих предприятий и технологических линий по переработке с целью производства продукции по мировым стандартам.

В настоящее время в Узбекистане переработка нефти и газового конденсата производится на Ферганском (включая Алтыарыкский) и Бухарском нефтеперерабатывающем заводах, а природный газ перерабатывается на Мубарекском газоперерабатывающем заводе. Кроме того, очистка газа от сероводорода производится на головных сооружениях предприятия «Шуртаннефтегаз» и на Шуртанском газохимическом комплексе, предназначенном для глубокой химической переработки газа с производством полиэтиленовой гранулы.

Непрерывный рост потребности в высококачественном моторном топливе обусловлен необходимостью резкого увеличения в республике производства сжиженного газа. В настоящее время сжиженный газ производится на обоих нефтеперерабатывающих заводах, УДП «Шуртаннефтегаз», Шуртанском ГХК, Мубарекском ГПЗ и на специальной установке на месторождении Кокдумалак.

Объемы переработки углеводов в Узбекистане приведены в табл. 3.

д) Транспорт и хранение углеводородов

Вопрос транспортировки и хранения сырой нефти в Узбекистане осуществляется традиционным методом. Значительная часть сырой нефти из товарных парков нефтедобывающих предприятий на нефтеперерабатывающие заводы по их заявкам доставляется железнодорожными цистернами. На вновь построенный Бухарский НПЗ сырая нефть доставляется из месторождения Кокдумалак трубопроводом на расстояние около 80 км. Кроме того, с целью снижения стоимости и повышения экономической эффективности перевозки нефти организована перевозка газового конденсата на Ферганский НПЗ через перевал Камчик большегрузными автомобильными прицепами.

Вся добываемая нефть из месторождений Ферганской долины поставляется на переработку нефтепроводами.

Гораздо более важным вопросом является вопрос транспорта и хранения природного газа.

В республике имеется 13,03 тыс. км газопроводов и газопроводов-отводов в одностороннем исчислении. Эта система охватывает все регионы республики и имеет выходы на газотранспортные системы сопредельных государств — Туркменистана, Казахстана, Кыргызстана и Таджикистана. Газотранспортная система включает в себя 310 газораспределительных станций, 24 газокomppressorных станций суммарной мощностью 1651,1 МВт.

Сезонное регулирование увеличения потребности в осенне-зимние периоды природного газа осуществляется имеющимися в республике тремя подземными хранилищами газа (ПХГ). (Принципиальная схема магистральных газопроводов).

Таблица 3

Динамика переработки углеводородов и производства сжиженного газа

Годы	Объем переработки		Объем переработки природного газа, млн. м ³	Объем производства сжиженного газа, тыс. т
	нефти, тыс. т	конденсата, тыс. т		
1992	5497	1161	22359	14,7
1993	6550	1144	22881	24,1
1994	6432	908	23171	27,9
1995	5016	1762	24518	24,1
1996	4764	1998	24529	26,6
1997	4593	2078	24255	31,5
1998	4429	2748	24512	37,8
1999	4008	2731	24678	50,7
2000	3879	2908	25826	67,1
2001	3468	2746	28546	99,6
2002	3719	2385	28717	103,6
2003	4046	1761	30322	142,5
2004	3769	1849	30886	184,4
2005	3436	1742	31408	204
2006	3430,7	2199,9	43970,9	214,6

е) Реализация нефтепродуктов и природного газа

Нефтепродукты и природный газ после транспортировки подлежат реализации непосредственным потребителям. Для этого нефтегазовая отрасль республики имеет во всех областях множество нефтебаз, которые доставляют автомобильное топливо до автозаправочных станций независимо от принадлежно-

сти. Реализацию природного газа непосредственным потребителям осуществляют региональные и районные газосбытовые подразделения отрасли.

Таким образом, как было отмечено выше, нефтегазовая отрасль республики на сегодня осуществляет все виды деятельности от поиска еще неизвестных мест залегания углеводородов до топливозаправочных колонок и газовых горелок. Содержание всей деятельности отрасли составляет понятие цепочки «геология-разведка-добыча-транспорт-переработка-реализация».

2.4 Организационная структура нефтегазовой отрасли Узбекистана

За период со дня создания единого нефтегазового комплекса республики организационная структура отрасли несколько раз пересматривалась и видоизменялась. Каждая организационная структура отвечала требованиям того времени, с одной стороны, и принята в целях поиска оптимального варианта, соответствующего структуре управления ведущих нефтегазовых компаний мира, с другой стороны.

Указом Президента Республики Узбекистан и решением Правительства Республики в 1992 году в целях координации деятельности бывших разрозненных нефтяной, газовой, нефтеперерабатывающей и других отраслей и объединения их в единый производственный комплекс, увязывающий каждую сферу деятельности в непрерывную цепочку от забоя скважины до реализации готовой продукции, создан концерн «Узбекнефтегаз», затем в начале 1993 года преобразованный в Национальную Корпорацию нефтяной и газовой промышленности.

Структура нефтяной и газовой промышленности в 1992-1998 годах включала в себя государственно-акционерные, государственные, государственно-производственные и научно-производственные объединения, которые осуществляли координацию и контроль деятельности предприятий отрасли.

В соответствии с Указом Президента Республики Узбекистан от 11 декабря 1998 года и постановлениями Кабинета Министров Республики Узбекистан Национальная Корпорация «Узбекнефтегаз» была преобразована в Национальную Холдинговую Компанию «Узбекнефтегаз». Основная цель этих преобразований – углубление рыночных отношений в нефтяной и газовой промышленности республики, что открывает широкие возможности для активизации работ по привлечению иностранных инвестиций.

В целях дальнейшего совершенствования организационной структуры нефтегазовой отрасли, обеспечения ее устойчивого и сбалансированного перспективного развития, повышения уровня координации деятельности в сфере геологоразведки, добычи, транспортировки, переработки и реализации газа и нефтепродуктов, широкого привлечения в отрасль иностранных инвестиций и на этой основе расширения экспортного потенциала, стабильного обеспечения отраслей экономики и населения продуктами нефтепереработки Президентом Республики Узбекистан и ее Правительством проявлялись постоянная забота и внимание, принимался ряд постановлений по совершенствованию организационной структуры и структуры управления нефтяной и газовой промышленности страны.

На сегодняшний день организационная структура управления отрасли имеет вид вертикально-интегрированной трехуровневой холдинговой компании, предприятия которой осуществляют все виды деятельности, связанные с нефтью и газом.

Этапы структурного преобразования, обеспечивающие эволюционный переход от командно-административных методов к рыночным механизмам функционирования, сопровождались решением следующих стратегических задач, которые были определены в 1992 году Президентом Республики Узбекистан И.А.Каримовым:

— существенное увеличение добычи нефти и газового конденсата в целях достижения нефтяной независимости республики;

— углубление технологических процессов по переработке нефти и газа с целью доведения качества выпускаемой продукции до уровня мировых стандартов;

— наращивание запасов углеводородов, прежде всего жидких, путем открытия новых месторождений для обеспечения надежной сырьевой базы нефтегазовой отрасли Узбекистана.

Организационная структура НХК «Узбекнефтегаз» представлена на рис. 2:

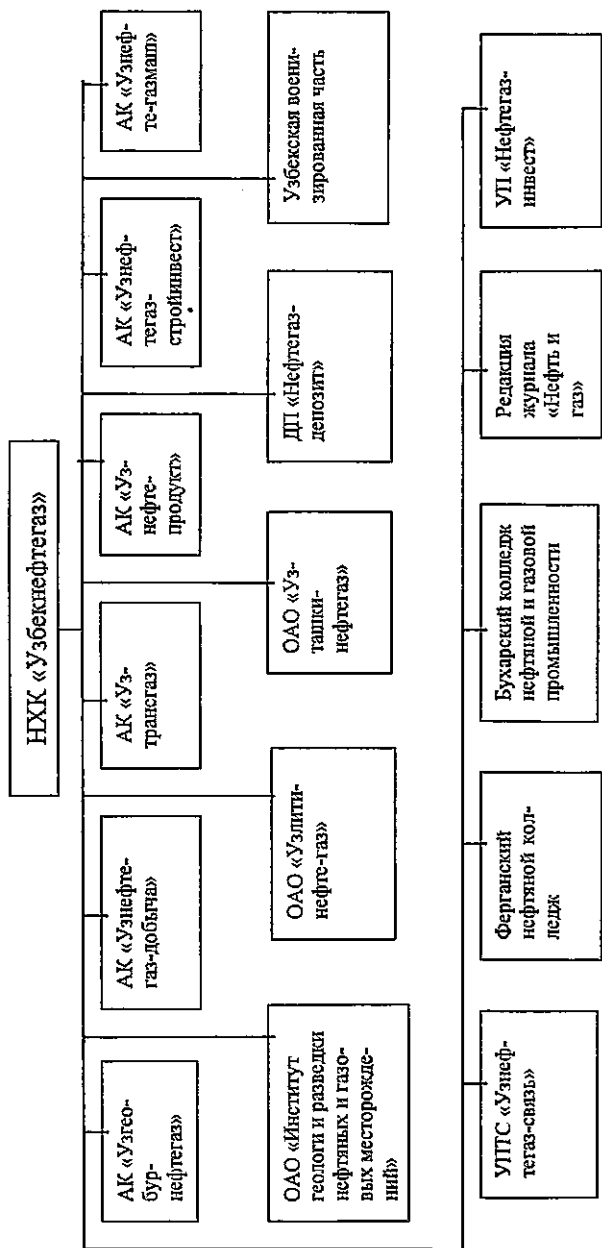


Рис.2 Организационная структура нефтяной и газовой промышленности Узбекистана на 1.07.2007 год

В состав Национальной Холдинговой Компании входят:

1. Акционерная компания «Узгеобурнефтегаз» осуществляет геолого-геофизическое изучение недр, строительство параметрических, поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, подсчет запасов углеводородов.

2. Акционерная компания «Узнефтегаздобыча» осуществляет разработку нефтяных и газовых месторождений, добычу нефти, газа и газового конденсата, переработку природного газа, производит полиэтилен, сжиженный газ, серу и товарный газ.

3. Акционерная компания «Узтрансгаз» осуществляет управление объектами, транспортирующими природный газ Узбекистана потребителям и населению республики и экспортирующими его за пределы республики, занимается эксплуатацией подземных хранилищ газа, а также обеспечивает транзит природного газа из сопредельных государств. Для обеспечения своей деятельности ведет строительство и капитальный ремонт объектов магистрального транспорта газа, а также газопроводов среднего и низкого давления.

4. Акционерная компания «Узнефтепродукт» контролирует имущество Ферганского (включая Алтыарыкский филиал) и Бухарского нефтеперерабатывающих заводов республики, осуществляющих переработку нефти и газового конденсата, а также реализует нефтепродукты отраслям экономики и населению республики, владеет сетью нефтебаз, перевалочных терминалов и автозаправочных станций, контролирует деятельность предприятий, реализующих нефтепродукты на внутреннем рынке Узбекистана.

5. Акционерная компания «Узнефтегазстройинвест» осуществляет строительство стратегически важных объектов нефтегазовой отрасли и обустройство месторождений нефти и газа.

6. Акционерная компания «Узнефтегазмаш» производит машиностроительную продукцию для предприятий и организа-

ций нефтегазового и газохимического комплексов, а также для нужд смежных отраслей экономики республики.

В состав НХК «Узбекнефтегаз» входят также открытые акционерные общества: «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений», «УзЛИТИНефтегаз», «УзТашКИНефтегаз», депозитарное предприятие «Нефтегаздепозит», Узбекская военизированная часть противofонтанной и газовой безопасности (УзВЧ), Управление производственно-технологической связи «Узнефтегазсвязь», Ферганский нефтяной колледж, Бухарский колледж нефтяной и газовой промышленности, редакция журнала «Нефть и газ», унитарное предприятие «Нефтегазинвест». Все эти предприятия оказывают услуги для повышения эффективности деятельности предприятий основного производства в цепочке «Геология – добыча – транспортировка – переработка – реализация».

Вопросы для самопроверки

- 1) Какова роль нефти и газа в развитии экономики страны?
- 2) Расскажите о роли и месте Узбекистана в производстве энергоресурсов.
- 3) Какая разница между перспективной структурой и месторождением?
- 4) Расскажите об основных направлениях деятельности НХК «Узбекнефтегаз».
- 5) Какие стратегические задачи перед нефтегазовой отраслью поставлены Президентом Республики Узбекистан?
- 6) Какова организационная структура нефтяной и газовой промышленности Узбекистана на сегодняшний день?

Глава 3. Развитие и размещение нефтегазовой промышленности

Вопросы

- 3.1 История и этапы развития нефтяной и газовой промышленности
- 3.2 Размещение нефтегазовой отрасли по этапам развития
- 3.3 Задачи отрасли в современный период развития

3.1 История и этапы развития нефтяной и газовой промышленности

Добыча нефти в Узбекистане началась в 1885 году. Нефть, полученную из двух скважин в Ферганской долине, перегоняли на небольшом заводе, а произведенный керосин отправляли на арбах и верблюдах в Андижан, Коканд, Ташкент на хлопкоочистительные заводы, маслобойни, а также населению для использования в быту. Мазут применялся в качестве топлива на железной дороге.

Следующая знаменательная дата в этом плане — 1904 год, когда на одной из скважин месторождения Чимион с глубины более 270 метров получен сильный фонтан нефти, что явилось основой для создания первого в республике нефтепромысла.

В 1906 году на пустыре в Нурабаде был построен нефтеперегонный завод, к которому днем и ночью тянулись вереницы повозок с сырой нефтью, полученной на Чимионском промысле. Конечно, маломощную двухкубовую установку периодического действия, работавшую около двух недель в месяц, трудно ассоциировать с современным производством, но, тем не менее, на ней получали керосин для ламп освещения и отопительный мазут, которые реализовывались не только местным потребителям, но и экспортировались в Афганистан и Китай.

Говоря о тогдашнем производстве, следует отметить интересный факт: за территорией завода в ямах сжигали (!) бензин, который в то время был никому не нужен и нашел применение только с появлением в середине 10-х годов прошлого века в Туркестане автомобилей с двигателем внутреннего сгорания. В дальнейшем это предприятие превратилось в крупное современное производство. В 1930 году его мощность была доведена до 50 тыс. т, а в 1981 году данный завод, называемый Алтыарыкский НПЗ, имел мощность по переработке без малого 3 млн. т нефти.

В 1913 г. вся промышленность в Узбекистане была представлена всего 14 металлообрабатывающими мастерскими, которые обслуживали железные дороги, хлопкоочистительные и маслобойные заводы. Они, главным образом, производили ремонт оборудования этих предприятий. Кроме того, здесь работало 20 полукустарных заводов, изготавливавших кирпич и другие строительные материалы.

Горная промышленность края была представлена небольшим нефтепромыслом Чимион в Ферганской долине, Ванновским нефтеперегонным заводом в Алтыарыкском районе и серным рудником Шорсу вблизи Коканда.

В действительности, территория нынешнего Узбекистана располагала огромными природными богатствами. Имеются сведения, что на землях Кокандского ханства были известны нефтяные выходы на поверхность земли еще задолго до нашей эры. Об этом рассказывает древнегреческий историк и философ Плутарх. Описывая поход Александра Македонского в Индию через Среднюю Азию (323-327 г.г. до н.э.), он отмечал, что в ряде мест по течению реки Оксус (Амударья) была обнаружена жидкость, выступавшая на поверхность земли подобно настоящему маслу. Известны были выходы нефти и в урочищах Майлиса (в районе Андижана).

В период 1870-1872 г.г. только в Ферганской долине было учтено более 200 нефтяных источников. Эти сведения возбудили интерес промышленников, искавших выгодные возможности получения больших прибылей в новой колонии.

В 1883-1884 г.г. в урочище Камышбаши (Ферганская долина) ручным способом были пробурены 4 скважины на глубину от 19 до 36 м. Эти скважины дали нефть дебитом до 10 тонн в сутки.

В сентябре 1904 г. на месторождении Чимион с глубины 278 м. из разведочной скважины была получена первая промышленная нефть. В том же году был организован нефтяной промысел Чимион – первый нефтепромысел на территории Туркестанского края.

С этого времени и начинается зарождение нефтяной промышленности. Характерной особенностью того периода было проникновение иностранного капитала в нефтяную промышленность. Так, нефтяная компания «Товарищество братьев Нобель» контролировало основные нефтяные месторождения Ферганской долины.

К 1906г. на территории Ферганской долины функционировали: АО «Чимион»; промышленные товарищества – «Риштан», «Битум», «Камышбаши», Московская фирма «Владимир Алексеев».

Горный промысел Туркестана рос из года в год. Об этом свидетельствует количество поступивших в управление земледелия и государственного имущества Туркестанского края прошений о выдаче разрешений на разведку полезных ископаемых: в 1902г. – 45 прошений, в 1903г. – 90, в 1904г. – 336, в 1905г. – 400, а до октября 1906г. – 475 прошений.

В 1908 г. в 18-ти км от станции Мельниково (теперь Канибадам) начало действовать Среднеазиатское нефтепромышленное товарищество.

Процесс нефтедобычи в то время осуществлялся тартанием (нефть вычерпывали с помощью желонки — ведра длиной в 5-6 м. с клапаном внизу). Этот способ добычи нефти требовал большого физического напряжения и непрерывного труда в любую погоду с утра до позднего вечера. В результате чего большинство тартальщиков страдало профессиональной болезнью — суставным ревматизмом.

В 1912г. в горной промышленности Сырдарьинской, Ферганской и Самаркандской областей Туркестанского края было занято всего 1904 рабочих. В том числе: в нефтяной промышленности работало 526 человек.

Большинство горнопромышленных предприятий края работало круглый год. Занятые рабочие здесь были, как правило, постоянными. Это благоприятствовало формированию устойчивых промышленных кадров.

В 1921-1922 г.г. были приняты решительные меры для укрепления экономических связей РСФСР с Туркестанской республикой. Это привело к оживлению промышленности края, в том числе и нефтедобывающей. Так, на промысле Чимион валовая добыча нефти в 1921г. составила 2528 т., а в 1922г. уже достигла 3312 т.

Для обеспечения действенного руководства по развитию нефтяной и угольной промышленности 1 октября 1923г. был создан «Турктоптрест». В 1926 г. было открыто нефтяное месторождение Шорсу 4.

Особенно важным для нефтяников Узбекистана было принятие решения о том, что дальнейшее развитие должно осуществляться на основе освоения и развития старых промышленных центров. В эти годы были увеличены объемы геолого-поисковых и разведочных работ, которые дали возможность полнее использовать старые нефтяные месторождения и вводить в эксплуатацию новые. Вскоре открыты месторождения Андижан, Хаудаг, Учкизил, Кокайди и др. Тогда же были открыты

некоторые месторождения в Сурхандарьинской области. В ноябре 1933г. по рекомендации геолога Н.П.Туаева, проводившего здесь исследовательские работы, на площади Хаудаг была заложена первая глубоко разведочная скважина. А 6 февраля 1934г. с глубины 158 м. из гипсоносных известняков эта скважина дала нефтяной фонтан с дебитом 650 т в сутки.

11 сентября 1934г. академик И.М.Губкин, посетивший Сурхандарьинскую область, в газете «За Среднеазиатскую нефть» писал: «Хаудаг имеет не только то значение, что здесь найдена нефть. Хаудаг открывает новую страницу в Среднеазиатской нефтяной истории. Хаудаг служит для нас путеводной звездой, он даст нам нить при дальнейших наших поисках других аналогичных структур. Развернутые широким фронтом хорошо спланированные геолого-поисковые работы, за которыми должны следовать детальные разведочные работы на избранных важнейших площадях, могут нам выявить грандиозные возможности Средней Азии как обширной нефтеносной области».

После открытия месторождения Хаудаг начался развернутый поиск новых нефтяных месторождений в Южном и Западном Узбекистане. Вслед за Хаудагом вступает в строй месторождение Учкизил, расположенное к северу от г. Термеза. Площадь введена в разведку в 1935г. и в том же году из скважины №1 была получена вода с нефтью. Общий дебит жидкости составил $10000\text{ м}^3/\text{сутки}$, в том числе около 10% нефти. В 1936г. здесь получена нефть из ряда разведочных скважин, а в 1937г. эта площадь была введена в промышленную разработку.

К востоку от райцентра Джаркурган на левом берегу р.Сурхандарья расположена площадь Кокайди. Ее разведка на нефть глубоким бурением, по обоснованиям того же исследователя Сурхандарьинской области Н.П. Туаева, начата в 1937г. В 1940г. здесь был организован нефтепромысел Кокайди и начата промышленная добыча нефти.

Высокооцененная И.М. Губкиным перспектива нефтеносности Средней Азии подтвердилась новыми открытиями: в Сурхандарьинской и Бухарской областях. На базе нефтепромыслов Хаудаг и Учкизил в 1936г. был создан нефтеразведочный и нефтеперерабатывающий трест «Термезнефть», который широко развернул разведочные работы в Сурхандарьинской области и вышел с разведочным бурением в Бухарскую область.

Из вышеизложенного следует, что с начала 1900 по 1940 годы все принятые решения по расширению добычи нефти требовали обеспечения выполнения намеченных решений, для чего выделялась новая техника, направлялись специалисты.

1 этап развития нефтяной промышленности республики характерен тем, что наряду с осуществлением мероприятий по расширению геологоразведочных работ увеличивается добыча нефти.

2 этап (1941-1945гг.) охватывает годы войны, которые явились знаменательной страницей в истории развития нефтяной промышленности Узбекистана.

В этот период получила значительное развитие тяжелая промышленность, в том числе и нефтеперерабатывающая. В эти годы нефтяники Узбекистана сумели добиться увеличения выпуска валовой продукции с 6,0 млн. руб. в 1940г. до 11,2 млн. руб. в 1945г., т. е. в 1,87 раза больше. Узбекистан стал одним из основных нефтяных районов страны. В эти годы были открыты новые месторождения нефти: Палванташ и Ляльмикар (1942г.), Южный Аламышик (1944г.), которые удалось ввести в промышленную разработку в небывало короткие сроки. Расширен Ванновский (ныне Алтыарыкский) нефтеперерабатывающий завод.

С каждым годом наша республика отправляла для нужд фронта и тыла все больше и больше нефти. Если в 1941г. было добыто 196 тыс. т топлива, то в 1945 г. добыча нефти по республике составила 478 тыс. т.

За годы войны в Узбекистане было завершено создание полного комплекса нефтяной промышленности, в который вошли геологоразведочные организации, строительные тресты, два треста по добыче нефти, нефтеперегонный завод, заводы нефтяного машиностроения и по ремонту нефтяного оборудования.

На 3 этапе отмечался интенсивный рост нефтедобычи, который сопровождался резким усилением буровых работ и введением в разработку большого количества перспективных площадей. В этот период в Узбекистане было пробурено почти 204 тыс. м. скважин, т. е. в 5,5 раз больше, чем в предыдущем пятилетии, а добыча нефти увеличилась в 3 раза и составила 5617,4 тыс. т.

Добыча нефти в этот период наращивалась, в основном, за счет промыслов, расположенных в Ферганской долине, так как на юге республики она возросла только с 126 тыс. т. до 163 тыс. т. или всего на 29%.

В 1958 г. в Фергане был построен новый нефтеперерабатывающий завод мощностью по переработке 5,7 млн. т. нефти. Сырье для завода, кроме Узбекистана, поставлялось из Туркмении, Таджикистана, Кыргызстана и России.

4 этап (1959-1991г.) характерен увеличением объемов буровых работ на нефть и газ. Начиная с середины 50-х годов в топливной промышленности Узбекистана наступает период интенсивного развития, характеризующийся значительным увеличением разведочных промышленных запасов энергетических ресурсов, открытием новых высокоэффективных месторождений нефти и газа с использованием новейшей буровой отечественной техники.

Начиная с середины 70-х годов в нефтегазовой промышленности республики наметился качественно новый, более сложный этап развития. Он характеризуется естественным истощением запасов бессернистого газа в Газлинской группе ме-

сторождений и перемещением сырьевой базы в район Мубарекской и Шуртанской групп.

5 этап. Одно время Узбекистан считался регионом с относительно бедными энергетическими ресурсами. Два последних десятилетия существования Союза и годы независимости в корне изменили это представление. В настоящее время республика практически полностью обеспечивает себя топливно-энергетическими ресурсами и даже имеет возможность осуществлять экспорт газа и нефтепродуктов. Фактически за последнее десятилетие прошлого века была решена исключительно важная задача обретения нефтяной независимости. Узбекистан не только провел широкомасштабную реконструкцию и техническое перевооружение Алтыарыкского и Ферганского НПЗ, увеличив их мощности и внедрив новейшие технологические процессы, но и построил крупные предприятия – Бухарский НПЗ и Шуртанский газохимический комплекс. Особенностью 5 этапа развития является переход на глубокую переработку углеводородного сырья. Теперь оно используется не только как топливо, но и проходит химическую переработку, в результате которой получают полиэтилен и ряд других ценных продуктов переработки углеводородов.

3.2 Размещение нефтегазовой отрасли по этапам развития

В целях расширения сырьевой базы нефтеперерабатывающего завода и обеспечения потребности Узбекистана и соседних союзных республик были постепенно увеличены объемы геологоразведочных работ. Это позволило открыть в Ферганской и Андижанской областях ряд месторождений нефти в меловых отложениях, что еще раз подтвердило высокую перспективу Ферганской долины. На первом этапе развития вся нефть была добыта только в Ферганской области. На втором этапе более половины добычи нефти в республике приходилось на Андижанскую область. С открытием в 1934г. Хаудагского месторожде-

ния возникло доказательство нефтеносности недр Сурхандарьинской области. Таким образом, в Узбекистане сфера нефтяной промышленности стала расширяться. На третьем этапе развития (1941-1945г.) более 70% объемов добычи приходилось на месторождения Андижанской области. Остальная часть добычи приходилась на Ферганскую и Сурхандарьинскую области.

В послевоенные годы Правительство значительные силы и средства выделило на резкое увеличение геологоразведочных работ. Были оснащены геологоразведочные и буровые предприятия новыми, значительно более мощными буровыми установками, что позволило начать поиски и разведку в более глубоких горизонтах Бухарской, Кашкадарьинской, Сурхандарьинской областях и Каракалпакии. Принятые широкомасштабные меры по геологическому изучению недр указанных территорий вскоре дали свои ощутимые результаты. Как отмечено выше, были открыты новые нефтяные и газовые месторождения на всех изученных территориях. В итоге сформировались высокоперспективные Бухаро-Хивинская нефтегазоносная провинция, Устюртская нефтегазоносная область и Сурхандарьинская нефтегазоносная впадина. Это позволило, во-первых, перенести «эпицентр» добычи жидких углеводородов в Кашкадарьинскую область и, во-вторых, создать в республике газовую промышленность. Открытие и разработка месторождения Газли в Бухарской области способствовали превращению Узбекистана в крупную газопромышленную державу уже в 60-е и 70-е годы прошлого века.

В 70-е годы был построен Мубарекский газоперерабатывающий завод для переработки высокосернистого и малосернистого газа месторождений Кашкадарьинской и Бухарской областей, создана система магистральных газопроводов для поставки газа во все области Узбекистана, в соседние республики и в Россию.

С обретением Узбекистаном независимости и началом экономических реформ в республике особое внимание было уделено нефтегазовому комплексу и уже в 1992 г. Президентом страны были определены стратегические задачи в этом направлении.

Реализация первой из них предполагала существенное увеличение добычи нефти и газового конденсата для достижения независимости Узбекистаном и обеспечения деятельности отечественных нефтеперерабатывающих заводов собственным сырьем. Для этого в ускоренном темпе обустроивали и вводили в эксплуатацию такие месторождения как Кокдумалак, Алан, Урга, Южная Тандырча и др. В 1996 г. Узбекистан достиг нефтяной независимости, и объемы добычи неуклонно росли. В 2004 г. добыча нефти и газового конденсата в республике составила более 9,6 тыс. т. Условного топлива, что в 2,2 раза больше, чем было добыто в 1992 г. Объем добычи природного газа в том же году составил 60,5 млрд. м³ и превысил показатель 1992 г. более чем в 1,4 раза.

Но сами по себе нефть и природный газ являются лишь сырьевыми ресурсами, имеющими серьезное значение для экономики страны, но не дают того эффекта, который может дать продукция, полученная при их переработке. Поэтому вполне логично перед отраслью была поставлена вторая задача по углублению технологических процессов переработки нефти и газа, что позволило бы получать ту продукцию, которая завозилась в Узбекистан извне. Решению и этой стратегической задачи руководство страны, несмотря на необходимость решать множество других неотложных и не менее важных проблем в экономике, уделило особое внимание.

3.3 Задачи отрасли в современный период развития

Занимаемое место и роль в нефтегазовой отрасли в экономике республики ставит перед ней довольно ответственные за-

дачи, решение которых позволит укрепить независимость всей страны.

Прежде всего необходимо увеличить ресурсы углеводородного сырья путем проведения широкомасштабных работ по поиску и разведке нефтяных и газовых месторождений в перспективных нефтегазоносных регионах республики. Нужно резко увеличить объемы сейсморазведочных геофизических работ и глубокого поисково-разведочного бурения на плато Устюрт, в шельфах Аральского моря, в Сурхандарьинской впадине, а также на недостаточно изученных районах Бухаро-Хивинской провинции. В Ферганской долине следует увеличить объемы поискового бурения на глубине 6-8 тыс. м. Важен также ускоренный ввод в разработку уже открытых новых месторождений углеводородов.

Особое значение имеет увеличение степени извлечения углеводородов из продуктивных пластов месторождений. Ведь на сегодня коэффициент извлечения нефти в Узбекистане не превышает 0,3. Это значит, что порядка 70% утвержденных геологических запасов нефти остаются в недрах. Следовательно, важной ответственной задачей отрасли является внедрение в систему добычи нефти и газа современных технологий, применение на эксплуатируемых месторождениях вторичных и третичных методов повышения нефтеотдачи пластов.

С резким увеличением в республике автомобильного транспорта тождественно возрастает потребность в автомобильном топливе легких фракций. Это положение диктует необходимость изыскания и производства альтернативных видов горючего. На сегодняшний день такой альтернативой является сжиженный углеводородный газ. Нужно интенсивно переводить автомобильный транспорт на данный вид топлива. А это потребует резкого увеличения на базе газоперерабатывающих комплексов производства сжиженного углеводородного газа как альтер-

нативного вида топлива для дальнейшего газоснабжения республики и экспорта в страны ближнего и дальнего зарубежья.

В настоящее время в нефтегазовой отрасли успешно функционируют 10 совместных предприятий с иностранными компаниями. Опыт работы с 1995 г. совместных предприятий показывает высокую эффективность их деятельности, которая основана на использовании иностранной передовой технологии во всех направлениях. Поэтому и в дальнейшем необходимо создание совместных с иностранными компаниями производств по обустройству и вводу в промышленную эксплуатацию месторождений нефти и газа, по глубокой переработке природного газа на основе криогенных процессов для извлечения ценнейших компонентов этого сырья — этана, пропана, бутана и др.

В деятельности нефтегазовой отрасли магистральные газопроводы протяженностью более 13 тыс. км с 248 газоперекачивающими агрегатами занимают особое место. Обеспечение их непрерывной и надежной работы — главная задача газотранспортных предприятий. Если учесть ввод их в действие с 1962 г., то сама собой будет ясна значимость повседневной работы с ними. На сегодняшний день более половины из них нуждаются в капитальном ремонте. Предстоящая широкомасштабная программа по развитию нефтегазовой промышленности, увеличению объема экспорта природного газа, необходимости непрерывного обеспечения отраслей экономики и населения республики природным газом обуславливает важность разработки и реализации программы по обеспечению надежности магистральных газопроводов.

Имеющиеся 6 машиностроительные предприятия отрасли выполняют важную задачу по обеспечению предприятий нефтегазопромысловым, буровым оборудованием и запасными частями в их текущем и капитальном ремонте. Хотя большая часть их импортируется, но производимая местными заводами продукция имеет немаловажное значение. В отрасли разработана програм-

ма по локализации и импортозамещению продукции. Нужно в целях реализации этой программы обеспечить развитие нефтегазового машиностроения на базе созданного единого машиностроительного комплекса.

Вопросы для самопроверки

- 1) В каком году начата добыча нефти в Узбекистане?
- 2) В каком году образован первый нефтепромысел в Узбекистане?
- 3) В каком году и где построен первый нефтеперегонный завод в Узбекистане?
- 4) В каком году построен Ферганский нефтеперерабатывающий завод?
- 5) Расскажите об этапах развития нефтяной и газовой промышленности республики.
- 6) На каком этапе развития нефтегазовой отрасли республики построены Бухарский НПЗ и Шуртанский ГХК?
- 7) Каковы основные задачи нефтегазовой отрасли в современный период?

Глава 4. Предприятия нефтяной и газовой промышленности

Вопросы

4.1 Разновидности предприятий

4.2 Об акционерных обществах

4.3 Понятие о мощности предприятия

4.1 Разновидности предприятий

Многообразие форм собственности является основой для создания различных организационно-правовых форм предприятий. В какой бы плоскости ни рассматривать общественное производство как совокупность определенных отраслей, как территориальный или межотраслевой комплекс, везде речь будет идти о предприятии и о какой-то комбинации предприятий.

Предприятие – первичное, основное звено общественного производства.

Почему следует такой вывод? Потому что именно на предприятии производят, транспортируют, реализуют, т. е. осуществляют движение факторов производства и созданного продукта. Производство, реализацию надо организовывать, причем так, чтобы получить прибыль. На эту цель направлена предпринимательская деятельность через создание предприятий.

Предприятием является самостоятельный хозяйствующий субъект, созданный в соответствующем порядке, для производства продукции, выполнения работ и оказания услуг в целях удовлетворения общественных потребностей и получения прибыли. Предприятие самостоятельно осуществляет свою деятельность, распоряжается выпускаемой продукцией, полученной прибылью, оставшейся в его распоряжении после уплаты налогов и др. обязательных платежей.

Термин «предприятие» используется в экономической теории применительно как к субъектам, так и к объектам экономической деятельности. Как субъект, предприятие означает определенный имущественный комплекс, используемый для осуществления предпринимательской деятельности. В данный комплекс, в принципе, входит вся совокупность имущества, предназначенного для деятельности предприятия. В составе этого имущества: земельные участки, здания, сооружение, оборудование, инвентарь, сырье, продукция, права требования, долги, а также права на обозначения, индивидуализирующие предприятия, либо его продукцию, работу и услуги (фирменное наименование, товарный знак, знаки обслуживания), а также другие исключительные права.

Кроме того, предприятие выступает в качестве объекта различных сделок. Чаще всего речь идет о его продаже, главным образом в связи с осуществленной приватизацией. Предприятие также является предметом залога. Оно может быть сдано в аренду, передано по наследству.

Выделим главное в определении предприятия:

- самостоятельность;
- получение прибыли.

Самостоятельность предприятия включает в себя два фактора. Первый – оперативно-хозяйственная самостоятельность. Второй – экономическая самостоятельность.

Если предприятие имеет свой расчетный счет в банке, печатать, совершает различного рода операции и заключает сделки, но существует за счет средств другого предприятия или государства, то речь идет только об оперативно-хозяйственной самостоятельности. И только эффективная деятельность и ее результат – стабильное финансовое положение – дают предприятию экономическую самостоятельность.

Однако началом для становления экономической самостоятельности служит его выделение в виде самостоятельной хозяйственно-оперативной единицы или юридического лица.

Таким образом, возникает вопрос: чем обладает предприятие как юридическое лицо?

Юридическое лицо имеет свой устав и учредительный договор, а именно: учредительные документы, баланс доходов и расходов, счет в банке, право ведения договорных отношений.

В соответствии с действующим законодательством юридическим лицом признается организация, которая имеет в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении обособленное имущество и отвечает по своим обязательствам этим имуществом, может от своего имени приобретать и осуществлять имущественные и личные неимущественные права, нести обязанности, быть истцом и ответчиком в суде.

В приведенном выше определении юридического лица закреплены признаки соответствующей конструкции. Следовательно, предприятие должно обладать следующими признаками:

- решающий из них – имущественная обособленность. При этом под «обособленным имуществом» подразумевается имущество в его широком значении, включающем вещи, права на вещи и обязанности по поводу вещей. Имущество юридического лица обособляется от имущества его учредителей. Свое конкретное выражение имущественная обособленность находит в том, что юридическое лицо, в зависимости от его вида, как коммерческая организация должно иметь самостоятельный баланс.

- второй признак юридического лица, включенный в его определение, – самостоятельная имущественная ответственность. Юридическое лицо «отвечает по своим обязательствам этим имуществом». Если иное не предусмотрено в законе или в учредительных документах, ни учредители, ни участники юри-

дического лица не отвечают по его долгам и точно также юридическое лицо не отвечает по долгам учредителей (участников).

• третий признак юридического лица – самостоятельное выступление в гражданском обороте от своего имени. Он означает, что «юридическое лицо может от своего имени приобретать и осуществлять имущественные и личные неимущественные права, нести обязанности, быть истцом и ответчиком в суде».

• наконец, четвертый признак, который именуется «организационным единством». Из него следует, что юридическое лицо обладает соответствующей устойчивой структурой. Выступление юридического лица как единого целого обеспечивается тем, что во главе соответствующего образования стоят наделенные весьма определенной компетенцией органы, которые осуществляют внутреннее управление юридическим лицом и действуют от его имени вовне. Те, кто находятся внутри юридического лица – руководители, работники, должны знать, что представляет собой соответствующее образование, чем оно будет заниматься, кто и как управляет им, что представляет собой его имущество и др. Это же важно и для тех, кто вступает или только намеревается вступить с данным образованием в правовые отношения.

Юридическим лицом, предприятием является только такое образование, которое удовлетворяет всем указанным выше признакам.

Итак, предприятие – основной элемент предпринимательской деятельности. С правовой точки зрения, под предприятием подразумевается самостоятельный хозяйственный субъект с правами юридического лица, который на основе использования закрепленного за ним имущества производит и реализует продукцию, выполняет работы и оказывает услуги.

«Правовая форма» в отличие от самого предприятия как самостоятельной, имущественно обособленной хозяйственной

единицы — это комплекс правовых норм, определяющих отношения участников предприятия со всем окружающим миром. В правовой практике западных стран самого понятия «предприятие» не существует. Закон там имеет дело только с «товариществом» («компанией»), т.е. с объединением лиц, связанных одним из признанных видов договора. Таким образом, нельзя смешивать понятие предприятия с его правовой формой.

Предприятия отличаются друг от друга лишь формами собственности, т.е. тем, кто является хозяином, хотя, независимо от форм собственности, согласно законодательству республики, все предприятия равны между собой.

Предприятие может быть создано одним человеком или группой людей. Такие предприятия называются частным предприятием или коллективным предприятием соответственно. Согласно действующему законодательству, предприятие может быть создано в виде товарищества, общества с ограниченной ответственностью, акционерного общества (открытого или закрытого типа), ширкатного или фермерского хозяйства. В последнее время широко практикуется создание совместных предприятий. Предприятие может создать за счет собственного капитала дочернее предприятие, унитарное предприятие, унитарное дочернее предприятие. При этом учредителем таких предприятий является одно юридическое лицо.

Если предприятие создано в виде акционерного общества, то оно обязано выпустить в пределах своего уставного фонда акции, которые реализуются физическим и юридическим лицам.

На сегодняшний день в системе нефтяной и газовой промышленности Узбекистана функционируют акционерные компании и общества открытого типа, унитарные дочерние предприятия, дочерние предприятия и совместные предприятия. Подробная организационная структура с указанием предприятий будет приведена в других главах.

4.2 Об акционерных обществах

Акционерным обществом является предприятие, уставный фонд которого разделен на определенное число акций, удостоверяющих обязательства общества по отношению к акционерам. Деятельность акционерного общества открытого и закрытого типа регулируется Законом Республики Узбекистан «Об акционерных обществах и защите прав акционеров».

Общество имеет права и несет обязанности при осуществлении любых видов деятельности, не запрещенных законодательством.

Общество является юридическим лицом и имеет в собственности обособленное имущество, учитываемое на его самостоятельном балансе, может от своего имени приобретать и осуществлять имущественные и личные неимущественные права, нести обязанности, быть истцом и ответчиком в суде.

Общество приобретает права юридического лица с момента его государственной регистрации. Общество создается без ограничения срока, если иное не установлено его уставом.

Акционерное общество может быть открытым или закрытым. Минимальный состав учредителей открытого акционерного общества не ограничен, а закрытого акционерного общества определяется в количестве 3-х лиц. Каждый из учредителей общества должен быть его акционером.

Акционерное общество, участники которого могут отчуждать принадлежащие им акции без согласия других акционеров, называется открытым акционерным обществом. Общество открытого типа вправе проводить открытую подписку на выпускаемые им акции и осуществлять их свободную продажу с учетом требований законодательства. Оно также вправе проводить закрытую подписку на выпускаемые им акции, за исключением случаев, когда возможность проведения закрытой подписки ог-

раничена уставом общества и законодательством. Число акционеров общества открытого типа неограниченно.

Акционерное общество, акции которого распределяются только среди его учредителей или заранее определенного круга лиц, называется закрытым акционерным обществом.

Такое общество не вправе проводить открытую подписку на выпускаемые им акции либо иным образом предлагать их для приобретения неограниченному кругу лиц. Число акционеров общества закрытого типа не может быть более 50. В случае превышения установленного предела оно подлежит преобразованию в открытое акционерное общество в течение 6 месяцев со дня регистрации в реестре акционеров лиц, количество которых превышает предельный лимит акционеров для закрытых акционерных обществ, а по истечении этого срока — ликвидации в судебном порядке.

Акционеры общества закрытого типа имеют преимущественное право приобретения акций, продаваемых другими акционерами этого общества, по цене предложения другому лицу. Уставом общества может быть предусмотрено преимущественное право общества на приобретение акций, продаваемых его акционерами, если они не использовали свое преимущественное право приобретения акций.

Порядок, сроки осуществления преимущественного права приобретения акций, продаваемых акционерами, устанавливаются уставом общества. Срок осуществления преимущественного права не может быть менее 30 и более 60 дней с момента предложения акций на продажу.

Общество может создавать филиалы и открывать представительства. Они наделяются имуществом создавшего их общества и действуют на основании утвержденных им положений.

Общество также может иметь дочерние предприятия и зависимые хозяйственные общества с правами юридического ли-

ца. Дочернее предприятие не отвечает по долгам своего основного общества.

Общество может быть создано путем учреждения вновь и (или) реорганизации существующего юридического лица (слияния, присоединения, разделения, выделения, преобразования).

Создание общества путем учреждения осуществляется по решению учредителей (учредителя). Решение об учреждении общества принимается учредительным собранием. В случае учреждения общества одним лицом решение об его учреждении принимается этим лицом единолично.

Учредители общества заключают между собой учредительный договор о его создании, определяющий порядок осуществления ими совместной деятельности по учреждению общества, размер уставного фонда общества, виды и типы акций, подлежащих размещению среди учредителей, размер и порядок их оплаты, права и обязанности учредителей по созданию общества.

Учредительным документом общества является его устав, утвержденный учредительным собранием (учредителем). Устав общества должен содержать следующие сведения: полное и сокращенное фирменное наименование, местонахождение (почтовый адрес); предмет, цели и сроки деятельности; размер уставного фонда; порядок увеличения и уменьшения уставного фонда; виды выпускаемых акций, их номинальная стоимость, соотношение акций различных видов; порядок распределения дохода (прибыли), дивидендов и возмещения убытков; порядок образования резервного и иных фондов; права и обязанности участников общества; структуру управления обществом, число членов исполнительного и контрольного органов, порядок их избрания, полномочия этих органов; порядок составления, проверки и утверждения годовых отчетов; порядок реорганизации и ликвидации общества.

Уставный фонд общества составляется из номинальной стоимости акций общества, приобретенных акционерами. Номинальная стоимость всех выпускаемых обществом акций общества должна быть одинаковой.

Уставный фонд общества определяет минимальный размер имущества общества, гарантирующего интересы его кредиторов. При создании общества на базе государственной собственности сумму уставного фонда общества составляет рыночная стоимость предприятия (имущество), определенная в порядке, установленном законодательством.

Общество вправе размещать простые акции, а также один или несколько типов привилегированных акций. Номинальная стоимость размещенных привилегированных акций не должна превышать 20% от уставного фонда общества. При учреждении общества все его акции должны быть размещены среди учредителей.

Минимальный уставный фонд открытого акционерного общества должен составлять не менее суммы, эквивалентной 50 тысячам долларов США по курсу Центрального банка Республики Узбекистан на дату государственной регистрации общества, а закрытого акционерного общества – не менее двухсоткратного размера минимальной заработной платы, установленной законодательством на дату государственной регистрации общества.

Предельный срок формирования уставного фонда общества в размере, предусмотренном учредительными документами, не должен превышать 1 года с момента государственной регистрации общества, если иное не предусмотрено законодательством.

Акции различаются по видам и типам (категориям). Виды акций: именные, на предъявителя. Типы (категории) акций: привилегированные, простые.

Владельцем именной акции — акционером признается только то физическое или юридическое лицо, которое указано в акции и занесено в реестр регистрации акционеров общества.

Владельцем акции на предъявителя является ее держатель. Акции на предъявителя передаются в собственность другим лицам без занесения в реестр регистрации акционеров общества.

Простые акции являются голосующими, дающие права их владельцу на получение дивидендов, участие в общих собраниях общества и управлении обществом. Привилегированными акциями являются акции, которые дают право их владельцам в первоочередном порядке получать дивиденды, а также средства, вложенные в акции при ликвидации акционерного общества. Привилегированные акции дают право их владельцам на получение определенных дивидендов независимо от наличия прибылей предприятия.

Акции акционерного общества закрытого типа могут быть только именными, порядок их передачи другому лицу определяется уставом. Акционерные общества закрытого типа вместо акций могут выдавать акционерам сертификаты на сумму, соответствующую номинальной стоимости акций.

Виды выпускаемых акций, порядок их распространения и размещения, выплаты по ним дивидендов определяются уставом акционерного общества в соответствии с законодательством. Номинальная стоимость акции не может быть менее 100 сумов. Акция неделима.

Акционеры — владельцы привилегированных акций общества не имеют права голоса на общем собрании акционеров, если иное не установлено законодательством или уставом общества для определенного типа привилегированных акций общества.

Привилегированные акции общества одного типа предоставляют акционерам — их владельцам одинаковый объем прав и

имеют одинаковую с обыкновенными акциями номинальную стоимость.

В обществе создается резервный фонд в размере, предусмотренном уставом общества, но не менее 15% от его уставного фонда. Резервный фонд общества формируется путем обязательных ежегодных отчислений от чистой прибыли до достижения им размера, установленного уставом общества. Размер ежегодных отчислений предусматривается уставом общества, но не может быть менее 5% от чистой прибыли до достижения размера, установленного уставом общества.

Резервный фонд общества предназначен для покрытия его убытков, погашения облигаций общества, выплаты дивидендов по привилегированным акциям и выкупа акции по требованию акционеров, имеющих на это право в соответствии с настоящим Законом.

Резервный фонд не может быть использован для иных целей. Общество обязано регулярно выплачивать объявленные по каждому виду акций дивиденды.

Дивидендом является часть прибыли, остающейся в распоряжении акционерного общества после уплаты налогов и обязательных платежей, осуществления реинвестиций, подлежащих распределению среди акционеров.

По решению общего собрания акционерного общества дивиденд может выплачиваться денежными средствами или другими законными средствами платежа.

Дивиденд распределяется между акционерами пропорционально числу и виду платежей акций. Общество вправе ежеквартально, раз в полгода или раз в год принимать решения (объявлять) о выплате дивидендов по размещенным акциям, если иное не установлено законодательством и уставом общества.

Акционерным обществом управляют общее собрание акционеров, наблюдательный совет и исполнительный орган. Об-

щее собрание акционеров является высшим органом управления общества.

Общество обязано ежегодно проводить общее собрание акционеров (отчетное общее собрание акционеров). Отчетное общее собрание акционеров проводится в сроки, установленные уставом общества, но не позднее чем через шесть месяцев после окончания финансового года. На отчетном общем собрании акционеров решаются вопросы об избрании наблюдательного совета и ревизионной комиссии (ревизора) общества, о возможности продления (перезаключения) или прекращения (расторжения) договора с единоличным исполнительным органом членами коллегиального исполнительного органа, управляющей организацией или управляющим, о принятии решения о проведении аудиторской проверки, об определении аудиторской организации и предельного размера оплаты ее услуг, а также рассматриваются годовой отчет общества и иные документы.

Проводимые помимо годового общие собрания акционеров являются внеочередными. Дата и порядок проведения общего собрания акционеров, порядок сообщения акционерам о его проведении, перечень предоставляемых акционерам материалов (информации) при подготовке к проведению общего собрания акционеров устанавливаются наблюдательным советом общества.

Наблюдательный совет общества осуществляет общее руководство деятельностью общества, за исключением решения вопросов, отнесенных к исключительной компетенции общего собрания акционеров.

В обществе с числом акционеров – владельцев голосующих акций - менее тридцати, уставом общества функции наблюдательного совета могут возлагаться на общее собрание акционеров. В этом случае устав общества должен содержать указание об определенном лице или органе общества, к компетенции

которого относится решение вопроса о проведении общего собрания акционеров.

По решению общего собрания акционеров членам наблюдательного совета общества в период исполнения ими своих обязанностей могут выплачиваться вознаграждение и (или) компенсироваться расходы, связанные с исполнением функций членов наблюдательного совета. Размеры таких вознаграждений и компенсаций устанавливаются решением общего собрания акционеров.

Председатель наблюдательного совета общества избирается членами наблюдательного совета из его состава большинством голосов от общего числа членов наблюдательного совета, если иное не предусмотрено уставом общества.

Наблюдательный совет общества вправе переизбрать своего председателя большинством голосов от общего числа членов наблюдательного совета, если иное не предусмотрено уставом общества.

Председатель наблюдательного совета общества организует его работу, созывает заседания наблюдательного совета и председательствует на них, организует на заседаниях ведение протокола, председательствует на общем собрании акционеров, если иное не предусмотрено уставом общества.

В случае отсутствия председателя наблюдательного совета общества его функции осуществляет один из членов наблюдательного совета.

Руководство текущей деятельностью общества может осуществляться единоличным исполнительным органом (директором) или коллегиальным исполнительным органом общества (правлением, дирекцией).

Уставом общества, предусматривающим наличие одновременно единоличного и коллегиального исполнительных органов, должна быть определена компетенция каждого из них. В

этом случае лицо, осуществляющее функции единоличного исполнительного органа общества (директора), выполняет также функции председателя коллегиального исполнительного органа (правления, дирекции).

Коллегиальный исполнительный орган общества (правление, дирекция) действует на основании устава общества. На заседании коллегиального исполнительного органа ведется протокол. Протокол заседания коллегиального исполнительного органа представляется членам наблюдательного совета и ревизионной комиссии по их требованию.

Проведение заседаний коллегиального исполнительного органа общества организует лицо, осуществляющее функции единоличного исполнительного органа общества (директор), которое подписывает все документы от имени общества и протоколы заседания коллегиального исполнительного органа, действует без доверенности от имени общества в соответствии с решениями коллегиального исполнительного органа, принятыми в пределах его компетенции.

Реорганизация общества осуществляется в форме слияния, присоединения, разделения, выделения и преобразования по решению общего собрания акционеров. В случаях, установленных законодательством, реорганизация юридических лиц в форме слияния, присоединения или преобразования может быть проведена лишь с согласия уполномоченных государственных органов.

Общество считается реорганизованным, за исключением случаев реорганизации в форме присоединения, с момента государственной регистрации вновь возникших юридических лиц.

При реорганизации общества путем присоединения к другому обществу первое из них считается реорганизованным с момента внесения органом государственной регистрации в единый государственный реестр юридических лиц записи о прекращении деятельности присоединенного общества.

Общество обязано вести бухгалтерский учет и предоставлять финансовую отчетность в порядке, установленном законодательством. Ответственность за организацию, состояние и достоверность бухгалтерского учета в обществе, своевременное представление ежегодного отчета и другой финансовой отчетности в соответствующие органы, а также сведений о деятельности общества, предоставляемых акционерам, кредиторам и в средства массовой информации, несет исполнительный орган в соответствии с законодательством.

Для осуществления контроля за финансово — хозяйственной деятельностью общества общим собранием акционеров в соответствии с уставом общества избирается ревизионная комиссия. Компетенция ревизионной комиссии общества определяется законодательством и уставом общества.

Порядок деятельности ревизионной комиссии общества определяется положением, утверждаемым общим собранием акционеров.

Проверка (ревизия) финансово- хозяйственной деятельности общества осуществляется по итогам деятельности за год или иной период по инициативе ревизионной комиссии, решению общего собрания акционеров, наблюдательного совета или по требованию акционера (акционеров), владеющего в совокупности не менее чем 10% голосующих акций общества.

Аудиторская организация осуществляет проверку финансово — хозяйственной деятельности общества и предоставляет ему аудиторское заключение в установленном законодательством порядке в соответствии с заключенным с ней договором.

Аудиторская организация несет ответственность перед обществом за причинение ущерба вследствие составления аудиторского заключения, содержащего неправильный вывод о финансовой отчетности и иной финансовой информации общества.

Государство гарантирует соблюдение прав и законных интересов акционеров.

Вмешательство в хозяйственную и иную деятельность общества со стороны государственных и иных органов не допускается. Неправомерные действия их могут быть обжалованы в судебном порядке.

4.3 Понятие о мощности предприятия

Каждое оборудование, аппаратура, технологическая линия и, наконец, предприятие имеет свои предельные технические возможности по выполнению работ, оказанию услуг, обслуживанию и производству продукции, сверх которой выполнять или производить не могут. На практике это принято считать мощностью. Следовательно, мощность предприятия – это показатель, характеризующий его нормативную производительность при фиксированном числе оборудования, установок, аппаратуры, технологических линий и т.п.

В нефтегазовой промышленности различают мощность бурового предприятия, нефтегазодобывающих предприятий, нефтегазоперерабатывающих предприятий и т.п.

Мощность бурового предприятия может выражаться либо в станко-месяцах бурения (мощность), либо объемом проходки (объем работ).

Мощность в станко-месяцах (P_M) и объем проходки (P_N) определяются по формулам:

$$P_M = (N(N_3 + N_p) * 12 / K_3 N_3 K_p N_p);$$

$$P_N = (N_3 V_3 / K_3 + N_p V_p / K_p) * 12,$$

где N – число буровых установок в хозяйстве;

N_3 , N_p – число буровых установок в хозяйстве соответственно в эксплуатационном и поисково-разведочном бурении, определяемое из общего наличия установок, пропорционально станко-месяцам бурения по каждой цели по плану ($N_3 + N_p = N$);

V_z, V_p – нормативная скорость соответственно в эксплуатационном и разведочном бурении, м/ст-мес;

K_z, K_p – коэффициент оборачиваемости буровых установок в эксплуатационном и разведочном бурении, соответствующий уровню нормативной скорости бурения.

Специфическая особенность буровых предприятий – переменный характер мощности буровых предприятий. Мощность нефтедобывающего предприятия определяется по технологической схеме разработки каждого месторождения и она может быть разной по годам.

Технико-технологические возможности добычи (D) нефти по каждому месторождению определяются по формуле:

$$D = (q_1 t_1 + q_2 t_2 + q_3 t_3 + \dots + q_n t_n),$$

где q – суточный дебит 1,2,3... n -й скважины по плану, т;

t – время работы 1,2,3... n -й скважины в году по плану, сутки.

В целом по предприятию мощность (M_n) по добыче определяется как сумма возможностей по добыче каждого месторождения по формуле:

$$M_n = D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n ;$$

где D – добычные возможности 1,2,3... n -го месторождений.

Мощность предприятия по добыче (M_r) газа определяется по сумме (Π) производительности установок по подготовке газа (УКПГ, УППГ), установленных на каждом месторождении и выражается формулой:

$$M_r = \Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3 + \dots + \Pi_n.$$

При определении мощности предприятий по переработке нефти и газа исходят из производительности каждой установки и технологической линии.

Вопросы для самопроверки

- 1) Какой субъект является предприятием?
- 2) Чем обладает предприятие как юридическое лицо?
- 3) Какими признаками должно обладать предприятие?
- 4) Что такое мощность предприятия?
- 5) Какое предприятие называется акционерным обществом?
- 6) Сколько акционеров может быть у общества открытого типа?
- 7) Как различаются акции по видам и типам?

Глава 5. Нефтяная и газовая промышленность и рынок.

Вопросы

5.1 Понятие о рынке.

5.2 Формы и типы рыночных отношений.

5.3 3.Состояние связей нефтяной и газовой промышленности Узбекистана с внешним рынком.

5.1 Понятие о рынке

Любая попытка исследовать каждую отдельную отрасль экономики была бы бесконечной и невыполнимой задачей. Их просто слишком много. Следовательно, можно поставить более реалистичную цель – определить и обсудить несколько основных рыночных структур.

Экономисты различают четыре довольно несхожие рыночные ситуации:

1. Чистую конкуренцию.
2. Чистую монополию.
3. Монополистическую конкуренцию.
4. Олигополию.

Эти четыре модели рынка отличаются по количеству фирм в отрасли независимо от того, является продукция стандартизированной или дифференцированной и на сколько легко или трудно новым фирмам войти в отрасль.

Можно кратко охарактеризовать основные черты этих четырех моделей. В условиях чистой конкуренции существует очень большое число фирм, производящих стандартизированный продукт (например, пшеницу или кукурузу). Новые фирмы могут легко войти в отрасль. На другом полюсе – чистая монополия, под которой подразумевается рынок, где одна фирма является единственным продавцом продукта или услуг (например,

электрическая компания). Проникновение в отрасль дополнительных фирм заблокировано, так что фирма представляет собой всю отрасль. Поскольку существует только один продукт, очевидно, что отсутствует дифференциация продукции. Монополистическая конкуренция характеризуется сравнительно большим числом продавцов, которые производят дифференцированные продукты (женскую одежду, мебель, книги). Дифференциация является основой для создания благоприятных условий для продажи и обновления продукции. Вхождение в отрасль с монополистической конкуренцией довольно простое. Наконец, олигополия отличается небольшим числом продавцов, и эта «немногочисленность» означает, что решения об определении цен и объемов производства являются взаимозависимыми. Каждая фирма испытывает на себе влияние решений, принимаемых ее конкурентами, и должна учитывать эти решения в своем собственном поведении в области ценообразования и определения объема производства. Продукты могут быть стандартизированы (такие, как сталь или алюминий) или дифференцированы (автомобили или пишущие машинки).

Ниже приводятся характерные черты основных моделей рынка.

Таблица 4

Характерные черты основных моделей рынка

Модель рынка					Олигополия		Чистая монополия	
Характерная черта	Чистая конкуренция	Монополистическая конкуренция						
Число фирм	Очень большое число	Много			Несколько		Одна	
Тип продукта	Стандартизованный	Дифференцированный			Стандартизованный или дифференцированный		Уникальный, нет близких заменителей	
Контроль над ценой	Отсутствует	Некоторый, но в довольно узких рамках			Ограниченный взаимной зависимостью; значительный при тайном сговоре		Значительный	
Условия вступления в отрасль	Очень легкие, препятствия отсутствуют	Сравнительно легкие			Наличие существенных препятствий		Блокировано	
Условия участия на рынке	Отсутствует	Неценовая конкуренция			Очень типична, особенно при дифференциации продукта		Главным образом рекламой связи фирмы с общественными организациями	
Примеры	Сельское хозяйство	Розничная торговля, производство одежды, обуви			Производство стали, автомобилей, сельскохозяйственного инвентаря, многих бытовых электроприборов		Местные предприятия общественного пользования	

5.2 Формы и типы рыночных отношений

Рыночные связи по формам различаются по неодинаковым признакам торговых сделок. Эти сделки можно классифицировать следующим образом.

1. По способам связи между агентами рынка различаются следующие виды торговли: производитель или владелец товара непосредственно продает его потребителю; производитель реализует полезную вещь сначала торговому посреднику, а тот перепродает ее потребителю; посредничество бывает многозвенным, когда в нем последовательно участвует несколько перекупщиков вещей.

2. В зависимости от видов оплаты товаров выделяются следующие формы торговли:

Бартерная торговля: безденежный обмен одного вида товара на другой.

Продажа благ за наличные деньги (или с оплатой по чеку). Так население приобретает нужные вещи на потребительском рынке.

Реализация продукции по безналичному расчету (оплата производится по перечислению: по поручению покупателя банк снимает с его счета деньги и переводит на счет продавца). Таким способом чаще всего приобретаются средства производства.

Продажа товара наложенным платежом (потребитель, живущий далеко от торгового предприятия, получает желаемую вещь, выкупая ее путем перечисления денег продавцу).

Реализация товаров в кредит (покупатель получает благо, обычно внося за него небольшую плату и в обмен на обязательство выплатить остальные деньги в оговоренные сроки). Такая форма торговли предполагает обилие товаров и она развивается к выгоде покупателей и продавцов.

Предоставление вещей в прокат за определенную плату (в этом случае оплачивается время пользования благом).

3. С учетом объема продаж различают две формы реализации товаров.

Оптовая торговля: продукты закупаются оптом (крупными партиями) торговыми посредниками у производителей на торговых ярмарках и через товарные биржи.

Розничная торговля означает куплю-продажу преимущественно потребительских благ в небольших количествах. Таким способом отдельные лица приобретают нужные им продукты в магазинах, торговых палатках, на продовольственных и вещевых рынках.

Рыночные сделки различаются также по характеру взаимодействия их участников, что определяет неодинаковые типы рынков.

Рынок в одном важном отношении прямо противоположен натуральному хозяйству. В этом хозяйстве потребителю зачастую не предоставляется возможность выбирать по его желанию те или иные блага. Рынок же в принципе способен обеспечить его агентам максимальную степень экономических свобод.

Данные свободы позволяют покупателю выбирать интересующие его товары из множества взаимозаменяемых и независимых благ. Потребитель может также отыскать тех продавцов, кто лучше обслужит и продаст продукт по сходным условиям. Продавец свободен выбирать наиболее подходящего покупателя и распоряжаться вырученными от продажи деньгами по своему усмотрению. И покупатель, и продавец могут без ограничений выбирать условия торговой сделки.

По степени развитости этих и иных хозяйственных свобод рынки можно подразделить на три типа: а) свободный; б) нелегальный; в) регулируемый.

Свободный рынок обладает максимумом экономических свобод в их классическом понимании, о котором сказано выше.

Между тем определение «свободный» рынок требует уточнения в двух отношениях: для кого он свободен и от кого? Свободным такой рынок является для его субъектов. Им принадлежит так называемый экономический суверенитет (полная независимость). Так, продавцы сами решают, что продавать, кому сбывать продукты и по какой цене. Подобным суверенитетом обладают и покупатели. В силу этого на классическом рынке экономические связи строятся только по горизонтали. Между контрагентами (лат. *contrahens* – договаривающийся) складываются партнерские отношения на основе хозяйственного договора, контракта (соглашения, устанавливающего права и обязанности для обеих сторон на какой-то срок).

Рынок первого типа свободен от вмешательства государства и строгого правового регулирования.

Ради истины нужно признать, что такая свобода имеет неприглядную сторону. Из-за своеволия субъектов рынка и несоблюдения ими «правил игры» этот тип рынка получил нелестные названия – «дикий», «блошинный», «нецивилизованный».

Второй тип рынка – нелегальный – близок по характеру поведения его субъектов к первому типу. Но они существенно различаются между собой. Нелегальный рынок включает в себя его разновидность – теневую торговлю. Она ведется с нарушением законов и правил купли-продажи обычных товаров (при отсутствии необходимых патентов, лицензий, при неуплате рыночных сборов, налогов и т.п.). Нелегальным является и черный рынок. На нем подпольно торгуют товарами, которые законом запрещено реализовывать (например, наркотики, оружие).

Первому и второму типам рыночных отношений присуща определяющая черта – стихийность, непредсказуемость развития и неуправляемость. Эти качества неслучайны. Они выража-

ют основные черты классического капитализма в рыночной сфере:

- на рынке свободно действуют единоличные собственники небольших предприятий;
- предприниматели обычно создают продукты на свой страх и риск, без предварительной договоренности с покупателями;
- сами производители, как правило, заботятся о розничной продаже продуктов населению.

Такое положение было характерно для рыночного обмена 15-19 вв. Но в 20 в. возник и полностью развился новый тип рыночных отношений.

Рынок третьего типа – регулируемый, подчиненный определенному порядку, который закреплён в правовых нормах и поддерживается государством. Такой порядок обусловлен объективными причинами.

Прежде всего, важную роль сыграли резко возросший уровень концентрации и нейтрализации производства и расширение масштабов фактического обобществления экономики. Крупные предприятия уже не могут, как было прежде, вслепую работать на неизвестный им рынок, подверженный стихийным переменам. Чтобы не рисковать огромными капиталами, они стремятся заблаговременно обеспечить себе рынки сбыта, охотно идут на выполнение выгодных им государственных заказов. Примечательно, что по предварительным заказам фирм и государства реализуется, например, автомобилей до 60%, станков – 100%.

Ко второй половине 20-го столетия рыночные связи существенно усложнились. Теперь на пути от производителя товара до потребителя выстроилась большая армия посредников. Они занимаются разными видами торгового сервиса (обслуживания) населения, который для многих изделий охватывает длительный период после приобретения товара (наладка и ремонт бытовой

техники, автомобилей и т.п.). Например, в США насчитывается свыше 380 тыс. фирм оптовой торговли и 1500 тыс. фирм розничной торговли, которые приобретают товары для перепродажи или сдачи их в аренду другим потребителям с выгодой для себя. Все это привело к усилению общественного характера рыночных связей и превратило регулируемый рынок в социальный институт.

5.3 Состояние связей нефтяной и газовой промышленности Узбекистана с внешним рынком

Развитие нефтяной и газовой промышленности Узбекистана тесно связано с международным рынком. Естественно, при условиях, когда подавляющая часть оборудования и аппаратуры, технических материалов и запасных частей для всех направлений деятельности отрасли закупает извне, нужно денежные средства на эти цели также зарабатывать на тех же зарубежных рынках. Это потребовало производство конкурентоспособной продукции нефтегазовой отрасли.

В первые годы независимости республики обмен товарами происходил по клиринговым и бартерным формам. С развитием и совершенствованием рыночных связей и накоплением должного опыта работы в рыночных условиях постепенно предприятия перешли на реализацию на деньги. Это в значительной степени упорядочило процесс купли-продажи нефтепродуктов, особенно, природный газ.

В 1995-1996г.г. Корпорация «Узбекнефтегаз» экспортировала нефть и газовый конденсат. С вводом в эксплуатацию в 1997г. Бухарского НПЗ весь объем жидких углеводородов стал перерабатываться в республике и увеличился объем экспорта бензина, дизельного топлива, различных масел.

Ввод в эксплуатацию в 2002г. Шуртанского газохимического комплекса значительно расширил ассортимент экспортной продукции и увеличил экспортный потенциал республики.

Сегодня нефтепродукты и сжиженный газ экспортируются в Россию, Украину, Таджикистан, Кыргызстан, а также страны дальнего зарубежья. Экспорт природного газа осуществляется в соседние страны – Кыргызстан, Таджикистан, Казахстан и Россию.

С 2003г. начал экспорт полиэтилена и серы в Казахстан, Таджикистан, Туркменистан, Кыргызстан, Афганистан, Россию, Украину, Белоруссию, Молдову, Грузию, Азербайджан, Израиль, Сирию, Египет, Турцию, ОАЭ, Саудовскую Аравию, Пакистан, Китай, Иран, страны ЕС, Балтии.

Почти треть поставок АК «Узнефтегазмаш» составляет экспорт в Канаду, Латвию, Францию и Германию. Динамика экспортного потенциала нефтегазовой отрасли приводится.

Создание совместных газоперерабатывающих предприятий обещает зарубежным операторам добычных проектов стабильный сбыт производимой продукции. Наладить экспорт сжиженного газа или продукции газохимии из Узбекистана гораздо проще, чем организовать поставки голубого топлива по трубопроводам из этой республики на внешние рынки.

Таблица 5

Динамика экспортного потенциала нефтяной и газовой промышленности Узбекистана.

Годы	1993	1996	1999	2001	2003	2004	2005	2006
Объем, млн.дол США	35	192,2	263,9	390,4	558,9	593,2	03,7	740,0
Темп к 1993 году	100	5,5 раз	7,5 раз	11,1 раз	16 раз	16,9 раз	20 раз	21,1 раз

Проходящие по территории республики магистральные газопроводы Средняя Азия – Центр и Бухара – Урал уже сегодня работают на пределе мощности и пропускают в общей сложности не более 58 млрд. м³ газа в год. По этой системе транспортируется природный газ, добываемый «Узбекнефтегазом», а также осуществляется транзит туркменского газа, закупаемого «Газпромом». Дальнейшее увеличение мощностей этих магистралей, очевидно, будет осуществляться лишь под объемы газа, который российский монополист собирается добывать и закупать в Узбекистане, а также импортировать из Туркменистана.

Экспорт сжиженного газа и продукции газохимии может в перспективе обеспечить Узбекистану и его иностранным партнерам достаточно стабильный доход. Кроме того, для иностранных компаний, участвующих в добычных проектах в Узбекистане, расширятся возможности по более эффективному использованию своей доли продукции.

По данным «Узбекнефтегаз», в настоящее время сжиженный газ экспортируется, главным образом, в Иран, в соседние Киргизию, Таджикистан, Афганистан и др. страны. Около 70% полиэтилена, выпускаемого на Шуртанском ГХК, поставляется в Польшу, Турцию, Россию и Китай. В 2005г. Узбекистан выручил от экспорта полиэтилена около \$73 млн., сжиженного газа – до \$13,1 млн.

Дальнейшие перспективы экспорта сжиженного газа и продукции газохимии Ташкент связывает с растущим рынком стран Азиатско – Тихоокеанского региона и, в частности, Афганистана, Пакистана, Китая, Японии, Южной Кореи.

В 2006г. Узбекистан экспортировал 11,8 млрд. м³ природного газа в Россию, Казахстан, Кыргызстан и Таджикистан. Поставки узбекского газа в Россию начались в мае 2003г. Газ из Узбекистана поступает в Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан и Россию по газопроводам Средняя Азия – Центр и Бухара – Урал.

По взаимному соглашению Узбекистан снабжает Таджикистан газом на компенсационной основе за использование транзитного газопровода в Ленинабадской области. Основным импортером природного газа из Узбекистана – ОАО «Газпром». В 2006г. объем закупок, приходящийся на российский концерн, составил около 9 млрд.м³.

С начала 2006г. Ташкент увеличил стоимость экспортируемого газа до \$60 за 1000 м³ для «Газпрома» и до \$55 для Казахстана, Кыргызстана и Таджикистана против \$44 в 2005г. Рост цен Ташкент объяснил конъюнктурой на мировых рынках и увеличением затрат на транспортировку.

Узбекистан предпочитает придерживаться практики заключения годовых экспортных контрактов. В прошлом году Ташкент отказался от предложения «Газпрома» формировать стоимость экспортируемого природного газа по формуле цены, привязанной к стоимости нефти и нефтепродуктов. С 1 января 2007г. «Узбекнефтегаз» увеличил экспортную цену газа для всех импортеров до \$100 за 1000м³.

В 2007г. «Узбекнефтегаз» планирует экспортировать 14,3 млрд. м³ газа. Из этого объема 0,7 млрд. м³ будет поставлено в Кыргызстан, 0,65 млрд. м³ – в Таджикистан. Самый большой объем будет поставлен «Газпрому» - 13 млрд. м³, что на 44% превысит его прошлогодние закупки. С этими импортерами к началу нынешнего года заключены годовые контракты по единой цене.

С нынешнего года Казахстан прекратил прямой импорт узбекского газа: «Газпром» и «КазМунайГаз» решили использовать газ Узбекистана в своп-операциях. Российский холдинг из 13 млрд.м³ импортируемого узбекского топлива передаст 3,5 млрд.м³ «КазМунайГазу» для газификации южных районов Казахстана. В свою очередь, казахстанская компания передаст «Газпрому» те же объемы карачаганакского газа на севере страны.

В Узбекистане действует запрет на экспорт сырой нефти, поэтому вывозятся только продукты ее переработки. В 2006г. экспорт нефтепродуктов – в основном в соседние страны (Таджикистан, Кыргызстан, Афганистан) – составил около 600 тыс. тонн.

В Узбекистане ежегодно растет потребление сжиженного углеводородного газа (пропан-бутановой смеси). Этот фактор является главным стимулом для наращивания мощности нефтегазоперерабатывающей отрасли республики. Увеличение потребления сжиженных газов связано с ростом его использования в качестве моторного топлива. Количество автомобильного транспорта, работающего на сжиженном газе, ежегодно увеличивается на 5 тыс. единиц и к настоящему времени достигло 45 тыс. единиц. Соответственно, растет потребность в строительстве новых газозаправочных станций.

В прошлом году Узбекистан активно продвигал проекты, направленные на дальнейшее развитие газоперерабатывающей отрасли. К настоящему времени в стране вырабатывается около 220 тыс. тонн сжиженного газа, из которых около 145 тыс. тонн потребляется на внутреннем рынке, остальной объем направляется на экспорт. Производство сжиженного газа до недавнего времени велось на трех предприятиях – Шуртанском газохимическом комплексе, Мубарекском ГПЗ и унитарном дочернем предприятии «Шуртаннефтегаз». В прошлом году к числу производителей сжиженного газа присоединился Ферганский НПЗ.

На реализацию программы «Узбекнефтегаз» в целом инвестирует около \$320 млн. Средства будут направлены как на строительство новых установок по производству сжиженного газа, так и на реконструкцию уже действующих. Финансирование проектов ведется за счет собственных средств узбекского холдинга и привлечения зарубежных инвестиций.

В мае прошлого года за счет средств узбекского холдинга на Ферганском НПЗ введена в строй газофракционная установка

по производству сжиженного газа. Она обеспечивает ежегодную переработку 55 млн. м³ попутных газов. Монтаж и пуск установки осуществило российское ОАО «Нефтехимналадка». С ее вводом на НПЗ производство сжиженного газа увеличено до 84 тыс. тонн в год.

«Узбекнефтегаз» намерен инвестировать \$74.25 млн. в проект по увеличению производства сжиженного газа на унитарном дочернем предприятии «Шуртаннефтегаз». В результате на предприятии выпуск сжиженного газа к 2010г. увеличится до 183,1 тыс. т. против нынешних 52,3 тыс. т.

Крупным производителем сжиженного газа к 2010г. станет Мубарекский ГПЗ. В прошлом году «Узбекнефтегаз» и российское ОАО «Стройтрансгаз» завершили подготовку проекта модернизации предприятия. На заводе, где в настоящее время перерабатывается 24 млрд. м³ газа в год, к 2010 году будет построена установка по производству 336 тыс. тонн пропан-бутановой смеси и 150 тыс. тонн стабильного газового бензина. Финансирование проекта в сумме \$175 млн. осуществит СП, которое в ближайшее время планируют создать для строительства объекта «Узбекнефтегаз» и «Стройтрансгаз».

Вопросы для самопроверки

- 1) Сколько имеется рыночных ситуаций?
- 2) Какие имеются формы торговли?
- 3) Расскажите о состоянии связей нефтяной и газовой промышленности Узбекистана с внешним рынком.

Глава 6. Научно-технический прогресс в нефтяной и газовой промышленности

Вопросы

- 6.1 Сущность научно-технического прогресса и его роль в развитии экономики
- 6.2 Цели и задачи, основные направления НТП в нефтяной и газовой промышленности
- 6.3 Методика расчета экономической эффективности внедрения новой техники

6.1 Сущность научно-технического прогресса и его роль в развитии экономики

Научно-технический прогресс (НТП) в широком понимании означает непрерывное и все более плодотворное изучение человеком природы.

В более узком смысле НТП представляет собой непрерывное развитие орудий труда, технологических процессов, создание новых видов сырья и энергии, совершенствование методов и форм организации производства и труда.

Научно-технический прогресс способствует решению технических, экономических и социальных проблем.

Создание и совершенствование производства новых видов автомобилей, самолетов, космических кораблей, а в нефтяной и газовой промышленности — производство новых видов горюче-смазочных материалов, организация производства сжиженного природного газа, утилизация попутного нефтяного газа, переработка природного газа и получение из него полиэтилена являются результатами внедрения новой техники и передовой технологии.

Решение технической проблемы определяет уровень развития производительных сил общества. Однако решение технической проблемы при всей ее важности не является самоцелью, а выступает лишь как средство решения экономической и социальной проблем, ибо технический прогресс, в конечном счете, призван облегчить и сделать более производительным труд.

Постоянное совершенствование техники и технологии сопровождается значительными дополнительными капитальными вложениями.

Внедрение в производство новой техники и технологии оправдано только тогда, когда оно обеспечивает экономический эффект в виде:

- снижение затрат на производство единицы продукции;
- повышения качества изделий (экономия у потребителей);
- роста производительности труда.

К новой технике относятся впервые реализуемые в нефтегазовой промышленности результаты научных исследований и прикладных разработок, содержащие изобретения и другие научно-технические достижения, а также новые и более совершенные технологические процессы производства, орудия и предметы труда, способы организации производства и труда, обеспечивающие при их использовании в соответствии с планами развития науки и техники всех уровней управления, повышения технико-экономических показателей производства и решение других задач развития отрасли, в том числе обеспечивающие охрану окружающей среды.

Понятие новой техники и классификация видов продукции, производимой с помощью этой техники, по степени новизны формулируются следующим образом:

— принципиально новые изделия (продукция), не имеющие аналогов с уже производимыми;

— новые виды изделий (продукции), имеющие прототипы — средства производства и предметы потребления, но существенно отличающиеся от своих предшественников;

— модернизированные изделия, т.е. средства производства и предметы потребления, частично улучшенные при сохранении ряда основных характеристик.

Расчеты экономического эффекта применения новой техники производятся на всех стадиях ее создания и использования.

Предпроизводственная стадия создания новой техники включает:

- прикладные научные исследования;
- конструирование и проектирование;
- применение и доработку опытного образца, если принято решение об использовании (внедрение).

Стадия промышленного производства и использования новой техники включает:

- техническую подготовку производства;
- освоение производства и использование;
- распространение освоенной техники.

В зависимости от стадии работ экономический эффект подразделяется на ожидаемый, гарантированный, фактический.

Ожидаемый (потенциальный) экономический эффект определяется на стадии планирования и проведения исследований и разработок в области создания новой техники (изобретений, рацпредложений).

Гарантированный (плановый) экономический эффект определяется на стадии формирования годовых планов по внедрению новой техники и договоров на планируемый год, исходя из гарантированной разработчиком удельной эффективности но-

вой техники и гарантированного заказчиком (предприятием, внедряющим разработку) объема ее использования.

Фактический экономический эффект определяется на стадии промышленного производства и использования новой техники и является подтверждением эффективности используемой техники и служит основанием для оценки результатов работы научно-исследовательских и проектных институтов и предприятий.

Научно-технические разработки, рекомендации, внедряемые в нефтегазовую отрасль предприятиями НХК «Узбекнефтегаз», создаются, в основном, институтами ОАО «УзЛИТИнефтегаз», «ИГИРНИГМ», АООТ «Нефтегазконструкция», а также Институтом нефти и газа при ТашГТУ им. Абу Райхана Бериуни.

ОАО «УзЛИТИнефтегаз» - головной научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт компании «Узбекнефтегаз» :

— осуществляет опытно-промышленные работы по внедрению современных технологий интенсификации добычи углеводородов на длительно разрабатываемых месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами;

— выполняет проектно-изыскательские работы и научно-техническое сопровождение производственных задач по разработке месторождений, транспортировке, переработке нефти и газа, а также стандартизации и метрологии, экологии нефтегазовой отрасли.

Для дальнейшего повышения эффективности производства и расширения деятельности по научно-технологическому и проектному обеспечению нефтегазовой отрасли проводится работа по привлечению инвестиций зарубежных инжиниринговых компаний и научных подразделений. В частности, 25%+1 акция ОАО «УзЛИТИнефтегаз» в 2003 году реализована ЗАО «Зару-

бежнефтегаз», ОАО «Газпром», в 2005 году 12,95% - компанией «Steinert Industries».

ОАО «ИГИРНИГМ» - институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений:

- выполняет научно-исследовательские работы в области геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений для обоснования направлений проведения геологоразведочных работ на нефть и газ;

- осуществляет научно-практическое сопровождение производства геологоразведочных работ;

- проводит лабораторно-аналитические исследования нефти, газа, конденсата, пород, пластовых вод, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, коэффициентов нефтеизвлечения и др.

Совместная деятельность в этом направлении может быть осуществлена путем реализации акций ОАО «ИГИРНИГМ» иностранным компаниям, занимающимся научными исследованиями в области нефтегазовой геологии.

АООТ «Нефтегазконструкция»:

- выполняет научно-исследовательские, опытно-конструкторские и технологические работы;

- осуществляет разработку конструкторской документации, постановку на опытное производство и ремонт оборудования и инструментов;

- изготавливает опытные образцы запасных частей к оборудованию для нефтегазовой отрасли.

Для дальнейшего развития АООТ «Нефтегазконструкция» намеренно внедряется прогрессивная технология, осуществляются техническое перевооружение и реконструкция предприятия с созданием производственных мощностей по освоению и изготовлению опытной партии новых видов продукции, включая импортозамещающую.

Совместная деятельность с заинтересованными партнерами может быть осуществлена путем реализации акций АООТ «Нефтегазконструкция».

По нефтегазовой отрасли страны за 2000-2006 годы внедрено свыше 700 крупных научно-технических мероприятий с экономическим эффектом 80 млрд. сум, в результате которого дополнительно добыто около 1263 тыс. тонн нефти, 22 млрд. м³ природного газа, 1984 тыс. тонн газового конденсата, произведено около 165 тыс. тонн пропано-бутановой фракции, сэкономлено на 2,9 млрд. сум топливно-энергетических и материально-технических ресурсов.

6.2 Цели и задачи, основные направления НТП в нефтяной и газовой промышленности

Главной целью научно-технического прогресса в нефтяной и газовой промышленности на современном этапе является создание научной основы и технико-экономических условий дальнейшего динамического развития отрасли в полном обеспечении потребности страны в продукции отрасли и повышении ее экспортного потенциала.

Основными задачами научно-технической отрасли на современном этапе являются:

1. На основе совершенствования и внедрения новых типов породоразрушающих инструментов и промывочной жидкости увеличение скорости бурения и сокращение сроков строительства скважин.

2. Внедрение более высокоэффективных типов поверхностно-активных веществ и за счет применения вторичных и третичных методов воздействия в продуктивные пласты увеличить коэффициент отдачи пластов.

3. Дальнейшее углубление переработки нефти и природного газа с целью производства новых видов моторных топлив и

максимального извлечения из газа этана, пропана, бутана и других ценных компонентов.

Научно-технический прогресс на газопроводном транспорте осуществляется по следующим основным направлениям:

1. Совершенствование технических средств линейной части (увеличение диаметров газопроводов, создание новых материалов для труб) и компрессорных станций (КС), повышение единичной мощности газоперекачивающих агрегатов (ГПА), качественных показателей ГПА и вспомогательного оборудования КС;

2. Обеспечение эффективного и надежного функционирования газопроводов (совершенствование изоляционных покрытий, средств резервирования газа, внедрение электрохимической защиты), комплексная автоматизация объектов газопроводного транспорта (внедрение АСУ) и эффективных методов эксплуатации газопроводов.

Совершенствование технических средств. Совершенствование структуры магистральных газопроводов определяется увеличением доли подземных магистралей с более низкими удельными капитальными и эксплуатационными затратами. В настоящее время разработаны конструкции труб на давление 10 МПа и в монолитном, двухслойном и многослойном исполнении, а также новые стали.

Наряду с освоением прогрессивной техники и технологии транспорта газа продолжается модернизация традиционных и создание новых газоперекачивающих агрегатов с целью увеличения их эксплуатационной надежности и эффективности. Мероприятия, в основном, направлены на восстановление технических характеристик агрегатов (уменьшение радиальных зазоров проточной части турбин, антиэрозионные покрытия рабочих колес нагнетателей), предотвращение уноса (потерь) масла в газопроводы (различные типы торцовых уплотнений). К числу наиболее эффективных и качественно новых мероприятий следует

отнести внедрение сменных проточных частей для нагнетательных агрегатов дожимных компрессорных станций.

Основные направления создания новых газоперекачивающих агрегатов предусматривают:

- 1) модернизацию газотурбинных агрегатов с целью повышения их к.п.д.;
- 2) разработку новой модификации агрегата судового типа мощностью 15,5 МВт с улучшенной компоновкой;
- 3) создание агрегатов с авиаприводом мощностью 10 МВт для реконструкции компрессорных станций;
- 4) разработку новых модификаций электроприводного агрегата ГПА-1250 мощностью 12,5 МВт с учетом повышения эффективности и надежности их работы.

Реализация намеченных направлений создания нового поколения газотурбинных, электроприводных и поршневых газоперекачивающих агрегатов позволит повысить эффективность и надежность их работы, сократить продолжительность строительства компрессорных станций в 1,5 раза, уменьшить энергоемкость транспортировки газа в 1,1-1,2 раза, повысить производительность труда в 1,3 раза.

В нефтеперерабатывающей промышленности также уделяют внимание модернизации различных агрегатов. Особое значение имеет вопрос повышения износостойкости пар трения торцовых уплотнений насосов нефтепереработки. В центробежных насосах, широко эксплуатируемых в самых различных областях промышленности, торцовые уплотнения являются слабым звеном и зависят от материала их пар трения. Материалы, применяемые для пар трения, можно подразделить на следующие группы:

- металлические на основе углерода и графита;
- высокотвердые (металло-керамические, силицированные графиты и др.);

- на основе полимеров (углеграфитовые пластмассы, графитированные текстолиты).

Обычно используют следующие сочетания: графит по металлу, графит по керамике, металл по металлу, а также материалы на основе полимеров совместно с другими. При этом вращающиеся кольца изготавливаются из твердого состава, а неподвижные — из мягкого.

В торцовых уплотнениях типа ОТ-60, ОТ-70, ОНД-100, широко применяемых в центробежных насосах Ферганского НПЗ, в качестве материала вращающегося кольца используются в основном стали марок 9Х18, 40Х13, с термообработкой торцов и силицированный графит СГ-П. В них отсутствуют скрытые конструктивные дефекты, а выход из строя вызван интенсивным изнашиванием пар трения. Такой вывод обусловил необходимость поиска наиболее оптимального по износостойкости сочетания материалов для изготовления ремонтных комплектов трущихся пар торцовых уплотнений.

В этой связи перспективно применение серого чугуна СЧ18 с отбеленным слоем на рабочей поверхности, имеющего высокий уровень твердости и износостойкости.

Для получения износостойкого отбеленного слоя необходимо при сборке земляной литейной формы располагать торцовую поверхность формируемого кольца на стальной или чугунной плите толщиной не менее 25 мм для обеспечения принудительного охлаждения расплава чугуна при его кристаллизации со скоростью более 0,8 мм/с. Это позволяет получить износостойкий отбеленный слой глубиной 2,5-3,5 мм от рабочей поверхности кольца.

В литейном отделении цеха №8 ФНПЗ способ специального литья уже на стадии заготовки позволил получить упрочненный износостойкий слой на будущей поверхности трения чугунных вращающихся колец торцовых уплотнений.

В развитии отрасли бурения важное значение имеет разработка новых и совершенствование старых конструкций буровых инструментов, базирующиеся на принципе оптимизации разрушения горной породы в условиях забоя скважины, на той или иной степени превосходства абразивной и прочностной стойкости рабочих элементов бурового долота над разрушаемыми массивами, оценке его эффективности, определяемой стоимостью проходки.

Практика показывает, что динамика буровых долот всех типов на забое скважины неустойчива. Они всегда стремятся выйти из режима вращения вокруг оси скважины, но, приобретя скачком межосевой эксцентриситет, минимизируют его. Этот хаотичный процесс, в конечном счете, стабилизируется при работе бурового долота с переменным межосевым эксцентриситетом, т.е. в режиме с нефиксированной осью вращения. Отсюда получаются многогранные сечения стволов скважин. Природа этого явления в настоящее время теоретически обоснована зависимостью затрат мощности от сил сопротивления движению. При работе бурового долота в режиме с нефиксированной осью вращения механическая скорость бурения повышается, а в режиме пары вращений, кроме того, износ вооружения на торце долота становится равномерным.

Главной целью при создании буровых породоразрушающих инструментов нового поколения является расчет пределов изменения межосевых эксцентриситетов, при которых работа буровых долот в режиме пары вращений будет устойчивой.

Научно-технический прогресс на нефте- и нефтепродуктопроводном транспорте предусматривает разработку новых высокопроизводительных насосных агрегатов и выбор их для использования в конкретных условиях эксплуатации магистральных трубопроводов.

По принципу действия насосы делятся на два класса – динамические и объемные. В классе динамических насосов глав-

ную группу составляют лопастные насосы и, в частности, центробежные. Объемные насосы делятся на две основные группы – поршневые и роторные. Объемные насосы работают по принципу вытеснения жидкости из замкнутой камеры. Эти насосы создают высокое давление при малой подаче, поэтому для получения напора, необходимого в начале трубопровода, их соединяют параллельно. Объемные роторные винтовые насосы, сохраняя положительные качества объемных насосов – перекачивать высоковязкие жидкости без существенного снижения к.п.д., отличаются от поршневых своей простотой, компактностью, меньшей массой при равной мощности. Для перекачки высоковязких нефтей, когда экономичность (к.п.д.) центробежных насосов существенно снижается, эти насосы остаются перспективными.

Центробежные насосы по сравнению с поршневыми имеют следующие достоинства: большую подачу, простоту конструкции, удобство в эксплуатации, возможность прямой передачи мощности от двигателя к насосу, простоту компоновки агрегатов в насосной станции. Эти насосы и в дальнейшем будут широко использоваться при перекачке маловязких нефтей по трубопроводам большого диаметра.

В настоящее время наметились три пути, по которым решают проблемы перекачки высоковязких нефтей: совершенствование способов попутного подогрева, поиск эффективных теплоизоляционных материалов, что особенно важно для районов с многолетнемерзлыми грунтами, и разработка технологии перекачки с депрессорными присадками и поверхностно-активными веществами. Перспективными являются способы попутного подогрева, основанные на использовании скин-эффекта. Применение депрессорных присадок перспективно для улучшения реологических свойств нефтей, высокая вязкость которых обусловлена большим содержанием парафина. Для снижения себестоимости перекачки нефти с депрессорными присадками

необходимо вести интенсификацию работ в двух направлениях: разработать технологию промышленного получения депрессорных присадок из доступного и дешевого сырья и отработать технологию ввода присадок в трубопровод. Одна из перспектив развития способов перекачки с поверхностно-активными веществами — разработка методов, обеспечивающих устойчивость пристенного маловязкого слоя на всем протяжении трубопровода.

Надежная работа всего комплекса оборудования магистрального нефте- и нефтепродуктопровода стала возможной лишь при условии автоматизации сначала отдельных технологических процессов: программного пуска и остановки основных насосных агрегатов и вспомогательных механизмов, автоматического включения резервных агрегатов, контроля и защиты оборудования насосной станции и линейной части трубопровода насосной станции и линейной части трубопровода специальными приборами, комплексной автоматизации процесса перекачки нефти и нефтепродуктов по трубопроводу.

Внедрение средств автоматики и телемеханики позволило приступить к принципиально новому этапу научно обоснованного управления транспортировкой и хранения нефти и нефтепродуктов на магистральных трубопроводах. Составная часть автоматизированной системы управления магистральными трубопроводами — автоматизированная система управления технологическими процессами перекачки нефти и нефтепродуктов по трубопроводу. Главное назначение этой системы — локальное управление технологическими объектами и оптимизация технологических процессов.

Научно-технический прогресс в нефтебазовых хозяйствах предусматривает следующие основные направления:

- реконструкцию, модернизацию и техническое перевооружение нефтебаз на основе новейших достижений науки и тех-

ники в области контрольно-измерительных приборов (КИП), автоматизации, телемеханизации;

- совершенствование на нефтебазах технологических процессов приема (слива), хранения, отпуска (налива) нефтепродуктов;

- разработку и внедрение автоматизированных систем управления технологическими процессами и нефтепродуктообеспечением;

- совершенствование техники, технологии и порядка отпуска нефтепродуктов на АЗС;

- улучшение организации и технологии проведения ремонтных работ.

Один из этапов решения задачи интенсификации системы нефтепродуктообеспечения и ускорения технического прогресса — комплексная автоматизация технологических процессов нефтебаз. Автоматизации на нефтебазах подлежат в основном: процессы приема нефтепродуктов с транспортных средств; процессы отпуска нефтепродуктов; технологические процессы в резервуарных парках по хранению, подогреву нефтепродуктов и сбросу подтоварной воды; запорные устройства технологических коммуникаций; товарно-учетные операции; вспомогательные сооружения. От состояния автоматизации отдельных производственных процессов и технических средств во многом зависит степень диспетчеризации нефтебаз, характерной особенностью которой является централизация управления большинством процессов и операций в одном диспетчерском пункте, где, исходя из конкретных условий, управление резервуарным парком объединяется с управлением другими объектами, связанными с ним общностью технологического процесса.

На основе новых полученных разработок промышленность выпускает приборы измерения уровня, плотности, давления, температуры нефтепродуктов в резервуарах, устройства автома-

тического отбора средних проб и контроля веса нефтепродуктов в резервуарах, автоматы сброса подтоварной воды, регуляторы температуры, управляемые задвижки, автоматизированные системы налива нефтепродуктов и др. Это создает условия к созданию комплексной автоматизации нефтебаз и резервуарных парков.

Реконструкция и перевооружение технической оснащённости нефтебаз во многом должны быть направлены на максимальное сокращение потерь нефтепродуктов при их приеме, хранении и отпуске. Совершенствование технических средств и мероприятий по снижению потерь нефтепродуктов предусматривает: создание новых конструкций резервуаров, оснащение их плавающими крышами, понтонами, дисками – отражателями, дыхательной арматурой; покрытие их поверхности теплоизоляционными материалами; сокращение газового пространства резервуаров, газовую обвязку; улучшение средств обнаружения и контроля за утечками нефтепродуктов. Не менее важными мероприятиями в деле сокращения потерь нефтепродуктов на нефтебазах становятся создание и внедрение герметизационных затворов, а также оборудование отдельных резервуаров не замерзающими дыхательными и предохранительными клапанами.

6.3 Методика расчета экономической эффективности внедрения новой техники

От эффективности выбираемых технических решений тех или иных хозяйственных задач зависят темпы роста общественного продукта и национального дохода. В связи с этим важен методически правильный подход к определению эффективности новой техники.

Уровень экономической эффективности новой техники наиболее полно выражается ростом производительности общественного труда или снижением стоимости отдельных видов продукции. Поэтому для определения экономической эффек-

тивности новой техники необходима взаимоувязанная система показателей, которая бы в наибольшей степени отражала уровень затрат общественного труда на производство той или иной продукции. Такими показателями являются:

- общие (или дополнительные) капитальные вложения на внедрение новой техники;
- себестоимость производства продукции;
- срок окупаемости дополнительных капитальных вложений за счет экономии текущих затрат на производство, или минимум приведенных затрат;
- величина условно-годовой экономии.

Полнота и некоторая специфика применения перечисленных показателей при определении эффективности внедрения новой техники будут определяться характером воздействия проводимого мероприятия на технико-экономические показатели производственного процесса и источником его финансирования.

По результатам воздействия на технико-экономические показатели производственного процесса организационно-технические мероприятия можно разделить на следующие мероприятия:

1) изменяющие расходные нормы производственного процесса (уменьшение норм обслуживания скважин, технологических установок, подсобных работ, сокращение расхода труб, электроэнергии, промывочной жидкости, долот, топлива, пара, воды и т.д.), что приводит к росту производительности труда и снижению себестоимости продукции;

2) направленные на увеличение объема производства, т.е. объемов проходки, добычи нефти и газа, объема переработки нефти и газа, повышение отбора целевой продукции, что, в конечном счете, также ведет к росту производительности труда и снижению себестоимости;

3) направленные на изменение качества вырабатываемой продукции;

4) направленные на улучшение условий труда.

По источникам финансирования все мероприятия по внедрению новой техники можно разделить на мероприятия, затраты по которым покрываются: 1) текущими издержками производства и 2) капитальными вложениями.

В первом случае все затраты непосредственно относят на себестоимость продукции. Затраты на внедрение новой техники за счет капитальных вложений финансируются, если они связаны с приобретением оборудования и проведением строительно-монтажных работ, т.е. с увеличением стоимости основных фондов.

Если расходы на внедрение мероприятия покрываются за счет текущих издержек производства, т.е. непосредственно включаются в себестоимость продукции, то срок их окупаемости не рассчитывают. Годовой экономический эффект $\mathcal{E}$ независимо от того, направлено ли данное мероприятие на изменение расходных норм процесса или увеличение объема производства, определяют по формуле:

$$\mathcal{E} = (C_1^1 - C_2^1) Q_2,$$

где C_1^1 , C_2^1 — себестоимости единицы продукции до и после внедрения мероприятия, сум; Q_2 — годовой объем производства в натуральном выражении после внедрения мероприятия.

Если затраты на внедрение мероприятия финансируются за счет капитальных вложений, то необходимо, кроме себестоимости продукции, определить дополнительные капитальные вложения и срок их окупаемости (коэффициент сравнительной эффективности). Причем, если мероприятие, финансируемое за счет капитальных вложений, направлено на изменение расходных норм (без изменения объема производства), срок окупаемости T (в годах) и коэффициент сравнительной эффективности

дополнительных капитальных вложений E рассчитывают по формулам:

$$T = (K_2 - K_1) / (C_1 - C_2); \quad E = (C_1 - C_2) / (K_2 - K_1),$$

где K_1 и K_2 – капитальные вложения (основные производственные фонды) до и после проведения мероприятия, сум;

C_1 и C_2 – себестоимости производства годового объема продукции (работ) до и после проведения мероприятия, сум.

Для решения вопроса о целесообразности внедрения данного мероприятия рассчитанные срок окупаемости и коэффициент сравнительной эффективности необходимо сопоставить с установленным нормативом.

Эффективному варианту новой техники будет соответствовать вариант, обеспечивающий экономию на текущих издержках, превышающую установленный норматив или, что то же самое, имеющий срок окупаемости ниже установленного норматива, т.е. внедряемый вариант будет эффективен только при соблюдении следующих неравенств:

$$(C_1 - C_2) / (K_2 - K_1) > E_n;$$

$$(K_2 - K_1) / (C_1 - C_2) < T_n.$$

В методическом положении «Определение эффективности новой техники» решение о целесообразности создания и внедрения новой техники рекомендуется принимать на основе определения годового экономического эффекта, рассчитываемого сопоставлением приведенных затрат по базовой и новой технике. Приведенные затраты представляют собой сумму себестоимости и нормативной прибыли:

$$Z = C' + E_n K',$$

где Z – приведенные затраты единицы продукции (работ), сум;

C' – себестоимость единицы продукции (работ), сум;

K' – удельные капитальные вложения в производственные фонды, сум;

E_n — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

Эффективным считается вариант с меньшими приведенными затратами, т.е.

$$C + E_n K = \min.$$

С точки зрения результата выбора наиболее эффективного варианта новой техники формула срока окупаемости (коэффициента сравнительной эффективности) и формула сопоставления приведенных затрат идентичны, поскольку неравенство

$$(C_1 - C_2) / (K_2 - K_1) > E$$

может быть представлено как $C_1 + E_n K_1 > C_2 + E_n K_2$.

Для выбора эффективного варианта новой техники и организационно-технических мероприятий необходимо знать норматив эффективности и сумму капитальных вложений. В соответствии с методикой определения эффективности новой техники для обеспечения соответствующего в масштабе всего общественного производства подхода к оценке экономической эффективности в расчетах используется единый нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений, равный 0,15. Этот коэффициент определен как отношение совокупного прибавочного продукта к суммарным в масштабе общества основным и оборотным фондам, т.е. рентабельности общественного производства.

Сложившийся уровень рентабельности в среднем по общественному производству принимается за предел эффективности внедрения новой техники.

При неизменных объемах производства продукции величина годовой экономии от внедрения новой техники и организационно-технических мероприятий определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = (C_1 + E_n K_1) - (C_2 + E_n K_2).$$

При определении годового экономического эффекта фактор времени учитывается, когда капитальные вложения осуще-

ствляются в течение ряда лет, а также, если вследствие изменения режима работы объекта новой техники, текущие издержки и результаты производства существенно меняются по годам.

Фактор времени учитывается путем приведения к одному моменту времени (началу и концу расчетного периода) единовременных и текущих затрат на создание и внедрение новой и базовой техники и результатов их применения. Такое приведение выполняется умножением (делением) затрат и результатов соответствующего года на коэффициент приведения, определяемый по формуле:

$$\alpha_t = (1+E)^t,$$

где α_t — коэффициент приведения;

E — норматив приведения (0,1);

t — число лет, отделяющее затраты и результаты данного года от начала расчетного года.

Затраты и результаты, соответственно осуществляемые и получаемые до начала расчетного года, умножаются на коэффициент приведения, а после начала расчетного года делятся на этот коэффициент.

Приведение разновременных затрат и результатов производства используется только в расчетах годового экономического эффекта и не влияет на сметную стоимость объектов новой техники и другие плановые показатели.

Организационно-технические мероприятия обычно направлены на изменение объема производства и, как следствие, на снижение себестоимости продукции. Нельзя сравнивать себестоимость годового объема производства до и после проведения мероприятия, так как увеличение объема производства вызывает изменение себестоимости продукции за счет роста затрат, зависящих от объема производства (материалов, топлива, электроэнергии и т.д.). Тогда срок окупаемости дополнительных капи-

тальных вложений и коэффициент их сравнительной эффективности определяются по формулам:

$$T = \frac{K_2 - K_1}{(C_1^1 - C_2^1)Q_2}, \quad E = \frac{(C_1 - C_2)Q}{K_2 - K_1}.$$

Годовой экономический эффект в суммах от внедрения мероприятия выразится формулой:

$$\Xi = [(C_1^1 + E_K K_1^1) - (C_2^1 + E_K K_2^1)] Q_2,$$

где K_1^1 и K_2^1 — удельные капитальные вложения или производственные фонды на единицу продукции до и после проведения мероприятия, сум.

Если в результате мероприятия меняются качество и эксплуатационные свойства выпускаемой продукции, то эффективность данного мероприятия необходимо рассчитать с учетом эффекта у потребителя. Например, более тщательная подготовка нефти в НГДУ, требуя дополнительных капитальных вложений и эксплуатационных затрат, существенно сокращает расходы по транспорту нефти до НПЗ, обезвоживанию и обессоливанию на нефтеперерабатывающих заводах. Причем экономия на нефтеперерабатывающих заводах часто значительно превосходит дополнительные затраты нефтедобывающих предприятий. Для народного хозяйства мероприятия подобного рода эффективны. То же самое можно сказать о мероприятиях, обуславливающих изменение качества вырабатываемых топлив и масел, эффект от которых проявляется у потребителей этой продукции. Однако в ряде случаев при обосновании эффективности таких мероприятий отсутствуют данные, характеризующие прямой эффект у потребителя от применения продукции лучшего качества, и для получения этих данных требуется самостоятельное исследование. Тогда себестоимость продукции более высокого качества целесообразно определять по формуле:

$$C_{\kappa}^1 = (C^1 - C_c) / C_n,$$

где C^1_k — откорректированная себестоимость единицы продукции после внедрения мероприятия по повышению качества, сум;

C^1 — то же, до корректирования, сум;

C_c, C_n — оптовые цены единицы продукции прежнего и повышенного качества, сум.

Если повышение качества продукции не находит отражения в ценах, но можно определить увеличение срока ее службы или уменьшение удельного ее расхода по сравнению с расходом продукции прежнего качества при производстве единицы продукции или данного объема работ (например, расход долот на данный объем проходки), то корректировать себестоимость продукции более высокого качества можно следующим образом:

$$C^1_k = C^1 T_c / T_n; \quad C^1_k = C P_n / P_c,$$

где T_c и T_n — сроки службы продукции прежнего и повышенного качества, годы;

P_n и P_c — удельные расходы продукции прежнего и повышенного качества на производство единицы продукции или заданного объема работ, натуральные единицы.

После корректирования себестоимости продукции эффективность внедрения мероприятия рассчитывают обычным путем.

Для составления плана очередности внедрения мероприятий помимо расчета эффективности отдельных мероприятий необходимо определить влияние каждого из них на такие показатели деятельности предприятия, как производительность труда, себестоимость продукции.

Повышение производительности труда Π_n в масштабе предприятия за счет внедрения новой техники и организационно-технических мероприятий определяют по формуле:

$$\Pi_n = \Pi_{cp} \chi_m / \chi_n,$$

где $\Pi_{\text{ср}}$ – среднее повышение производительности труда от внедрения данного мероприятия, %;

$$\Pi_{\text{ср}} = [(\Pi_2 - \Pi_1) / \Pi_1] * 100;$$

$\Pi_{\text{м}}$ – среднесписочная численность рабочих (работающих) на участке, где внедряется данное мероприятие, чел.;

Π_1 и Π_2 – производительность труда на участке до и после внедрения мероприятия.

Снижение себестоимости продукции в масштабе всего предприятия $C_{\text{н}}$ за счет внедрения новой техники и организационно-технических мероприятий определяется следующим образом:

$$C_{\text{н}} = C_{\text{ср}} Q_{\text{м}} / Q_{\text{п}},$$

где $C_{\text{ср}}$ – среднее снижение (в %) себестоимости от внедрения данного мероприятия

$$C_{\text{ср}} = [(C_1 - C_2) / C_1] * 100;$$

$Q_{\text{м}}$ – объем производства продукции по участку, где внедряется данное мероприятие;

$Q_{\text{п}}$ – объем производства продукции по предприятию.

Вопросы для самопроверки

- 1) Что означает научно-технический прогресс?
- 2) При каких условиях оправдано внедрение в производство новой техники и технологии?
- 3) Как выглядит формула определения срока окупаемости капитальных вложений на мероприятие при внедрении новой техники и технологии?
- 4) Для чего применяется коэффициент приведения разновременных затрат?

Глава 7. Основы планирования развития нефтяной и газовой промышленности

Вопросы

- 7.1 Сущность, цели и задачи планирования развития нефтяной и газовой промышленности
- 7.2 Виды планов в нефтяной и газовой промышленности
- 7.3 Бизнес-план.
- 7.4 Порядок разработки планов развития нефтяной и газовой промышленности. Особенности и принципы планирования.

7.1 Сущность, цели и задачи планирования развития нефтяной и газовой промышленности

Планирование – это деятельность, заключающаяся в разработке и практическом осуществлении планов, определяющих будущее состояние экономической системы, путей, способов и средств его достижения.

С точки зрения предприятия, на микроэкономическом уровне планирование – это способ осуществления действия, основанный на сознательных, волевых решениях субъектов микроэкономики, механизм которой заменяет цены и рынок.

План – это то, что должен осуществить человек (группа людей) за определенный промежуток времени. Планирование является нормой любой предпринимательской деятельности. Основной целью планирования является мобилизация всех видов ресурсов предприятия для повышения его прибыли.

Планирование предусматривает решение стратегических и тактических задач, стоящих перед предприятием, независимо от его функциональной ориентации:

- организационно – управленческая и финансово – экономическая оценка состояния предприятия;

- выявление потенциальных возможностей предприятия, анализ сильных и слабых его сторон;

- формирование инвестиционных целей на планируемый период.

В планах обосновываются:

- общие и специфические детали функционирования предприятия в условиях рынка;

- выбор стратегии и тактики конкуренции;

- оценка финансовых, материальных, трудовых ресурсов, необходимых для достижения целей предприятия.

Планирование деятельности предприятия позволяет:

- осуществить четкую координацию усилий по достижению поставленных целей;

- руководителям конкретнее определить свои цели и пути их достижения;

- определить показатели деятельности предприятия, необходимые для последующего контроля;

- подготовить предприятие к внезапным изменениям рыночной конъюнктуры;

- четко формализовать обязанности и ответственность всех работников.

В любой отрасли экономики происходит множество технико-экономических процессов, различных по своей значимости для развития производительных сил. Они требуют своей экономической характеристики, изучения и контроля, ибо только на этой основе можно активно и со знанием дела вмешиваться в ход производственной деятельности предприятия, организации или отрасли в целом. Изучение и оценка многих производственных процессов не могут быть проведены непосредственно. Для этого необходимы соответствующие измерители.

Технико-экономические показатели и служат теми измерителями, в которых количественно (в форме абсолютных и относительных величин) проявляются состояние одной или нескольких сторон производственного процесса, развития производства в целом или отдельных его элементов, результаты отдельных производственных процессов или их совокупности и т.д.

Все стороны производства находятся в теснейшей внутренней закономерной взаимозависимости. Следовательно, их объективное познание и отражение в практике могут быть осуществлены только на основе показателей, имеющих такие же тесные взаимосвязи, как и сами производственные процессы.

Совокупность показателей образует единую систему, позволяющую дать целостную, связанную и всестороннюю картину состояния и развития производства. В общую систему входят различные по своему характеру показатели. Показатели, применяемые при планировании, учете и контроле за ходом выполнения планов, подразделяются на натуральные, стоимостные, количественные, качественные, утверждаемые и расчетные.

Натуральные показатели (тонны, метры, скважины и т.д.) широко используют при определении номенклатуры и объема продукции, установлении пропорций между производством и потреблением конкретных видов продукции.

Стоимостные показатели применяют для соизмерения затрат общественного труда с их результатами, для определения объема продукции в стоимостном выражении (валовая, товарная, реализуемая), себестоимости, прибыли, рентабельности и т.д.

Количественные показатели дают количественную характеристику объемам производства продукции и расходам трудовых и материальных ресурсов (число пробуренных скважин, численность работников, фонды оплаты труда и т.д.).

Качественные показатели характеризуют эффективность использования материальных, трудовых и денежных ресурсов. Важнейшими из этих показателей являются себестоимость продукции (работ), прибыль и рентабельность.

Утверждаемые показатели выражают основные задачи плана (например, объем реализуемой продукции).

Расчетные показатели служат для обоснования плановых заданий и имеют вспомогательное значение (например, скорость механического бурения, численность работников по категориям).

По своему составу система показателей не является строго постоянной. Ее содержание может меняться в зависимости от особенностей отрасли производства, а внутри отрасли – от задач, стоящих перед ней на данном этапе ее развития.

7.2 Виды планов в нефтяной и газовой промышленности

В период бывшего Союза нефтяная и газовая промышленность разрабатывала перспективные пятилетние, годовые, квартальные, месячные планы. При этом главными планами считались пятилетние и годовые планы.

Годовые планы назывались «техпромфинпланами». В настоящее время, в связи с проведенными в республике рыночными преобразованиями во всех сферах национальной экономики и ее либерализацией, состав, содержание, порядок утверждения планов полностью изменились.

По характеру решаемых задач и длительности планового периода различают перспективные планы (на 5, 10, 15 лет и более), текущие планы (на год, квартал, месяц) и оперативные планы.

Перспективные планы определяют главные направления развития экономики отрасли производства или предприятия. В

настоящее время основной формой планирования является пятилетний план с распределением важнейших заданий по годам.

Текущие планы конкретизируют задания перспективного плана на соответствующий период. В текущих планах отражаются также резервы производства, выявляемые в процессе текущего анализа деятельности предприятий.

Постоянная и тесная связь перспективных и текущих планов обеспечивает непрерывность процесса планирования, что имеет большое значение для организации бесперебойной работы предприятий и полного использования резервов производства.

В последнее время на предприятиях вышеуказанные пятилетние и годовые планы (ранее называвшиеся «техпромфин-планами») стали называть бизнес-планом. Это связано с вхождением в рыночную систему развития.

Оперативные планы разрабатываются в целях обеспечения перекрытия допущенного в предыдущие периоды отставания от намеченных плановых показателей или в других аномальных ситуациях. Оперативные планы бывают недельными, декадными и месячными.

Существуют две формы планирования деятельности предприятия в условиях рынка:

- 1) планирование деятельности на рынке;
- 2) внутрисистемное планирование.

Как правило, эти аспекты планирования взаимосвязаны.

Необходимо отметить, что по-настоящему планирование может быть рациональным только тогда, когда отношения предприятия с контрагентами на рынке носят не случайный и разовый характер, а приобретают устойчивый и долговременный характер.

7.3 Бизнес-план.

Бизнес-план дает объективное представление о возможностях развития производства, способах продвижения товаров на рынок, ценах, возможные прибыли, основных финансово-экономических результатах деятельности предприятия, определяет зоны риска, предлагает пути их снижения. Бизнес-план используется независимо от сферы деятельности, масштабов, собственности и организационно-правовой формы предприятия. В нем решаются как внутренние задачи, связанные с управлением предприятием, так и внешние, обусловленные установлением контактов и взаимоотношений с другими предприятиями и организациями.

Таким образом, грамотно разработанный бизнес-план предприятия является существенным преимуществом уже на первых этапах его формирования и развития.

План бизнеса используют и как инструмент проведения деловых переговоров. При подготовке плана предприниматель должен конкретно указать, что он хочет получить от заимодавца или инвестора, но и ясно показать, что он готов отдать.

Не будет преувеличением назвать бизнес-план основой управления не только коммерческим проектом, но и самим предприятием. Благодаря бизнес-плану у руководства появляется возможность взглянуть на собственное предприятие как бы со стороны. Сам процесс разработки бизнес-плана, включающего детальный анализ экономических и организационных вопросов, заставляет мобилизоваться. Целью бизнес-плана может быть получение кредита или привлечение инвестиций, определение стратегических и тактических ориентиров предприятия и др.

Бизнес-план финансово-хозяйственной деятельности предприятия является основным инструментом планирования.

Бизнес-план – это план осуществления бизнес-операции, действий предприятия, содержащий сведения о предприятии,

товаре, его производстве, рынках сбыта, маркетинге, организации операций и их эффективности.

Особое место в бизнес – плане принадлежит финансовой оценке результатов деятельности предприятия, расчету потока денег, анализу прогнозируемых коэффициентов эффективности финансовых показателей, расчету внутренней ставки доходности, сроку окупаемости вкладываемых денег и оценке рисков по новым проектам. При анализе рисков учитывают всевозможные не предвиденные случаи, не зависящие от предприятия. Это – увеличение цены на сырье, материалы и энергоносители, снижение цен производимого товара на рынке сбыта, политические риски и др.

Цель разработки бизнес-плана – спланировать хозяйственную деятельность предприятия на ближайший и отдаленный периоды в соответствии с потребностями рынка и возможностями получения необходимых ресурсов.

Задачами бизнес-плана являются:

- сформулировать долговременные и краткосрочные цели предприятия, стратегию и тактику их достижения;
- определить конкретные направления деятельности предприятия, целевые рынки и место предприятия на этих рынках;
- выбрать ассортимент и определить показатели товаров и услуг, которые будут предложены предприятием потребителям;
- оценить производственные и непроизводственные издержки;
- определить состав маркетинговых мероприятий по изучению рынка, стимулированию продаж, ценообразованию и т.п.;
- оценить финансовое положение предприятия и соответствие имеющихся финансовых и материальных ресурсов возможностям достижения поставленных целей и т.д.

Бизнес-план выполняет следующие основные функции, а именно:

- 1) является инструментом, с помощью которого руководитель предприятия может оценить фактические результаты деятельности за определенный период;
- 2) может быть использован для разработки концепции осуществления деятельности предприятия в перспективе;
- 3) является инструментом добывания финансовых ресурсов;
- 4) представляет собой инструмент реализации стратегии предприятия.

Таким образом, бизнес-план позволяет проанализировать возможности деятельности предприятия и обосновать выбор приоритетных целей, т.е. определить стратегию функционирования предприятия.

В зависимости от рыночной ситуации и цели составления бизнес-планы могут быть различны. Вследствие этого бизнес-планы по объектам бизнеса можно классифицировать в соответствии со схемой (рис. 3).

Бизнес-планы разрабатываются в различных модификациях в зависимости от назначения: по бизнес-линиям (продукция, работы, услуги, технические решения), по предприятию в целом (новому или уже действующему). Бизнес-план может быть нацелен как на развитие предприятия, так и на его финансовое оздоровление. Также может планироваться деятельность всего предприятия или его отдельного подразделения.

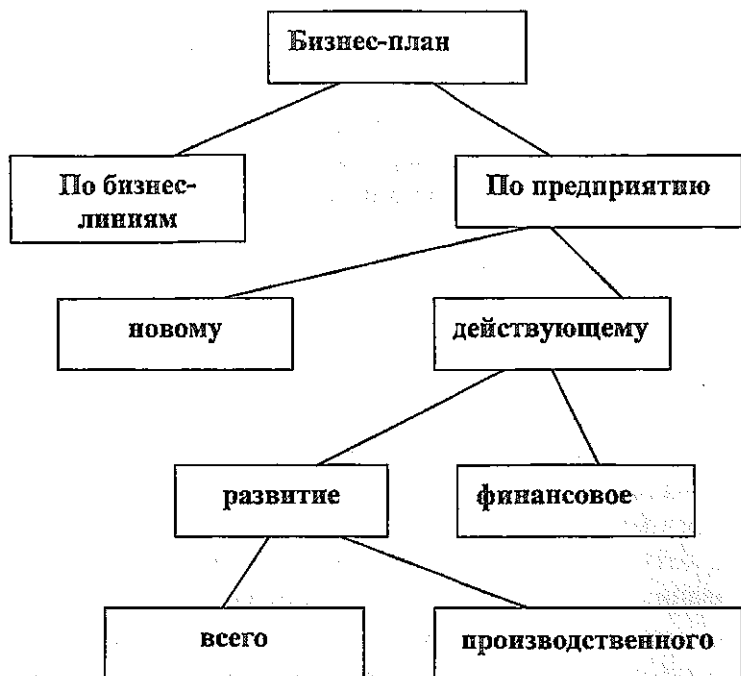


Рис. 3. Классификация бизнес-планов по объектам бизнеса.

7.4 Порядок разработки планов развития нефтяной и газовой промышленности. Особенности и принципы планирования

Разработка планов, какими бы они ни были и как бы они ни назывались (перспективными, пятилетними, годовыми с одной стороны, оперативными, бизнес-планами – с другой стороны), - процесс очень важный и сложный. К разработке всех видов планов следует подходить комплексно, грамотно. План должен быть научно обоснован. Он должен быть напряженным, но выполнимым. В нем должны быть учтены все аспекты деятельности предприятия. Особенно в рыночных условиях необ-

ходимо учитывать спрос и реализацию, т.е. тщательно изучать и анализировать рынок сбыта. Не следует забывать особенности других участников этого рынка, их возможности.

Как правило, руководитель предприятия издает приказ о разработке проекта плана (слово «план» принято называть «прогнозом», хотя от этого суть вопроса не меняется), устанавливает сроки, ответственных за конкретные разделы плана и общую ответственность возлагает на одного из своих заместителей. В разработке планов участвуют все основные отделы и крупные специалисты предприятия.

Все разделы плана должны быть взаимосвязаны между собой.

Важная роль в системе планирования принадлежит экономическому анализу. Экономический анализ — это изучение соответствующими методами и приемами различных сторон производственно-хозяйственной деятельности для выявления, оценки и использования внутрипроизводственных резервов.

Планирование исходит из глубокого и всестороннего анализа достигнутого уровня развития производства, широкого использования опыта работы за прошлый период. В процессе анализа итогов работы за прошлый период и в ходе выполнения плана вскрываются внутрипроизводственные диспропорции, принимаются меры по разработке планов, обеспечивающих слаженное развитие отдельных производств и наиболее полное использование имеющихся резервов.

Систематический экономический анализ способствует внедрению на предприятиях научной организации производства и труда, позволяет изыскать новые источники для повышения производительности труда, снижения себестоимости продукции, улучшения использования производственных фондов, содействует техническому прогрессу и распределению передового производственного опыта.

При проведении аналитической работы могут применяться различные методы исследования технико-экономических показателей. Наиболее важное значение имеют: сравнение показателей, расчленение общих показателей на составные части, группировки и обобщение показателей, элиминирование, балансовый и корреляционный методы.

1. Сравнение показателей наиболее широко применяется в процессе анализа. Достигнутые показатели целесообразно сравнить с показателями соответствующего периода предыдущего года; с плановыми показателями; с показателями передовых родственных предприятий; с лучшими и средними показателями своего предприятия и т.д.

2. Расчленение общих показателей на составные части позволяет глубже исследовать хозяйственные процессы и дать правильную оценку общих результатов с учетом места и времени совершения отдельных хозяйственных операций. Например, анализируя производительность труда, важно знать, изменялась ли она в отдельные периоды не только по предприятию, но и его подразделениям и каково влияние подразделений на общие результаты.

3. Метод группировок при экономическом анализе позволяет вскрывать сложные взаимосвязи и взаимозависимости между отдельными факторами и технико-экономическими показателями. Так, например, сгруппировав предприятия по стоимости основных производственных фондов и подсчитав по каждой группе выработку на одного работника, можно определить, как изменяется выработка с увеличением размеров предприятий.

4. Метод элиминирования заключается в последовательном изучении влияния отдельных факторов на тот или иной экономический показатель. При применении этого метода один из факторов рассматривается как переменный, а остальные условно считаются неизменными.

5. Комплексная оценка факторов, обуславливающих тот или иной показатель, достигается применением балансового метода. Балансы позволяют получать данные для определения всей совокупности резервов на том или ином участке производственной деятельности (например, баланс календарного времени работы буровой установки, бухгалтерский баланс и др.).

6. Применение корреляционного метода дает возможность выяснить, какое влияние оказывает один фактор на другой (при прочих средних условиях), если между ними существует корреляционная зависимость (например, зависимость между производительностью труда рабочих и их стажем и др.).

Планирование геологоразведочных работ. Основные задачи плана геологоразведочных работ следующие: создание резерва разведанных запасов нефти и газа, обеспечивающих развитие нефтяной и газовой промышленности в соответствии с потребностями экономики и этим самым способствующего дальнейшему росту производительных сил страны и их рациональному размещению; обеспечение всестороннего изучения геологического строения эксплуатируемых месторождений нефти и газа с целью выбора эффективных систем их разработки; непрерывное улучшение экономических показателей работы геологоразведочных предприятий на базе технического прогресса, внедрение новых методов разведки, а также выявления и использования внутренних резервов производства.

В геологоразведочном процессе по целенаправленности, задачам, детальности работ и степени приближенности оценки исследуемых объектов выделяются два этапа: поисковый и разведочный. Этапы подразделяются на стадии. На поисковом этапе выделяются три стадии: 1) региональные геолого-геофизические работы; 2) подготовка площадей на поисковое бурение; 3) поиски нефтяных и газовых залежей. На разведочном этапе выделяются две стадии: 4) детальная разведка нефтя-

ных и газовых месторождений; 5) доразведка отдельных залежей нефти и газа.

На первой стадии геологоразведочного процесса осуществляются предварительные поиски районов, благоприятных в структурно-тектоническом отношении для обнаружения месторождений нефти и газа; изучаются общие черты глубинного геологического строения и оцениваются перспективы нефтегазоносности районов; выделяются возможные зоны нефтегазонакопления; определяются и уточняются прогнозные запасы нефти и газа по категориям D_2 и D_1 . на второй стадии выявляются перспективные на нефть и газ площади; осуществляется подготовка этих площадей под глубокое бурение и определение запасов нефти и газа по категориям D_1 и C_2 . На третьей стадии ведутся детальные поиски с целью открытия месторождений (залежей) нефти и газа с оценкой запасов по категориям C_2 и C_1 . На четвертой стадии осуществляется подготовка месторождений к разработке: уточняются основные контуры залежей нефти и газа, мощность и степень неоднородности продуктивных пластов; изучаются параметры коллекторов, пластовой нефти, газа и воды; составляются технологические схемы разработки залежей нефти и газа; подсчитываются запасы этих полезных ископаемых по категориям C_1 , В и А. На последней, пятой стадии геологоразведочного процесса, ведется доразведка или эксплуатационная разведка во время разработки отдельных залежей с целью уточнения запасов нефти и газа категорий В и А, размеров залежей, изучения параметров коллекторов, составления проектов разработки месторождений.

Эффективность геологоразведочных работ обусловлена выбором пропорций не только между объемами работ отдельных стадий геологоразведочного процесса, но и между отдельными методами разведки. В настоящее время наиболее важные задачи поисков и разведки нефти и газа разрешаются по данным глубокого разведочного бурения, т.е. наиболее трудоемко и материа-

лоемкого метода разведки. Более 65% всех средств, направляемых в геологоразведочные работы, приходится на этот метод разведки. В процессе планирования геологоразведочных работ необходимо ориентировать геологоразведочные предприятия на выбор таких комплексов методов разведки и соотношений между отдельными методами разведки, при которых возможно было бы решать всю совокупность геологических задач с учетом конкретных условий того или иного района при минимальных объемах глубокого разведочного бурения. Особое значение при этом имеет развитие геофизических методов разведки.

При планировании геологоразведочных работ большое внимание уделяется обеспечению требуемого прироста запасов нефти и газа. Открытые запасы нефти и газа – конечная продукция геологоразведочных предприятий. По степени изученности запасы подразделяются на категории А, В, С₁, С₂ и прогнозные запасы.

Категория А – запасы изучены с детальностью, обеспечивающей определение всех параметров, необходимых для организации рациональной эксплуатации месторождений нефти (газа). Для запасов этой категории должны быть известны условия залегания, характер изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, качественный и количественный состав нефти и газа. Запасы категории А подсчитываются в процессе разработки месторождений (залежи).

Категория В – запасы на площади, промышленная нефтегазоносность которых доказана. Для запасов этой категории должны быть известны все параметры, необходимые для проектирования разработки месторождения (залежи).

Категория С₁ – запасы месторождений (залежей), нефтегазоносность которых установлена на основании получения промышленных притоков нефти (газа) в отдельных скважинах и благоприятных промыслово-геофизических данных в ряде дру-

гих скважин; условия разработки месторождений изучены предварительно.

Категория C_2 – запасы в отдельных неразведанных полях, тектонических блоках и пластах изученных месторождений, подсчитанные на основе благоприятных геолого-геофизических данных, а также запасы в новых структурах, расположенных в пределах нефтегазоносных районов, оконтуренных проверенными для данного района геолого-геофизическими методами разведки.

Прогнозные запасы – запасы площадей с предполагаемой нефтегазоносностью, установленной на основе общего геологического анализа распространения фаций и горизонтов, благоприятных для нефтегазонакопления.

По промышленной ценности запасы нефти и газа подразделяются на две группы – балансовые и забалансовые. Балансовые запасы полностью соответствуют промышленным требованиям и их экономически целесообразно использовать при современном уровне развития техники и технологии добычи нефти и газа. К забалансовым относятся запасы, которые не вводятся в разработку в данное время вследствие экономической нецелесообразности (ограниченного размера запасов, низкого качества нефти и газа, малой производительности скважин, особой сложности эксплуатации и т.д.). Обязательным условием отнесения запасов к группе забалансовых является возможность их использования в будущем (при более высоком уровне техники и технологии разработки месторождений). Балансовые запасы часто называют промышленными запасами, а забалансовые – непромышленными. В балансовых запасах выделяют извлекаемые запасы, т.е. запасы, которые можно извлечь из недр при наиболее полном использовании возможностей современной техники и применении прогрессивной системы и технологии разработки месторождений. Отношение извлекаемых запасов к балансовым называется коэффициентом нефтеизвлечения (газоизвлечения).

Значение отдельных категорий балансовых запасов при планировании развития нефтегазодобывающей промышленности определяется исходя из следующих положений.

Объем добычи нефти и газа их действующих и новых эксплуатационных скважин планируется на основании запасов категории А; капитальные вложения в промышленное строительство на основании запасов категорий А+В; капитальные вложения в разработку месторождений, в промышленное строительство на основании запасов категорий А+В+С₁. Запасы категории С₂ и прогнозные запасы служат для обоснования перспективных планов развития нефтегазодобывающей промышленности и направлений детальных геологоразведочных работ.

Общее количество запасов, имеющихся на начало планируемого периода и подготавливаемых на протяжении этого периода, должно обеспечивать: поддержание добычи нефти (газа) на уровне, достигнутом на начало периода, что требует воспроизводства запасов, по количеству равных запасам месторождений, эксплуатация которых заканчивается в течение планируемого периода; прирост добычи нефти (газа) в планируемом периоде; поддержание добычи нефти (газа) в последующем периоде на уровне, предусматриваемом на конец планируемого периода; прирост добычи нефти (газа) в последующем за планируемым периоде. Наиболее важными факторами, предопределяющими общее количество запасов по категориям, а также соотношение между ними и текущей добычей нефти и газа, является время, требующееся для открытия и подготовки к разработке месторождений, отбор запасов при эксплуатации месторождений и установленная добыча нефти (газа).

Расчет потребности в запасах нефти (газа) для обеспечения установленной добычи этих полезных ископаемых создает исходную базу для определения прироста запасов в планируемом периоде.

Путем деления запланированного прироста запасов по категориям на долю запасов нефти (газа) соответствующих категорий, приходящуюся на 1 м проходки или на одну разведочную скважину (удельный прирост запасов), определяется объем поискового и разведочного бурения (метры проходки и число разведочных скважин). Рациональный удельный прирост запасов устанавливается на основе анализа эффективности геологоразведочных работ за прошедшие годы. Одновременно в процессе анализа на основе тщательного изучения карт нефтегазоносности и технико-экономических условий ведения геологоразведочных работ (географическое положение и доступность районов, глубина залегания залежей, сложность бурения, наличие энергии и др.) обосновывается выбор первоочередных объектов разведки, разрабатываются рациональные комплексы методов разведки, определяются рациональные соотношения между объектами (структурами), находящимися в разведочном бурении, объектами, выявляемыми и подготовляемыми к разведочному бурению, а также объемы геологоразведочных работ в денежном выражении.

Планирование буровых работ. Главная задача планирования бурения нефтяных и газовых скважин — обеспечение намечаемых темпов роста добычи нефти и газа в планируемый период времени, а также необходимого прироста запасов этих полезных ископаемых по стране в целом, своевременный ввод месторождений в разработку. Размещение и очередность строительства отдельных скважин на площади должны планироваться так, чтобы эффективность буровых работ была максимальной, т.е. заданный объем прироста добычи нефти из новых скважин обеспечивался минимальными затратами труда и средств на бурение.

Инвестиции на строительство скважин составляют около одной трети всех вложений при разработке нефтяных месторождений, амортизация скважин — около 30–40% и более себе-

стоимости добычи нефти и газа. Поэтому экономия средств при бурении нового фонда скважин – задача огромной народнохозяйственной важности, которая должна решаться на всех этапах разведки и разработки месторождений. Большая роль в решении этой задачи принадлежит планированию.

Развитие техники и технологии разработки месторождений позволяет наращивать добычу нефти все с меньшим объемом буровых работ. Законтурное и внутриконтурное заводнение, бурение горизонтальных скважин, одновременная эксплуатация нескольких пластов одной скважиной позволяют получать повышенные отборы нефти уменьшенным числом скважин. Увеличению добычи нефти и, в конечном счете, уменьшению объема эксплуатационного бурения способствует внедрение гидроразрыва пласта, термохимических обработок скважин и других методов воздействия на призабойную зону.

Следовательно, прежде чем определить объемы и другие показатели буровых работ необходимо проанализировать и установить возможности обеспечения добычи нефти на основе факторов, не требующих бурения. Лишь после этого планируется добыча нефти из вновь построенных скважин, обосновываются объемы проходки по целям бурения, их территориальное размещение в зависимости от перспективности месторождений, устанавливаются плановые скорости бурения и другие показатели строительства скважин.

План буровых работ включается в состав бизнес-плана нефтяной и газовой промышленности.

Проходку по целям определяют исходя из числа скважин и их средней глубины. Для отражения конкретных условий добычи нефти расчеты проводят также по отдельным месторождениям. Объем проходки определяют следующим образом:

$$H_0 = \frac{\Delta Q_{пл} h_{ср}}{\Delta q_{пл}},$$

где N_0 – общий объем буровых работ, м; $\Delta Q_{пл}$ – прирост добычи нефти (для разведочного бурения прирост запасов нефти) на планируемый период, т; $\Delta q_{пл}$ – то же в среднем на одну скважину, т; $h_{ср}$ – средняя глубина скважин, м.

Детально планируют буровые работы и подробно обосновывают объемы и темпы бурения с учетом особенностей технологии и техники добычи нефти и газа на каждом конкретном месторождении, а также состояния залежи.

В проекте разработки залежи объемы бурения определяют на основании проектных данных. Для различных стадий разработки месторождений и пластов в проектах предусмотрены такие данные, как размещение скважин, расстояние между рядами и скважинами, глубина бурения и т.д. Эти данные после внесения в них поправок, с учетом результатов разработки и служат исходными для планирования строительства эксплуатационных и нагнетательных скважин по месторождению (пласту).

При вводе в планируемом году в разработку нового пласта объем буровых работ, очередность и сроки строительства отдельных скважин принимаются строго по технологическому проекту разработки этого пласта. Это же условие должно быть положено в основу планирования буровых работ и в случае, если пласт введен в эксплуатацию в прошлые годы.

Если месторождение разрабатывается давно, то объемы буровых работ зависят от необходимости ввода в эксплуатацию последующих рядов эксплуатационных скважин, а также нагнетательных, когда для закачки воды нельзя использовать вышедшие из строя эксплуатационные скважины.

На месторождении, полностью разбуренном в соответствии с проектом его разработки, объем буровых работ планируют, лишь когда для интенсификации добычи нефти на этом месторождении требуется уплотнение сетки скважин.

Планирование объема бурения по старым и новым месторождениям, которые в силу сложившихся условий разрабатываются без проекта, ведут на основе заданий по приросту добычи нефти, годовой производительности скважин, вводимых из бурения, и глубины залегания продуктивных горизонтов. Для определения добычи по новым скважинам из общего объема нефти, предусмотренного планом, вычитают добычу, которая обеспечивается наличным фондом скважин на месторождении.

Допустим, что из новых скважин необходимо добыть 650 тыс. т нефти. Плановые расчеты сводятся к тому, чтобы определить наиболее эффективные пути получения этой нефти с учетом того, что она может быть добыта из различных пластов и месторождений.

Для отбора 650 тыс. т нефти потребуются различные объемы буровых работ в зависимости от глубины бурения, крепости пород и продуктивности скважин.

Следовательно, необходимо выбрать вариант, который бы обеспечил заданный объем добычи с минимальными объемом буровых работ и затратами средств на строительство скважин.

При определении объемов бурения по месторождениям и пластам учитывается число скважино-точек, которые можно бурить в планируемом году, а также качество нефти.

Буровые работы планируются с применением системы показателей.

Для измерения и планирования объема выполненных работ применяются натуральные и стоимостные показатели.

Основным натуральным показателем произведенной буровыми предприятиями продукции является число скважин, законченных бурением и испытанием. Испытанная на продуктивность и готовая к реализации заказчику скважина представляет собой завершенную продукцию бурового предприятия. Однако поскольку скважины строятся в различных природных условиях

(глубина бурения, крепость пород, наличие зон осложнения и т.д.) и с различными целями (эксплуатационные скважины, разведочные, нагнетательные), обуславливающими различные затраты времени на бурение одной скважины, этот показатель часто недостаточно полно отражает объем выполняемых работ. Поэтому наряду с ним применяется другой натуральный измеритель — проходка, т.е. суммарная глубина скважин на конец периода за вычетом глубины этих же скважин на начало периода независимо от степени их защищенности. Он дает возможность измерить объем работ за любой отрезок времени по любому числу скважин. Этот показатель также не лишен недостатков, поскольку 1 м проходки, например, в крепких породах неравноценен по трудоемкости бурения 1 м в мягких породах, бурение 1 м проходки на большой глубине требует значительно больших затрат времени, чем в верхних горизонтах, и т.д. Это делает несопоставимыми объемы бурения, выраженные в метрах проходки и выполненные на площадях с различными природными условиями бурения.

Чтобы несколько сгладить этот недостаток, проходку планируют и учитывают по целям бурения, назначению скважин, по площадям и видам бурения.

Объем работ в бурении измеряется и в денежном выражении, что позволяет учесть в объеме производства не только продукцию основных цехов, но и вспомогательных. Этот показатель отражает также различие в трудоемкости строительства скважин в разнообразных природных условиях.

В экономике и планировании буровых работ широко применяются показатели механической, рейсовой, технической, коммерческой и цикловой скоростей бурения, которые отражают комплекс работ цикла строительства скважин (табл.6).

Механическая скорость проходки v_m (в м/ч) определяется делением числа метров проходки H по скважине (или группе скважин) на время механического бурения t_m

$$v_M = H/t_M.$$

Рейсовая скорость проходки v_p (в м/ч) представляет собой отношение числа метров проходки H по скважине (или группе скважин) к суммарным затратам времени на механическое бурение t_M и спускоподъемные операции $t_{сп}$.

$$v_p = H/(t_M + t_{сп}).$$

Если механическая скорость характеризует интенсивность разрушения горных пород, то рейсовая – эффективность работ по спуску и подъему бурового инструмента.

Таблица 6

Состав цикла бурения скважины

Продолжительность цикла Тс	Подготовительные работы к строительству буровой – Тп			
	Строительство вышки и привышечных сооружений – Тс			
	Монтаж бурового и энергетического оборудования – Тм			
	Задел – Тз			
	Подготовительные работы к бурению – Тп.б.			
	Продолжительность бурения скважины Тб	I. Произ- води- тельное время	Механическое бурение тм	Продолжительность технически необхо- димых видов работ
			Спуско-подъемные операции тсп	
			Вспомогательные работы тв	
			Крепление скважины тк	
		II.	Ремонтные работы тр	
		III.	Ликвидация осложнений тл.о	
		IV. Непро- из- водитель- ное время	Ликвидация аварий тл.а	
			Организационные простои то.п	
Испытание скважины Ти				
Демонтаж буровой Тд				

В этом показателе отражается эффективность наиболее важных процессов бурения скважин — темпы разрушения горных пород на различных глубинах, работа долот, интенсивность спуска и подъема инструмента и т.д. Рейсовая скорость теснейшим образом связана с проходкой на долото.

Проходка на долото — число метров, пробуренных одним долотом до полного его износа на забое. Средняя проходка на долото определяется делением общей проходки на число израсходованных долот.

Техническая скорость бурения v_T определяется отношением числа метров проходки H по скважине (или группе скважин) к суммарным затратам времени на выполнение комплекса технически необходимых работ T_T , выраженным в станко-месяцах (станко-месяц — это условная единица измерения времени в бурении, равная 720 станко-часам или 30 станко-суткам).

$$v_T = H/T_T.$$

Техническая скорость характеризует эффективность всех технически необходимых видов работ по бурению скважин: механического бурения, спуско-подъемных операций, наращивания инструмента, комплекса вспомогательных работ, крепления скважин, ремонтных работ и работ по предотвращению осложнений.

Коммерческая скорость бурения v_K — это отношение числа метров проходки H по скважине (или группе скважин) к общим затратам времени бурения T_6 , выраженным в станко-месяцах.

$$v_K = H/T_6.$$

Время бурения включает время, не только полезно израсходованное на выполнение различного вида работ, но и потерянное по различным причинам. Поэтому коммерческая (общая) скорость дает более всестороннюю характеристику процесса бурения, чем рассмотренные выше. Она отражает не только тех-

нические и технологические факторы, но и уровень организационной работы буровой бригады, участка, предприятия и отрасли в целом.

В экономической работе на предприятии этот показатель применяется в планировании степени использования буровой техники и буровых бригад, определении ряда плановых затрат на бурение скважин, сроков ввода в действие буримых скважин, планирования потребности в материально-технических средствах и кадрах и т.д.

Цикловая скорость $v_{ц}$ характеризует темпы работ с начала строительства скважины до завершения всех работ. Она определяется делением проходки H в метрах по скважине (или группе скважин) на общее количество станко-месяцев цикла строительства $T_{ц}$

$$v_{ц} = H/T_{ц}.$$

В цикл $T_{ц}$ включаются продолжительность подготовительных работ, монтажно-демонтажных работ, бурения, испытания или опробования скважин, а также перемещение установки с точки на точку в пределах одной площадки.

Для характеристики планового использования буровых бригад можно воспользоваться показателем их занятости, а для планирования и анализа нагрузки буровых установок – коэффициентами экстенсивного и интенсивного их использования, а также показателем производительности установок. Темпы и эффективность вышкомонтажных работ и использование вышкомонтажных бригад отражаются в показателях длительности сооружения одной буровой, числе построенных буровых одной бригадой и коэффициентом задела вышкомонтажных работ.

В рамках предприятия (УБР) основным плановым документом выступает план-график строительства скважин, в котором обосновываются объемы эксплуатационного и разведочного бу-

рения с увязкой их со сроками строительства скважин. Объем реализации в бурении в подавляющей своей части состоит из реализованных заказчику скважин, оцененных по сметной стоимости.

Планирование добычи нефти и газа. При разработке планов развития добычи нефти исходными данными служат потребности всех отраслей экономики страны в газе и продуктах переработки нефти, а также потребности экспорта продукции переработки нефти и газа.

В планировании производства и реализации продукции применяют целую систему показателей. Одни из них выступают в качестве измерителей объема производства и реализации, другие характеризуют фонд скважин, его движение в течение планового периода, продолжительность работы и простоев скважин, их производительность и т.д.

Одним из важнейших показателей является *объем реализуемой продукции* Q_p , характеризующий итоги работы предприятий по сбыту их продукции. Реализованной считается продукция, оплаченная покупателем. К ней относятся товарная нефть, природный и попутный газ, нестабильный бензин, работы и услуги промышленного характера, выполняемые цехами для сторонних организаций и предприятий, а также для своего капитального строительства и ремонта, бурения, и для непромышленных нужд. Реализованную продукцию определяют в ценностном выражении по действующим ценам. Работы и услуги оценивают по отпускным ценам, согласованным с потребителями. Подавляющая часть реализации (90-97%) приходится на нефть и газ.

Объем реализации продукции Q_p можно представить следующей формулой:

$$Q_p = Z_H + C_{HO} + C_{HY} + C_{nl} - Z_K - C_{II},$$

где Z_H — запас нефти на начало планируемого года; C_H — стоимость нефти, газа, услуг, сданных потребителям на начало планируемого года, но неоплаченных (не наступил срок платежа); C_{HY} — стоимость нефти, газа, услуг, не оплаченных потребителем в установленные сроки; $C_{Пл}$ — стоимость товарной продукции по плану; Z_K — запас нефти, проектируемый на конец планируемого года; C_P — стоимость нефти, газа, услуг, сданных по состоянию на конец планируемого года, но подлежащих оплате в следующем году. Z_H , Z_K , $C_{Пл}$, C_P — оцениваются в оптовых ценах планового года, а C_{HY} , $C_{H.O.}$ — в оптовых ценах предшествующего года.

Плановый и фактический объемы производства продукции измеряются в натуральном и денежном выражениях.

К натуральным показателям относятся:

- а) количество добытой нефти Q_H , т;
- б) количество добытого и полезно использованного (утилизированного) газа Q_G , тыс. м³;

в) валовая добыча нефти и газа Q_B , т. Этот показатель включает всю добычу нефти Q_H и газа Q_G . При этом газ пересчитывают из объемного в весовое измерение Q_G умножением Q_G на величину переводного коэффициента k_n , определяемого из выражения

$$k_n = \frac{\rho_G \rho_B R}{R'}$$

где ρ_G — относительная плотность добытого газа (при плотности воздуха, равной единице); ρ_B — плотность воздуха, кг/м³ (величина постоянная, равная 1,293); R — калорийность добытого газа, кал/кг; R' — калорийность условного газа, кал/кг (величина постоянная, равная 10000).

Расход нефти и газа на собственные нужды добывающего предприятия называется нетоварным расходом $R_{нт}$.

Если из валовой добычи Q_B вычесть нетоварный расход P_{HT} , то получим товарную добычу нефти и газа Q_T :

г) товарная добыча нефти и газа представляет собой количество нефти и газа в тоннах, предназначенное к сдаче (или сданное) сторонним потребителям в переработку Q_C и другим потребителям (жилищно-коммунальным, буровым предприятиям и т.д.) для их использования в качестве топлива и для других целей P_T . На объем товарной продукции влияет изменение остатков (запасов) нефти и газа в хранилищах с $З_H$ в начале года до $З_K$ в конце, т.е.

$$Q_T = Q_C + P_T + (З_H - З_K) = Q_B - P_{HT} + (З_H + З_K).$$

К показателям объема производства в денежном выражении относятся товарная и валовая продукции.

Товарная продукция в денежном выражении включает товарную добычу нефти и газа в денежной оценке (по действующим ценам предприятия) и стоимость работ и услуг, оказанных предприятиям на сторону и своему капитальному строительству и ремонту.

Добыча нефти и газа зависит, прежде всего, от числа (фонда) скважин и степени его использования.

Основная часть скважин — эксплуатационный фонд, состоящий из действующих и бездействующих скважин.

Действующий фонд включает работающие (дающие продукцию) скважины и те простаивающие скважины, которые хотя бы в течение нескольких часов работали и давали продукцию в последнем месяце отчетного периода. К бездействующему фонду относятся скважины, не работающие (не давшие продукцию) в последнем месяце отчетного периода.

Для планирования и анализа использования эксплуатационного фонда скважин во времени применяют два показателя: коэффициент использования скважин и коэффициент эксплуата-

ции. При этом время работы и простоя скважин планируют и учитывают в скважино-часах, скважино-днях и скважино-месяцах.

Скважино-месяц – это условная единица измерения времени работы и простоев, равная 720 скважино-часам и 30 скважино-дням. Различают скважино-месяцы, числившиеся по эксплуатационному и действующему фондам скважин, и скважино-месяцы эксплуатации (отработанные).

Скважино-месяцы, числившиеся по эксплуатационному фонду скважин $C_{\text{ч}}$ характеризуют суммарное календарное время, в течение которого скважины числились в эксплуатационном фонде (в действии и бездействии).

Скважино-месяцы, числящиеся по действующему фонду скважин $C_{\text{ч.д}}$ характеризуют суммарный календарный фонд времени действующих скважин.

Скважино-месяцы эксплуатации (отработанные) $C_{\text{э}}$ характеризуют суммарное время работы действующих скважин, т.е. время, в течение которого скважины дают продукцию. Время накопления жидкости при периодической эксплуатации относится к рабочему времени.

Коэффициент использования эксплуатационного фонда скважин $K_{\text{и}}$ – отношение суммарного времени работы скважин, выраженного в скважино-месяцах (скважино-днях или скважино-часах), к суммарному календарному времени эксплуатационного фонда скважин, выраженного в тех же единицах:

$$k_{\text{и}} = \frac{C_{\text{э}}}{C_{\text{ч.э}}}$$

Коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин $K_{\text{э}}$ – это отношение суммарного времени работы скважин, выраженного в скважино-месяцах (скважино-днях или скважино-

часах), к суммарному календарному времени по действующему фонду скважин, выраженному в тех же единицах, т.е.:

$$k_3 = \frac{C_3}{C_{ч.д.}}$$

Коэффициент эксплуатации характеризует степень использования во времени наиболее активной части фонда скважин. Поэтому этот показатель имеет наиболее важное значение при планировании и анализе результатов работы нефтегазодобывающих предприятий.

Интенсивность отбора нефти характеризуют дебиты скважин. Различают дебиты среднесуточные и среднемесячные, причем последние определяются по отношению к скважино-месяцам отработанным и скважино-месяцам, числящимся по действующему фонду скважин.

Среднесуточный дебит скважин (одной или группы) — это среднее количество тонн нефти (тыс. м³ газа), добытое за сутки непрерывной работы скважины (скважин). Он определяется отношением общей добычи нефти (газа) к числу скважино-суток, отработанных скважиной (или группой) за один и тот же период времени.

Среднемесячный дебит на отработанный скважино-месяц исчисляется отношением общей добычи нефти (газа) к числу отработанных скважино-месяцев (или числящихся по действующему фонду) за одно и то же время.

Для технико-экономического обоснования плана добычи нефти и газа исключительно большую роль играют показатели работы скважин. Планирование показателей работы скважин зависит от многих условий, главным из которых является наличие заранее составленного проекта разработки месторождения. В проекте нефтяной пласт и пробуренные на него скважины рассматриваются как общая гидродинамическая система с ха-

рактерными для нее научно обоснованными показателями эксплуатации. Проектные данные служат в качестве исходных при составлении плана использования фонда скважин, а отсюда и объема добычи нефти и газа.

Если месторождение разрабатывают без проекта, за основу планирования принимают опытно-статистические данные, скорректированные с учетом планируемых организационно-технических мероприятий. В качестве объекта планирования выступает не скважино-пласт как единая гидродинамическая система, а отдельные скважины и группы скважин безотносительно к конкретным пластам.

Для определения плановых показателей использования фонда скважин необходимо проследить движение фонда скважин в планируемом периоде, т.е. изменение за плановый период времени общего числа скважин и перевод скважин из одной категории в другую, а также с одного способа эксплуатации на другой. В качестве исходных данных при составлении плана движения скважин служат данные о наличии скважин по категориям и группам на начало планируемого периода, план буровых работ и геолого-технических и организационных мероприятий, предусматривающих возможности ввода скважин и перевода скважин с одного способа эксплуатации на другой.

Помимо таких задач, как обеспечение рационального использования скважин, анализ и контроль их состояния, план движения скважин предусматривает определение планового календарного фонда времени эксплуатационных и действующих скважин.

Плановый календарный фонд времени, выраженный в скважино-месяцах, числившихся по эксплуатационному $S_{ч.э.пл}$ и действующему $S_{ч.д.пл}$ фондам, определяют умножением среднесписочного числа скважин n соответствующего фонда на длительность планового периода T_k . Например, при среднесписоч-

ном числе скважин действующего фонда пд годовой плановый календарный фонд времени составит

$$C_{ч.д.пл} = n_d \frac{365}{30}.$$

Среднесписочное число действующих (или эксплуатационных) скважин обычно определяется суммированием числа скважин по месяцам планового периода и делением этой суммы на число месяцев в периоде.

Для определения рабочего (эффективного) фонда времени $C_{э.пл}$ разрабатывают план-график ремонта подземного и наземного оборудования и проведения геолого-технических мероприятий по скважинам, в котором определяют нормативные затраты времени на запланированные остановки t_p (час). Плановый рабочий фонд времени составит:

$$C_{э.пл} = C_{ч.д.пл} - t_p / 720.$$

Плановый коэффициент использования скважин $K_{и.пл}$ рассчитывают делением планового времени работы скважин $C_{э.пл}$ на календарный фонд времени эксплуатационных скважин $C_{ч.э.пл}$, а коэффициент эксплуатации скважин $K_{э.пл}$ — делением $C_{э.пл}$ на календарный фонд времени действующих скважин $C_{ч.д.пл}$:

$$k_{и.пл} = \frac{C_{э.пл}}{C_{ч.э.пл}}; k_{э.пл} = \frac{C_{э.пл}}{C_{ч.д.пл}}.$$

При разработке месторождения по проекту дебиты скважин определяют на основе проектных данных о среднесуточных и годовых нормах отбора нефти из пластов.

Среднесуточная норма отбора нефти из пласта — это максимально допустимая добыча нефти в сутки, обусловленная запроектированной технологией добычи нефти в конкретных ус-

ловиях залежи. Под нормой отбора нефти из скважины понимается максимально допустимый ее дебит, при котором обеспечиваются оптимальные условия эксплуатации месторождения в целом и отдельных его участков.

Норму отбора (дебита) нефти из скважины определяют по формуле:

$$q_c = k_{пр}(p_{пл} - p_{зав})^n,$$

где q_c – среднесуточный дебит скважины, т/сут; $k_{пр}$ – коэффициент продуктивности, м³/Па·сут; $p_{пл}$ – пластовое давление, Па; $p_{зав}$ – забойное давление, Па; n – показатель, характеризующий условия фильтрации (определяется по индикаторной кривой).

При отсутствии проекта разработки месторождения, дебит скважин планируют по отдельным скважинам или их группам, имеющим примерно одинаковый коэффициент месячного изменения дебита R . Этот коэффициент дает относительную характеристику изменения дебита за один календарный месяц и определяется отношением среднесуточного дебита за последующий месяц q_2 к среднесуточному дебиту за предыдущий месяц q_1 :

$$R = q_2 / q_1.$$

Планирование дебита с помощью коэффициента ведут по месяцам года, используя следующую формулу:

$$q_{пл} = q_{и} R^n,$$

где $q_{пл}$ – плановый дебит на n -й месяц, т/сут; $q_{и}$ – исходный среднесуточный дебит (за месяц, предшествующий планируемому году), т/сут; n – порядковый номер месяца, на который планируется дебит.

Дебит скважин на скважино-месяц отработанный можно определить умножением среднесуточного дебита на 30, т.е. на число суток в скважино-месяце.

План по добыче нефти предусматривает определение общего объема добычи по категориям скважин, по способам эксплуатации, по пластам и по сортам нефти.

Планирование добычи нефти при разработке месторождений по проекту и без него имеет свои особенности. В первом случае объем добычи нефти определяют по целым пластам по запроектированным среднесуточным нормам отбора нефти из них. Причем нормы можно корректировать с учетом накопленного опыта эксплуатации этих горизонтов.

При неизменной норме отбора из пласта, что соответствует периоду полного развития разработки пласта, плановый объем добычи будет равен среднесуточной норме отбора, умноженной на календарное число дней в планируемом периоде.

Если проектом предусматривается увеличение норм отбора нефти из пласта, что характерно для периода развития его разработки, то плановый объем добычи устанавливают в соответствии с возрастающей нормой отбора. При этом для наращивания норм отбора предусматривается равномерный в течение планируемого года ввод новых скважин.

Уменьшение отбора нефти (характерно для периода падающей разработки) тоже отражается в планах добычи нефти.

При отсутствии проекта разработки месторождения в основу планирования объема добычи нефти берут фонд скважин, их коэффициент эксплуатации, исходный дебит и коэффициент месячного изменения дебита.

В качестве исходного дебита принимают: а) по переходящим действующим скважинам — их среднесуточную производительность за месяц, предшествующий плановому году; б) по восстанавливаемым из бездействия скважинам — среднесуточный их

дебит, скорректированный по производительности близлежащих скважин, расположенных в аналогичных условиях; в) по новым скважинам – среднесуточный ожидаемый дебит.

По восстанавливаемым из бездействия и новым скважинам коэффициент месячного изменения дебита принимают равным единице, а по переходящим его рассчитывают по статистическим данным.

Плановый объем добычи нефти $Q_{н.пл}$ по одной скважине или группе переходящих скважин, имеющих примерно одинаковый коэффициент изменения дебита, определяют по месяцам, используя следующую зависимость:

$$Q_{н.пл} = q_{и} R^n T_k k'_{э},$$

где T_k – календарное число дней в n месяце; $k'_{э}$ – планируемый коэффициент эксплуатации скважин в n месяце.

Результаты расчетов сводят в таблицу, в которой даны месячные, квартальные и годовые итоги по категориям скважин и по способам эксплуатации.

При определении плановой добычи нефти на практике широко используют коэффициент кратности $k_{кр}$, который показывает, во сколько крат объем добычи нефти из скважины (или группы скважин) на планируемый период больше добычи нефти за месяц, предшествовавший плановому периоду. Коэффициент кратности определяют в зависимости от коэффициента падения дебита:

$$k_{кр} = \frac{(1 - R^n)}{1 - R},$$

где n – число месяцев в планируемом периоде.

На практике пользуются заранее составленной таблицей, где даны годовые и полугодовые коэффициенты кратности, соответствующие определенным значениям коэффициента падения

дебита. Годовой объем добычи нефти $Q_{н.пл}$ в этом случае рассчитывают по формуле:

$$Q_{н.пл} = q_{и} T_{к.ср} k_{кр} k_{э.пл},$$

где $T_{к.ср}$ — средняя продолжительность месяца в сутках (для обычного года равна 30,4, для високосного — 30,5); $k_{э.пл}$ — коэффициент эксплуатации скважин в планируемом году.

При планировании большое внимание уделяется составлению балансов нефти как по отрасли в целом, так и по отдельным нефтедобывающим предприятиям. При составлении балансов нефти предусматривается ее распределение в плановом периоде между потребителями. Баланс по каждому сорту нефти содержит приходную и расходную части по отдельному нефтедобывающему предприятию (табл. 7).

Таблица 7

БАЛАНС НЕФТИ ПО _____ НА 200__ г.

Показатели	Сорт нефти				И т.д.	
	План на 200 г.	В том числе по кварталам				
		I	II	III		IV
I. Остаток нефти на начало плани- руемого периода $З_H$						
II. Добыча нефти						
III. Расход нефти						
A. Нетоварный расход P_{HT} :						
а) на промывку скважин						
б)						
Итого:						
B. Потери:						
а) при подготовке нефти						
б) при транспортировке нефти						
Итого:						
B. Товарный расход P_T :						
а) на бурение						
б) на капитальное строительство						
в) на гидроразрыв пласта						
г) другие расходы						
Г. Заполнение новых коммуникаций и коллекторов P_3						
Д. Сдача нефти:						
а) нефтепроводному управлению						
б) нефтеперерабатывающему за- воду						
Всего товарный расход (B+Д)						
Общий расход (A+B+B+Г +Д)						
V. Остаток нефти на конец планируе- мого периода $З_K$						

Остаток нефти на начало 3 планируемого периода определяют замером в емкостях, а на конец $З_k$ — на основе нормативного остатка, равного двух-трехсуточной плановой добыче.

Добыча нефти $Q_{н.пл}$ устанавливается производственной программой.

Товарный расход нефти P_T определяют по заявкам сторонних организаций и выделенным им лимитам, а нетоварный $P_{нт}$ — по нормам расхода на те или иные нужды.

Сдачу нефти рассчитывают с учетом изменения запасов нефти на начало и конец периода, т.е.

$$Q_{сд} = Q_{н.пл} - (P_T - P_{нт}) + (З_{п} - З_{к}) - Г_з.$$

Объем попутного газа планируют на основе объема добываемой нефти и газового фактора. Газовым фактором G ($м^3/т$) называется количество кубических метров нефтяного газа, извлекаемого с 1 т нефти. Этот показатель характеризует ресурсы добычи газа Q_G , которые определяются произведением запланированного объема добычи нефти $Q_{н.пл}$ на газовый фактор G_G .

В связи с отставанием строительства газосборных систем, компрессорных станций и по другим причинам часть нефтяного газа теряется или сжигается в факелах. Эти потери в план не включают.

Коэффициент использования газа k_G определяют на основе опытных данных с учетом мероприятий по обустройству промыслов и увеличения числа потребителей газа в плановом периоде.

Коэффициент использования газа — это отношение количества полезно использованного газа Q'_G к общим его ресурсам Q_G , т.е.

$$k_{\Gamma} = \frac{Q'_{\Gamma}}{Q_{\Gamma}} - \frac{Q'_{\Gamma}}{Q_{H} G_{\Gamma}}.$$

Объем добычи нефтяного газа, включаемый в план, составляет

$$Q_{\Gamma.пл} = Q_{H.пл} G_{\Gamma} k_{\Gamma}.$$

Объем природного газа планируют отдельно по переходящим скважинам, вводимым из бездействия и вновь пробуренным скважинам с последующим суммированием объемов добычи по предприятию в целом (за год с разбивкой по кварталам) и по месторождениям. Расчеты обычно ведут по каждой скважине на основе их среднесуточных дебитов и числа скважино-суток работы.

Среднесуточный дебит скважины (в тыс. м³) на начало планируемого периода устанавливают в соответствии с технологическим режимом работы скважин, а время работы — вычитанием из календарного числа скважино-суток времени остановок скважин на плановый ремонт или на проведение геолого-технических мероприятий. При неизменном среднесуточном дебите скважины объем добычи газа равен произведению дебита на плановое число скважино-суток работы скважин. Если состояние месторождения таково, что дебит падает, то объем добычи газа рассчитывают по месяцам с учетом коэффициента изменения производительности скважин. Методика расчета тогда аналогична рассмотренной выше при планировании добычи нефти по месторождениям, разрабатываемым без проекта.

В настоящее время в нашей стране эксплуатируется значительное число газоконденсатных залежей, которые вместе с природным газом дают определенное количество газового конденсата.

Количество тонн газоконденсата $Q_{г.пл}$ планируется в соответствии с величиной газоконденсатного фактора, который представляет собой количество конденсата в граммах, добываемого вместе с 1 м³ газа:

$$Q_{г.пл} = \frac{Q_{г.пл} G_K k_K}{1000},$$

где $Q_{г.пл}$ – плановый объем добычи газа, тыс. м³; G_K – газоконденсатный фактор, г/м³; k_K – коэффициент извлечения газоконденсата.

В заключение расчетов планируют соответствующие балансы природного, попутного газа и газоконденсата. Порядок составления этих плановых документов в принципе такой же, как и при добыче нефти. Балансы содержат приходные и расходные части. В приходную часть включаются объемы добычи и поступлений газа (газоконденсата), а в расходную – товарный и нетоварный расходы, а также потери. Товарный расход (реализация) газа состоит из реализации его газобензиновым и сажевым заводам, газовым хозяйствам, жилищно-коммунальным хозяйствам и другим сторонним организациям.

Планирование переработки нефти и газа. Основная задача планирования переработки нефти и газа – удовлетворение потребностей народного хозяйства в топливах и маслах. Большая роль в планировании переработки нефти и газа отводится также задаче обеспечения сырьем нефтеперерабатывающих заводов.

Исходными материалами при составлении плана производства являются: расчеты в потребности народного хозяйства в отдельных видах топлив и масел и установленные ресурсы углеводородного сырья; расчеты производственных мощностей нефтеперерабатывающих предприятий; запланированные мероприятия по развитию и внедрению новой техники и технологии.

Народнохозяйственная потребность в нефтепродуктах отдельных видов устанавливается на основе планов производств отраслей-потребителей топлив и масел – с учетом норм расхода тех или иных нефтепродуктов на выполнение единицы работ. Например, зная объем работ автомобильного транспорта (в ткм) и расход бензина на 100 км пробега, можно определить общую потребность в бензине для грузового автотранспорта. На основе объема работ и норм расхода определяют потребность в топливе и маслах других видов.

Одновременно с определением потребности народного хозяйства в нефтепродуктах отдельных видов рассчитывают производственную мощность действующих нефтеперерабатывающих заводов и устанавливают ресурсы углеводородного сырья.

Под *производственной мощностью* предприятия понимается максимально возможный годовой выпуск продукции в номенклатуре и ассортименте при полном использовании в соответствии с заданным режимом работы производственного оборудования и производственных площадей.

Среднегодовую мощность производственного оборудования исчисляют на основе его мощности на начало планируемого года, мощности, вводимой в действие в течение планируемого года, и мощности, выбывающей за этот же период:

$$M_{C.G.} = M_H + M_B - M_L,$$

где $M_{C.G.}$ – среднегодовая производственная мощность предприятия на начало года; M_H – производственная мощность предприятия на начало года; M_B – среднегодовая мощность, вводимая в течение года; M_L – среднегодовая мощность, ликвидируемая в течение года.

Среднегодовую мощность, вводимую в течение года, получают умножением ее величины на число месяцев работы до конца года и делением этого произведения на двенадцать

$$M_B = \frac{M_{B_1} n_1 + M_{B_2} n_2 + \dots + M_{B_i} n_i}{12},$$

где $M_{B_1}, M_{B_2}, \dots, M_{B_i}$ – мощности, вводимые в течение года; $n_1, n_2, \dots, n_i$ – число месяцев работы вновь введенной мощности в планируемом году.

Среднегодовую мощность, ликвидируемую в течение года, рассчитывают путем умножения ее величины на число месяцев, оставшихся до конца года с момента ликвидации мощности, и деления полученного произведения на двенадцать

$$M_L = \frac{M_{L_1} n_1 + M_{L_2} n_2 + \dots + M_{L_i} n_i}{12},$$

где $M_{L_1}, M_{L_2}, \dots, M_{L_i}$ – мощности, ликвидируемые в течение года; $n_1, n_2, \dots, n_i$ – число месяцев, остающихся до конца года с момента ликвидации мощности.

При расчете производственной мощности нефтеперерабатывающих заводов большое значение имеют анализ и установление оптимальных показателей интенсивного и экстенсивного использования технологических установок. С развитием техники и технологии величина производственной мощности изменяется. В связи с этим производственная мощность предприятий периодически пересматривается и корректируется.

При планировании переработки нефти и газа большое значение имеет правильное установление ресурсов углеводородного сырья с учетом направления переработки нефтей, особенностей технологической схемы каждого завода, наиболее полного использования производственной мощности заводов, обеспечения перевозки нефти и нефтепродуктов при минимальных транспортных расходах. При этом для различных технологических процессов необходимы свои виды сырья, а именно:

- 1) для первичной переработки – обезвоженные и обессоленные нефти (балансы нефтей составляют отдельно на малосернистую, сернистую и высокосернистую нефти);
- 2) для термического крекирования – гудрон и полугудрон, мазут, полученный прямой перегонкой нефти, экстракты очистки масел, тяжелые газойли каталитического крекинга и коксования;
- 3) для каталитического крекирования – вакуумный газойль, керосино-газойлевые фракции;
- 4) для каталитического риформинга – бензиновые фракции прямой перегонки и вторичных процессов;
- 5) для гидрокрекинга – вакуумные газойли, мазуты и деасфальтизаты.

По указанному сырью всех видов разрабатывают материальные балансы.

После определения мощностей нефтеперерабатывающих заводов и составления балансов углеводородного сырья рассчитывают выпуск важнейших видов нефтепродуктов в натуральном выражении, определяют объем производства товарной продукции.

При расчете объема производства отдельных видов нефтепродуктов в натуральном выражении важное значение имеет определение выхода целевой продукции с учетом потенциального содержания светлых, а также действующие технологические схемы нефтеперерабатывающих заводов.

Производство нефтепродуктов в натуральном выражении должно удовлетворять потребности народного хозяйства как по номенклатуре, так и по ассортименту. Под номенклатурой понимается выпуск определенных видов топлив и масел, а под ассортиментом – их сорта (например, бензин марок А-76, А-91 АИ-93 и т.д.).

В товарную продукцию нефтеперерабатывающего завода включаются готовые нефтепродукты и полуфабрикаты, вырабатываемые в планируемом году и предназначенные к отпуску на сторону, а также работы промышленного характера, выполняемые как по заказам других организаций, так и по собственному капитальному строительству и капитальному ремонту. Товарная продукция определяется в натуральном и стоимостном выражении. В стоимостном выражении товарная продукция предприятий нефтеперерабатывающей промышленности исчисляется в действующих ценах предприятия.

При разработке планов следует учитывать нижеследующие особенности нефтяной и газовой промышленности:

а) зависимость показателей планирования от природно-климатических и геолого-геофизических условий;

б) сохранение оптимальных соотношений между добычей и запасами углеводородов;

в) зависимость каждого звена цепочки «ГРП – добыча – транспортировка – переработка – реализация» от предыдущего звена;

г) заинтересованность государства в опережающем развитии нефтегазовой отрасли по сравнению с другими отраслями;

д) комплексный подход к развитию производственной инфраструктуры отрасли.

Планирование деятельности предприятия нефтяной и газовой промышленности должно осуществляться по следующим принципам (несоблюдение одного из этих принципов не будет обеспечивать устойчивость планов):

а) самостоятельность при планировании;

б) опережающий рост производительности труда над ростом средней зарплаты;

в) получение предприятием максимальной прибыли;

- г) объективная оценка возможностей предприятия;
- д) научная обоснованность каждого раздела плана;
- е) соблюдение законодательства о взаимоотношении с государственным бюджетом;
- ж) учет природных и горно-геологических факторов;
- з) планирование «снизу – вверх».

Проекты планов после внимательного изучения утверждаются:

- акционерными обществами – на общем собрании акционеров;
- коллективными предприятиями – на общем собрании учредителей;
- унитарными, дочерними, унитарными дочерними предприятиями – руководителем предприятия.

Как правило, планы или прогнозные показатели деятельности предприятия должны быть утверждены, доведены до исполнителей до начала планируемого периода. Ни одного дня нельзя оставлять предприятия и их подразделений без плана.

Планы должны быть разработаны таким образом, чтобы в течение года не приходилось их пересматривать, за исключением аномально-экстренных случаев.

Вопросы для самопроверки

- 1) В чем смысл планирования и какие виды планов существуют?
- 2) Что такое бизнес-план и каковы его задачи?
- 3) Какие особенности нефтегазовой отрасли следует учитывать при планировании?
- 4) Расскажите о принципах планирования деятельности предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Глава 8. Производительные силы в нефтяной и газовой промышленности.

Вопросы

- 8.1 Понятие об основных фондах, их составе и структуре в нефтяной и газовой промышленности.
- 8.2 Показатели использования основных производственных фондов в нефтяной и газовой промышленности.

8.1 Понятие об основных фондах, их составе и структуре в нефтяной и газовой промышленности

В сфере материального производства процесс производства обусловлен наличием рабочей силы и соответствующих средств производства, которые вместе составляют производительные силы.

Средства производства включают предметы труда и средства труда.

Предметы труда – это все те вещи, на которые направлен труд человека, т.е. все то, что подвергается обработке, транспортировке и т.д. (сырье, материалы, топливо и др.).

Средства труда – это все материально-вещественные факторы, при помощи которых человек воздействует на предмет труда, видоизменяя его форму, структуру, состояние с целью производства определенной продукции, а также условия для нормального протекания процесса производства (здания, сооружения, оборудование и др.).

Из средств труда выделяется их наиболее активная часть, которая носит название орудий труда.

Орудия труда – это прежде всего рабочие машины и оборудование, транспортные средства, ЭВМ и т.д.

Совокупность предметов и средств труда составляет материально-вещественное содержание производственных фондов — основных и оборотных.

Основными фондами называются средства труда, которые свою стоимость передают полностью на производимую или выполняемую работу при нескольких оборотах (многократных оборотах).

Одна из главных задач промышленности — повышение эффективности и качества общественного производства и значительное увеличение отдачи капитальных вложений и основных фондов, являющихся материальной базой производства и важнейшей составной частью производительных сил страны.

Численный рост и качественное улучшение средств труда на основе непрерывного научно-технического прогресса — это решающая предпосылка неуклонного роста производительности труда.

Основные фонды участвуют в процессе производства длительное время, обслуживают большое число производственных циклов и, постепенно изнашиваясь в производственном процессе, частями переносят свою стоимость на выпускаемую продукцию и выполняемую работу, сохраняя при этом натуральную форму. Эта особенность основных фондов делает необходимым их максимально эффективное использование.]

В условиях быстрого технического прогресса происходит постоянное совершенствование техники, создаются новые, более высокопроизводительные виды механизмов и аппаратов, заменяющих старую технику. Срок использования (срок службы) основных фондов в производственном процессе приобретает все большее значение как с точки зрения технического прогресса, так и с точки зрения более правильного высокоэффективного использования тех капитальных вложений, которые затрачиваются на создание основных фондов.

В зависимости от участия основных фондов в производственном процессе и их влияния на конечные результаты производства все основные фонды делятся на две группы:

- промышленно-производственные основные фонды;
- непроизводственные основные фонды.

Непроизводственные основные фонды — это та часть основных фондов, которая находится в распоряжении промышленности (отдельных предприятий), но непосредственного участия в производственном процессе не принимает. К ним относятся находящийся на балансе предприятий жилой фонд, клубы, столовые, детские ясли, поликлиники, стадионы, спортивные базы, т.е. все, связанное с культурно-бытовым обслуживанием работников предприятия. Эта часть основных фондов оказывает влияние на ход производственного процесса только косвенно: чем лучше культурно-бытовые условия, тем выше производительность труда рабочих. В дальнейшем будут рассматриваться только промышленно-производственные основные фонды, и под понятием основные фонды будет подразумеваться только эта часть производственных фондов.

Промышленно-производственные основные фонды непосредственно участвуют в производственном процессе: либо обслуживают его, либо создают благоприятные условия для нормального его протекания. Участие различных видов основных фондов в производственном процессе неодинаково, также неодинаково их воздействие на ход и результаты производства, отсюда различны сроки их жизни, степень изнашиваемости, размеры ежегодных амортизационных отчислений.

В зависимости от натурально-вещественных признаков и функциональной роли в процессе производства основные фонды промышленных предприятий (производственных единиц), в том числе нефте- и газодобывающих управлений и нефтеперерабатывающих заводов, подразделяются на виды (группы и подгруппы):

1. Здания, т.е. архитектурно-строительные объекты, у которых основными конструктивными частями являются стены и крыша — производственные корпуса и постройки.

Здания цехов, насосных и компрессорных станций, тепло-энергостанций, трансформаторных подстанций, механических мастерских, котельных, деэмульсационных установок, лабораторий, автозаправочных станций, хранилищ, электростанций, пожарных депо, складов, административно-хозяйственных, культурных будок и др.

2. Сооружения, к которым относятся инженерно-строительные объекты, назначением которых является создание условий для осуществления процесса производства путем выполнения тех или иных технических функций, не связанных с изменением предмета труда.

Эксплуатационные и нагнетательные скважины, нефтяные шахты, контрольные скважины, скважины подземных хранилищ, обвязочные трубопроводы и шлейфы скважин, морские эстакады, отдельно стоящие основания, гидротехнические сооружения, резервуары, газгольдеры, бетонные и земляные амбары, нефтеперекачечные скважины (плавучие и береговые), мерники, трубы, мосты, путепроводы, виадуки, водонапорные башни, отдельные дымовые трубы, платформы и хранилища, очистные сооружения и ловушки, каналы, колодцы, сооружения перевалочных баз, железные и шоссейные дороги (земляное полотно и верхнее строение).

3. Передаточные устройства, при помощи которых производится передача электрической, тепловой и механической энергии от машин-двигателей к рабочим машинам, а также передача (транспортировка) жидких и газообразных веществ от одного объекта к другому.

Нефтяные, газовые, продуктовые, водяные, паровые и другие трубопроводы, трансмиссии, воздушные линии электропе-

редачи, подземные кабельные, телефонные и телеграфные линии, радиостанции и др.

4. Машины и оборудование:

а) силовые машины и оборудование, вырабатывающие энергию или превращающие один вид энергии в другой.

Паровые котлы, генераторы, компрессоры, электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания, трансформаторы, погружные электронасосы, распределительные устройства и др.

б) рабочие машины и оборудование, т.е. орудия труда, при помощи которых осуществляется непосредственное воздействие (механическое, химическое, термическое и т.п.) на предмет труда или его перемещение в процессе создания продукта.

Станки-качалки, эксплуатационные вышки и мачты, тракторные подъемники, компрессоры, насосы, технологические установки, металлорежущие и другие станки и т.п.

в) измерительные и регулирующие приборы и устройства, лабораторное оборудование, если они не являются составной частью какого-либо другого объекта и имеют самостоятельное значение.

Измерительные и регулирующие электрические, пневматические, гидравлические и другие устройства, лабораторно-химические приборы, пульты автоматического управления, средства диспетчерского контроля и др.

г) прочие машины и оборудование – оборудование АТС, пожарные машины и механические пожарные лестницы и т.п.

5. Транспортные средства, к которым относятся передвижные транспортные средства, предназначенные для перемещения людей или грузов (тепловозы, вагоны, цистерны, автомобили, катера, баржи, автокары, танкеры, тракторы-тягачи, вагонетки и др.), а также магистральные нефтепроводы.

6. Компьютерное оборудование и вычислительная техника – все виды компьютеров, вычислительных устройств.

7. Мебель и офисное оборудование, т.е. предметы конторского и хозяйственного назначения (столы, кресла, шкафы, сейфы, пишущие машинки, часы, ковры, портьеры, переносные лестницы и т.п.).

8. Скот рабочий и продуктивный (лошади, волы, коровы, буйволы и другие сельскохозяйственные животные, а также птицы и пчелосемьи).

9. Многолетние насаждения (плодово-ягодные, озеленительные и декоративные).

10. Капитальные затраты на улучшение земель (без затрат на сооружения).

11. Прочие основные фонды.

От каждой из перечисленных групп основных фондов по-разному зависят производственный процесс и его результаты. Наиболее важны из перечисленных групп машины и оборудование, передаточные устройства, а в добыче нефти и газа и сооружения. Их принято называть активной частью основных фондов, т.к. от их работы непосредственно зависит выпуск целевой продукции.

В активную часть основных фондов включаются:

- силовые машины и оборудование — двигатели внутреннего сгорания, дизели, паровые машины, паровые, газовые и гидротурбины, электродвигатели и электрогенераторы и др.;

- рабочие машины и оборудование — буровые установки, станки-качалки, реакторы, регенераторы, печи, колонны, холодильники, конденсаторы, теплообменники, турбобуры, электробуры и т.д.;

- передаточные устройства — трубопроводы, электро- и теплосети, трансмиссии, телефонные и телеграфные сети и прочее;

• средства автоматического регулирования, контроля и управления. От этой группы основных фондов зависит ритмичность производственного процесса, его режим, сокращение простоев оборудования, а отсюда – конечный результат производственной деятельности. В состав этой группы включаются только такие виды оборудования, которые имеют самостоятельное значение. Приборы автоматического регулирования или контроля, входящие составной частью в другую машину или аппарат, учитываются в их стоимости. По мере развития автоматизации, телеуправления, телеконтроля эта группа занимает все больший удельный вес в составе основных фондов.

В нефтегазодобывающей промышленности в активную часть основных фондов включается часть сооружений. В других отраслях промышленности сооружения не входят в состав активной части – это мосты, эстакады, резервуары, колодцы, плотины, дамбы, каналы, шоссежные дороги, насыпи, тоннели и т.д., т.е. такие виды основных фондов, которые непосредственно в производственном процессе не участвуют. Однако в нефтегазодобывающей промышленности нефтяные и газовые скважины, относящиеся к сооружениям, как раз та часть основных фондов, которая непосредственно дает целевую продукцию: нефть и газ. Поэтому нефтяные и газовые скважины входят в активную часть основных фондов.

При анализе обеспечения основными фондами или их использования активную часть выделяют особо, ибо от ее величины и удельного веса в общем объеме основных фондов зависит производственная мощность предприятия.

Для нефтяной и газовой промышленности характерен удельный вес активной части основных фондов. Так, в добыче нефти и газа он достигает 90%, в бурении – 80%, в трубопроводном транспорте – 94%, в нефтеперерабатывающей промышленности – более 60%.

По сравнению с другими отраслями, в том числе и с отраслями топливной промышленности, эффективность капитальных вложений в нефтяной и газовой промышленности выше, т.к. подавляющая их доля направляется на создание активной части основных фондов, т.е. тех, которые непосредственно заняты выпуском целевой продукции, и только небольшая их часть идет на приобретение других видов основных фондов.

Из табл. 6 видно, что значительная часть вложений отводится на производственные объекты, среди которых активная часть основных фондов занимает ведущее место.

Большой удельный вес основных фондов в составе производственных фондов, а также их высокая стоимость требует постоянного тщательного наблюдения за всеми происходящими изменениями в размерах и составе орудий труда.

По использованию основные фонды делятся на действующие, запасные и бездействующие (законсервированные), по принадлежности — на собственные и арендованные.

Действующие — основные фонды, находящиеся в эксплуатации (как в работе, так в ремонте или в простое).

К запасным основным фондам относятся оборудование и транспортные средства, находящиеся в запасе (в резерве на складе) и предназначенные для замены этих видов основных фондов, выбывающих из эксплуатации.

Бездействующими (законсервированными) считаются основные фонды предприятий или отдельных цехов, временное прекращение эксплуатации которых документально оформлено в установленном порядке.

Собственные — это основные фонды, принадлежащие данному предприятию. Арендowanными же называются основные фонды, полученные во временное пользование (аренду) от других предприятий (организаций).

Структура производственных фондов отражает особенности отрасли промышленности. Совершенно различен состав средств труда в добывающем объединении и на нефтеперерабатывающем заводе. Для первого характерно отраслевое строение добывающей промышленности с высоким удельным весом сооружений, для второго — значительная стоимость установок и других видов оборудования.

Поэтому натуральные показатели имеют очень ограниченную сферу применения, т.к. в них можно оценивать основные фонды одного вида.

Когда же возникает необходимость оценить всю совокупность основных фондов, имеющихся в распоряжении одного предприятия или промышленности в целом, чтобы проследить за их динамикой, пользуются стоимостными показателями. Однако, поскольку основные фонды постепенно изнашиваются, и их стоимость постепенно переносится на изготавливаемую продукцию, они не могут иметь постоянную стоимостную оценку или одну ее форму.

Таблица 8

Ввод в действие основных фондов в нефтегазовой отрасли, %

Годы	Всего	В том числе					
		Производст- венные объек- ты	Из общего бурения		Строительство	Непроиз- водствен- ные объек- ты	Из них жи- лищное строитель- ство
			разве- дочное	экс- плуата- цион- ное			
2001	100,0	97,0	21,2	28,8	45,0	3,0	2,3
2002	100,0	93,1	18,6	33,3	41,2	6,9	4,9
2003	100,0	96,5	22,0	20,5	54,0	3,5	2,5
2004	100,0	96,3	10,0	27,9	58,4	3,7	2,1
2005	100,0	96,0	15,2	29,0	52,0	4,0	2,9

Таблица 9

Состав и структура основных фондов по НХК «Узбекнефтегаз» на 1 января 2005 года.

Группа	Состав, млн. сум	Структура, в %
Итого, в том числе	2680578	100,0
Здания	247276	9,2
Сооружения	672867	25,1
Передаточные устройства	832846	31,1
Машины и оборудование, в том числе:	720548	26,9
Транспортные средства	62214	6,0
Компьютерное оборудование	13862	0,5
Мебель и офисное оборудование	5268	0,2
Прочее	25565	1,0

Первоначальная стоимость C_n — это стоимость основных фондов на момент сдачи их в эксплуатацию:

$$C_n = C_0 + Z_T + Z_M,$$

где C_0 — стоимость (цена) оборудования (или постройки);

Z_T — транспортные расходы по доставке оборудования от изготовителя к месту установки (включая тариф на перевозки и стоимость погрузочно-разгрузочных работ);

Z_M — стоимость строительно-монтажных работ на месте эксплуатации.

Первоначальная стоимость остается неизменной пока оборудование функционирует. Эта стоимость должна быть полностью возмещена за время участия основных фондов в производственном процессе за счет амортизационных отчислений.

Остаточная стоимость C_o — это разница между первоначальной стоимостью и амортизационными отчислениями (первоначальная стоимость за вычетом износа):

$$C_o = C_n + Z_{кр} - (C_n N_a T_p) / 100 ,$$

где $Z_{кр}$ — затраты на капитальный ремонт и модернизацию основных фондов за весь срок их службы, сум;

N_a — норма амортизации, %;

T_p — срок эксплуатации основных фондов, годы.

Стоимость потребленной части основных фондов оценивается амортизационными отчислениями.

Амортизационные отчисления имеют свои нормы, они устанавливаются на каждую группу основных фондов. На газовые скважины начисляли на амортизационные отчисления 8,5% и определяли срок окупаемости.

Определение нормы амортизации:

$$A = \frac{C_{оф} + P_{кр} + P_{л} - C_{л}}{C_{оф} T} ,$$

где $C_{оф}$ — первая начальная стоимость основных фондов;

$P_{кр}$ — расход на капитальный ремонт;

$P_{л}$ — расходы по ликвидации;

$C_{л}$ — остаточная стоимость при ликвидации;

T — время, которое должно прослужить это оборудование, годы.

$$\text{Если } Ha = \frac{Coф + P_{кр} + P_{л} + C_{л}}{T},$$

то это будет норма амортизации.

На нефтегазодобывающих предприятиях на долю основных фондов приходится 96-97% всей суммы производственных фондов, на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях – более 98%.

Для упрощения учета, отчетности и начисления амортизации основных фондов в их состав не включаются:

- а) предметы, функционирующие в процессе производства менее одного года (независимо от их стоимости);
- б) спецодежда, обувь, мелкий инвентарь и т.п. независимо от срока службы (т.е. предметы небольшой стоимости).

Последнее условие не распространяется на сельскохозяйственные машины и оборудование, взрослый рабочий и продуктивный скот.

Не относятся к основным фондам приборы, средства автоматизации и лабораторное оборудование, приобретенное для центральных заводских лабораторий.

Оценочная стоимость показывает, какая часть основных фондов еще осталась недопогашенной, какой частью первоначальных затрат еще обладают основные фонды в данный момент, т.е. какая стоимость еще должна быть перенесена на готовую продукцию. По этой оценке можно судить о степени изношенности оборудования на предприятии. Если она небольшая, то оборудование находится на грани выхода из производственного процесса, на грани полного износа и в ближайшее время должно быть заменено новым. Если оценка балансовой стоимости по абсолютной величине близка к первоначальной, то это означает, что основные фонды новые, и не потребуется их об-

новление в ближайшие годы. Сопоставляя эти две оценки, можно заблаговременно принимать меры к тому, чтобы своевременно обновить основные фонды. В ходе их использования остаточная стоимость меняется от первоначальной до нуля. К моменту окончания срока жизни оборудования остаточная стоимость будет равна нулю (если не считать стоимость материала, из которого оно изготовлено).

Восстановительная стоимость – это стоимость основных фондов в изменившихся условиях на момент оценки. В ходе совершенствования производства, как правило, сокращаются материальные, трудовые и денежные затраты на создание основных фондов, и стоимость их меняется. Т.е. оценка по восстановительной стоимости отражает сумму денежных средств, которую необходимо было бы затратить для приобретения имеющихся в данный момент средств в их первоначальном виде по действующим в этот момент ценам.

Если нужно оценить, во что обойдется то или иное оборудование в современных условиях, то независимо от того, когда оно было приобретено и сколько стоило, его следует оценить по ценам, действующим в настоящее время. Необходимость в такой оценке возникает тогда, когда на предприятиях накапливаются одновременно основные фонды, приобретенные в различное время, особенно если срок службы их исчисляется многими годами. В зависимости от времени приобретения разница в первоначальной стоимости может быть довольно большой.

Это вносит затруднение в учет и начисление амортизации, т.к. на один и тот же вид оборудования в зависимости от сроков его приобретения установлены разные размеры амортизационных отчислений. В таких случаях проводят переоценку стоимости основных фондов по восстановительной стоимости.

Таким образом, все три формы стоимостной оценки основных фондов используются в промышленности одновременно и служат для различных целей. В момент сдачи основных фондов

в эксплуатацию абсолютная величина стоимости будет одинакова при всех формах оценки. С течением времени остаточная стоимость снижается. Восстановительная стоимость меняется в зависимости от технического прогресса и других факторов. Первоначальная же стоимость остается неизменной до полного износа и списания имущества.

8.2 Показатели использования основных производственных фондов в нефтяной и газовой промышленности.

Основным фактором, измеряющим состояние основных фондов, является их износ. Различают физический и моральный износ основных фондов.

Физический износ основных фондов — это постепенная в процессе производства утрата их первоначальной потребительской стоимости, ввиду чего они приходят в негодность. Степень физического износа отдельных объектов основных фондов устанавливается двумя способами.

Сравнение фактических или нормативных сроков службы объектов, средств труда или объемов выполняемых работ (продукции). При использовании этого способа исходят из положения, что физический износ происходит пропорционально сроку службы объекта или производственному объему работ (продукции). Тогда износ отдельного объекта основных фондов (%) можно вычислить по формулам:

$$И = (T_{\phi} / T_n) * (100 - Л),$$

$$И = (O_{\phi} / O_n) * (100 - Л),$$

где T_{ϕ} и T_n — фактический и нормативный сроки службы соответственно;

O_{ϕ} и O_n — объем работ (продукции), произведенный соответственно за фактический и нормативный сроки службы;

Л — остаточная стоимость основных фондов в момент ликвидации объекта в % к полной восстановительной стоимости.

Коэффициент износа характеризует долю той части стоимости основных фондов, которая перенесена на продукт.

Рассмотренные показатели вследствие принятой методологии расчета содержат элемент условности, заключающийся в том, что они отражают нормативный, а не фактический износ основных фондов. Другая особенность этих показателей состоит в том, что они характеризуют состояние основных фондов на определенную дату, а не за тот или иной период времени.

К наиболее важным показателям использования основных фондов относится фондоотдача Φ , определяемая делением валовой продукции в средневзвешенных ценах Q_v на среднегодовую стоимость основных фондов C_Φ :

$$\Phi = Q_v / C_\Phi.$$

Фондоотдача показывает, какое количество продукции приходится на единицу основных фондов. Величина фондоотдачи отражает рост выпуска продукции, улучшение ее качества, изменение стоимости основных фондов и характеризует эффективность применения основных фондов в производстве продукции.

Фондоотдачу принято определять и на один сум стоимости производственных фондов (основных и оборотных). Это полная фондоотдача (Φ_n). Она определяется отношением объема выпущенной продукции Q_v за определенный период к среднегодовой стоимости производственных основных C_Φ и оборотных $C_{об}$ фондов:

$$\Phi_n = Q_v / (C_\Phi + C_{об})$$

При определении фондоотдачи стоимость скважин принимается остаточная, а прочих основных фондов — первоначальная. В качестве объема продукции может быть взята валовая, товарная или реализованная продукция.

Для оценки степени использования основных фондов могут применяться натуральные показатели. Но они дают возможность оценить использование только основных фондов оборудования. Например, к натуральным показателям использования эксплуатационного фонда нефтяных и газовых скважин относится объем добычи нефти или газа за сутки, месяц, год, приходящиеся на одну скважину.

Для отдельной технологической установки этот показатель может определяться делением суммы целевой продукции в натуральном выражении на среднегодовую стоимость основных фондов.

Проходка на одну буровую установку в месяц (год) – натуральный показатель степени использования этого вида оборудования, но не всей совокупности основных фондов, относящихся к производственному процессу.

Для оценки степени использования всех основных фондов применяется только стоимостной показатель – фондоотдача.

Вследствие существования различных способов оценки продукции можно вычислить несколько видов уровня фондоотдачи, каждый из которых имеет самостоятельное значение и отображает с какой-то стороны эффективность использования основных производственных фондов. Наиболее полную оценку эффективности основных фондов можно получить с помощью уровня фондоотдачи, определяемого как соотношение величины валовой продукции в действующих или фиксированных ценах на единицу полной первоначальной или восстановительной стоимости основных промышленно-производственных фондов:

$$\Phi = Q_v / C_{\Phi}$$

Валовая продукция включает помимо той части стоимости продукции, которая непосредственно создана на предприятии, еще ту ее часть, которая возмещает потребленные средства труда. Даже небольшое изменение соотношения вновь созданной и

перенесенной стоимости исказит представление о динамике объема производства. Объем результата промышленно-производственной деятельности предприятия, подготовленного в данном периоде к отпуску за пределы основной деятельности, характеризуется показателем товарной продукции. Уровень фондоотдачи, рассчитанный по товарной продукции, показывает, сколько продукции может быть отпущено на сторону с каждой тысячи сум промышленно-производственных фондов:

$$\Phi = T / C_{\Phi},$$

где T – объем товарной продукции.

Показателем продукции, который непосредственно и пропорционально связан с объемом производства и выражает реальный вклад предприятия в развитие экономики отрасли, считается вновь созданная стоимость, т.е. чистая продукция.

Фондоотдача по чистой продукции рассчитывается по формуле:

$$\Phi = Ч / C_{\Phi},$$

где $Ч$ – объем чистой продукции.

Наряду с фондоотдачей вычисляют обратную ее величину – фондоемкость. Фондоемкость продукции характеризует количество основных фондов, обеспечивающих выпуск единицы продукции.

Фондоемкость определяется делением стоимости основных фондов на стоимость валовой продукции, произведенной с помощью этих фондов:

$$\Phi_e = C_{\Phi} / Q_v = 1 / \Phi,$$

т.е. фондоемкость – величина, обратная фондоотдачи.

Фондовооруженность Φ_v характеризует степень технической оснащенности труда. Определяется она делением стоимости основных фондов C_{Φ} на среднесписочную численность рабочих в наибольшую смену $Ч_{см}$:

$$\Phi_B = C_\Phi / \Psi_{cm}$$

Помимо фондовооруженности следует определять машиновооруженность, которая отражает степень оснащенности труда машинами и оборудованием Φ_M :

$$\Phi_M = C_{a\Phi} / \Psi_{cm},$$

где $C_{a\Phi}$ — стоимость активной части основных фондов, сум.

Коэффициент экстенсивного использования оборудования:

$$K_z = T_{эв} / T_{кв},$$

где $T_{эв}$ — время эффективного использования оборудования;

$T_{кв}$ — календарное время использования оборудования.

Коэффициент интенсивного использования оборудования:

$$K_n = O_\Phi / O_{max},$$

где O_Φ — выпуск продукции или выполнение работ фактически конкретным оборудованием;

O_{max} — выпуск продукции или выполнение работ максимальным конкретным оборудованием.

Иначе говоря, K_n можно называть коэффициентом использования мощности оборудования.

Интегральный коэффициент использования оборудования и аппаратуры: $K_o = K_z * K_n$.

Абсолютная величина и динамика роста основных производственных фондов характеризует экономический потенциал страны.

Улучшение использования огромного национального богатства, заключенного в основных производственных фондах, имеет первостепенное значение, поскольку отражается на эффективности производства.

С улучшением использования основных производственных фондов обеспечивается:

• увеличение объема производства без дополнительных капитальных вложений;

• ускоренное обновление средств труда, что сокращает возможность морального износа оборудования и способствует техническому прогрессу в отрасли;

• снижение себестоимости продукции за счет амортизационных отчислений в расчете на единицу продукции.

Вопросы для самопроверки

- 1) Что такое основные фонды?
- 2) Чем отличаются основные фонды от оборотных фондов?
- 3) На какие группы подразделяются основные фонды нефтегазовой отрасли?
- 4) В какую группу основных фондов входят нефтяные и газовые скважины?
- 5) Что такое амортизация основных фондов и как рассчитывается ее норма?
- 6) Какие знаете показатели использования основных фондов?

Глава 9. Оборотные средства в нефтяной и газовой промышленности.

Вопросы

9.1 Понятие об оборотных средствах и экономическая сущность оборотных средств.

9.2 Источники формирования и показатели использования оборотных средств.

9.1 Понятие об оборотных средствах и экономическая сущность оборотных средств

Каждое предприятие, начиная свою производственно-хозяйственную деятельность, должно располагать определенной денежной суммой. На эти денежные ресурсы предприятие закупает на рынке или у других предприятий по договорам сырье, материалы, топливо, оплачивает счета за электроэнергию, выплачивает своим работникам заработную плату, несет расходы по освоению новой продукции. Все это представляет собой один из важнейших параметров хозяйствования, который получил название «оборотные средства предприятия». В условиях рыночных отношений оборотные средства приобретают особо важное значение. Ведь они представляют собой часть производительного капитала, которая переносит свою стоимость на вновь созданный продукт полностью и возвращается к предпринимателю в денежной форме в конце каждого кругооборота капитала. Таким образом, оборотные средства являются важным критерием в определении прибыли предприятия.

Оборотные средства являются одной из составных частей имущества предприятия. Состояние и эффективность их использования – одно из главных условий успешной деятельности предприятия. Развитие рыночных отношений определяет новые условия их организации. Высокая инфляция, неплатежи и другие кризисные явления вынуждают предпри-

ятия изменять свою политику по отношению к оборотным средствам, искать новые источники пополнения, изучать проблему эффективности их использования.

Одним из условий непрерывности производства является постоянное возобновление его материальной основы — средств производства. В свою очередь, это предопределяет непрерывность движения самих средств производства, происходящего в виде их кругооборота.

В своем обороте оборотные фонды последовательно принимают денежную, производительную и товарную форму, что соответствует их делению на производственные фонды и фонды обращения.

Материальным носителем производственных фондов являются средства производства, которые подразделяются на предметы труда и орудия труда. Готовая продукция вместе с денежными средствами и средствами в расчетах образуют фонды обращения.

Кругооборот фондов предприятий начинается с авансирования стоимости в денежной форме на приобретение сырья, материалов, топлива и других средств производства — первая стадия кругооборота. В результате денежные средства принимают форму производственных запасов, выражая переход из сферы обращения в сферу производства. Стоимость при этом не расходуется, а авансируется, т.к. после завершения кругооборота она возвращается. Завершением первой стадии прерывается товарное обращение, но не кругооборот.

Вторая стадия кругооборота совершается в процессе производства, где рабочая сила осуществляет производительное потребление средств производства, создавая новый продукт, несущий в себе перенесенную и вновь созданную стоимость. Авансированная стоимость снова меняет свою форму — из производительной она переходит в товарную.

Третья стадия кругооборота заключается в реализации произведенной готовой продукции (работ, услуг) и получении денежных средств. На этой стадии оборотные средства вновь переходят из сферы производства в сферу обращения. Прерванное товарное обращение возобновляется и стоимость из товарной формы переходит в денежную. Разница между суммой денежных средств, затраченных на изготовление и реализацию продукции (работ, услуг) и полученных от реализации произведенной продукции (работ, услуг), составляет денежные накопления предприятия.

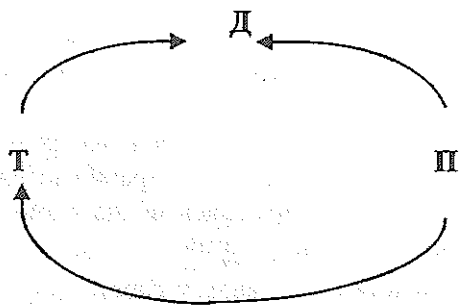


Рис. 4. Кругооборот оборотных средств предприятия

Закончив один кругооборот, оборотные средства вступают в новый, тем самым осуществляется их непрерывный оборот. Именно постоянное движение оборотных средств является основой бесперебойного процесса производства и обращения. Анализ кругооборота фондов предприятий показывает, что авансируемая стоимость не только последовательно принимает различные формы, но и постоянно в определенных размерах пребывает в этих формах. Иными словами, авансируемая стои-

мость на каждый данный момент кругооборота различными частями одновременно находится в денежной, производительной, товарной формах.

Кругооборот фондов предприятий может совершаться только при наличии определенной авансированной стоимости в денежной форме. Вступая в кругооборот, она уже не покидает его, последовательно меняя свои функциональные формы. Указанная стоимость в денежной форме представляет собой оборотные средства предприятия.

Оборотные средства выступают, прежде всего, как стоимостная категория. Они в буквальном смысле не являются материальными ценностями, т.к. из них нельзя производить готовую продукцию. Являясь же стоимостью в денежной форме, оборотные средства уже в процессе кругооборота принимают форму производственных запасов, незавершенного производства, готовой продукции. В отличие от товарно-материальных ценностей оборотные средства не расходуются, не затрачиваются, не потребляются, а авансируются, возвращаясь после окончания одного кругооборота и вступая в следующий.

Момент авансирования представляет собой одну из существенных и отличительных черт оборотных средств, т.к. он играет важную роль в установлении их экономических границ. Временным критерием для авансирования оборотных средств должен являться не квартальный или годовой объем фондов, а один кругооборот, после которого они возмещаются и вступают в следующий.

Изучение сущности оборотных средств предполагает рассмотрение оборотных фондов и фондов обращения. Оборотные средства, оборотные фонды и фонды обращения существуют в единстве и взаимосвязи, но между ними имеются существенные различия, которые сводятся к следующему. Оборотные средства постоянно находятся во всех стадиях деятельности предприятия, в то время как оборотные фонды проходят производственный

процесс, заменяясь все новыми партиями сырья, топлива, основных и вспомогательных материалов. Производственные запасы, являясь частью оборотных фондов, переходят в процесс производства, превращаются в готовую продукцию и покидают предприятие. Оборотные фонды полностью потребляются в процессе производства, перенося свою стоимость на готовый продукт. Их сумма за год может в десятки раз превышать сумму оборотных средств, обеспечивающих при совершении каждого кругооборота переработку либо потребление новой партии предметов труда и остающихся в хозяйстве, совершая замкнутый кругооборот.

Оборотные фонды непосредственно участвуют в создании новой стоимости, а оборотные средства – косвенно, через оборотные фонды. В процессе кругооборота оборотные средства воплощают свою стоимость в оборотных фондах и поэтому посредством последних функционируют в процессе производства, участвуют в формировании издержек производства.

Если бы оборотные средства прямо и непосредственно участвовали в создании нового продукта, то они постепенно уменьшались бы и к моменту окончания кругооборота должны были бы исчезнуть.

Оборотные фонды, представляя собой потребительную стоимость, выступают в единой форме – производительной. Оборотные средства, как отмечалось, не только последовательно принимают различные формы, но и постоянно в определенных частях пребывают в этих формах. Приведенные обстоятельства создают объективную необходимость для разграничения оборачиваемости оборотных фондов и оборотных средств.

Сравнение оборотных средств с фондами обращения, являющимися функциональной формой оборотных средств на стадии обращения, приводит к следующим результатам. Кругооборот фондов предприятий завершается процессом реализации продукции (работ, услуг). Для нормального осуществления дан-

ного процесса они, наряду с основными и оборотными фондами, должны располагать и фондами обращения.

Оборот фондов обращения неразрывно связан с оборотом оборотных производственных фондов и является его продолжением и завершением. Совершая кругооборот, эти фонды переплетаются, образуя общий оборот, в процессе которого стоимость оборотных фондов, перенесенная на продукт труда, переходит из сферы производства в сферу обращения, а стоимость фондов обращения в размере авансированной стоимости — из сферы обращения в сферу производства. Так осуществляется единый оборот авансированных средств, проходящих через разные функциональные формы и возвращающихся в исходную денежную форму. Оборотные средства, совершая кругооборот, из сферы производства, где они функционируют как оборотные фонды, переходят в сферу обращения, где они функционируют как фонды обращения.

Определение оборотных средств как авансированных денежных средств в создаваемые запасы оборотных производственных фондов и фондов обращения не раскрывает полного экономического содержания этой категории. Оно не учитывает, что наряду с авансированием определенной суммы денежных средств происходит процесс авансирования в эти запасы стоимости прибавочного продукта, создаваемого в процессе производства. Поэтому у рентабельных предприятий после завершения кругооборота фондов сумма авансированных оборотных средств возрастает на определенную сумму полученной прибыли. У нерентабельных предприятий сумма авансированных оборотных средств при завершении кругооборота фондов уменьшается в связи с понесенными убытками. Оборотные средства часто отождествляются с денежными средствами. Между тем нельзя в прямом смысле назвать их денежными средствами. Средства, занятые в производстве и в обращении, не следует отождествлять с деньгами. Совокупная стоимость авансируется в форме

денег и, пройдя процесс производства и обращения, снова принимает эту форму. Денежные средства являются посредником в движении средств. Совокупная стоимость, выраженная в деньгах, превращается в реальные деньги только временами и по частям.

Итак, оборотные средства представляют собой авансируемую в денежной форме стоимость для планомерного образования и использования оборотных производственных фондов и фондов обращения в минимально необходимых размерах, обеспечивающих выполнение предприятием производственной программы и своевременность осуществления расчетов.

Оборотные средства предприятия выполняют две функции: производственную и расчетную. Выполняя производственную функцию, оборотные средства, авансируясь в оборотные производственные фонды, поддерживают непрерывность процесса производства и переносят свою стоимость на произведенный продукт. По завершении производства оборотные средства переходят в сферу обращения в виде фондов обращения, где выполняют вторую функцию, состоящую в завершении кругооборота и превращении оборотных средств из товарной формы в денежную.

Ритмичность, слаженность и высокая результативность работы предприятия во многом зависят от его обеспеченности оборотными средствами. Недостаток средств, авансируемых на приобретение материальных запасов, может привести к сокращению производства, невыполнению производственной программы. Излишнее отвлечение средств в запасы, превышающие действительную потребность, приводит к омертвлению ресурсов, неэффективному их использованию.

Поскольку оборотные средства включают как материальные, так и денежные ресурсы, от их организации и эффективности использования зависит не только процесс материального производства, но и финансовая устойчивость предприятия.

9.2 Источники формирования и показатели использования оборотных средств.

Оборотные средства предприятий призваны обеспечивать непрерывное их движение на всех стадиях кругооборота с тем, чтобы удовлетворять потребности производства в денежных и материальных ресурсах, обеспечивать своевременность и полноту расчетов, повышать эффективность использования оборотных средств. Все источники финансирования оборотных средств подразделяются на собственные, заемные и привлеченные. Собственные средства играют главную роль в организации кругооборота фондов, т.к. предприятия, работающие на основе коммерческого расчета, должны обладать определенной имущественной и оперативной самостоятельностью с тем, чтобы вести дело рентабельно и нести ответственность за принимаемые решения.

Формирование оборотных средств происходит в момент организации предприятия, когда создается его уставный фонд. Источником формирования в этом случае служат инвестиционные средства учредителей предприятия. В процессе работы источником пополнения оборотных средств является полученная прибыль, а также приравненные к собственным средствам так называемые устойчивые пассивы. Это средства, которые не принадлежат предприятию, но постоянно находятся в его обороте. Такие средства служат источником формирования оборотных средств в сумме их минимального остатка. К ним относятся: минимальная переходящая из месяца в месяц задолженность по оплате труда работникам предприятия, резервы на покрытие предстоящих расходов, минимальная переходящая задолженность перед бюджетом и внебюджетными фондами, средства кредиторов, полученные в качестве предоплаты за продукцию (товары, услуги), средства покупателей по залогам за возвратную тару, переходящие остатки фонда потребления и др.

Для сокращения общей потребности хозяйства в оборотных средствах, а также стимулирования их эффективного использования целесообразно привлечение заемных средств. Заемные средства представляют собой в основном краткосрочные кредиты банка, с помощью которых удовлетворяются временные дополнительные потребности в оборотных средствах.

Основными направлениями привлечения кредитов для формирования оборотных средств являются: кредитование сезонных запасов сырья, материалов и затрат, связанных с сезонным процессом производства; временное восполнение недостатка собственных оборотных средств; осуществление расчетов и опосредование платежного оборота.

В условиях административно-командной системы управления экономикой заемные средства среди источников финансирования оборотных средств составляли достаточно большую долю. С переходом на рыночную систему управления экономикой роль кредита как источника оборотных средств по крайней мере не уменьшилась. Наряду с привычной необходимостью в покрытии сверхнормативной потребности в оборотных средствах предприятий появились новые факторы, обуславливающие усиление значения банковского кредита. Эти факторы связаны прежде всего с переходным этапом развития, переживаемым отечественной экономикой. Одним из них явилась инфляция. Воздействие инфляции на оборотные средства предприятия очень многогранно: она оказывает непосредственное и косвенное влияние. Прямое влияние характеризуется обесцениванием оборотных средств за время их оборота, т.е. после завершения оборота предприятие фактически не получает авансированную сумму оборотных средств в составе выручки от реализации продукции.

Косвенное влияние выражается в замедлении оборота средств из-за кризиса неплатежей, во многом обусловленного инфляцией. К другим причинам возникновения кризиса непла-

тежей следует отнести снижение производительности труда; крайнюю неэффективность производства; неумение отдельных руководителей приспособиться к новым условиям: искать новые решения, менять товарный ассортимент, снижать материало- и энергоемкость производства, реализуя излишние и ненужные активы.

В целях борьбы с неплатежами и оказания финансовой поддержки значительные средства выделяются на пополнение оборотных средств предприятий. Однако не всегда выделенные средства используются по назначению, что имеет также сильный инфляционный эффект.

Указанные причины обуславливают повышенную заинтересованность предприятий в заемных средствах как источнике пополнения замороженных в долгосрочной дебиторской задолженности оборотных средств. В данной ситуации возникает вопрос границ применения кредита в качестве источника оборотных средств. Это вопрос связан с двойственным влиянием, которое оказывает применение кредита на финансовое положение предприятия в целом и на состояние оборотных средств в частности.

С одной стороны, без привлечения в оборот кредитных ресурсов в условиях дефицита собственных средств предприятию необходимо сокращать ил полностью приостанавливать производство, что грозит серьезными финансовыми затруднениями, вплоть до банкротства. С другой стороны, решение возникших проблем только с помощью кредитов вызывает повышение зависимости предприятия от кредитных ресурсов вследствие увеличения ссудной задолженности. Это приводит к росту нестабильности финансового состояния, теряются собственные оборотные средства, переходя в собственность банка, поскольку предприятия не обеспечивают норму прибыли на вложенный капитал, заданную в виде банковского процента. Кредиторская задолженность относится к внеплановым привлеченным источ-

никам формирования оборотных средств. Ее наличие означает участие в обороте предприятия средств других предприятий и организаций. Часть кредиторской задолженности закономерна, т.к. вытекает из действующего порядка расчетов. Наряду с этим кредиторская задолженность может возникнуть в результате нарушения платежной дисциплины.

У предприятий может возникнуть кредиторская задолженность поставщикам за поступившие товары, подрядчикам за выполнение работ, налоговой инспекции по налогам и платежам, по отчислениям во внебюджетные фонды.

На всех предприятиях нефтегазовой отрасли такая тенденция продолжается длительное время из-за систематических неплатежей потребителей природного газа, прежде всего ГАК «Узбекэнерго», и населения, а также горюче-смазочных материалов. За просроченные долги крупных потребителей природного газа предприятия НХК «Узбекнефтегаз» не могут начислять штрафы и пени из-за наличия у первых директивных документов, хотя сами уплачивают штрафы и пени по долгам и налогам.

Таблица 10

Состав оборотных средств нефтегазовой отрасли (млрд. сум)

№№	Наименование	Сумма
1.	Оборотные активы – всего	3221
	В том числе:	
а)	Материальные оборотные средства	436
	Из них:	
	- производственные запасы	246
	- незавершенное производство	16
	- готовая продукция	13
	- товары для перепродажи	161
б)	Денежные средства	108
в)	Дебиторы	1834
г)	Прочие	843

Следует также выделить прочие источники формирования оборотных средств, к которым относятся средства предприятия, временно не используемые по целевому назначению (фонды, резервы и др.).

Правильное соотношение между собственными, заемными и привлеченными источниками образования оборотных средств играет важную роль в укреплении финансового состояния предприятия. В системе мер, направленных на повышение эффективности работы предприятий нефтегазовой отрасли и укрепление их финансового состояния, важное место занимают вопросы рационального использования оборотных средств. Проблема улучшения использования оборотных средств стала еще более актуальной в условиях формирования рыночных отношений. Интересы предприятий требуют полной ответственности за результаты своей производственно-финансовой деятельности. Поскольку финансовое положение предприятий отрасли находится в прямой зависимости от состояния оборотных средств и предполагает соизмерение затрат с результатами хозяйственной деятельности и возмещение затрат собственными средствами, предприятия заинтересованы в рациональной организации оборотных средств – организации их движения с минимально возможной суммой для получения наибольшего экономического эффекта.

Эффективность использования оборотных средств характеризуется системой экономических показателей, прежде всего оборачиваемостью оборотных средств.

Под оборачиваемостью оборотных средств понимается длительность одного полного кругооборота средств с момента превращения оборотных средств в денежной форме в производственные запасы и до выхода готовой продукции и ее реализации. Кругооборот средств завершается зачислением выручки на счет предприятия.

Оборачиваемость оборотных средств значительно сдерживается из-за систематического роста задолженности потребителей нефтегазовой продукции. Значительная часть средств нефтегазовой отрасли находится в обороте предприятий других отраслей.

Оборачиваемость оборотных средств характеризуется рядом взаимосвязанных показателей: длительностью одного оборота в днях, количеством оборотов за определенный период – год, полугодие, квартал (коэффициент оборачиваемости), суммой занятых на предприятии оборотных средств на единицу продукции (коэффициент загрузки). Длительность одного оборота оборотных средств в днях (О) исчисляется по формуле:

$$O = C * T / D,$$

где С - остатки оборотных средств (средние или на определенную дату);

Т – объем товарной продукции; Д – число дней в рассматриваемом периоде.

Уменьшение длительности одного оборота свидетельствует об улучшении использования оборотных средств.

Количество оборотов за определенный период, или коэффициент оборачиваемости оборотных средств (K_o), исчисляется по формуле:

$$K_o = T / C.$$

Чем выше при данных условиях коэффициент оборачиваемости, тем лучше используются оборотные средства.

Коэффициент загрузки средств в обороте (K_z), обратный коэффициенту оборачиваемости, определяется по формуле:

$$K_z = C / T.$$

Кроме указанных показателей также может быть использован показатель отдачи оборотных средств, который определяет

ся отношением прибыли от реализации продукции предприятия к остаткам оборотных средств.

Показатели оборачиваемости оборотных средств могут исчисляться по всем оборотным средствам, участвующим в обороте, и по отдельным элементам. Изменение оборачиваемости оборотных средств выявляется путем сопоставления фактических показателей с плановыми или показателями предшествующего периода. В результате сравнения показателей оборачиваемости оборотных средств выявляется ее ускорение или замедление.

При ускорении оборачиваемости оборотных средств из оборота высвобождаются материальные ресурсы и источники их образования, при замедлении — в оборот вовлекаются дополнительные средства.

Вопросы для самопроверки

- 1) Расскажите о значении оборотных средств предприятий.
- 2) Из каких источников формируются оборотные средства?
- 3) Какие существуют показатели использования оборотных средств?

Глава 10. Капитальное строительство и инвестиции в нефтяной и газовой промышленности.

Вопросы

- 10.1 Сущность, цели и задачи капитального строительства.
- 10.2 Инвестиции в нефтяную и газовую промышленность.
- 10.3 Экономическая эффективность инвестиций в нефтяную и газовую промышленность.

10.1 Сущность, цели и задачи капитального строительства.

Строительство – это вид деятельности предприятий, в процессе которого создается новая или реконструируется действующая недвижимость.

Среди отраслей экономики капитальное строительство занимает одно из ведущих мест. Оно осуществляется с целью расширенного воспроизводства основных фондов. На основе капитального строительства создаются новые здания, сооружения, приобретаются и монтируются оборудование и аппаратура, сооружаются транспортные коммуникации (дороги, трубопроводы), линии электропередач и связи, жилые дома и объекты культурно-бытового назначения. Капитальное строительство также ведется с целью реконструкции и расширения действующих предприятий, их модернизации.

Строительство – одна из крупнейших отраслей народного хозяйства, которая включает строительно-монтажные, подрядные, проектно-изыскательские, проектно-конструкторские организации и фирмы, научно-исследовательские учреждения строительного профиля, органы хозяйственного управления строительством, а также разнообразное число мелких и средних частных и коллективных строительных фирм. Особенность строительства заключается в сооружении недвижимых объектов основных фондов; создаваемая продукция неподвижна и используется по месту ее нахождения. Процесс строительства от-

личается, как правило, большой длительностью, капиталоемкостью и материалоемкостью. Продукция носит индивидуальный характер, поскольку предназначена для отдельного заказчика. Каждый объект строительства осуществляется по индивидуальному проекту и привязан к определенной территории, поэтому средства труда и рабочая сила постоянно перемещаются с одного объекта на другой. Весьма разнообразен характер сооружаемых объектов и выполняемых работ, стоимость которых определяется специфической ценой — сметной стоимостью. Конечным результатом строительства является строительная продукция, представляющая собой сданные в эксплуатацию производственные мощности и основные фонды по полной сметной стоимости.

Значительная часть капитальных вложений осуществляется, минуя стадию строительства, например, в виде затрат на приобретение транспортных средств, сельскохозяйственной техники, оборудования, не требующего монтажа и т.п. При помощи капитальных вложений осуществляется регулирование пропорций и темпов развития отдельных отраслей народного хозяйства.

К капитальным вложениям относятся затраты на строительно-монтажные работы, приобретение оборудования, требующего и не требующего монтажа, предусмотренного в сметах на строительство, производственного инструмента и хозяйственного инвентаря, включаемых в сметы строительства, машин и оборудования, оргтехники, не входящих в сметы строительства, прочие капитальные затраты и работы.

Особенности капитального строительства в нефтегазовой промышленности:

а) непрерывность капитального строительства (ведется постоянно);

б) значительная часть капитального строительства осуществляется в недрах (глубокое бурение);

в) во многих случаях капитальное строительство ведется в необжитых труднодоступных районах;

г) многообразие источников финансирования.

Нефтяная и газовая промышленность Узбекистана имеет сформированную структуру строительных предприятий.

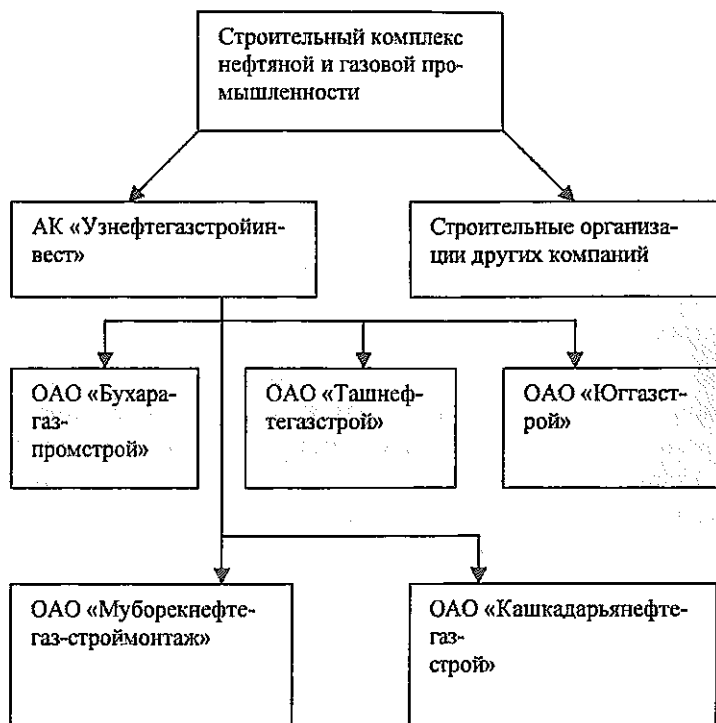


Рис. 5. Структура строительный комплекс нефтяной и газовой промышленности

В нефтегазовой отрасли капитальное строительство осуществляется заказ-подрядным способом. Заказчики - все добывающие, перерабатывающие, транспортирующие и реализующие предприятия. При этом подрядчиками являются как строительные предприятия акционерных компаний нефтегазовой отрасли, так и предприятия, не относящиеся к данной отрасли.

Существуют предприятия, работающие на субподряде у подрядных организаций нефтегазовой отрасли.

10.2 Инвестиции в нефтяную и газовую промышленность.

Инвестиции (нем. Investition, от лат. Investio – одеваю) – долгосрочные вложения капитала в отрасли экономики внутри страны и за границей. Различают финансовые (покупка ценных бумаг) и реальные (вложение капитала в промышленность, сельское хозяйство, строительство и др.) инвестиции.

Рассмотрим инвестирование как многосторонний процесс. По определению инвестициями являются долгосрочные вложения капитала в различные отрасли хозяйства с целью получения прибыли. Однако необходимо учитывать, что осуществление инвестиций, в том числе иностранных, должно быть взаимовыгодным процессом, т.е. приносить прибыль как объекту, на которое последнее направлено, так и субъекту (инвестору).

Инвестициями в общем случае называется совокупность затрат на создание новых, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих и замену изношенных основных фондов. В целом, нефтегазовая отрасль имеет широкий диапазон источников финансирования инвестиций.

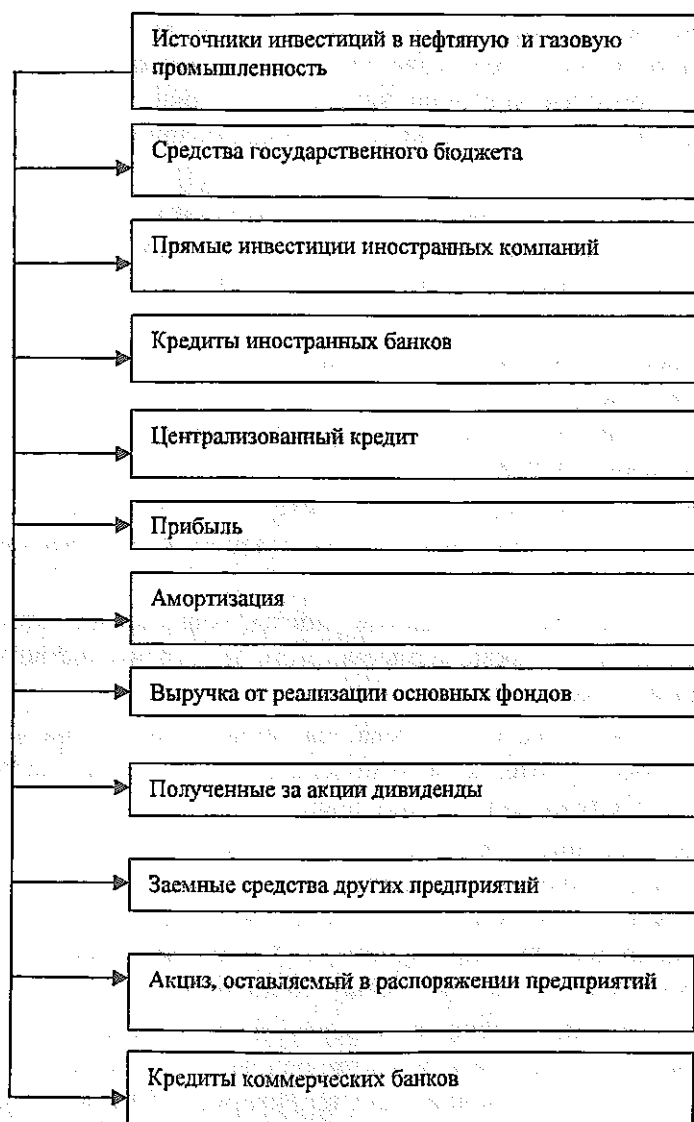


Рис.6. Источники инвестиции

Основными целями инвестиций в нефтяную и газовую промышленность являются создание новых производственных мощностей и обеспечение дополнительных условий для более полного использования возможностей существующих мощностей.

Основной задачей инвестиций в нефтяную и газовую промышленность является создание условий для полного извлечения углеводородов, их переработки и реализации продуктов переработки.

В процессе планирования и финансирования инвестиций различают их воспроизводственную и технологическую структуру, которые представляют собой соотношение между следующими направлениями инвестиций.

Воспроизводственная структура инвестиций включает: новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение.

Технологическая — монтажные работы, оборудование, инструменты, инвентарь, включаемые в сметы на строительство и прочие капитальные вложения.

Новым строительством называется осуществляемое на новых территориях строительство комплексов объектов основного, подсобного и обслуживающего назначения.

Под расширением понимают строительство новых и увеличение производственных площадей отдельных подразделений и объектов основного, подсобного и обслуживающего назначения на площади действующих производств или примыкающих к ним в целях создания дополнительных мощностей.

К реконструкции относится переустройство существующих производств, участков и объектов основного, подсобного и обслуживающего назначений на территории действующих предприятий (организаций), как правило, без расширения имеющихся зданий и сооружений основного назначения.

Техническое перевооружение представляет собой комплекс мероприятий по повышению технико-экономического уровня отдельных цехов и участков действующих производств на основе внедрения передовой техники и технологии, механизации и автоматизации производства, модернизации и замены устаревшего оборудования более совершенным, а также по улучшению работы вспомогательного хозяйства.

В настоящее время все большая доля инвестиций приходится на реконструкцию, техническое перевооружение и поддержание мощностей действующих предприятий. Изменяется и технологическая структура инвестиций.

Нефтяную и газовую промышленность с точки зрения управления можно рассматривать как систему следующих взаимосвязанных производственных комплексов:

- подготовка запасов (геолого-поисковые и геологоразведочные работы);
- добыча нефти и газа (разработка нефтяных и газовых месторождений);
- сбор и подготовка к транспортировке нефти и газа;
- транспортировка нефти (газа) к пунктам переработки (потребления);
- переработка нефти и газа, хранение газа и подготовка их к распределению между потребителями.

Как видно из представленного перечня, организация производственных процессов сбора, транспортировки и хранения нефти и газа резко отличается от других производственных процессов. Организация нефти и газа ближе всего по сущности к производственным процессам добычи. Но здесь следует отметить большой объем линейных работ по строительству, ремонту и реконструкции систем сбора нефти и газа.

Планирование производства при сооружении реконструкции представляет собой сложный комплекс плановых, проектных, организационных и других работ, выполняемый всеми участниками инвестиционного процесса (процесса проектирования, осуществление инвестиций и создание новых основных фондов), направленный на обеспечение высокого организационно-технического уровня строительного производства, позволяющего обеспечить своевременно ввод в действие производственных мощностей и объектов строительства с высоким качеством при наименьших затратах.

Инвестиции в нефтегазовую отрасль с каждым годом возрастают и на 2007 год они составляют по плану 1,4 трлн.сум. Более половины инвестиций направляются на подготовку сырьевой базы и добычу углеводородов.

Таблица 11

Распределение инвестиций по направлениям деятельности нефтегазовой отрасли за 2001-2007 годы (в%)

	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
Инвестиции - всего по НХК из них:	100	100	100	100	100	100	100
геология и добыча	33,4	73,2	53,6	65,3	60,1	68,0	74,0
переработка	15,7	5,0	1,0	2,4	4,8	4,2	3,1
транспорти- ровка газа	16,3	16,0	31,9	30,5	32,7	25,7	21,0
прочие	34,6	5,8	13,5	1,8	2,4	2,1	1,9

В нефтегазовой отрасли реализуется для ее развития широкомасштабная программа привлечения иностранных инвестиций.

В 1992-1999 г.г. иностранные инвестиции привлекались в форме предоставления кредитов зарубежными банками под суверенную гарантию правительства Республики Узбекистан. Такой порядок инвестиционных вложений был обусловлен тем, что страна впервые была представлена на международном рынке капиталов как независимое государство и в период его становления были необходимы твердые гарантии высокого уровня для обеспечения доверия иностранных и международных финансовых институтов.

Начиная с 2000 г. в Узбекистане идет постепенная либерализация законодательства в части привлечения иностранных инвестиций: в апреле 2000 г. издан Указ «О мерах по привлечению прямых иностранных инвестиций в разведку добычи нефти и газа», предусматривающий предоставление льгот инвесторам для компенсации их геологических рисков; в декабре 2001 г. принят Закон «О соглашениях о разделе продукции», распространяющий льготы и на участников добывающих проектов; в декабре 2002 г. утверждена новая версия Закона «О недрах», расширяющая права инвесторов. В 2005 г. введен в действие важный для стимулирования инвестиционной деятельности Закон «О дополнительных мерах по стимулированию привлечения прямых частных иностранных инвестиций», существенно расширяющий масштабы применения налоговых и иных послаблений. Согласно Закону, право на льготы получили предприятия, в уставном капитале которых доля иностранцев не менее 50%. Льготы предусматривают освобождение от уплаты налога на прибыль по основной деятельности и на имущество, от отчислений в дорожный фонд, от ряда других бюджетных выплат. Кроме того, убытки от основной деятельности, возникающие от создаваемых СП, переносятся на срок до пяти лет равными долями

для погашения за счет прибыли в годы, следующие за отчетным периодом, когда деятельность была убыточной.

С января 2007 г. Узбекистан снизил ставки налога на пользование недрами при добыче углеводородов и акцизы на ряд производимых в стране нефтепродуктов. Ставка налога на пользование недрами при добыче нефти снижена с 35% до 20%, газового конденсата – с 32% до 20%, природного газа – с 58% до 30%. Ставка акциза на производимый бензин снижена с 45% до 28%, на дизтопливо – с 40% до 25%, на авиакеросин – с 20% до 8%.

Инвестиционная программа Узбекистана на 2007 г. предусматривает реализацию 78 проектов, под которые планируется привлечь более \$1млрд. иностранных инвестиций. Наибольший объем иностранных инвестиций - \$424,4 млн. – приходится на девять проектов в топливно-энергетическом секторе, из них \$418,7 млн. планируется вложить в семь проектов в нефтегазовой отрасли за счет прямых инвестиций зарубежных компаний.

В нефтегазовом комплексе Узбекистана действуют, главным образом, российские и китайские компании. С российской стороны в Узбекистане работают ОАО «Газпром», НК «ЛУКОЙЛ», а также дочерняя структура инвестиционно-финансовой группы «Союзнефтегаз» компания «Союзнефтегаз Восток Лимитед».

ЛУКОЙЛ планирует осваивать Кунградский участок в Северо-Устюртской НГО, разрабатывать Кандымскую группу месторождений, а также месторождения Хаузак и Шады в Бухара-Хивинском регионе. В ближайшее время предполагается осуществить ввод в эксплуатацию месторождений Хаузак и Шады, доходы от реализации газа с которых будут направлены на освоение Кандыма и Кунграда.

Газ, добываемый на месторождениях Кандымской группы, будет продаваться «Газпрому» и экспортироваться в направлении России. Проект также предусматривает строительство газо-

химического комплекса мощностью 6 млрд.м³ в год, первая очередь которого может быть введена в эксплуатацию в 2010 г. Инвестиции компании в 2007 г. составят \$170 млн.

Современный этап сотрудничества ОАО «Газпром» с «Узбекнефтегазом» начался в 2002 г., когда было подписано соглашение о стратегическом партнерстве, предусматривающее последовательное увеличение поставок газа в Россию, пролонгированное и расширенное в 2007 г.

В 2003 г. заключено рамочное соглашение о совместном освоении месторождений перспективного Устюртского региона. В 2004 г. подписано СРП сроком на 15 лет с первоначальным объемом инвестиций \$15 млн., предполагающее участие «Газпрома» в процессе восстановления добычи газа на месторождении Шахпахты. В январе 2006 г. «Газпром» и «Узбекнефтегаз» подписали два соглашения, определяющие принципы геологического изучения недр семи инвестиционных блоков Устюртского региона и основные моменты соглашения о разделе продукции (СРП) месторождений Урга, Куаныш и Акчалакской группы Устюртского региона на западе страны. Деятельность «Газпрома» в Узбекистане осуществляется в основном через дочернее общество ЗАО «Зарубежнефтегаз».

Компании «Союзнефтегаз Восток Лимитед» принадлежит две лицензии: на разведку нефтегазовых запасов по двум инвестиционным блокам Устюртского региона в Центральном Устюрте и на разведку месторождений Адамташ и Южно-Кызылбайрагского в Юго-Западном Гиссаре. Первоначально в 2001 г. лицензии на освоение этих площадей были выданы дочернему предприятию Trinity Energy (Великобритания) и компании «УзПЕКЛтд.» на условиях Соглашения о разделе продукции. Это был первый контракт подобного типа, подписанный в республике. Указ правительства предусматривал существенные льготы по налогообложению. Однако целенаправленное развитие только добычи без соответствующего восполнения сырьевой

базы на месторождениях привело к отзыву лицензий. В начале 2007 г. лицензии на право проведения поисково-разведочных работ сроком на пять лет и последующей добычи в течение 36 лет выданы компании «Союзнефтегаз Восток Лимитед».

Таблица 12

**Проекты в НГК Узбекистана с участием
российских компаний.**

Россий- ский участник	Проект	Доля инве- стора в прибыльной продукции (%)	Запасы нефти/газа и конденсата (млрд м ³ / млн т)	Капи- тальные вложения (\$млн)	Сроки реали- зации
ЛУКОЙЛ	Кунград/Кан- дым/ Хаузак/ Шады	49,8	283,0/ 8,0	995,0	2004- 2039
Газпром	Шахпахты	50	/7,7	15,0	2004- 2019
Газпром	Урга/Куныш/ Акчалакская группа	50	915/ 1270	610,0	2007- 2011
Союз- нефтегаз Восток Лимитед	Центральный Успорт/Юго- Западный Гиссар	30	150,0/ 50,0	466,2	2007- 2048

В последние годы происходит значительная активизация деятельности китайских компаний. Первоначально бизнес китайских инвесторов в НГК Узбекистана был основан, главным образом, на сервисных контрактах, в последующем появился ряд проектов в сфере разведки и разработки нефтегазовых месторождений.

Кроме российских и китайских компаний в НГК Узбекистана действуют фирмы из Швейцарии, Малайзии, Кореи, других стран.

Zeromax Group (Швейцария) работает на рынке Узбекистана с 2000 г. Кроме нефтегазового комплекса, компания ведет деятельность и в других отраслях экономики (сельском хозяйстве, текстильной, цементной, кабельной промышленности), активно участвует в создании предприятий малого и среднего бизнеса. Организован ряд СП с «Узбекнефтегазом»: «Гиссарнефтегаз», «Кокдумалак Газ», «Бентонит», «Нефтегазмонтаж», «Нефтегазсаноатлойиха», «УзГазОйл», «Темир-Хизмат».

Совместно с НХК «Узбекнефтегаз» реализован ряд инвестиционных и подрядных проектов: поставка комплектующих для строительства Шуртанского ГХК; проектирование и строительство 60-километрового газопровода, соединяющего газопровод Бухара-Урал и УКПП «Восточный Бердах», что позволило увеличить мощность газотранспортной системы республики и повысить возможности по экспорту природного газа; строительство экспортного газопровода Газли-Сарымай, строительство горного участка газопровода Шуртан-Шерабад; строительство магистрального газопровода Мубарек-Галляарал-Янгиер; расширение и капремонт участков магистральных газопроводов Газли-Каган, Бухара-Урал и другие.

Таблица 13

Проекты в НГК Узбекистана с участием европейских и азиатских компаний.

Инвестор	Проект	Капитальные вложения, \$млн	Вид деятельности	СП
«Зеромакс групп» (Zeromax GmbH), Швейцария	Месторождение Коклуд-малак	30,9	Утилизация попутного газа	«Коклудмалак газ»
«Зеромакс групп» (Zeromax GmbH), Швейцария	Нефтегазовые месторождения в Гиссарском регионе	400,5	Добыча углеводородов	—
«Петронас» (Petronas), Малайзия	Байсунский блок (Сур-хансаринская область)	47,8	Разведка и добыча газа	—
«Пробад» (Probadi), Малайзия	Месторождение Карак-тай	12	Добыча нефти	«УзМалойл»
«Когас» (KOGAS), Корея	Месторождение «Сур-гиль» (Устюрт)	960	Разработка месторождения	—

Расширение в 2004 г. участка газопровода Газли-Нукус позволило увеличить экспорт природного газа в северном направлении до 7 млрд. м³, а после выполнения следующего этапа строительства (2005-2006 г.г.) пропускная способность на этом направлении увеличилась до 12 млрд. м³ в год. СП «Кокдумалак Газ» реализуется проект утилизации попутного газа Кокдумалакского месторождения, необходимый объем инвестиций – более \$ 30 млн.

Осенью 2005 г. Petronas и «Узбекнефтегаз» подписали соглашение об изучении газовых месторождений в Сурхандарьинской области на юге Узбекистана. Соглашение предусматривает техническое изучение, а также проведение геологоразведочных работ на территории Байсунского инвестиционного блока в течение 18 месяцев. По результатам геологоразведки стороны примут решение о форме сотрудничества в разработке газовых месторождений Байсунского блока, где к настоящему времени уже открыто два крупных газовых месторождения – Гаджак и Когнисай.

На небольшом месторождении Карактай работает совместное предприятие «Узбекнефтегаза» и малазийской компании Probadі - «Узмалойл», с объемом добычи нефти около 50 тыс. тонн в год.

Корейская KOGAS в 2007 г. приступит к комплексной разработке месторождения Сургиль на Устюрте с общими объемами инвестиций в размере \$960 млн. В 2007 г. объем инвестиций планируется в объеме \$ 12,5 млн.

10.3 Экономическая эффективность инвестиций в нефтяную и газовую промышленность

Наличие большого количества инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли республики, с одной стороны, и множества иностранных компаний – претендентов на реализацию этих

проектов, с другой стороны, обуславливает необходимость оценки эффективности этих инвестиций.

Оценку экономической эффективности производят по нескольким направлениям и показателям.

На уровне Министерства экономики и Министерства финансов основным критерием является общая экономическая эффективность инвестиций. Общая и сравнительная экономическая эффективность инвестиций отличаются как по задачам, так и по методам исчисления.

Показатель общей экономической эффективности инвестиций по республике и по отдельным отраслям определяется отношением прироста годового объема национального дохода $\Delta Д$ к вызвавшему этот прирост инвестициям K в сфере материального производства:

$$\mathcal{E} = \Delta Д / K.$$

Для определения общей экономической эффективности инвестиций по нефтяной и газовой промышленности в целом применяется отношение прироста чистой прибыли (после уплаты всех налогов и отчислений) $\Delta П$ к инвестициям, обусловившим этот прирост:

$$\mathcal{E}' = \Delta П / K.$$

Расчет сравнительной эффективности инвестиций по конкретному проекту производится сопоставлением инвестиций и себестоимости продукции по сравниваемым вариантам или сопоставлениям приведенных затрат по формулам:

$$T = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2}; \quad E = \frac{C_1 - C_2}{K_2 - K_1};$$

$$C_1 + E_n K_1 \geq C_2 + E_n K_2,$$

где K_1 и K_2 – инвестиции по сравниваемым вариантам, сум; C_1 и C_2 – себестоимость годового объема производства продукции по

сравниваемым вариантам, сум; E_n – нормативный коэффициент эффективности инвестиций по отрасли (для нефтяной и газовой промышленности $E_n=0,12$).

Кроме общей экономической эффективности в нефтегазовой отрасли существуют следующие показатели оценки эффективности:

- удельные инвестиции на прирост добычи 1 т углеводородов;
- удельные инвестиции на 1 т добытых углеводородов;
- себестоимость добычи углеводородов;
- производительность труда (или трудоемкость).

В системе нефтяной и газовой промышленности особое внимание уделяется экономической эффективности инвестиций в подготовку сырьевых ресурсов. При этом основным и обобщающим показателем является коэффициент общей экономической эффективности:

$$\Xi = \Pi / K,$$

где Π – народнохозяйственный эффект отрасли, реализуемый на стадии добычи и использования попутных компонентов; K – инвестиции в геологоразведочные работы, нефтегазодобычу (включая эксплуатационное бурение, обустройство месторождения и др.).

Для определения народнохозяйственного эффекта (Π) целесообразно использовать замыкающие затраты на нефть и газ, в которых учтены рента местоположения, рента горно-геологическая, рента качества нефти и газа:

$$\Pi = [Z_{\text{зам}} - (C + E_n K)] Q_{\text{ср}},$$

где $Z_{\text{зам}}$ – замыкающие затраты на нефть и газ, сум/т; C – себестоимость добычи нефти и газа, сум/т; K – сумма удельных инвестиций в геологоразведочные работы, нефтегазодобычу (включая эксплуатационное бурение и обустройство месторождения и др.), сум/т.

В последнее время в связи с вхождением отраслей экономики в рыночные условия предприятия в составе бизнес-планов приводят расчеты эффективности инвестиций. При этом наиболее распространены следующие показатели эффективности инвестиций:

- чистое современное значение инвестиционного проекта (NPV);
- внутренняя норма прибыльности (доходности, рентабельности) (IRR);
- дисконтированный срок окупаемости (DPB);
- индекс прибыльности.

Данные показатели, как и соответствующие им методы, используются в двух вариантах:

- для определения эффективности предполагаемых независимых инвестиционных проектов, когда делается вывод: принять или отклонить проект;
- для определения эффективности взаимоисключающих проектов, когда делается вывод с тем, какой проект принять из нескольких альтернативных.

Методы оценки эффективности инвестиций

Метод чистого современного значения (NPV – метод)

Данный метод основан на использовании понятия чистого современного значения стоимости (Net Present Value):

$$NPV = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} = \sum_{k=0}^n \frac{CF_k}{(1+r)^k},$$

где CF_1 – чистый денежный поток, r – стоимость капитала, привлеченного для инвестиционного проекта.

Термин «чистый» имеет следующий смысл: каждая сумма денег определяется как алгебраическая сумма входных (положительных) и выходных (отрицательных) потоков. Например, если

во второй год реализации инвестиционного проекта объем капитальных вложений составляет \$15000, а денежный доход в тот же год - \$12000, то чистая сумма денежных средств во второй год составляет \$3000.

В соответствии с сущностью метода современное значение всех входных денежных потоков сравнивается с современным значением выходных потоков, обусловленных капитальными вложениями для реализации проекта. Разница между первым и вторым есть чистое современное значение стоимости, которое определяет правило принятия решения.

При оценке целесообразности инвестиций обязательно устанавливают (рассчитывают) ставку дисконта, т.е. процентную ставку, которая характеризует норму прибыли, относительный показатель минимального ежегодного дохода инвестора, на который он надеется.

Метод внутренней нормы прибыльности

По определению внутренняя норма прибыльности (иногда говорят доходности) – это такое значение показателя дисконта, при котором современное значение инвестиции равно современному значению потоков денежных средств за счет инвестиций, или значение показателя дисконта, при котором обеспечивается нулевое значение чистого настоящего значения инвестиционных вложений.

Экономический смысл внутренней нормы прибыльности состоит в том, что это такая норма доходности инвестиций, при которой предприятию одинаково эффективно инвестировать свой капитал под IRR% в какие-либо финансовые инструменты или в реальные активы, генерирующие денежный поток, каждый элемент которого, в свою очередь, инвестируется под IRR%.

Математическое определение внутренней нормы прибыльности предполагает решение следующего уравнения:

$$\sum_{j=1}^n \frac{CF_j}{(1 + IRR)^j} = INV,$$

где CF_j - входной денежный поток в j -й период, INV - значение инвестиции.

Решая это уравнение, находим значение IRR . Схема принятия решения на основе метода внутренней нормы прибыльности имеет вид:

- если значение IRR выше или равно стоимости капитала, то проект принимается;
- если значение IRR меньше стоимости капитала, то проект отклоняется.

Таким образом, IRR является как бы «барьерным показателем»: если стоимость капитала выше значения IRR , то «мощности» проекта недостаточно, чтобы обеспечить необходимый возврат и отдачу денег и, следовательно, проект следует отклонить.

Метод периода окупаемости

Рассмотрим этот метод на конкретном примере анализа двух взаимоисключающих проектов.

Пусть оба проекта предполагают одинаковый объем инвестиций \$1000 и рассчитаны на 4 года.

Проект А по годам генерирует следующие денежные потоки: \$500; \$400; \$300; \$100; проект Б - \$100; \$300; \$400; \$600.

Стоимость капитала проекта оценена на уровне 10%. Расчет дисконтированного срока осуществляется с помощью нижеследующих таблиц.

Таблица 14

Проект А

Денежный поток					
	0-й	1-й	2-й	3-й	4-й
Чистый	-1000	500	400	300	100
Чистый дисконти- рованный	-1000	455	331	225	68
Чистый накоплен- ный дисконтиро- ванный	-1000	-545	-214	11	79

Таблица 15

Проект Б

Денежный поток					
	0-й	1-й	2-й	3-й	4-й
Чистый	-1000	100	300	400	600
Чистый дисконти- рованный	-1000	91	248	301	410
Чистый накоплен- ный дисконтиро- ванный	-1000	-909	-661	-360	50

Дисконтированные значения денежных доходов предприятия в ходе реализации инвестиционного проекта интерпретируются следующим образом: приведение денежной суммы к на-

стоящему моменту времени соответствует доходу инвестора, предоставляемому последнему за вложение капитала. Таким образом, оставшаяся часть денежного потока призвана покрыть исходный объем инвестиции.

Чистый накопленный дисконтированный денежный поток представляет собой непокрытую часть исходной инвестиции. С течением времени ее величина уменьшается. Так, к концу второго года непокрытыми остаются лишь \$214, и поскольку дисконтированное значение денежного потока в третьем году составляет \$225, становится ясным, что период покрытия инвестиции составляет два полных года и какую-то часть года. Более конкретно для проекта получим:

$$DPB_A = 2 + 214/225 = 2,95$$

Аналогично для второго проекта:

$$DPB_B = 2 + 214/225 = 2,95$$

На основании результатов расчетов делается вывод: проект А лучше, поскольку он имеет меньший дисконтированный период окупаемости.

Существенным недостатком метода дисконтированного периода окупаемости является то, что он учитывает только начальные денежные потоки, именно те, которые укладываются в период окупаемости. Все последующие денежные потоки не принимаются во внимание в расчетной схеме. Так, если бы в рамках второго проекта в последний год поток составил, например, \$1000, то результат расчета дисконтированного периода окупаемости не изменился бы, хотя совершенно очевидно, что проект станет в этом случае гораздо более привлекательным.

Методы индекса прибыльности

Абсолютная эффективность капитальных затрат показывает общую величину их отдачи (результативности) на предприятии. Ее расчет необходим для оценки ожидаемого или фактиче-

ского эффекта от реальных инвестиций за определенный момент времени.

Применяют два взаимосвязанных показателя, по которым определяют абсолютную эффективность инвестиций. Первый (прямой) – коэффициент экономической эффективности (прибыльности). Второй (обратный), упомянутый выше – дисконтированный период окупаемости.

Метод расчета индекса прибыльности (рентабельности) инвестиций (PI) рассчитывается по формуле:

$$PI = \sum_k \frac{P_k}{(1+r)^k} : IC ,$$

IC – исходная инвестиция, P_k – денежный поток.

Очевидно, что если :

$PI > 1$, то проект следует принять;

$PI < 1$, то проект следует отвергнуть;

$PI = 1$, то проект ни прибыльный, ни убыточный.

В отличие от чистого современного значения индекс прибыльности является относительным показателем. Благодаря этому он очень удобен при выборе одного проекта из ряда альтернативных, имеющих примерно одинаковое значение NPV, либо при комплектовании портфеля инвестиций с максимальным суммарным значением NPV.

Вопросы для самопроверки

- 1) Расскажите о сущности и особенностях капитального строительства нефтяной и газовой промышленности.
- 2) Какие существуют источники инвестиций в нефтяную и газовую промышленность?
- 3) Из чего складывается воспроизводственная и технологическая структура инвестиций?
- 4) Как определяется экономическая эффективность инвестиций в нефтяную и газовую промышленность?
- 5) Какие существуют методы оценки эффективности инвестиций?

Глава 11. Кадры, производительность и организация оплаты труда в нефтяной и газовой промышленности

Вопросы

- 11.1 Кадры в нефтяной и газовой промышленности
- 11.2 Производительность труда в нефтяной и газовой промышленности
- 11.3 Организация оплаты труда в нефтяной и газовой промышленности

11.1 Кадры в нефтяной и газовой промышленности

Состояние и состав кадров отраслей экономики определяют уровень развития техники, технологии и автоматизации производства.

Кадрами (персоналом) предприятия являются все его работники, выполняющие различные производственно-финансовые функции.

Под организацией труда и управлением кадрами предприятия подразумеваются:

- наем сотрудников в условиях неполной занятости;
- расстановка работников в соответствии со сложившейся системой производства;
- распределение среди работников должностных обязанностей;
- подготовка и переподготовка кадров;
- стимулирование труда;
- совершенствование организации труда;
- забота о работниках, оказавшихся ненужными на данном предприятии по различным причинам.

Структура кадров (персонала) – это соотношение численности различных категорий работающих.

Все работающие на предприятии подразделяются на две категории:

1. Промыленно-производственный персонал (ППП), занятый производством и его обслуживанием;
2. Персонал непромышленных организаций (в основном работники жилищно-коммунальных хозяйств, детских, лечебно-санитарных, спортивно-оздоровительных учреждений, принадлежащих предприятию).

Активной частью структуры кадров являются рабочие, непосредственно занятые созданием материальных ценностей или оказанием производственных и транспортных услуг. Рабочие подразделяются на основные и вспомогательные. Их соотношение является аналитическим показателем работы предприятия.

Специалисты и руководители осуществляют организацию производственного процесса и руководство им. Служащие выполняют финансово-расчетные, снабженческо-сбытовые, учетные функции.

Для анализа структуры кадров определяется удельный вес каждой категории работников в общей среднесписочной численности персонала предприятия.

В нефтегазовой отрасли Узбекистана на 01.01.2006г. численность работников составляет 77487 чел., в том числе

Рабочих –	59819	78,5%
ИТР –	14712	18,6%
Служащих –	711	0,9%
МОП –	1036	1,3%
Учеников –	48	—
Сторожи и помощники охраны	561	0,7%

Структура кадров анализируется по каждому подразделению предприятия и может рассматриваться по таким признакам

как возраст, пол, уровень образования, результаты работы, квалификация, степень выполнения норм и т.д.

В практике учета и планирования кадров различают явочный, списочный и среднесписочный составы.

Явочный состав – это минимально необходимое число работников, которые должны ежедневно являться на работу для выполнения задания в установленные сроки.

Списочный состав – все постоянные и переменные работники, числящиеся на предприятии, как выполняющие в данный момент работу, так и находящиеся в очередных отпусках, командировках, выполняющие государственные обязанности, не явившиеся на работу по болезни и каким-либо другим причинам. Списочная численность работников может быть установлена на определенную дату.

Среднесписочный состав определяется путем суммирования списочного состава работников за все календарные дни периода, включая выходные и праздничные дни, и деления полученной суммы на полное календарное число дней периода.

Кадры предприятия не являются постоянной величиной: одни работники увольняются, другие принимаются на работу. Состояние кадров на предприятии определяется с помощью следующих коэффициентов:

-коэффициент выбора кадров:

$$K_{вк} = (Ч_{ув} / Ч_{ср}) 100,$$

где $Ч_{ув}$ – численность уволенных за период работников, $Ч_{ср}$ – среднесписочная численность работников за период.

-коэффициент приема кадров:

$$K_{пк} = (Ч_{пр} / Ч_{ср}) 100,$$

где $Ч_{пр}$ – численность принятых за период работников.

-коэффициент оборота кадров:

$$K_{ок} = [(Ч_{пр} + Ч_{ув}) / Ч_{ср}] 100$$

-коэффициент текучести кадров:

$$K_{тк} = (Ч_{ув} / Ч_{ср}) 100,$$

где Чув – численность уволенных за период работников за прогулы, по собственному желанию, за нарушение трудовой дисциплины.

Потери в численности от текучести кадров определяются по формуле:

$$\text{Ч} = (\text{Ктк} \cdot \text{ЧсрДн}) / (\text{Тнл} \cdot 100),$$

где Дн – перерыв в работе в днях при каждом переходе работника из одной организации в другую (для укрупненных расчетов принимаются равным 20 дням), Тнл – плановый фонд рабочего времени одного любого работника по балансу в днях.

Большое значение для технического развития отрасли имеют подготовка и повышение квалификации кадров. Подготовка специализированных инженерных кадров осуществляется в ТашГТУ им. Беруни, ТашГНУ, ТХТИ, Каршинском инженерно-экономическом институте, РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, в ряде других вузов республики и других стран

Не менее важное значение имеет также подготовка кадров со среднетехническим образованием. Эти кадры готовят на Бухарском, Ферганском и Кокандском колледжах нефтяной и газовой промышленности.

Подготовку рабочих кадров производят Каршинский и Кокандский учебно-курсовые комбинаты.

Интенсивное совершенствование техники и технологии нефтяного и газового производства обуславливает необходимость периодического (в каждые 5-7 лет) повышения квалификации руководящих кадров и специалистов, которое осуществляется в вузах страны и СНГ.

11.2 Производительность труда в нефтяной и газовой промышленности

Производительность труда – продуктивность производственной деятельности людей, показатель, характеризующий эффективность затрат труда в материальном производстве и определяющийся количеством продукции, производимой в единицу рабочего времени, или затратами труда на производство единицы продукции. Измеряется количеством продукции, произведенной работником в сфере материального производства за единицу времени, или количеством времени, которое затрачено на производство единицы продукции. Общественная производительность труда выражается в величине произведенного национального дохода в расчете на одного занятого рабочего в отраслях материального производства. Различают производительность живого труда и производительность совокупного общественного труда.

Уровень производительности труда характеризуется двумя показателями: выработка продукции в единицу времени (прямой показатель) и трудоемкость изготовления продукции (обратный показатель).

Зависимость между снижением трудоемкости (ΔT) и ростом выработки ($\Delta\Pi$) определяется по формулам:

$$\Delta T = [\Delta\Pi / (\Delta\Pi + 100)] 100,$$
$$\Delta\Pi = [\Delta T / (100 - \Delta T)] 100.$$

Выработка продукции в единицу времени – наиболее распространенный и универсальный показатель производительности труда. В зависимости от того, в каких единицах измеряется объем продукции, производимой на предприятии, применяются различные методы измерения производительности труда: натуральный, условно-натуральный, стоимостной и трудовой.

Рост производительности труда выражается в увеличении количества продукции (объема работ) в единицу рабочего вре-

мени или в уменьшении рабочего времени, затрачиваемого на производство единицы продукции (работ).

Для всех этапов развития человеческого общества характерно повышение производительности труда. Историческая тенденция изменения производительности труда состоит в том, что рабочий приводит в движение все большую массу средств производства, создавая все увеличивающуюся массу продукции. При этом в каждой единице продукции повышается доля прошлого труда и одновременно сокращается общее количество труда — прошлого и живого.

При измерении и планировании производительности труда различают часовую, дневную и месячную (годовую) производительности труда.

Часовая — производительность труда характеризует количество продукции, произведенной работником в среднем за 1 час рабочего времени. Этот показатель дает наиболее полное представление об эффективности труда, поскольку он отражает выработку продукции за время непосредственной работы. Повышение часовой производительности труда может быть обеспечено, прежде всего, за счет интенсивных факторов производства.

Дневная производительность труда — это количество продукции, выработанной за 1 человеко-день нормальной продолжительности, включая перерывы и простои в течение рабочего дня. При отсутствии внутрисменных простоев дневная производительность труда равна часовой, умноженной на среднюю продолжительность рабочего дня.

Месячная (годовая) производительность труда представляет собой отношение объема продукции, произведенной в течение месяца (года) к среднесписочной численности работников за тот же период. При отсутствии целодневных простоев и невыходов на работу месячная (годовая) производительность труда

равна дневной, умноженной на среднюю продолжительность рабочего месяца (года).

Показатели дневной, месячной (годовой) производительности труда обычно отражают некоторые потери времени (внутрисменные, целодневные), а, следовательно, дают представление и об эффективности использования рабочей силы с учетом сложившегося на предприятии уровня организации производства и труда.

Уровень производительности труда в зависимости от поставленной задачи планирования и анализа можно рассчитывать как по отношению к численности рабочих, так и по отношению ко всей численности промышленно-производственного персонала. Объем производства продукции может измеряться натуральным, стоимостным (ценностным) и трудовым методами.

При *натуральном* методе в расчет принимают объем производства продукции в натуральном измерении (тонны, метры и т.п.). Этот метод применяют в отраслях, производящих однородную продукцию. Так, например, в нефтедобывающей промышленности уровень производительности труда определяют отношением объема добычи нефти и газа в тоннах за определенный период к затратам времени (в человеко-часах, человеко-днях) или к среднесписочной численности рабочих (работающих) за тот же отрезок времени.

Несмотря на простоту и наглядность, этот метод имеет и недостатки. На любом промышленном предприятии выполняются работы, которые затруднительно или невозможно выразить в натуральной форме (услуги промышленного характера на сторону, работы по своему капитальному строительству и т.д.). В связи с невозможностью учета работ в натуральном выражении уровень и динамика производительности труда несколько искажаются.

В нефтеперерабатывающей промышленности натуральный метод применяется при расчете производительности труда ра-

ботников отдельных технологических установок (процессов). При расчете же по заводу в целом данный метод неприменим ввиду широкого ассортимента вырабатываемых топлив, масел и других нефтепродуктов, имеющих различные потребительские свойства.

При *трудо*вом методе расчета производительности труда продукцию исчисляют в нормах трудоемкости, что дает возможность суммировать продукцию и работу различных видов. Однако в связи с несовершенством норм затрат рабочего времени этот метод не нашел широкого применения.

Наибольшее распространение в промышленности получил *стоимостный* метод измерения производительности труда. По этому методу объем производства валовой (товарной) продукции в оптовых ценах предприятия за определенный период делится на среднесписочную численность промышленно-производственного персонала.

В бурении нефтяных и газовых скважин производительность труда исчисляют как в натуральном, так и в стоимостном выражениях. При натуральном методе выполненный за данный период объем буровых работ в метрах проходки относят к среднесписочной численности работников (рабочих) за тот же период времени, а при стоимостном методе объем производства, принимаемый по сметной стоимости выполненных буровых работ, делят на среднесписочное число работников (рабочих) за одно и то же время.

При добыче нефти и газа также применяют натуральный и стоимостной методы измерения производительности труда. В первом случае объем добычи нефти и газа принимают в тоннах, а во втором – в сумме валовой (товарной) продукции в оптовых ценах предприятия. Производительность труда можно определять на один человеко-час, один человеко-день или на одного среднесписочного работника (рабочего).

В переработке нефти и газа наибольшее распространение для измерения уровня производительности труда в целом по заводу получил стоимостный метод, по которому объем производства валовой (товарной) продукции в оптовых ценах предприятия за тот или иной отрезок времени делится на среднесписочную численность работающих (рабочих).

Как было отмечено выше, производительность труда определяется в денежном и физическом выражениях. На уровне предприятия, акционерной компании, объединения, холдинговой компании, министерства и республики в целом производительность труда определяется, как правило, в денежном выражении. На уровне непосредственных производителей – бригады, цеха, промысла, участка и, в отдельных случаях, предприятия целесообразно производительность труда определять в физическом выражении. Производительность труда – это отношение объема продукции (работы, услуг) к численности работников, т.е.

$$Пт = О/Ч$$

В обоих подходах определения производительности имеются свои преимущества и недостатки.

А) В денежном выражении. Преимуществами этого подхода являются удобство и простота расчета. Однако, к серьезному недостатку относится скрытая заинтересованность производителей в удорожании стоимости. Правда, в промышленной деятельности (добыча, переработка) нефтегазовой отрасли производительность труда определяется с помощью товарной продукции в сопоставимых ценах, но ежегодное неоднократное повышение цены нефти и газа отрицательно влияет на расчетную величину производительности труда, скрывая при этом истинную ее величину.

Гораздо ощутимо влияние цены на производительность труда в строительстве скважин, где, кроме прямых затрат на бурение, имеются в больших объемах косвенные затраты, непо-

средственно не связанные с сооружением ствола скважины. До недавнего времени результаты деятельности нефтегазоразведочных предприятий оценивались состоянием освоения выделенных ассигнований на поисково-разведочное бурение. Это, безусловно, приводило к искусственному росту производительности труда в денежном выражении.

Б) В физическом выражении.

Несовершенство данного подхода также очевидно. Например, в добыче. Есть добывающие предприятия, разрабатывающие старые, истощенные, высокообводненные месторождения, работающие только механизированным способом с большой численностью рабочих. Есть также добывающие предприятия, разрабатывающие новые месторождения фонтанным способом с гораздо меньшей численностью рабочих. Здесь совершенно разные производительности труда, т.е. объемы добычи на 1 человека в год.

Второй пример, бурение скважин. Территория Узбекистана практически распределена для бурения по буровым предприятиям. Одни предприятия работают только на площадях и месторождениях, где продуктивный горизонт находится на глубинах более 5 тыс. метров, другие — на 3,5 — 4 тыс. метров, третьи на 2,5 — 3,5 тыс. метров. Здесь скорости бурения, проходка на 1 буровую бригаду, объем бурения на 1 человека разные. Как их сравнить между собой для анализа и принятия решения? Никак. Просто сравнивают и все. Следовало бы объемы бурения этих предприятий привести в единый знаменатель через трудоемкости бурения. Здесь важную роль играют приведенные метры бурения. Только по приведенным метрам можно определить производительность труда для сравнения и анализа деятельности коллективов.

Планирование, анализ и выявление конкретных резервов повышения производительности труда невозможны без соответствующей классификации факторов, определяющих уровень и

динамику производительности этого показателя. Совокупность этих факторов может быть разделена на три группы: материально-технические, социально-экономические и организационные.

Материально-технические факторы производства характеризуют состав и технический уровень орудий труда, уровень механизации и автоматизации производства и действующих технологических процессов, новизну и прогрессивность материалов.

Уровень и темпы роста производительности труда находятся в прямой зависимости от технической вооруженности и электровооруженности труда, от степени механизации и автоматизации, совершенствования технологии и химизации производства.

Технический прогресс является важнейшим путем повышения материально-технического уровня производства и роста производительности труда. Однако материально-техническая база производства создается трудом людей, эффективность которого во многом определяется социально-экономическими условиями производства.

К социально-экономическим факторам производства следует отнести характер общественного строя, морально-политический и культурно-технический уровень кадров, формы морального и материального стимулирования роста производительности труда, методы планирования производства, условия труда, отдыха и т.д.

Эффективность использования трудовых и материальных ресурсов во многом зависит от уровня организации производства, который характеризуется степенью специализации и кооперирования производства, развитием прогрессивных форм организации труда (совмещение профессий, многостаночное и многоаппаратное обслуживание и др.), организацией рабочих мест, соотношением численности основных и вспомогательных рабочих и т.д.

Со специализацией и кооперированием производства теснейшим образом связана проблема установления оптимального соотношения численности основных и вспомогательных рабочих. В этой части необходимы разработка и внедрение организационно-технических мероприятий по совершенствованию организации труда вспомогательных рабочих и сокращения на этой основе их численности. В настоящее время доля персонала, занятого обслуживанием основного производства, в промышленности в целом составляет 49%, а на предприятиях нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности — она и того выше.

Действие перечисленных факторов характерно и для нефтяной промышленности. В этой отрасли, в частности в бурении и добыче нефти, широкое внедрение раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной, совершенствование методов разрушения горных пород законтурного и внутриконтурного заводнения при разработке нефтяных месторождений, методов воздействия на призабойную зону пласта, методов экономического стимулирования и повышения эффективности производства, улучшение организации производства и труда и т.д. являются важнейшими путями роста производительности труда.

Помимо отмеченного, уровень производительности труда в этой отрасли в значительной степени зависит от природных факторов: мощности и продуктивности нефтяных и газовых пластов, глубины залегания нефти и газа, геологической характеристики коллекторов и т.д.

В нефтеперерабатывающей промышленности рост производительности труда также обусловлен многими факторами. Наряду с организационно-техническими факторами (внедрение новой техники, механизация и автоматизация производственных процессов, организация производства и труда и др.) большое влияние на уровень производительности труда оказывают факторы социально-экономического характера: состав работников

предприятия, их культурно-технический уровень, стаж работы и т.д.

Специфической особенностью нефтепереработки является то, что на изменение производительности труда значительное влияние оказывают факторы, связанные с изменением объема переработки нефти, увеличением выхода целевой продукции и повышением ее качества.

Объем переработки нефти может быть повышен двумя путями: строительством новых более мощных технологических установок и улучшением использования уже действующих.

Большое значение имеет совершенствование организации вспомогательных служб, работники которых составляют около 70% промышленно-производственного персонала. Сократить затраты труда во вспомогательных службах можно централизацией работ. В настоящее время ремонтные работы, товарные операции, лабораторный анализ имеют различную степень централизации. Наиболее низкую централизацию имеют ремонтные работы (около 40%). Следствием этого является недостаточное использование оборудования и низкий уровень производительности труда. Повышение производительности труда на буровых, нефтегазодобывающих и нефтегазоперерабатывающих предприятиях приобретает все большее значение. С ростом производительности труда сокращаются затраты рабочего времени на добычу нефти и газа, производство нефтепродуктов, возрастают темпы добычи и переработки нефти и газа, уменьшается потребность в дополнительных инвестициях и кадрах. Увеличение производительности труда играет большую роль в снижении себестоимости продукции за счет уменьшения доли заработной платы и условно-постоянных расходов в издержках производства, приходящихся на единицу продукции.

Таким образом, повышение производительности труда способствует улучшению всех сторон производственно-

хозяйственной деятельности буровых, нефтегазодобывающих и нефтегазоперерабатывающих предприятий.

11.3 Организация оплаты труда в нефтяной и газовой промышленности

Заработная плата представляет собой выраженную в денежной форме часть общественного продукта, поступающего в личное потребление трудящихся в соответствии с количеством и качеством затрачиваемого ими труда.

Различают номинальную и реальную заработную плату. Под номинальной заработной платой понимают денежную сумму, которую получает трудящийся за проделанную работу в определенный период времени, под реальной — те товары и услуги, которые работник может приобрести за свою номинальную заработную плату при данном уровне цен на товары и услуги.

Важнейшим требованием в области организации заработной платы является обеспечение зависимости ее размера не только от индивидуальных результатов труда работника, но и от результатов труда всего производственного коллектива. Рациональная организация заработной платы способствует укреплению принципов хозяйственного расчета предприятия и отдельных его подразделений, трудовой дисциплины, экономии материалов, топлива, электроэнергии, инструментов и других средств производства.

Уровень заработной платы зависит также от значимости отрасли промышленности в народном хозяйстве, условий труда, географического местоположения предприятий и др. Так, посредством установления более высокой оплаты труда привлекаются работники в наиболее важные отрасли экономики. На предприятиях более высокие тарифные ставки установлены для работающих на тяжелых и ответственных участках, во вредных и особо вредных условиях. В целях обеспечения преимущества в оплате труда работников, занятых на предприятиях страны с тя-

желыми природно-климатическими условиями, установлены районные коэффициенты (надбавки) к заработной плате.

Конечная задача правильной организации заработной платы — обеспечение неуклонного подъема производительности труда. Эти требования могут быть выполнены лишь при условии, что темпы роста производительности труда будут опережать темпы роста средней заработной платы.

Для регулирования заработной платы по отраслям промышленности и установления правильных соотношений в оплате квалифицированного и неквалифицированного труда, тяжелого и легкого труда применяется тарифная система, состоящая из тарифно-квалификационных справочников, тарифных сеток и тарифных ставок.

Тарифно-квалификационный справочник служит для тарификации работ и рабочих. В справочнике для каждой профессии приведены подробное описание и характеристика сложности различных видов работ и в соответствии с этим — основные требования к объему знаний исполнителя. Простые работы отнесены к низким разрядам, сложные — к высоким. На основе этих данных в соответствии со специальностью и квалификацией рабочих им устанавливаются определенные разряды и соответствующий уровень оплаты труда. Проверка знаний рабочих, их практических навыков и присвоение им разрядов осуществляется квалификационной комиссией, в состав которой входят представители администрации, профсоюзной организации и рабочих.

С введением новых условий оплаты труда используется разработанный для всех отраслей единый тарифно-квалификационный справочник (ЕТКС) работ и профессий рабочих вместо действовавших ранее отраслевых и сквозных тарифно-квалификационных справочников.

В ЕТКС собраны материалы с учетом возросшей сложности работ, многообразия профессий и повышенных квалификационных требований.

Тарифная сетка применяется для определения соотношений в оплате труда рабочих различного уровня квалификации. Тарифная сетка представляет собой совокупность разрядов, каждому из которых соответствует свой тарифный коэффициент. Тарифный коэффициент показывает, во сколько раз тарифная ставка данного разряда выше ставки первого разряда. Тарифный коэффициент первого разряда принимается равным единице. Тарифные коэффициенты последующих разрядов показывают степень соотношения между трудом различного уровня квалификации и неквалифицированным трудом. Тарифные коэффициенты обычно возрастают прогрессивно, т.е. по мере увеличения разряда разрыв в оплате труда возрастает. Такое построение тарифной сетки создает у рабочих материальную заинтересованность в повышении своей квалификации (разряда).

Тарифная сетка, действующая на предприятиях нефтегазодобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, содержит 22 разряда с соотношением тарифных коэффициентов крайних разрядов 1:14,786.

Сама тарифная сетка не устанавливает размера оплаты труда. Для этого используются тарифные ставки. При этом рабочим присваиваются с 1 по 6 разряды. 7 разряд и выше предусмотрены для инженерно-технических и руководящих работников. Тарифные ставки – третий элемент тарифной системы, представляющий собой выраженные в денежной форме размеры оплаты труда рабочего определенного разряда за час или день. Тарифная ставка в нефтегазовой отрасли ежегодно пересматривается с повышением минимальной заработной платы по стране на основании Указов Президента Республики Узбекистан в целях социальной защиты населения.

Таблица 16

**Единая тарифная сетка по оплате труда на предприятиях
Национальной холдинговой компании «Узбекнефтегаз» (на
1.12.2007г.)**

Разряд по оплате труда	Тарифные коэф- фициенты	Разряд по оплате труда	Тарифные коэф- фициенты
0	1,000	12	7,025
1	2,102	13	7,518
2	2,312	14	8,045
3	2,545	15	9,209
4	2,798	16	9,853
5	3,063	17	10,543
6	3,345	18	11,281
7	3,864	19	12,069
8	4,408	20	12,916
9	5,027	21	13,820
10	5,733	22	14,786
11	6,135		

Совершенствование системы оплаты труда обусловило улучшение нормирования труда, т.е. пересмотр норм времени и норм выработки для рабочих-сдельщиков, установления нормированных заданий для рабочих, находящихся на повременной оплате труда.

Тарифной системой определяется качество труда рабочего. Количественный же учет затраченного труда определяется с помощью различных форм оплаты труда.

На предприятиях нефтяной и газовой промышленности, как и в промышленности вообще, основными формами заработной платы являются сдельная и повременная.



Рис. 7 Система оплаты труда

При сдельной оплате труда заработок рабочего определяется умножением единиц произведенной им продукции (работ) на расценку за единицу. Расценка за единицу продукции или выполненного объема работ исчисляется делением дневной тарифной ставки на дневную норму выработки и умножением часовой ставки (отношением дневной ставки к продолжительности

рабочего дня) на норму времени в часах на единицу продукции, т.е.

$$P = \frac{T_d * K}{N_{\text{выр}}} \text{ или } P = T_{\text{ч}} * k * N_{\text{с}},$$

где T_d – дневная тарифная ставка сдельщика первого разряда;

k – тарифный коэффициент данного разряда;

$N_{\text{выр}}$ – установленная дневная норма выработки;

$T_{\text{ч}}$ – часовая тарифная ставка (отношение дневной ставки к продолжительности рабочего дня) сдельщика первого разряда;

$N_{\text{в}}$ – норма времени на изготовление единицы продукции, ч.

Сдельная оплата может быть прямой, прогрессивной и премиальной. При прямой сдельной оплате труда заработок рабочего изменяется прямо пропорционально количеству производимой продукции, т.е. труд рабочего оплачивается по твердой расценке за единицу произведенной продукции (работ).

При сдельно-прогрессивной системе твердые расценки за единицу продукции (или работ) применяются для определения оплаты труда за производство продукции в пределах нормы, а продукция, произведенная сверх нормы, оплачивается по прогрессивно возрастающим расценкам. Широкое внедрение этой системы оплаты труда может привести к опережающему росту заработной платы по сравнению с ростом производительности труда, поэтому применение этой системы требует тщательного экономического обоснования.

На предприятиях нефтяной и газовой промышленности наиболее широко применяется сдельно-премиальная оплата труда. При этой системе оплаты труда заработная плата рабочим за выполненный объем продукции (работ) начисляется по одной и той же твердой расценке. Кроме того, предусматривается премия за выполнение определенных количественных и качественных показателей работы. На каждом предприятии в соответст-

вии с типовым положением разрабатывается положение о сдельно-премиальной оплате труда, в котором предусматриваются профессии премируемых рабочих, показатели, условия для получения и размеры премий.

Сдельная оплата труда в зависимости от способа учета выработки может быть индивидуальной и бригадной. При индивидуальной оплате труда заработок рабочего полностью зависит от его личной выработки. На участках, где результаты труда зависят от коллектива (например, бурение скважин), применяется бригадная сдельная оплата труда.

При оплате коллективного труда встает вопрос правильного распределения сдельного заработка между членами коллектива (бригады).

Сдельный заработок между вахтами бригады распределяется пропорционально числу выработанных каждой вахтой нормо-часов.

$$З_{cd} = \frac{З_{cd} * t_i}{\sum t_i},$$

где $З_{cd}$ — сдельный заработок одной вахты;

t_i — число нормо-часов, выработанное каждой вахтой;

$\sum t_i$ — общее число выработанных нормо-часов.

Число выработанных каждой вахтой нормо-часов указывается в расчетной карточке каждой вахты. Учет ведется на основании записей суточного рапорта мастера.

В расчетной карточке, кроме числа нормо-часов, выполненных вахтой, указывается также фактически затраченное время на сдельных и повременных работах и время простоев. Заработок вахты между ее членами распределяется пропорционально сдельным тарифным ставкам и сдельно отработанному времени:

$$З_{сд.р} = \frac{З_{сд} * З_{тр}}{\sum З_m},$$

где $З_{сд.р}$ – сдельный заработок рабочего соответствующего разряда, сум; $З_{сд}$ – сдельный заработок вахты, сум;

$З_{тр}$ – заработок рабочего по сдельному тарифу за фактически отработанное время, сум;

$\Sigma З_t$ – общий заработок вахты по тарифу, сум.

Разновидность сдельно-премиальной системы – аккордная система оплаты труда. Сущность аккордной системы заключается в том, что для рабочего или группы рабочих расценка устанавливается за комплекс работ или чаще всего за конечную продукцию (например, за собранный узел машины или собранную машину, отремонтированный агрегат или установку в целом и т.д.). Аккордная система предполагает разработку комплексных норм затрат труда и продолжительности выполнения работ. Премия при этой системе обычно устанавливается за сокращение сроков выполнения всего комплекса работ. Аккордная система заинтересовывает рабочих в быстрейшем выполнении работ и получении конечного результата, упрощает расчеты заработной платы.

Для внедрения сдельной оплаты труда обязательно наличие условий для точного учета количества и контроля качества производимой продукции. Кроме того, у рабочего должны быть возможности увеличить объем производства.

Однако на ряде участков нефтегазодобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности перевыполнение норм по производству продуктов ограничивается производительностью оборудования, регламентированной технологией аппаратурных процессов, которые будучи отлаженными, практически не поддаются оперативным перестройкам на более высокую производительность без риска получить бракованную продукцию. Вы-

работка продукции в подобных процессах не зависит или мало зависит от рабочего, она определяется самим технологическим процессом. Поэтому труд рабочих, обслуживающих процесс добычи нефти, процесс заводнения, процесс деэмульсации нефти и ряд других работ нефтегазодобывающего предприятия, и труд рабочих технологических бригад в нефтепереработке оплачиваются повременно.

Заработок рабочего, труд которого оплачивается повременно, определяется умножением его дневной тарифной ставки на фактически отработанное время в днях.

Рабочие-повременщики за время пребывания на рабочем месте обязаны выполнить установленное для них производственное задание или обеспечить бесперебойную работу скважин, установок, агрегатов, закрепленных за ними в соответствии с нормами обслуживания, которые периодически пересматриваются.

Повременная оплата труда может быть простой повременной и повременно-премиальной. Повременно-премиальная система оплаты труда, кроме заработка по временному тарифу предусматривает выплату рабочим премий за достижение определенных количественных и качественных показателей:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{повр}} + \frac{Z_{\text{повр}}}{100} n ,$$

где $Z_{\text{общ}}$ – заработок общий при оплате труда по повременно-премиальной системе;

$Z_{\text{повр}}$ – заработок за фактически отработанное время;

n – размер премии %.

Повременно-премиальная система повышает у рабочего заинтересованность в увеличении производительности своего труда.

Положение о премировании работников ежегодно разрабатывают сами предприятия, определяя условия, показатели и размеры премирования на основе типовых положений.

В состав заработной платы на предприятиях нефтяной и газовой промышленности входят:

1. Основная заработная плата
2. Премии квартальные
3. Выслуга лет
4. Вознаграждение по итогам года
5. Премия за производство ТНП
6. Премия за внедрение новой техники
7. Премия за металлолом
8. Премия за выполнение особо важных заданий
9. Материальная помощь
10. Прочие.

При выборе системы стимулирования предприятие должно добиваться ее ориентации на обеспечение максимально высокого уровня выполнения работ. Для реализации этого требования необходимо, чтобы уровень квалификации позволял работникам выполнять работу на самом высоком уровне и создавал у них уверенность в получении за это материального вознаграждения; денежная оплата труда имела определенную ценность и воспринималась как действенный стимул; объем работы колебался в зависимости от уровня ее исполнения, что позволяло бы увязать величину вознаграждения с изменениями в работе; результаты работы поддавались измерению и могли быть объективно оценены; методы оценки были доступными для понимания и носили справедливый характер.

Сложившиеся системы оценки и оплаты труда перешли в настоящее время из административно-командного периода и поэтому они явно не соответствуют социально-экономическим условиям функционирования предприятий, что усугубляет и без того тяжелое их положение. Действующие оценки и организа-

ция оплаты труда пришли в противоречие с рыночными условиями работы предприятий. Новые руководители предприятий, занятые переделом собственности, финансовыми операциями, сохранением своих должностей и т.д., недооценивают значение системы управления трудом. Между тем именно путем перестройки управления трудом, с учетом рыночных принципов, можно добиться повышения эффективности производственной деятельности, обеспечить успехи в конкуренции.

Для правильной организации оплаты труда на предприятии необходимо установить норму труда каждого работника. Различают опытно-статистический и аналитический методы нормирования труда. Аналитический метод предполагает научный подход к формированию норм и предусматривает проведение следующих операций:

- 1) исследование трудового процесса, расчленение его на составные элементы;
- 2) изучение всех факторов, влияющих на затраты труда;
- 3) проектирование более совершенного состава операции и методов ее выполнения;
- 4) разработка мероприятий по улучшению обслуживания рабочего места;
- 5) расчет времени на выполнение работы;
- 6) внедрение нормы в производство.

Аналитический метод нормирования дифференцируется на аналитически-расчетный, при котором используются готовые нормативы времени, и аналитически-исследовательский, в соответствии с которым нормы определяются путем применения хронометража, фотографий рабочего дня, выборочного метода изучения потерь рабочего времени, фотохронометража и самофотографии рабочего дня.

При опытно-статистическом методе сложившееся положение на предприятии в предыдущие периоды рассматривается как база для сравнения с базовым периодом.

Для расчета численности работников используются следующие данные:

- 1) производственная программа;
- 2) нормы времени;
- 3) нормы выработки;
- 4) нормы обслуживания;
- 5) нормы управления;
- 6) нормы (норматив) численности работников;
- 7) баланс рабочего времени одного работника;
- 8) коэффициент выполнения норм.

Плановые балансы рабочего времени разрабатываются как по предприятию в целом, так и по его структурным подразделениям в расчете на год и с распределением по кварталам. В балансе рабочего времени рассчитываются следующие фонды времени:

- календарный (число календарных дней в периоде)
- номинальный (максимальное число рабочих дней, которое может быть использовано в периоде; определяется разностью между календарным фондом и выходными и праздничными днями)
- плановый (эффективное время пребывания работника на предприятии; определяется путем вычитания из номинального фонда разрешенных законом неявок на работу, т.е. очередных отпусков, неявок по болезни, времени выполнения государственных обязанностей и т.д.).

Средняя номинальная продолжительность рабочего дня (в часах) устанавливается с учетом его сокращения для работников, занятых на тяжелых и вредных работах; льготных часов подростков, женщин, в предпраздничные дни и т.д.

Норма затрат труда (трудоемкость) – это затраты рабочего времени (в человеко-часах, человеко-минутах, человеко-днях), установленные для выполнения единицы работы соответствующего качества работником или группой работников (зве-

ном, бригадой) соответствующей квалификации в определенных организационно-технических условиях.

Норма выработки – установленный объем работ, который работник или группа работников (звено, бригада) соответствующей квалификации должны выполнить в единицу рабочего времени (час, смену и т.д.) в определенных организационно-технических условиях.

Норма выработки обратно пропорциональна норме затрат труда и определяется по формуле:

$$N_{\text{выр}} = (T \cdot K_r) / N_{\text{вр}},$$

где $N_{\text{вр}}$ – норма затрат труда на единицу работы;

T – продолжительность рабочего времени (час, смена);

K_r – количество работников, участвующих в выполнении работы.

Норма управления – это численность работников (количество структурных подразделений), которыми должен руководить один работник.

Норма (норматив) численности – это установленная численность рабочих или других категорий работников определенного профессионально-квалификационного состава, необходимая для выполнения конкретных производственных управленческих функций или объема работ.

Вопросы для самопроверки

- 1) Что подразумевается под организацией труда и управлением кадрами?
- 2) Какие существуют коэффициенты состояния кадров?
- 3) Что означает производительность труда и как она определяется?
- 4) Какие существуют факторы уровня и динамики производительности труда?

- 5) Что собой представляет заработная плата?
- 6) Какие существуют нормативные документы, регулирующие заработную плату?
- 7) Расскажите о системе оплаты труда в нефтяной и газовой промышленности.
- 8) Какие выплаты входят в состав заработной платы в нефтяной и газовой промышленности?
- 9) Какие нормы и нормативы труда существуют в нефтяной и газовой промышленности?

Глава 12. Себестоимость, ценообразование, прибыль, рентабельность, налогообложение и финансы в нефтяной и газовой промышленности.

Вопросы

- 12.1 Себестоимость и ценообразование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности.
- 12.2 Прибыль и рентабельность предприятий нефтяной и газовой промышленности.
- 12.3 Налогообложение предприятий нефтяной и газовой промышленности.
- 12.4 Финансы предприятий нефтяной и газовой промышленности.

12.1 Себестоимость и ценообразование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности

Себестоимость продукции – важнейший показатель качества работы предприятий; это выраженные в денежной форме затраты предприятия на потребленные средства производства, выплаченную заработную плату с начислениями и оплату услуг по изготовлению и реализации продукции. В себестоимости отражается вся хозяйственная деятельность предприятия, качество работы коллектива – использование основных и оборотных фондов, внедрение новой техники, уровень производительности труда и т.д.

Себестоимость характеризует затраты как на всю товарную продукцию предприятия, так и на ее единицу. По полноте охвата затрат производственных подразделений на промышленных предприятиях различают цеховую и производственную себестоимость, т.е. себестоимость по предприятию в целом.

Цеховая себестоимость включает все затраты на производство того или иного цеха, а производственная (фабрично-заводская) – эксплуатационные затраты цехов и общезаводские

расходы. Если к производственной себестоимости прибавить внепроизводственные расходы, связанные, прежде всего со сбытом продукции, то получим полную себестоимость продукции.

Затраты, составляющие себестоимость продукции, могут быть сгруппированы по экономическому содержанию (т.е. по экономически однородным элементам затрат) и по месту возникновения и направлению затрат (статьям калькуляции).

Удельный вес отдельных элементов и статей калькуляции в общих затратах на производство, выраженный в процентах, характеризует структуру себестоимости.

Не все перечисленные статьи себестоимости буровых работ, добычи и переработки нефти имеют одинаковое значение. Одни расходы непосредственно связаны с ведением технологического процесса, другие с обслуживанием производства, управлением. В соответствии с этим все статьи себестоимости продукции делятся на производственные затраты, расходы периода и расходы по финансовой деятельности.

Далее, не все перечисленные статьи себестоимости можно прямо отнести на продукцию того или иного вида. Некоторые расходы непосредственно связаны с производством определенной продукции (обсадные трубы, сырье, реагенты). Другие же расходы связаны с производством целого ряда продукции и могут быть распределены между ними лишь косвенным путем. К последним можно отнести, например, цеховые расходы. В зависимости от способа распределения затрат между отдельными видами продукции они подразделяются на прямые и на косвенные.

Не все статьи себестоимости в одинаковой мере связаны с объемом производства. Некоторые статьи себестоимости меняются с изменением объема производства (обсадные трубы, сырье, реагенты), другие же остаются постоянными (амортизация, содержание зданий). В зависимости от связи с объемом произ-

водства все статьи затрат подразделяются на переменные и постоянные.

Переменные расходы, в свою очередь, подразделяются на пропорциональные, дегрессивные и прогрессивные.

Пропорциональные расходы изменяются прямо пропорционально изменению объема производства (сырье, реагенты). Дегрессивные возрастают медленнее роста объема производства, т.е. снижаются на единицу продукции (ремонт оборудования, заработная плата ИТР, рабочих-повременщиков). Прогрессивные затраты опережают рост объема производства, т.е. возрастают на единицу продукции (заработная плата рабочих по сдельно-премиальной системе оплаты труда).

Таблица 17
Структура затрат предприятий нефтегазовой отрасли по направлениям деятельности (%%)

№ № п/п	Наименование расходов	Нефтедо- бывающих	Буровых	Газотранс- портного	Нефтеперераба- тывающих
	Затраты всего	100	100	100	100
	В том числе:				
1	Производственная себестоимость произведе- нной продукции	55,6	85,5	90,3	79,5
	В том числе:				
1.1	Производственные материальные затраты (за вычетом возвратных отходов)	38,5	64,9	81,1	72,5
	Из них: сырье и материалы (покупные)	29,8	47,3	63,5	65,9
	В том числе природное сырье	0,2	—	—	54,1
1.2	Затраты на оплату труда производственно- го характера (без суточных)	3,0	8,6	0,9	2,2
1.3	Отчисления на социальное страхование, относящиеся к производству	0,6	1,9	0,2	0,5
1.4	Амортизация основных средств и немате- риальных активов производственного ха- рактера	9,1	8,2	7,4	3,5

Продолжение табл.17

1.5	Прочие затраты производственного характера	4,2	1,9	0,7	0,8
2	Расходы периода	35,1	14,4	9,2	20,1
	В том числе:				
2.1	Расходы по реализации всего	2,1	0,2	—	8,1
2.2	Административные расходы	1,2	1,5	0,3	0,9
2.3	Прочие операционные расходы	31,8	12,7	8,9	11,1
	В том числе:				
	Обязательные платежи в бюджет, налоги и сборы	19,1	1,8	0,9	0,8
	Отчисления в государственные целевые фонды (кроме отчислений на социальное образование)	4,3	3,2	4,6	3,9
3	Расходы по финансовой деятельности	9,3	0,3	0,5	0,4
	В том числе: отрицательные курсовые разницы и убытки по операциям с иностранной валютой	9,3	0,3	0,4	0,4
	Справочно: из общих затрат расходы на капитальный ремонт имущества	2,9	0,7	0,4	—

Соотношение пропорциональных, дегрессивных и прогрессивных статей расходов в себестоимости продукции нефтяной промышленности таково, что с ростом объема производства себестоимость единицы продукции снижается.

По нефтегазодобывающим предприятиям в общих затратах значительное место занимают расходы периода из-за налоговых платежей и различных отчислений во внебюджетные фонды. На балансах эти предприятия имеют около 1840 различных скважин, что определяет большой удельный вес амортизационных отчислений.

В последние годы за счет кредитов иностранных банков были созданы новые производственные мощности (КС «Кокдумалак», Шуртанский ГХК и ДКС-Шуртан), находящиеся на балансе АК «Узнефтегаздобыча», в связи с чем на сумму остатка задолженности по кредитам были начислены отрицательные курсовые разницы из-за еженедельного изменения курса доллара США к национальной валюте Узбекистана.

Структура затрат буровых предприятий, включая нефтегазоразведочные экспедиции, отличается высокими расходами на заработную плату, низкими расходами на реализацию, а также немалыми затратами на амортизацию основных фондов. В указанных статьях расходов нашли свое отражение особенности выплаты заработной платы на буровых предприятиях, связанных с работой в полевых, безводных и труднодоступных районах страны. Кроме того, следует учитывать высокую стоимость буровых установок, приобретенных в последнее время в Китае и США. Также отсутствуют у буровых предприятий расходы на сырье, тем более на природное.

Особая структура затрат газотранспортных предприятий. Согласно действующему отраслевому Положению о составе затрат, поступающее в газотранспортную систему количество природного газа отражается в статье «Производственные материальные затраты», в связи с чем доля этих расходов несколько

выше, чем у других предприятий. Кроме того, в основных фондах газотранспортного предприятия числятся трубопроводы большого диаметра протяженностью более 13000 км, газоперекачивающие агрегаты 248 единиц, на что начисляются амортизационные отчисления и делают эту статью расходов более солидной.

Как у буровых, так и у газотранспортных предприятий в составах затрат отсутствует природное сырье.

Предприятия по переработке нефти в отличие от других рассмотренных предприятий в своей производственной деятельности используют сырье — сырую нефть и газовый конденсат, что ясно видно из структуры затрат. Большой ассортимент выпускаемой продукции и высокая потребность на нее, а также характер продукции требуют увеличенных расходов на их реализацию.

Таким образом, все направления деятельности нефтегазовой отрасли имеют свои особенности и они определяют структуру затрат.

В успешном осуществлении уставной деятельности предприятий, независимо от собственной принадлежности, большую роль играет вопрос ценообразования. Цена продукции (товара, работ, услуг) является регулирующим механизмом экономического благосостояния предприятия.

В условиях рыночных отношений цена продукции, включая нефть, газ и продукты их переработки, зависит от положения двух многозначимых понятий: «спрос» и «предложение». Если «спрос» превышает «предложение», то цена может подняться. А если «предложение» будет превышать «спрос», то это приведет к снижению цены на рынке. Цена на нефть на мировом рынке имеет еще политический характер. Во многих случаях страны-производители нефти сообща регулируют цены на нефть объемами добычи и экспорта нефти.

В нефтегазовой отрасли Узбекистана в зависимости от направления деятельности предприятий существуют различные цены. Есть цены на геологоразведочные работы, на строительство поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, а также на строительство зданий и сооружений, включая монтажные работы, с одной стороны, есть цены на сырую нефть, добытый природный газ с другой стороны, и есть цены на нефтепродукты, сжиженный газ, газ, потребляемый коммунально-бытовыми предприятиями и населением с третьей стороны. Цен очень много и все они контролируются и регулируются директивными органами республики.

Основным ценоопределяющим документом геологоразведочных работ, строительства глубоких параметрических, поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, а также строительства зданий и сооружений является смета на них. Смета разрабатывается на основе проектной документации и вместе они называются проектно-сметной документацией (ПСД). Все ПСД разрабатываются на основании действующих норм, нормативов, расценок, прейскурантов, тарифов на материальные и трудовые затраты. При этом строго руководствуются Постановлением Кабинета Министров Республики Узбекистан от 11 июня 2003 года №261 «О переходе на договорные текущие цены при реализации инвестиционных проектов, осуществляемых за счет централизованных капитальных вложений». Разработанная ПСД проходит специальную экспертную проверку.

Стоимость строительства всех видов нефтяных и газовых скважин определяется на основе ресурсного метода. Ресурсный метод определения строительства скважин представляет собой калькулирование затрат в текущих или прогнозируемых ценах и тарифах элементов затрат, необходимых для реализации рабочего проекта.

Стоимость строительства скважины в текущих ценах определяется на основе локальных ресурсных смет, разработанных

проектной организацией по данным заказчика или инжиниринговой компанией, ресурсным методом с использованием информации о фактических ценах на ресурсы.

Экономия, достигнутая в результате снижения фактической стоимости строительства скважины против договорной цены, определенной в договоре (контракте), остается в распоряжении подрядной организации.

В соответствии с решениями заказчика и подрядчика и условиями конкурсных торгов могут применяться два вида цен на строительство скважин: твердая или открытая договорная цена в текущих ценах.

Договорная стоимость работ и услуг по строительству скважин в текущих ценах формируется по результатам конкурсных торгов (тендера).

Стоимость скважины в текущих ценах при «ресурсном методе» определяется по формуле:

$$\text{Цск} = [(\text{Спр} + \text{Ссмп} + \text{См} + \text{Сзп} + \text{Сзэ} + \text{Стр} + \text{Сз} + \text{Сис} + \text{Спгр}) + (\text{Пп} + \text{Пз} + \text{Ср})] * \text{Кр},$$

где Спр – подготовительные работы к строительству скважин; Ссмп – строительство и разборка наземных сооружений, монтаж-демонтаж оборудования; См – затраты на материалы, изделия и конструкции; Сзп – затраты на основную заработную плату с учетом начислений на социальное страхование; Сзэ – затраты на эксплуатацию бурового оборудования и инструмента, в т.ч. амортизационные отчисления; Стр – транспортные расходы; Сз – энергетические затраты с учетом топлива; Сис – затраты на испытание скважин на продуктивность; Спгр – затраты на промыслово-геологические работы; Пп – прочие затраты и расходы подрядчика, в т.ч. лабораторные работы; Пз – прочие затраты и расходы заказчика; Ср – затраты на страхование строительства скважины; Кр – коэффициент риска, определяемый, исходя из

прогнозируемого индекса роста цен в строительстве на очередной год.

Затраты на оборудование, материалы, изделия, конструкции, транспортные расходы, заработную плату, на эксплуатацию бурового оборудования определяются с учетом методических рекомендаций Госархитекстроя РУз. Затраты на строительство и разработку наземных сооружений, монтаж-демонтаж оборудования, испытание скважин на продуктивность, на промыслово-геофизические работы определяются по нормам и расценкам, установленным для предприятий, выполняющих эти работы.

Прочие затраты подрядчика (Пп) состоят из необходимой прибыли, включая обязательные платежи и отчисления, складывающиеся, исходя из конъюнктуры рынка подрядных работ (услуг). Прочие затраты подрядчика вносятся в договорную стоимость скважины в размерах, определенных при финансировании стоимости строительства скважины.

Прочие затраты и расходы заказчика (Пз) состоят из затрат на проектно-изыскательские работы, научное сопровождение проектирования и строительства скважин, экспертизу, проведение конкурсных торгов (тендера), осуществление авторского надзора и других расходов, связанных с организацией, обслуживанием, сопровождения строительства, включая выплату процентов по банковским кредитам, выданным подрядной организации в процессе строительства скважины.

При строительстве скважины «под ключ» в договорной цене учитываются:

а) прочие затраты заказчика на:

- отвод земельного участка под строительство скважины;
- возмещение убытков, причиненных временным занятием земельных участков;
- топографо-геодезические работы;
- снос строений;

- премирование за своевременную и досрочную сдачу подрядчиком скважины заказчику;
- страхование строительных рисков;
- услуги банков;
- проценты за кредиты;
- содержание служб заказчика;
- подготовку эксплуатационных кадров;
- проектно-изыскательские работы;
- работы по научному сопровождению строительства скважины (научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы);
- на экспертизу проектной документации;
- прибыль, необходимую для покрытия затрат подрядчика;
- непредвиденные работы и проведение торгов (тендеров).

б) прочие затраты подрядной организации на:

- организацию работ по строительству скважин (накладные расходы);
- строительство временных зданий и сооружений;
- производство работ в зимнее время;
- выплаты за выслугу лет;
- дополнительные отпуска работников;
- полевое довольствие;
- оплату работ в пустынных и безводных условиях;
- командировочные расходы;
- перевозку работников до объекта (на буровую);
- перебазировку буровых бригад, предприятий (поселков) на новые площади;
- производство работ вахтовым методом;
- реализацию мероприятий по охране окружающей среды;

- услуги специализированной УзВЧ и связи;
- строительство скважин на техническую воду, используемую в процессе строительства скважин на нефть и газ;
- страхование строительных рисков;
- обязательные платежи (налоги), сборы в соответствии с законодательством Республики Узбекистан;
- другие затраты, необходимые для строительства скважин на нефть и газ.

Затраты на страхование строительного риска учитываются при строительстве скважин за счет государственных капитальных вложений, отражаются в разделе «Прочие затраты производственного характера» и относятся на общую стоимость строительства скважины.

Стоимость подрядных работ (услуг) на второй год строительства скважины, подлежащая индексации по ценовым факторам, определяется заказчиком и подрядчиком по формуле:

$$O_2 = (Цск - O_1 - Пп - H_1) * K_1,$$

где O_2 – стоимость подрядных работ на второй год строительства; $Цск$ – стоимость строительства скважины в текущих ценах, принятая в договоре (контракте); O_1 – стоимость подрядных работ первого года строительства в текущих ценах согласно графику производства работ; $Пп$ – стоимость работ на последующие годы (3-й и далее) согласно графику производства работ; H_1 – неотработанный аванс заказчика; K_1 – коэффициент, учитывающий изменение договорной цены на второй год строительства скважины, рассчитываемый по сравнению со стоимостью скважины, определенной на момент заключения договора подряда (контракта).

Стоимость подрядных работ (услуг) на третий год, подлежащая индексации по ценовым факторам, определяется заказчиком и подрядчиком по формуле:

$$O_3 = (Цск - O_1 - O_2 - H_2) * K_2,$$

где O_3 – стоимость подрядных работ на третий год; O_1 и O_2 – стоимость подрядных работ соответственно первого и второго годов строительства в текущих ценах согласно графику производства работ; H_2 – неотработанный аванс заказчика во втором году строительства скважины; K_2 – коэффициент, учитывающий изменение договорной цены на третий год строительства скважины, рассчитываемый по сравнению со стоимостью объекта, определенной на момент заключения договора подряда (контракта).

Определение коэффициентов K_1 и K_2 , учитывающих изменения договорной цены строительства скважин на второй (и последующие) год производится совместно заказчиком и подрядчиком на основные ценообразующие компоненты:

- трудовые затраты (изменение размера минимальной заработной платы, установленной в отрасли);
- электроэнергия (ГЭК «Узбекэнерго»);
- горюче-смазочные материалы (НХМ «Узбекнефтегаз»);
- металл (трубы буровые и обсадные УПТО и К);
- прокат черных металлов (АПО «Узметкомбинат»);
- долота буровые (УПТО и К);
- химические реагенты (УПТО и К);
- утяжелитель (УПТО и К);
- цемент тампонажный (цементные заводы);
- лес (в круглом исчислении) – (биржевые цены).

При этом номенклатура компонентов подбирается (уточняется) по каждому региону, группам месторождений (скважин), имеющих специфические особенности строительства скважин с учетом основных ценообразующих компонентов, составляющих не менее 70% стоимости строительства скважины на момент заключения договора подряда (контракта).

Цены на добычу нефти, газа и газового конденсата определяются с учетом роста затрат на материалы, оборудование, оплату труда и налоговой политики. В условиях непрерывного из-

менения цен на расходные материалы, роста заработной платы и стоимости оборудования, а также пересмотра размеров налоговых платежей становится остро необходимым регулярный (хотя бы один раз в год) пересмотр цен на указанные углеводороды. Запаздывание в пересмотре цен нередко приводит к ухудшению финансового состояния добывающих предприятий.

Ниже приводится классическая модель формирования затрат продукции нефтегазовой отрасли.

Как видно из модели, на каждом этапе движения нефти и газа, начиная от сырья и кончая конечным продуктом для потребления, к цене предыдущего этапа прибавляются новые затраты последующего этапа и формируется на выходе новая цена. На каждом этапе добавляется НДС и, в случае утверждения директивным органом, акцизный налог.

12.2 Прибыль и рентабельность предприятий нефтяной и газовой промышленности

Прибыль – это денежное выражение основной части денежных накоплений, создаваемых предприятиями любой формы собственности. Как экономическая категория, она характеризует финансовый результат деятельности предприятия и является показателем, который наиболее полно отражает эффективность производства, объем и качество производимой продукции, состояние производительности труда, уровень себестоимости. Она оказывает стимулирующее воздействие на укрепление коммерческого расчета, интенсификацию производства при любой форме собственности.

Прибыль – один из основных финансовых показателей плана и оценки хозяйственной деятельности организаций. За счет прибыли осуществляется финансирование мероприятий по их научно-техническому и социально-экономическому развитию, увеличение фонда оплаты труда работников. Прибыль является не только источником обеспечения внутрихозяйственных потребностей организации, но и приобретает все большее значение в формировании бюджетных ресурсов, внебюджетных и благотворительных фондов.

Многоаспектное значение прибыли усиливается с переходом экономики государства на основы рыночного хозяйства. Предприятия акционерной, арендной, частной или другой формы собственности, получив финансовую самостоятельность и независимость, вправе решать цели и размеры направления прибыли, оставшейся после уплаты налогов в бюджет и других обязательных платежей и отчислений.

Законом «О предприятиях и предпринимательской деятельности» предусмотрено, что предпринимательская деятельность означает инициативную самостоятельность предприятий, направленную на получение прибыли. При этом предприятие или организация как хозяйствующий субъект, самостоятельно

осуществляющие свою деятельность, распоряжаются выпускаемой продукцией и остающейся в их распоряжении чистой прибылью. Вместе с тем, предпринимательская деятельность в условиях многообразия форм собственности означает не только распределение прав собственников имущества, но и повышение ответственности за рациональное управление им, формирование и эффективное использование финансовых ресурсов, в том числе прибыли.

Прибыль как конечный финансовый результат деятельности организаций представляет собой разницу между общей суммой доходов и затратами на производство и реализацию продукции с учетом убытков от различных хозяйственных операций. Таким образом, прибыль формируется в результате взаимодействия многих компонентов как с положительным, так и с отрицательным знаками.

Важнейшими факторами роста прибыли являются рост объема производства и реализации продукции, внедрение научно-технических разработок, а следовательно, повышение производительности труда, снижение себестоимости, улучшение качества продукции. В условиях развития предпринимательской деятельности создаются объективные предпосылки реального претворения в жизнь указанных факторов.

Основной источник денежных накоплений предприятий и организаций – выручка от реализации продукции, а именно та ее часть, которая остается за вычетом материальных, трудовых и денежных затрат на производство и реализацию этой продукции. Поэтому важная задача каждого хозяйствующего субъекта – получить больше прибыли при наименьших затратах путем соблюдения строгого режима экономии в расходовании средств и наиболее эффективного их использования.

Затраты на производство и реализацию продукции определяют уровень и структуру ее себестоимости. Выручка от реализации продукции исчисляется в действующих ценах. В условиях

радикального изменения управления экономикой показатель выручки от реализации становится одним из важнейших показателей деятельности хозяйствующих субъектов. Данный показатель создает заинтересованность трудовых коллективов не столько в росте количественного объема выпускаемой продукции, сколько в увеличении объема реализованной продукции (с учетом снижения остатков нереализованной продукции).

Итак, прибыль, как основная форма денежных накоплений представляет собой разницу между выручкой от реализации по соответствующим ценам и полной себестоимостью. Отсюда рост прибыли зависит, прежде всего, от снижения затрат на производство продукции, а также от увеличения объема реализованной продукции.



Рис. 9. Схема образования и распределения прибыли

В соответствии с этим по мере поступления чистая прибыль организации направляется на финансирование НИОКР, а также работ по созданию, освоению и внедрению новой техники, на совершенствование технологии и организации производства; на модернизацию оборудования, улучшение качества продукции; техническое перевооружение, реконструкцию действующего производства. Чистая прибыль является источником пополнения собственных оборотных средств. Кроме прямого направления на производственные нужды чистая прибыль является источником уплаты процентов по кредитам, полученным на восполнение недостатка собственных оборотных средств, на приобретение основных средств, а также процентов по просроченным и отсроченным кредитам. Наряду с финансированием производственного развития, прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия, направляется на удовлетворение потребительских и социальных нужд.

Обеспечивая производственные, материальные и социальные потребности за счет чистой прибыли, организация должна стремиться к установлению оптимального соотношения между фондом накопления и потребления, чтобы учитывать условия рыночной конъюнктуры и вместе с тем стимулировать и поощрять результаты труда своих работников.

Прибыль, остающаяся в распоряжении организации, служит источником финансирования не только производственного и материального развития, а также материального поощрения, но и в случаях нарушения действующего законодательства — уплаты различных штрафов и санкций. Так, из чистой прибыли уплачиваются штрафы при несоблюдении требований по охране окружающей среды от загрязнения, санитарных норм и правил. При завышении регулируемых цен на продукцию (работы, услу-

ги) из чистой прибыли взыскивается незаконно полученная прибыль.

В условиях перехода к рыночным отношениям возникает необходимость резервировать средства в связи с проведением рискованных операций и, как следствие этого – потерей доходов. Поэтому при использовании чистой прибыли организация вправе создавать финансовый резерв, т.е. рискованный фонд.

Размер этого резерва должен составлять не менее 15% уставного капитала. Ежегодно резервный фонд пополняется за счет отчислений, составляющих практически не менее 5% прибыли, остающейся в распоряжении организации. Кроме покрытия возможных убытков от деловых рисков финансовый резерв может быть использован на дополнительные затраты по расширению производства и социальному развитию, на разработку и внедрение новой техники и технологии, прирост собственных оборотных средств и восполнение их недостатка, на другие затраты, обусловленные социально-экономическим развитием коллектива.

С расширением спонсорской деятельности часть чистой прибыли может быть направлена на благотворительные нужды, на оказание помощи театральным коллективам, организацию художественных выставок и другие цели.

Итак, наличие чистой прибыли, создающей стимулирующие условия хозяйственного развития предприятий и организаций при переходе к рынку, является важным фактором дальнейшего укрепления и расширения их коммерческой деятельности.

В экономической литературе дается несколько понятий рентабельности. Так, одно из его определений звучит следующим образом: рентабельность (от нем. *rentabel* – доходный, прибыльный) представляет собой показатель экономической эффективности производства на предприятиях, который комплексно

отражает использование материальных, трудовых и денежных ресурсов.

По мнению других авторов, рентабельность — показатель, представляющий собой отношение прибыли к сумме затрат на производство, денежным вложениям в организацию коммерческих операций или сумме имущества фирмы. Так или иначе, рентабельность представляет собой соотношение дохода и капитала, вложенного в создание этого дохода. Увязывая прибыль с вложенным капиталом, рентабельность позволяет сравнить уровень доходности предприятия с альтернативным использованием капитала или доходностью, полученной предприятием при сходных условиях риска. Более рискованные инвестиции требуют более высокой прибыли, чтобы стать выгодными. Так как капитал всегда приносит прибыль, для измерения уровня доходности прибыль, как вознаграждение за риск, сопоставляется с размером капитала, который был необходим для образования этой прибыли.

Рентабельность является показателем, комплексно характеризующим эффективность деятельности предприятия. При его помощи можно оценить эффективность управления предприятием, так как получение высокой прибыли и достаточного уровня доходности во многом зависит от правильности и рациональности принимаемых управленческих решений. Поэтому рентабельность можно рассматривать как один из критериев качества управления.

Таблица 18

Расчет прибыли нефтегазодобывающего предприятия (цифры отвлеченные)

№№ п/п	Наименование показателя	Значение млн.сум	показателя,
1	Чистая выручка от реализации продукции	1562387	
2	Себестоимость реализованной продукции	620782	
3	Валовая прибыль от реализации (1-2)	941605	
4	Расходы периода	659249	
5	Прочие доходы от основной деятельности	50572	
6	Прибыль от основной деятельности (3-4+5)	332928	
7	Доходы от финансовой деятельности – всего в том числе -доходы в виде дивидендов -доходы в виде процентов -доходы от долгосрочной аренды -доходы от валютных курсовых разниц -прочие доходы от финансовой деятельности	13157 5910 7 452 6683 105	
8	Расходы по финансовой деятельности – всего в том числе -расходы в виде процентов за кредиторские задолженности -убытки от валютных курсовых разниц -прочие расходы по финансовой деятельности	122706 22309 99681 716	
9	Прибыль (6+7-8)	223379	
10	Налог на прибыль	34926	
11	Прочие налоги и сборы (отчисления) от прибыли	15145	
12	Чистая прибыль [6-(10+11)]	173308	

Устанавливая связь между суммой прибыли и величиной вложенного капитала, показатель рентабельности можно использовать в процессе прогнозирования прибыли. В процессе прогнозирования с фактическими и ожидаемыми инвестициями сопоставляется прибыль, которую предполагается получить на эти инвестиции. Оценка предполагаемой прибыли базируется на уровне доходности за предшествующие периоды с учетом прогнозируемых изменений. Кроме того, большое значение рентабельность имеет для принятия решений в области инвестирования, оценке и контроле деятельности предприятия и ее результатов.

Таким образом, можно сделать вывод, что показатели рентабельности характеризуют финансовые результаты и эффективность деятельности предприятия. Они измеряют доходность предприятия с различных позиций и систематизируются в соответствии с интересами участников экономического процесса.

Рентабельность бывает следующих видов:

1. Общая рентабельность предприятий определяется отношением балансовой прибыли к среднегодовой стоимости производственных фондов и оборотных средств и рассчитывается по формуле:

$$R = \frac{\Pi * 100}{O_{\phi} + O_{\circ}},$$

где R – уровень рентабельности, %; Π – прибыль; O_{ϕ} – среднегодовая стоимость основных производственных фондов; $O_{\circ}$ – среднегодовая стоимость оборотных средств.

2. Фактическая общая рентабельность определяется отношением балансовой прибыли к фактической среднегодовой стоимости производственных основных фондов и оборотных средств, не прокредитованных банком. Фактические остатки оборотных средств устанавливаются, исходя из их остатка по

балансу за вычетом задолженности поставщикам по акцептованным платежным требованиям, срок оплаты которых не наступил, и поставщикам по не отфактурованным поставкам, а также износа малоценных и быстроизнашивающихся предметов и резерва на возмещение плановых потерь и предстоящих расходов.

При анализе работы акционерных компаний важное значение имеет рентабельность, определяемая как отношение суммы прибыли до уплаты налогов к общим затратам на производство по формуле:

$$R = \frac{П * 100}{С},$$

где С – общие затраты на производство.

Показатель рентабельности по изделиям отражает эффективность затрат живого и овеществленного труда на производство продукции.

В нефтяной и газовой промышленности рентабельность также определяют как отношение чистой прибыли к общим затратам на производство. При этом может быть использована формула:

$$R = \frac{Пч * 100}{С},$$

где Пч – чистая прибыль.

Прибыль и рентабельность на нефтегазовых предприятиях во многом зависят от состояния ценообразования, от устойчивости сметных и рыночных цен.

Основными факторами увеличения прибыли и рентабельности являются состояние:

— цен;

- состояние процентно-сметной документации;
- уровня скорости бурения скважин;
- научно-технического прогресса;
- норм и нормативов материальных и трудовых затрат;
- финансовой дисциплины.

12.3 Налогообложение предприятий нефтяной и газовой промышленности

Налог – обязательный платеж, взимаемый государством с юридических лиц и граждан.

Налогообложение – обложение денежными платежами (налогами) физических и юридических лиц в пользу государства или местных органов власти. Основная функция налогообложения состоит в регулировании экономики. С помощью рычагов налогов (финансовой политики) государство оказывает воздействие на состояние хозяйственной конъюнктуры, стимулирует экономический рост. Другой важнейшей функцией налогообложения является перераспределение денежных средств.

Налогообложение предприятий и граждан является основным источником формирования бюджета всех уровней. В зависимости от способа взимания налоги в зарубежных странах подразделяются на прямые и косвенные.

Прямые налоги устанавливаются непосредственно на доход и имущество; они подразделяются на реальные и личные. Реальные налоги взимаются с отдельных видов имущества налогоплательщика (поземельный, домовый, промысловый, на ценные бумаги). Личные налоги взимаются с дохода или имущества юридических лиц и граждан (подоходный налог, на доходы от денежных капиталов, на прирост капитала, на прибыль предприятий, на доходы от добычи нефти и газа, на сверхприбыль, с наследства и дарений, поимущественный, подушный).

К косвенным налогам относятся налоги на товары и услуги, оплачиваемые в цене товара или включенные в тариф, акцизы, таможенные пошлины и сборы. В настоящее время трудно провести грань между прямыми и косвенными налогами.

В зависимости от характера ставок различают регрессивные, пропорциональные и прогрессивные налоги. Пропорциональные ставки – это ставки налогов, действующие в едином проценте к объекту налогообложения. Прогрессивные ставки – это ставки, увеличивающиеся с ростом объекта обложения. При этом применяется шкала ставок. Регрессивными являются косвенные налоги, прямые, реальные. В зарубежных странах существуют три способа взимания налогов: кадастровый; изъятие налога до получения владельцем дохода; изъятие налога после получения владельцем дохода (по декларации)

В зависимости от органа власти, в распоряжение которого поступают налоги, различают государственные и местные налоги. Государственные налоги взимаются на основании действующей налоговой политики страны и направляются в государственный бюджет (подходный налог, налог на прибыль, таможенные пошлины и другие). Местные налоги взимаются местными органами управления на соответствующей территории и поступают в местный бюджет.

Система налогообложения является важной характеристикой нефтегазовой отрасли. Геологические, инженерные и финансовые подходы к организации нефтедобычи универсальны, чего не скажешь о налогообложении.

В добывающей промышленности в целом и нефтяной промышленности в частности на уровень издержек производства и рентабельность влияют естественные природные условия: местонахождение полезных ископаемых, глубина их залегания, мощность пласта и т.п. Добавочная прибыль, которую благодаря этому получают компании, в виде арендных платежей – ренты – достается владельцу соответствующих природных ресурсов. Ко-

гда таким владельцем оказывается государство, то рентные платежи часто маскируются под налоги, если применяется налоговая техника их изъятия.

В случае несовершенства налоговой системы изъятие рентных и других платежей производится путем раздела произведенной продукции. Это значительно упрощает процесс выяснения взаимных экономических отношений между владельцем природных ресурсов и предпринимателем. Данный метод широко распространен в международном нефтяном бизнесе как «Соглашение о разделе продукции – СРП». Механизм СРП успешно действует сегодня в 64 странах мира, включая такие разные, как Китай и Аргентина, Вьетнам и Индия, Египет и Нигерия, Оман и многие другие. Раздел продукции посредством механизма СРП производится и в Узбекистане.

СРП вовсе не является какой-то крайней мерой, к которой прибегают только в том отчаянном положении, когда нет других возможностей привлечь капитал из-за рубежа. Это разумный способ выстроить нормальные по международным мерам взаимоотношения между государством – владельцем недр и частным предпринимателем (и не важно – своим или иностранным). Одним словом, СРП – это образец того, как «все взять и взаимно поделить» к взаимному удовольствию: ренту – государству, прибыль – предпринимателю.

В международном нефтяном бизнесе сосредоточены огромное богатство и власть. Во многих странах нефть, независимо от того, экспортируется она или импортируется, играет доминирующую роль в экономике. Природные ресурсы – все равно что драгоценные камни в королевской короне. Однако лишь в немногих отраслях промышленности существует столь драматический контраст между риском и вознаграждением. Страны, обладающие запасами нефти, тщательно оберегают это богатство.

Система налогов в нефтяной промышленности является ее жизненно важным аспектом. Принципы геологии, инжиниринга вполне универсальны, однако, что касается налогообложения, здесь каждый раз своя специфика. Этот вопрос настолько важен, что делает понимание по крайней мере основ налогообложения совершенно необходимым. Каждая страна универсальна в своих решениях по созданию структуры налогов, особенно в области освоения природных ресурсов. Правительства не могут контролировать дары природы, зато они в состоянии контролировать налоги.

Система налогов в Республике Узбекистан регулируется Налоговым кодексом Республики Узбекистан. Действующая система налогов является предельно гибкой и в зависимости от конкретных условий ежегодно контролируется.

Ниже приводится динамика налогообложения недропользователей в Республике Узбекистан за 2004-2007 годы.

Динамика налогообложения недропользователей в Республике Узбекистан

Вид налога	Налогооблагаемая база	Ставка 2004 г.	Ставка 2005 г.	Ставка 2006 г.	Ставка 2007 г.
Налог на прибыль юридических лиц	Доход (прибыль), исчисленный как разница между совокупным доходом и вычетами, определенными в соответствии с законодательством	18%	15%	12%	10%
Налог на добавленную стоимость	Оборот по реализации и импорт товаров (услуг, работ)	20%	20%	20%	20%

Продолжение табл. 19

Акцизный налог	Стоимость реализованной продукции	25%	0	0	0
• нефть и конденсат,					0
• нефтепродукты,					
- бензин А-72, А-76,		45%	45%	45%	28%
- бензин Аи-92, Аи-93,		45%	45%	45%	28%
- дизтопливо,		40%	40%	40%	25%
- керосин,		20%	20%	20%	8%
- сжиженный газ,		0	0	21%	21%
- газ природный					25%
Налог на имущество юридических лиц	Среднегодовая стоимость основных средств и нематериальных активов	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
За неустановленное в срок оборудование		удвоенная ставка	удвоенная ставка	удвоенная ставка	удвоенная ставка
Налог на недра:	Стоимость добытой продукции				
• газ,		18,5%	58,0%	58,0%	30%
• конденсат нестаб.,		11,4%	32,0%	32,0%	20%
• нефть		12,3%	35,0%	35,0%	20%

Продолжение табл. 19

Плата за воду: - из поверхностных источников, - из подземных источников	Отбор ресурсов из поверхностных и подземных источников для производственных технических нужд	490,35 тинин/м ³ 630,75 тинин/м ³	640 тинин/м ³ 820 тинин/м ³	960 тинин/м ³ 1230 тинин/м ³	1440 тинин/м ³ 1845 тинин/м ³
Земельный налог	Земельные участки, находящиеся в собственности, во владении или пользовании	Ставки по регионам	Ставки по регионам	Ставки по регионам	Ставки по регионам
Экологический налог	Производственные затраты и расходы периода, за исключением платежей в бюджет, налогов, сборов и отчислений	1,0%	1,0%	—	—
Единый социальный налог	Фонд оплаты труда	33%	31%	25%	24%
Налог на инфраструктуру	Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия после уплаты всех налогов	8%	8%	8%	8%
Налог на потребление (бензин, дизтопливо для транспортных средств)	1 литр	35 сум	45 сум	50 сум	80 сум

Окончание табл. 19

Внебюджетные платежи: — в Пенсионный фонд	Объем реализации продукции (работ, услуг) за вычетом НДС и акцизного налога	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
— в Дорожный фонд	От зарплаты физиче- ских лиц				
• промышленные предприятия, строительство	Объем реализации продукции (работ, услуг) за вычетом НДС и акцизного налога	2,5% 1,5	2,5% 1,5	2,5% 1,5	2,5% 1,5
• автотранспорт					
• снабжение, сбыт, торговля		2,5 1,0	2,5 1,0	2,5 1,0	2,5 1,0
Налог на развитие школьного образования	Объем реализации продукции (работ, услуг) за вычетом НДС и акцизного налога	0	1%	1%	1%

Как видно из динамики, за последние 4 года ставка налога на прибыль уменьшилась с 18% до 10%, отменен акцизный налог на нефть и газовый конденсат, снижен налог на автобензин с 45% до 28%, установлен акцизный налог на керосин и сжиженный газ. Также снижен единый социальный налог с 33% до 24%.

Законодательством республики предоставлен ряд гарантий и льгот только для иностранных инвесторов, в том числе, для инвесторов, осуществляющих прямые инвестиции в геологоразведочные работы и разработку месторождений нефти и газа. Им предоставляются следующие права и возможности:

- эксклюзивное проведение поисковых работ и последующая разработка выявленных месторождений;
- преимущества на получение новой территории для продолжения работ;
- право собственности и беспрепятственного вывоза своей части углеводородного сырья и продуктов его переработки;
- освобождение от всех видов фискальных выплат (налоги, сборы, таможенные пошлины и т.д.) при проведении геологоразведочных работ;
- освобождение на 7 лет с момента начала добычи от налога на прибыль, а в последующем – уплата налога по пониженной вдвое ставке;
- освобождение от уплаты налога на имущество и на доходы иностранных участников от долевого участия в совместных предприятиях;
- освобождение от обязательной продажи части валовой выручки на период возмещения вложенного капитала на поисковые и разведочные работы.

12.4 Финансы предприятий нефтяной и газовой промышленности

Финансы — это экономическая категория, отражающая экономические отношения в процессе создания и использования фондов денежных средств.

Проблемы экономического преобразования и становления рыночных отношений невозможно решать, не задействуя финансовую систему с ее совокупностью регулирующих институтов.

Финансовая система представляет собой важный инструмент экономической политики, через ее рычаги предприятие образует и использует фонды денежных средств, предназначенных для расширенного воспроизводства и решение социальных проблем. Дело в том, что использование материальных и трудовых ресурсов в процессе производства сопровождается движением денежных доходов и расходов предприятий. Следовательно, весь комплекс движений доходов и расходов предприятия составляет его финансовую систему, а участвующие в этой системе доходы составляют финансовые ресурсы предприятия.

Рассмотрим перечень доходов предприятия.

1. Выручка от реализации произведенной продукции, выполненных работ и оказанных услуг, включая НДС и акциз.
2. Амортизация.
3. Дивиденды на акции и другие ценные бумаги.
4. Выручка от реализации имущества предприятия.
5. Поступления от предоставленной долгосрочной аренды.
6. Доходы в виде процентов.
7. Доходы от валютных курсовых разниц.
8. Прочие доходы от финансовой деятельности.

В состав расходов входят:

1. Затраты на реализованную продукцию.
2. Расходы по реализации.
3. Административные расходы.
4. Прочие операционные расходы.
5. Расходы в виде процентов.
6. Расходы в виде процентов по долгосрочной аренде.
7. Убытки от валютных курсовых разниц.
8. Прочие расходы по финансовой деятельности.
9. Налог на доходы.
10. НДС.
11. Акциз.
12. Прочие налоги, сборы от прибыли.
13. Капитальные вложения.
14. Капитальный ремонт.
15. Отчисления в резервный фонд.
16. Начисленные дивиденды.
17. Отчисления в фонд развития предприятия.
18. Прирост норматива собственных оборотных средств.

Финансы предприятий образуются по конкретным принципам. Основой организации финансов предприятий, компаний независимо от форм собственности является наличие финансовых ресурсов, необходимых для осуществления производственно-коммерческой деятельности. Первоначальное формирование этих ресурсов производится в период создания предприятия путем образования их уставного капитала, который подразделяется на две части – основные средства и оборотные средства. Важнейшие принципы организации финансов предприятий:

- полный хозяйственный расчет;

- разграничение средств основной и инвестиционной деятельности;
- деление оборотных средств на собственные и заемные;
- обеспечение сохранности собственных оборотных средств;
- образование денежных фондов и резервов;
- планирование доходов и расходов;
- сбалансированность доходов и расходов.

В целом финансы нефтегазовой отрасли формируются из собственных средств, т.е. из результатов собственной деятельности. Реализовывая нефтепродукты, продукты переработки газа и самого природного газа отрасль обеспечивает свое воспроизводство. В последние годы для расширенного воспроизводства, т.е. создания новых производственных мощностей, привлечены иностранные кредиты, которые, опять таки, погашаются собственной прибылью отрасли.

Лишь для финансирования отдельных видов геофизических сейсморазведочных работ и глубокого параметрического бурения из государственного бюджета выделяются денежные средства. Их размеры в общем объеме инвестиций практически несоизмеримы.

Как видно из баланса доходов и расходов нефтегазовой отрасли Республики Узбекистан источники финансовых ресурсов образуются в течение года на 790372 млн. сум и все они распределены по направлениям расходов. Лишь бюджетные средства целенаправленно используются на геологоразведочные работы. Все остальные источники практически распределены на все направления расходов.

Таблица 20

Баланс доходов и расходов нефтегазовой отрасли (цифры отвлеченные, млн. сум).

№ п/п	Направление расходов Источники ресурсов	Капиталь- ные расходы	Геолого- разведоч- ные рабо- ты	Приобре- тение обо- рудо- вания	Погашение кредитов	В том числе			Итого
						Наш. банка	Иностр. банков	Мин- фина	
1	Прибыль	205813	2000	10797	75003	10003	65000	—	253613
2	Амортизационные отчисления	99484	—	—	77261	9424	60537	7300	176745
3	Бюджетные средст- ва	—	11235	—	—	—	—	—	11235
4	Аквизный налог в распоряжении от- расли	29616	33662	11696	62530	62530	—	—	137504
5	Налог на недра в распоряжении от- расли	50867	91276	9132	20000	—	20000	—	171275
	Итого	385780	138173	31625	234794	81957	145537	7300	790372

Вопросы для самопроверки

- 1) Что такое себестоимость продукции?
- 2) Что такое смета на строительство нефтяных и газовых скважин?
- 3) Как определяется цена добытой нефти и газа?
- 4) Расскажите о порядке расчета прибыли и ее значении.
- 5) Какие существуют факторы роста прибыли?
- 6) Что такое рентабельность и как она рассчитывается?
- 7) Что собой представляет налог?
- 8) Какие налоги существуют в нефтяной и газовой промышленности?
- 9) Какие существуют гарантии и льготы для иностранных инвесторов, осуществляющих прямые инвестиции в геолого-разведочные работы и разработку месторождений нефти и газа?
- 10) Из чего складываются доходы и расходы предприятий нефтяной и газовой промышленности?
- 11) Какие существуют принципы организации финансов предприятий?

Тестовые вопросы

- 1. Определить роль государства в структурных преобразованиях экономики страны.**
 - а) государство осуществляет структурные преобразования;
 - б) государство выступает как инициатор и организатор процесса преобразования;
- 2. Энергетическое использование природного газа определяется:**
 - а) большими запасами газа в республике;
 - б) простотой технологического оборудования для сжигания газа и минимальными загрязнениями окружающей среды;
- 3. Импорт нефти в Узбекистан прекращен и республика достигла нефтяной независимости в:**
 - а) 1993 году;
 - б) 1995 году;
- 4. Среди потребляемых первичных энергоресурсов на долю нефти и газа приходится:**
 - а) 88%;
 - б) 96%.
- 5. Открытие месторождения производится:**
 - а) поисковой скважиной;
 - б) полевыми сейсморазведочными работами.
- 6. Основным направлением деятельности НХК «Узбекнефтегаз» считается:**
 - а) геологоразведочные работы + добыча углеводородов + транспортировка + переработка углеводородов + реализация нефтепродуктов и природного газа.
 - б) добыча углеводородов;

7. Основной задачей подземного хранилища газа (ПХГ) является:

- а) сезонное регулирование;
- б) реализация по высоким ценам при сезонном регулировании.

8. Основная цель структурных преобразований в нефтегазовой отрасли:

- а) углубление рыночных отношений;
- б) увеличение прибыли предприятий.

9. Действующая организационная структура нефтегазовой отрасли имеет вид:

- а) вертикально интегрированной трехуровневой холдинговой компании;
- б) высокоэффективной двухуровневой системы управления;

10. Нефтяная промышленность в Узбекистане создана в:

- а) 1885 г.;
- б) 1904 г.;

11. Академик И.М. Губкин, посещая Узбекистан, хорошо отзывался о вновь открытом месторождении:

- а) Газли;
- б) Хаудаг;

12. Образование и развитие нефтяной и газовой промышленности Узбекистана происходило в:

- а) 4 этапа;
- б) 5 этапов.

13. Узбекистан превратился в крупную газопромышленную державу в:

- а) 60 – 70-е годы прошлого века;
- б) 70 – 80-е годы прошлого века.

14. Предприятие является:

- а) первичным звеном общественного производства;
- б) промежуточным звеном в управлении трудовым коллективом;

15. Предприятие создается для:

- а) производства продукции, выполнения работ и оказания услуг;
- б) уплаты налогов государству;

16. Предприятие осуществляет свою деятельность:

- а) по усмотрению вышестоящего органа;
- б) самостоятельно.

17. Предприятие приобретает права юридического лица со дня:

- а) государственной регистрации;
- б) назначения руководителя.

18. Все предприятия:

- а) равны независимо от собственной принадлежности;
- б) не равны независимо от собственной принадлежности.

19. Какие бывают виды акций?

- а) простые и на предъявителя;
- б) именные и на предъявителя;

20. Какие бывают типы акций?

- а) привилегированные и на предъявителя;
- б) особо важные и привилегированные;

21. Какими бывают акции акционерного общества закрытого типа?

- а) привилегированные;
- б) именные.

22. Что такое мощность предприятия?

- а) нормативная производительность при фиксированном числе оборудования;
- б) максимальная сумма прибыли предприятия.

23. В чем выражается мощность бурового предприятия?

- а) в станко-месяцах бурения или объемом бурения;
- б) количеством буровых установок;

24. Акционерное общество создается сроком:

- а) без ограничения срока;
- в) на 5 лет;

25. Минимальный состав учредителей акционерного общества закрытого типа (АОЗТ):

- а) 3 человека;
- б) 4 человека;

26. Как размещаются акции АОЗТ?

- а) свободно только среди трудового коллектива;
- б) среди учредителей;

27. Каким может быть число акционеров общества открытого типа?

- а) не ограничено;
- б) полная численность работников акционерного общества.

28. Дочернее предприятие по долгам своего основного общества:

- а) отвечает;
- б) не отвечает;

29. Акционерное общество создает резервный фонд в размере от уставного фонда не менее:

- а) 15%;
- б) 25%;

30. Высшим органом управления акционерного общества является:

- а) общее собрание акционеров;
- б) наблюдательный совет.

31. Коллегиальным исполнительным органом общества является:

- а) правление;
- б) общее собрание;

32. При какой модели рынка участвует большое количество фирм и предприятий?

- а) при чистой монополии;
- б) при чистой конкуренции.

33. Какой вид деятельности производства начал функционировать в «Узбекнефтегазе» в 2002 году?

- а) газопереработка;
- б) газохимия;

34. Что такое НТП в широком понимании?

- а) совершенствование техники и технологии производства;
- б) непрерывное и все более плодотворное изучение человеком природы.

35. Что является основной целью планирования...

- а) правильная организация деятельности предприятия;
- б) мобилизация всех видов ресурсов предприятия для повышения его прибыли.

36. Что является основой планирования...

- а) правильные расчеты всех показателей;
- б) анализ всех сторон деятельности предприятия за предыдущие годы;

37. Что является основным инструментом планирования...

- а) анализ;
- в) бизнес-план;

38. Из предметов и средств труда что передает свою стоимость в произведенную продукцию (выполненную работу) за один оборот?

- а) основные фонды;
- б) оборотные средства;

39. В какую группу основных фондов входят нефтегазопроводы (кроме магистральных)?

- а) транспортные средства;
- б) передаточные устройства.

40. Какой показатель применяется для оценки степени использования основных фондов?

- а) фондоемкость;
- б) фондоотдача;

41. Что понимается под оборачиваемостью оборотных средств?

- а) затраты на создание запасов товаро-материальных ценностей;
- б) длительность одного полного кругооборота.

42. Уменьшение длительности одного оборота – это улучшение или ухудшение использования оборотных средств?

- а) ухудшение;
- б) улучшение.

43. Как влияет рост задолженности по зарплате на оборачиваемость оборотных средств?

- а) замедляет;
- в) никак не влияет;

44. Что такое инвестиции?

- а) долгосрочное вложение капитала в отрасли экономики;
- б) прочее создание новых производственных мощностей;

45. Как определяется общая экономическая эффективность инвестиций по республике?

- а) отношением прибыли к объему национального дохода;
- б) отношением национального дохода к общим затратам;

46. Кто является активной частью структуры кадров?

- а) рабочие, занятые созданием материальных ценностей или оказанием производственных и транспортных услуг;
- б) лица, принимающие активное участие в выполнении задач предприятия;

47. Какая разница между нормой выработки и нормой времени?

- а) никакой разницы нет;
- б) норма выработки больше, чем норма времени;

48. Какие из этих вариантов соотношений труда и зарплаты считаете правильным?

- б) превышение темпов роста производительности труда над темпом роста средней зарплаты;
- в) превышение темпов роста средней зарплаты над темпом роста производительности труда;

49. Какая разница между себестоимостью произведенной продукции и производственными затратами?

- а) производственные затраты больше себестоимости произведенной продукции;
- б) себестоимость произведенной продукции больше, чем производственные затраты.

50. Что такое прибыль?

- а) эффект от деятельности предприятий;
- б) денежное выражение накоплений, создаваемых предприятиями;

51. Что является основным ценоопределяющим документом на геологоразведочные и буровые работы?

- а) финансовый план;
- б) смета;

52. Что такое рентабельность?

- а) показатель, комплексно характеризующий эффективность деятельности предприятия;
- б) обратная величина прибыли;

53. Что является основой организации финансов предприятий?

- а) положительные результаты деятельности предприятия;
- б) наличие финансовых ресурсов предприятия;

Литература

1. Каримов И.А. Узбекистан по пути углубления экономических реформ.- Ташкент :Узбекистан, 1995
 2. Каримов И.А. Надежные гарантии нашего государства. – Ташкент: Узбекистан, 1996
 3. Каримов И.А. Узбекистан: десять лет по пути формирования рыночной экономики. –Ташкент:Узбекистан, 2001
 4. Каримов И.А. Либерализация экономики и углубление реформ – наша главная задача //Доклад на заседании Кабинета Министров, посвященный итогам социально-экономического развития страны за 1999 год и приоритетным направлениям либерализации и углубления экономических реформ в 2000 году// Правда Востока от 15 февраля 2000 г.
 5. Абдурахманов К. Три кита формирования национальной экономики. Газета «Правда Востока», №245 от 18 декабря 2007 года.
 6. Большаков С.В. Основы управления финансами: Учебное пособие.- М.:ИД ФБК-ПРЕСС, 2000
 7. Данилов А.С., Юлдашев З.Ю. Национальная экономика:Учебное пособие. - Ташкент, 2003
 8. Даниел Джонстон. Международный нефтяной бизнес. Налоговые системы и соглашения о разделе продукции. М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2000
 9. Дунаев Ф.Ф., Егоров В.И., Победоносцева Н.Н., Сыромятников Е.С. Экономика нефтяной и газовой промышленности. М.:Недра, 1983
 10. Зайнутдинов Ш. Изменить жизнь к лучшему. Газета «Правда Востока» №238 от 7 декабря 2007 года.
 11. Закиров А.А., Белокопытов В.М., Чигринский Ю.Е. Топливо-энергетический комплекс Узбекистана. –Ташкент: Мехнат, 1986
 12. Закиров А.А., Карпов В.С., Соатов Э.А. и др. Методические указания по оценке экономической эффективности использования мероприятий НТП на предприятиях нефтяной и газовой промышленности (РД 39.0-137-95).- Ташкент: НХК «Узбекнефтегаз», 1996
 13. Закиров А.А., Ишанходжаев Г.К. Концепция системного мониторинга производственно-экономической деятельности НХК «Узбекнефтегаз». Узбекский журнал нефти и газа., 2002, №3.
 14. Малышев Ю.М., Тищенко В.Е., Шматов В.М. Экономика нефтяной и газовой промышленности. –М.:Недра, 1980
 15. Нефть и газ Узбекистана. Нефтегазовая вертикаль, //Аналитический журнал, 2007, №9
 16. Статистические и информационные отчеты НХК «Узбекнефтегаз» и ее предприятий
 17. Тищенко В.Е. Организация и планирование геологоразведочных работ на нефть и газ.- М.:Недра, 1983
- Язык бизнеса. Термины. /Под общей ред. В.А. Чжена, -Ташкент.: ИПК «Шарк», 1995

Редактор *Н. С. Покачалов*

Разрешено в печать 23.05.2008. Формат 60х84 1/16.
Печать офсетная. Гарнитура Таймс. Изд.л 9,75. Печатный лист 17,5.

Тираж 100 экз. Заказа № 367. Договор № 0038/02

Отпечатано в СП «Роліарес», г.Ташкент, ул.Дж.Обидова 160