

**КАЗАНСКИЙ (ПРИВОЛЖСКИЙ) ФЕДЕРАЛЬНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ**

ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

**Кафедра разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых
углеводородов**

И.И. Маннанов, Г.Р. Ганиева, А.Р. Гимаева

**УПРАВЛЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВОМ
УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ**

Казань 2024г.

*Печатается по решению учебно-методической комиссии
Института геологии и нефтегазовых технологий
Протокол №9 от 25 апреля 2024г.*

*заседания кафедры разработки и эксплуатации месторождений
трудноизвлекаемых углеводородов
Протокол №5 от 7 марта 2024г.*

Рецензенты:

Заведующий кафедрой «разработка и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» ГБОУ ВО АГНИ, доктор технических наук, профессор **А.В.Насыбуллин** заведующий кафедрой «разработка и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» ГБОУ ВО АГНИ, доктор технических наук, профессор

А.П.Мутигуллин начальник отдела управления персоналом и мотивации труда ООО «ТаграС-Холдинг»

Маннанов И.И.

Управление производством: Учебное пособие / И.И. Маннанов, Г.Р. Ганиева, А.Р. Гимаева. – Казань: Казан. ун-т, 2024. – 105 с.

В учебном пособии представлен адаптированный курс лекций по дисциплине «Управления производством» с акцентированием управления процессов в нефтегазовом производстве с учетом современных требований и законодательных актов, правил управления и сложившихся экономических условий.

Учебное пособие предназначено для студентов – бакалавров высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело», и магистров направления 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

© Маннанов И.И., Ганиева Г.Р., Гимаева А.Р.
© Казанский университет 2024

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ	4
ПРЕДИСЛОВИЕ	7
1.ГОСУДАРСТВЕННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА. ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ И ФУНКЦИИ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА	8
2.НОРМАТИВНЫЕ И ПРОЕКТНЫЕ ДОКУМЕНТЫ НА РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	25
3.СТРУКТУРА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ. ВИНК. ПОНЯТИЕ UPSTREAM, DOWNSTREAM, MIDSTREAM. ТИПОВАЯ СТРУКТУРА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	29
4. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ И УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ. СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ЦЕЛИ КОМПАНИИ.....	45
5. ПРАВИЛА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ (ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ НА ПРОМЫШЛЕННУЮ РАЗРАБОТКУ, ПРОМЫШЛЕННАЯ РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ)	57
6. ПРАВИЛА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ (УЧЕТ ФОНДА СКВАЖИН, ВВОД СКВАЖИН В ЭКСПЛУАТАЦИЮ, ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, УЧЕТ ДОБЫЧИ И ОТЧЕТНОСТЬ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ).....	71
7.ПОНЯТИЯ И ВИДЫ РЕСУРСОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ... ..	80
8.ИННОВАЦИОННАЯ И ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	105

СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

ОК – общекультурные компетенции;
ПК – профессиональные компетенции;
ТЭК – топливно-энергетический комплекс;
ТЭО – технико-экономическое обоснование;
ФАС – Федеральная антимонопольная служба;
ГКЗ – государственная комиссия по запасам;
ЦКЗ – центральная комиссия по запасам;
НИПИ – научно-исследовательский и проектный институт;
ВИНК – вертикально интегрированная нефтяная компания;
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;
ГПЗ – газоперерабатывающий завод;
ЭЦН – электроцентробежный насос;
УШГН – установка штангового глубинного насоса;
СК – станок качалка;
ГЗУ – групповая замерная установка;
СКЖ – скважинный счетчик жидкости
НГДУ – нефтегазодобывающее управление;
ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;
ГДУ – газодобывающее управление;
НШУ – нефтешахтное управление;
ГДУ – газодобывающее управление;
УПНП и КРС – управление по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин;
УВСИНГ – управление по внутри промысловому сбору и использованию нефтяного газа;
УПТЖ – управление по подготовке технологической жидкости для поддержания пластового давления;
КИВЦ – кустовые информационно-вычислительные центры;
ГРП – геологоразведочные предприятия;
УПРР – управления поисково-разведочных работ;
ЦБПО – центральная база производственного обслуживания;
УПТОиКО – управление и базы производственно-технического обслуживания и комплектации оборудования;
УЭН – управление энергонефть;
УС – управление связи;
УАД – управление автомобильных дорог;
УТТСТ – управление технологического транспорта и специальной техники;
РМЗ – ремонтно-механические заводы;
УБР – управление буровых работ;
УРБ – управление разведочного бурения;
ВМУ – вышкомонтажное управление;
ТУ – тампонажное управление;

РСУ – ремонтно-строительные управления;
СМТ – строительно-монтажные тресты;
ПЭУ – планово-экономические управления;
ОТиЗ – отделы труда и заработной платы;
НИС – нормативно-исследовательские станции;
ЭИВЦ – экономические информационно-вычислительные центры;
УКК – учебно-курсовой комбинат;
ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство;
ОРС – отделы рабочего снабжения;
ТЗБ – торгово-закупочные базы;
МСЧ – медсанчасть;
ВОХР – военизированная охрана;
ЦППД – цех поддержания пластового давления;
БД – бригады по добыче;
БЗ – бригады по закачке;
ЦПиПН – цех подготовки и перекачки нефти;
ЦПиКРС – цех подземного и капитального ремонта скважин;
БПО – база производственного обслуживания;
ПРЦЭО – прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования;
ПРЦЭОиЭ – прокатно-ремонтный цех электрооборудования и электроснабжения;
ЦНИПР – цех научно-исследовательских и производственных работ;
ЦАП – цех автоматизации производства;
ЦПВС – цех пароводоснабжения;
СМУ – строительный монтажное управление;
УТТ – управление технологического транспорта;
ОМТ – отдел материально-технического обслуживания;
АХО – административно хозяйственный отдел;
ЦИТС – центральная инженерно-технологическая служба;
УКПГ – установки комплексной подготовки газа и конденсата;
ГС – головные сооружения;
ГДУ – газодобывающие управления;
ПДС – производственно-диспетчерская служба;
ОПС – оперативно-производственной службой;
УВС – углеводородное сырье;
ГБЗ – государственный баланс запасов;
ППЭ – проект опытной (пробной) эксплуатации;
ДППЭ – дополнения к проекту пробной эксплуатации;
ГИС – геофизические исследования скважин;
ГДИ – гидродинамические исследования;
ТСР – технологическая схема разработки;
ТПР – технологический проект разработки;
ЭО – эксплуатационный объект;
ГМ и ГДМ – геологическая и гидродинамическая модель;

ОПР – опытно-промышленная разработка;
НПЗ – нефтегазоперерабатывающий завод;
ГПЗ – газоперерабатывающий завод;
ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти;
ЦПКРС – цех подземного и капитального ремонта скважин;
ЦППД – цех поддержания пластового давления;
ЦНИПР – цех нефтепромысловых исследований и производственных работ;
ГЧП – государственно-частное партнерство;
ИД – индекс доходности;
ИД – индекс доходности затрат;
ВНД – внутренняя норма доходности;
ЧДД – чистый дисконтированный доход.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Управление производственным процессом является одной из компетенций, с которой приходится сталкиваться нефтяникам на протяжении своей трудовой деятельности. Представленное учебное пособие – совокупное представление законодательной, экономической, технологической базы для управления нефтегазовым производством.

Целью написания пособия является развитие знаний и умений в области экономики, организации и управления нефтегазовым производством и их применения при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений, формирование системного взгляда на производство, бизнес и предпринимательскую деятельность в нефтегазовой отрасли.

Дисциплина нацелена на подготовку бакалавров:

- ✓ к использованию комплексного подхода к решению научных и производственных задач нефтегазовой отрасли;
- ✓ творческому решению научно-исследовательских и прикладных проблем, возникающих при разработке и эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин;
- ✓ научно-исследовательской работе в области технологий проектирования, управления и принятия решений в условиях риска и неопределенности.

Задачами изучения дисциплины являются:

- ✓ обучение студентов профессиональной социально-гуманитарной экспертизе концепций, моделей, проектов научных исследований и технических разработок;
- ✓ обучение студентов системному подходу в восприятии развития любой экономической дисциплины, развитие навыков междисциплинарного мышления, экономическому обоснованию рационального управления разработкой нефтяных и газовых месторождений.

При изучении данного пособия студенты должны овладеть следующими универсальными (УК), общекультурными (ОК), профессиональными компетенциями (ПК):

- ✓ способность определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений;
- ✓ способность участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента;
- ✓ способность принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии.

1. ГОСУДАРСТВЕННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА. ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ И ФУНКЦИИ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

Государственное регулирование отраслями нефтяной и газовой промышленности [1] осуществляется федеральными и региональными органами власти в соответствии с действующими в стране законодательными актами.

Государственное управление включает:

- ✓ управление недропользованием;
- ✓ управление федеральной собственностью (пакетом акций) в нефтяном и газовом секторе;
- ✓ геологический, экологический и другой контроль безопасности ведения работ, рационального использования углеводородных ресурсов;
- ✓ лицензирование видов деятельности;
- ✓ проведение налоговой, кредитной и ценовой политики;
- ✓ программу демонополизации и регулирования деятельности естественных монополий.

Для осуществления функций государственного управления ТЭК функционируют Министерство энергетики РФ, Министерство природных ресурсов и экологии, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, Федеральная антимонопольная служба.

Министерство энергетики Российской Федерации (Минэнерго России) [2] является федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, в том числе по вопросам электроэнергетики, нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой, угольной, сланцевой и торфяной промышленности, магистральных трубопроводов нефти, газа и продуктов их переработки, возобновляемых источников энергии, освоения месторождений углеводородов на основе соглашений о разделе продукции, и в сфере нефтехимической промышленности, а также функции по оказанию государственных услуг, управлению государственным имуществом в сфере производства и использования топливно-энергетических ресурсов.

Министерство энергетики Российской Федерации в пределах своей компетенции осуществляет функции по созданию, эксплуатации и совершенствованию государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса.

Министерство энергетики Российской Федерации осуществляет свою деятельность непосредственно и через свои подведомственные организации во взаимодействии с другими федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления, общественными объединениями и иными организациями[2].

Министерство энергетики Российской Федерации осуществляет свои полномочия в следующих областях:

- ✓ Выработка и реализация государственной политики и нормативно-правового регулирования, а также осуществление правоприменительных функций и функций по контролю и надзору в области энергетики.

- ✓ Обеспечения деятельности подведомственных федеральных государственных унитарных предприятий и государственных учреждений.

- ✓ Обеспечения энергетической безопасности.

- ✓ Производства и использования топливно-энергетических ресурсов.

- ✓ Координация деятельности организаций по разработке прогнозов развития электро- и теплоэнергетики (за исключением атомной энергетики), нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой, угольной, сланцевой и торфяной промышленности, газоснабжения и газового хозяйства, нефтепродуктообеспечения, магистральных трубопроводов нефти, газа и продуктов их переработки, нетрадиционной энергетики.

- ✓ Подготовка предложений по разработке инвестиционных проектов в области топливно-энергетического комплекса, программ освоения и использования углеводородных и других топливно-энергетических ресурсов, балансов топливно-энергетических ресурсов, текущих и перспективных балансов по отдельным видам энергоресурсов и принятие мер по их реализации.

- ✓ Разработка предложений по использованию систем магистральных нефтегазопроводов, нефтепродуктопроводов и энергетических систем и принятие мер по их реализации в установленном порядке.

- ✓ Разработка предложений в области энергосбережения и обеспечения безопасности при функционировании и развитии топливно-энергетического комплекса.

- ✓ Осуществление государственной политики по вопросам разработки и реализации соглашений о разделе продукции.

- ✓ Прочие полномочия.

Структурными подразделениями Министерства энергетики Российской Федерации являются департаменты по основным направлениям деятельности Министерства. В состав департаментов включаются отделы.

Финансирование расходов на содержание Министерства энергетики Российской Федерации осуществляется за счет средств, предусмотренных в федеральном бюджете.

Департамент нефтегазового комплекса Министерства энергетики [2]

обеспечивает реализацию полномочий, в том числе по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в пределах компетенции Министерства, по следующим направлениям деятельности:

1) в сфере нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газодобывающей, газоперерабатывающей, газохимической и нефтехимической промышленности, магистральных трубопроводов нефти, газа и продуктов их переработки, включая отдельно вопросы:

✓ налоговой и таможенно-тарифной политики в сфере нефтегазового комплекса;

✓ управления государственным имуществом в установленной сфере деятельности, в том числе определение в установленном порядке по отдельным вопросам позиции акционера – Российской Федерации, а также координация деятельности по отдельным вопросам представителей интересов Российской Федерации в советах директоров и ревизионных комиссиях акционерных обществ, разработка и реализация стратегии приватизации государственного имущества;

✓ ценовой политики, снижения издержек в энергетике, земельных отношений в части территориального планирования и размещения объектов нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой, нефтехимической промышленности, магистральных трубопроводов нефти, газа и продуктов их переработки;

✓ экологической политики, энергосбережения и повышения энергетической эффективности, чрезвычайных ситуаций в указанных сферах;

✓ импортозамещения, а также формирования и обеспечения реализации основных технологических и научных приоритетов в целях инновационного развития, в том числе внедрение принципов деятельности организаций ТЭК на основе наилучших доступных технологий, включая создание отраслевых справочников наилучших доступных технологий;

✓ развития рынка газомоторного топлива в Российской Федерации в части использования в качестве моторного топлива природного газа;

✓ предоставление государственной услуги по утверждению графика транспортировки нефти по магистральным трубопроводам за пределы территории Российской Федерации по направлениям отгрузки.

2) освоение месторождений углеводородов на основе соглашений о разделе продукции;

3) взаимодействие с уполномоченным федеральным органом исполнительной власти и организациями ТЭК в сфере управления государственным материальным резервом;

4) обеспечение поставок продукции ТЭК по государственному оборонному заказу;

5) иные полномочия, предусмотренные приказами и распоряжениями, а также поручениями руководства Министерства.

Соглашение о разделе продукции является договором, в соответствии с которым Российская Федерация предоставляет субъекту предпринимательской

деятельности на возмездной основе и на определенный срок исключительные права на поиски, разведку, добычу минерального сырья на участке недр, указанном в соглашении, и на ведение связанных с этим работ, а инвестор обязуется осуществить проведение указанных работ за свой счет и на свой риск.

Соглашение определяет все необходимые условия, связанные с использованием недр, в том числе условия и порядок раздела произведенной продукции между сторонами соглашения в соответствии с положениями Федерального закона.

Условия пользования недрами, установленные в соглашении, должны соответствовать законодательству Российской Федерации.

Право пользования участком недр может быть ограничено, приостановлено или прекращено по условиям соглашения, заключенного в соответствии с законодательством Российской Федерации.

В случае подтверждения отсутствия возможности геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых на условиях пользования недрами, не предусматривающих заключения соглашения, участок недр может быть включен в перечень участков недр, право пользования которыми может быть предоставлено на условиях раздела продукции, при наличии определяемых Правительством Российской Федерации следующих условий:

- ✓ если разработка данного участка недр может обеспечить сохранение рабочих мест для градообразующей организации, а прекращение разработки данного участка недр приведет к негативным социальным последствиям;

- ✓ если разработка данного участка недр является необходимой для вовлечения в хозяйственный оборот полезных ископаемых, которые находятся на континентальном шельфе Российской Федерации и в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и залегают в областях, где отсутствуют населенные пункты, транспортная и иная инфраструктура;

- ✓ если разработка данного месторождения требует использования специальных высокочрезвычайных технологий для добычи трудноизвлекаемых значительных по объему запасов полезных ископаемых, находящихся в сложных горно-геологических условиях.

Для решения поставленных задач Министерство наделено необходимыми правами, а также обязанностями по установленному кругу направлений деятельности.

Главными из них являются:

- ✓ формирование прогнозов социально-экономического развития отраслей ТЭК;

- ✓ осуществление полномочий по лицензированию видов деятельности организаций ТЭК;

- ✓ участие в совершенствовании хозяйственного механизма регулирования работы организаций ТЭК;

✓ разработка предложений по законодательным и нормативным актам, регулирующим деятельность ТЭК и др.

Министерство природных ресурсов и экологии [3] располагает полномочиями и области лицензирования недр, подготовке и совершенствовании нормативно-правовой базы в сфере недропользования. Свою деятельность осуществляет через Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра).

Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра)[3] является федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по оказанию государственных услуг и управлению государственным имуществом в сфере недропользования.

Федеральное агентство по недропользованию находится в ведении Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации.

Федеральное агентство по недропользованию организует:

✓ государственное геологическое изучение недр;
✓ экспертизу проектной документации на проведение работ по региональному геологическому изучению недр, геологическому изучению недр, включая поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведке месторождений полезных ископаемых;

✓ проведение в установленном порядке геолого-экономической и стоимостной оценки месторождений полезных ископаемых и участков недр;

✓ проведение в установленном порядке конкурсов и аукционов на право пользования недрами;

✓ проведение государственной экспертизы информации о разведанных запасах полезных ископаемых, геологической, экономической информации о предоставляемых в пользование участках недр;

Федеральное агентство по недропользованию осуществляет:

✓ отнесение запасов полезных ископаемых к кондиционным или некондиционным запасам, а также определение нормативов содержания полезных ископаемых, остающихся во вскрышных, вмещающих (разубоживающих) породах, в отвалах или в отходах горно-добывающего и перерабатывающего производства, по результатам технико-экономического обоснования постоянных разведочных или эксплуатационных кондиций для подсчета разведанных запасов;

✓ правомочия обладателя геологической информации о недрах от имени Российской Федерации;

✓ организационное обеспечение государственной системы лицензирования пользования недрами;

✓ учет поступающих заявок на получение лицензий, информирование о них органов исполнительной власти соответствующих субъектов Российской Федерации;

✓ принятие решений о предоставлении права пользования участками недр в установленном законодательством Российской Федерации порядке;

- ✓ принятие решений об утверждении итогов конкурсов или аукционов на право пользования участками недр в установленном законодательством Российской Федерации порядке;
- ✓ выдачу, оформление и регистрацию лицензий на пользование недрами;
- ✓ внесение изменений и дополнений в лицензии на пользование участками недр, а также переоформление лицензий;
- ✓ принятие, в том числе по представлению Федеральной службы по надзору в сфере природопользования и иных уполномоченных органов, решений о досрочном прекращении, приостановлении и ограничении права пользования участками недр;
- ✓ установление конкретного размера ставки регулярного платежа за пользование недрами по каждому участку недр, на который в установленном порядке выдается лицензия на пользование недрами, в том числе расположенному на континентальном шельфе Российской Федерации, в исключительной экономической зоне Российской Федерации или за пределами Российской Федерации на территориях, находящихся под юрисдикцией Российской Федерации, а также арендуемых у иностранных государств или используемых на основании международного договора (если иное не установлено международным договором), в пределах минимальных и максимальных ставок, установленных законодательством Российской Федерации о недрах;
- ✓ выдачу, продление срока действия, внесение изменений, прекращение действия, отказ в выдаче разрешений на строительство, реконструкцию объекта капитального строительства на земельном участке, предоставленном пользователю недр и необходимом для ведения работ, связанных с использованием недрами (за исключением работ, связанных с использованием участками недр местного значения);
- ✓ выдачу, а также отказ в выдаче разрешений на ввод в эксплуатацию объекта капитального строительства, разрешение на строительство, реконструкцию которого было выдано Федеральным агентством по недропользованию;
- ✓ направление заявок о принятии пользователями недр на временное хранение на безвозмездной основе представленной ими геологической информации о недрах;
- ✓ создание и ведение единой системы федерального фонда геологической информации о недрах и его территориальных фондов;

Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор)[4] является федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере технологического и атомного надзора, функции по контролю и надзору в сфере безопасного ведения работ, связанных с использованием недрами, промышленной безопасности, безопасности при использовании атомной энергии, безопасности

электрических и тепловых установок и сетей (кроме бытовых), безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также специальные функции в области государственной безопасности в указанной сфере.

Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору является:

✓ уполномоченным органом государственного регулирования безопасности при использовании атомной энергии (органом федерального государственного надзора в области использования атомной энергии);

✓ уполномоченным органом в области промышленной безопасности (органом федерального государственного надзора в области промышленной безопасности);

✓ органом государственного горного надзора;

✓ органом федерального государственного энергетического надзора;

✓ органом федерального государственного строительного надзора;

✓ регулирующим органом в соответствии с Конвенцией о ядерной безопасности и Объединенной конвенцией о безопасности обращения с отработавшим топливом и о безопасности обращения с радиоактивными отходами, а также компетентным органом Российской Федерации в соответствии с Поправкой к Конвенции о физической защите ядерного материала.

Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору осуществляет в части, касающейся функций в установленной сфере деятельности, полномочия органов, которые в международных договорах Российской Федерации выступают в качестве органов, осуществляющих необходимые меры, направленные на выполнение вытекающих из этих договоров обязательств Российской Федерации.

Руководство деятельностью Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору осуществляет Правительство Российской Федерации.

Требования промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности изложены в Федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Основной функцией ФАС в части управления нефтяным и газовым производством является установление размеров цен на газ и электроэнергию, а также тарифов на транспортировку нефти и газа по трубопроводам.

Некоторые положения закона «О недрах»[5].

Правовое регулирование отношений недропользования. Разграничение предметов ведения и полномочий между органами государственной власти Российской Федерации и органами государственной власти субъектов Российской Федерации в сфере государственного регулирования отношений недропользования осуществляется Конституцией

Российской Федерации, а также заключаемыми в соответствии с ней Федеративным и иными договорами о разграничении предметов ведения и полномочий.

Субъекты Российской Федерации принимают свои законы и иные нормативные правовые акты в целях регулирования отношений недропользования в пределах своих полномочий.

Органы местного самоуправления вправе осуществлять регулирование отношений недропользования в пределах предоставленных им действующим законодательством полномочий.

Собственность на недра. Недра в границах территории Российской Федерации, включая подземное пространство и содержащиеся в недрах полезные ископаемые, энергетические и иные ресурсы являются государственной собственностью. Вопросы владения, пользования и распоряжения недрами находятся в совместном ведении Российской Федерации и субъектов Российской Федерации.

Участки недр не могут быть предметом купли, продажи, дарения, наследования, вклада, залога или отчуждаться в иной форме. Права пользования недрами могут отчуждаться или переходить от одного лица к другому в той мере, в какой их оборот допускается федеральными законами.

Добытые из недр полезные ископаемые и иные ресурсы по условиям лицензии могут находиться в федеральной государственной собственности, собственности субъектов Российской Федерации, муниципальной, частной и в иных формах собственности.

Государственный фонд недр. Государственный фонд недр составляют используемые участки, представляющие собой геометризованные блоки недр, и неиспользуемые части недр в пределах территории Российской Федерации и ее континентального шельфа.

Владение, пользование и распоряжение государственным фондом недр в пределах территории Российской Федерации в интересах народов, проживающих на соответствующих территориях, и всех народов Российской Федерации осуществляются совместно Российской Федерацией и субъектами Российской Федерации.

Федеральные органы исполнительной власти и органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в пределах своих полномочий утверждают государственные программы геологического изучения недр, воспроизводства минерально-сырьевой базы и рационального использования недр, по представлению федерального органа управления государственным фондом недр и под контролем органов представительной власти решают вопросы недропользования, охраны недр и охраны окружающей природной среды.

Участки недр федерального значения. Для гарантированного обеспечения государственных потребностей Российской Федерации стратегическими и дефицитными видами ресурсов недр, наличие которых влияет на национальную безопасность Российской Федерации, обеспечивает

основы ее суверенитета, а также для выполнения обязательств по международным договорам Российской Федерации отдельные участки недр, в том числе содержащие месторождения полезных ископаемых, могут получать статус объектов федерального значения на основании совместных решений федеральных органов государственной власти и органов государственной власти субъектов Российской Федерации.

Часть месторождений федерального значения, в том числе освоенных и подготовленных к добыче полезных ископаемых, включается в федеральный фонд резервных месторождений.

Порядок отнесения участков недр к объектам федерального значения, в том числе к федеральному фонду резервных месторождений полезных ископаемых, условия пользования ими, а также порядок отнесения их к федеральной собственности устанавливаются федеральными законами.

Компетенция органов государственной власти Российской Федерации в сфере регулирования отношений недропользования

В компетенцию органов государственной власти Российской Федерации в сфере регулирования отношений недропользования входят:

1) разработка и совершенствование законодательства Российской Федерации о недрах;

2) определение и реализация федеральной политики недропользования, определение стратегии использования, темпов воспроизводства, дальнейшего расширения и качественного улучшения минерально-сырьевой базы путем разработки и реализации федеральных программ;

3) установление общего порядка пользования недрами и их охраны, разработка соответствующих стандартов (норм, правил), в том числе классификации запасов и прогнозных ресурсов полезных ископаемых;

4) создание и ведение единой системы федерального и территориальных фондов геологической информации о недрах, распоряжение информацией, полученной за счет государственных средств;

5) государственная экспертиза информации о разведанных запасах полезных ископаемых, иных свойствах недр, определяющих их ценность или опасность;

6) определение совместно с субъектами Российской Федерации региональных перечней полезных ископаемых, относимых к общераспространенным, а также выделение участков недр федерального значения, регионального значения и местного значения, установление перечней участков недр, право пользования которыми может быть предоставлено на условиях соглашений о разделе продукции;

7) составление государственного баланса запасов полезных ископаемых; государственный учет участков недр, используемых для добычи полезных ископаемых и строительства подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых; ведение государственного кадастра месторождений и проявлений полезных ископаемых; государственная регистрация работ по геологическому изучению недр;

8) распоряжение недрами континентального шельфа Российской Федерации;

9) введение ограничений на пользование недрами на отдельных участках для обеспечения национальной безопасности и охраны окружающей природной среды;

10) распоряжение совместно с субъектами Российской Федерации государственным фондом недр, за исключением участков, находящихся в исключительном ведении Российской Федерации;

11) установление размеров и порядка взимания платы за геологическую информацию о недрах, а также утверждение соглашений на условиях раздела продукции;

12) координация научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, связанных с использованием недрами;

13) защита прав пользователей недр и интересов граждан Российской Федерации;

14) разрешение споров по вопросам пользования недрами между субъектами Российской Федерации;

15) заключение международных договоров Российской Федерации по геологическому изучению, использованию и охране недр;

16) государственный контроль за геологическим изучением, рациональным использованием и охраной недр, а также установление порядка его проведения;

17) заключение соглашений о разделе продукции при пользовании участками недр.

Реализация общей федеральной политики недропользования в Российской Федерации возлагается на федеральный орган управления государственным фондом недр и его территориальные органы по согласованию с субъектами Российской Федерации.

Российская Федерация может передавать отдельные полномочия по регулированию отношений недропользования субъектам Российской Федерации.

Компетенция органов государственной власти субъектов Российской Федерации в сфере регулирования отношений недропользования

Виды пользования недрами. Недра предоставляются в пользование для:

1) регионального геологического изучения, включающего региональные геолого-геофизические работы, геологическую съемку, инженерно-геологические изыскания, научно-исследовательские, палеонтологические и другие работы, направленные на общее геологическое изучение недр, геологические работы по прогнозированию землетрясений и исследованию вулканической деятельности, созданию и ведению мониторинга состояния недр, контроль за режимом подземных вод, а также иные работы, проводимые без существенного нарушения целостности недр;

2) геологического изучения, включающего поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, а также геологического изучения и

оценки пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

3) разведки и добычи полезных ископаемых, в том числе использования отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств;

4) строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

5) образования особо охраняемых геологических объектов, имеющих научное, культурное, эстетическое, санитарно-оздоровительное и иное значение (научные и учебные полигоны, геологические заповедники, заказники, памятники природы, пещеры и другие подземные полости);

6) сбора минералогических, палеонтологических и других геологических коллекционных материалов.

Недра могут предоставляться в пользование одновременно для геологического изучения (поисков, разведки) и добычи полезных ископаемых. В этом случае добыча может производиться как в процессе геологического изучения, так и непосредственно по его завершении.

Участки недр, предоставляемые в пользование. В соответствии с лицензией на пользование недрами для добычи полезных ископаемых, строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, образования особо охраняемых геологических объектов, а также в соответствии с соглашением о разделе продукции при разведке и добыче минерального сырья участок недр предоставляется пользователю в виде горного отвода - геометризованного блока недр.

При определении границ горного отвода учитываются пространственные контуры месторождения полезных ископаемых, положение участка строительства и эксплуатации подземных сооружений, границы безопасного ведения горных и взрывных работ, зоны охраны от вредного влияния горных разработок, зоны сдвижения горных пород, контуры предохранительных целиков под природными объектами, зданиями и сооружениями, разносы бортов карьеров и разрезов и другие факторы, влияющие на состояние недр и земной поверхности в связи с процессом геологического изучения и использования недр.

Предварительные границы горного отвода устанавливаются при предоставлении лицензии на пользование недрами. После разработки технического проекта, получения на него положительного заключения государственной экспертизы, согласования указанного проекта с органами государственного горного надзора и государственными органами охраны окружающей природной среды документы, определяющие уточненные границы горного отвода (с характерными разрезами, ведомостью координат угловых точек), включаются в лицензию в качестве неотъемлемой составной части.

Пользователь недр, получивший горный отвод имеет исключительное право осуществлять в его границах пользование недрами в соответствии с

предоставленной лицензией. Любая деятельность, связанная с использованием недр в границах горного отвода, может осуществляться только с согласия пользователя недр, которому он предоставлен.

Участку недр, предоставляемому в соответствии с лицензией для геологического изучения без существенного нарушения целостности недр (без проходки тяжелых горных выработок и бурения скважин для добычи полезных ископаемых или строительства подземных сооружений для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых), по решению федерального органа управления государственным фондом недр или его территориального органа придается статус геологического отвода. В границах геологического отвода могут одновременно проводить работы несколько пользователей недр. Их взаимоотношения определяются при предоставлении недр в пользование.

При предоставлении участка недр в пользование в соответствии с соглашением о разделе продукции при поисках, разведке и добыче минерального сырья горный или геологический отвод оформляется в границах, определенных указанным соглашением.

Ограничение пользования недрами. Пользование отдельными участками недр может быть ограничено или запрещено в целях обеспечения национальной безопасности и охраны окружающей природной среды.

Пользование недрами на территориях населенных пунктов, пригородных зон, объектов промышленности, транспорта и связи может быть частично или полностью запрещено в случаях, если это пользование может создать угрозу жизни и здоровью людей, нанести ущерб хозяйственным объектам или окружающей природной среде.

Пользование недрами на особо охраняемых территориях производится в соответствии со статусом этих территорий.

Пользователи недр. Пользователями недр могут быть субъекты предпринимательской деятельности, в том числе участники простого товарищества, иностранные граждане, юридические лица, если федеральными законами не установлены ограничения предоставления права пользования недрами.

Пользователями недр на условиях соглашений о разделе продукции могут быть граждане Российской Федерации, иностранные граждане, юридические лица и создаваемые на основе договоров о совместной деятельности (договоров простого товарищества) и не имеющие статуса юридического лица объединения юридических лиц при условии, что участники таких объединений несут солидарную ответственность по обязательствам, вытекающим из соглашений о разделе продукции.

В случае, если федеральными законами установлено, что для осуществления отдельных видов деятельности, связанных с использованием недрами, требуются разрешения (лицензии), пользователи недр должны иметь разрешения (лицензии) на осуществление соответствующих видов деятельности или заключать договоры с организациями, имеющими право на осуществление видов деятельности, связанных с использованием недрами.

Пользователями недр при ведении работ по добыче радиоактивного сырья и захоронению радиоактивных материалов, токсичных и иных опасных отходов могут быть только юридические лица, зарегистрированные на территории Российской Федерации и имеющие разрешения (лицензии), выданные уполномоченным на то федеральным органом исполнительной власти, на ведение работ по добыче и использованию радиоактивных материалов, токсичных и иных опасных отходов.

Права и обязанности пользователя недр возникают с момента государственной регистрации лицензии на пользование участками недр, при предоставлении права пользования недрами на условиях соглашения о разделе продукции с момента вступления такого соглашения в силу.

Сроки пользования участками недр. Участки недр предоставляются в пользование на определенный срок или без ограничения срока.

На определенный срок участки недр предоставляются в пользование для:

- ✓ геологического изучения - на срок до 5 лет;
- ✓ добычи полезных ископаемых - на срок отработки месторождения полезных ископаемых, исчисляемый исходя из технико-экономического обоснования разработки месторождения полезных ископаемых, обеспечивающего рациональное использование и охрану недр;
- ✓ добычи подземных вод - на срок до 25 лет;
- ✓ добычи полезных ископаемых на основании предоставления краткосрочного права пользования участками недр в соответствии до 1 года.

Без ограничения срока могут быть предоставлены участки недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, строительства и эксплуатации подземных сооружений, связанных с захоронением отходов, строительства и эксплуатации нефте- и газохранилищ, а также для образования особо охраняемых геологических объектов и иных целей.

Срок пользования участком недр может быть продлен по инициативе пользователя недр при выполнении им оговоренных в лицензии на пользование участком недр условий и необходимости завершения разработки месторождения полезных ископаемых или выполнения ликвидационных мероприятий.

Порядок продления срока пользования участком недр на условиях соглашения о разделе продукции определяется указанным соглашением. Сроки пользования участками недр исчисляются с момента государственной регистрации лицензий на пользование этими участками недр.

Основания получения права пользования участками недр Основаниями получения права пользования участками недр могут быть:

- 1) решение Правительства Российской Федерации, принятое по результатам конкурса или аукциона, для целей разведки и добычи полезных ископаемых на участках недр внутренних морских вод, территориального моря и континентального шельфа Российской Федерации;

2) решение Правительства Российской Федерации при установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых пользователем недр, проводившим работы по геологическому изучению участков недр внутренних морских вод, территориального моря и континентального шельфа Российской Федерации за счет собственных средств, для целей разведки и добычи полезных ископаемых такого месторождения;

3) совместное решение федерального органа управления государственным фондом недр или его территориального органа и органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации, принятое по результатам конкурса или аукциона, для целей разведки и добычи полезных ископаемых на участках недр, расположенных на территории субъекта Российской Федерации;

4) совместное решение федерального органа управления государственным фондом недр или его территориального органа и органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации при установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых пользователем недр, проводившим работы по геологическому изучению участков недр за счет собственных средств, для целей разведки и добычи полезных ископаемых такого месторождения, расположенного на территории соответствующего субъекта Российской Федерации;

5) решение федерального органа управления государственным фондом недр или его территориального органа, согласованное с заинтересованными органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, для целей геологического изучения участков недр, в том числе участков недр внутренних морских вод, территориального моря и континентального шельфа Российской Федерации;

6) совместное решение федерального органа управления государственным фондом недр или его территориального органа и органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации для целей геологического изучения и добычи подземных вод, используемых для питьевого водоснабжения населения или технологического обеспечения водой объектов промышленности;

7) решение Правительства Российской Федерации, согласованное с органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, для целей захоронения радиоактивных, токсичных и иных опасных отходов в глубоких горизонтах, обеспечивающих локализацию таких отходов;

8) совместное решение федерального органа управления государственным фондом недр или его территориального органа и органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации, согласованное с федеральным органом государственного горного надзора или его территориальным органом, для целей строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

9) совместное решение федерального органа управления государственным фондом недр или его территориального органа и органа

исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации для целей строительства нефте- и газохранилищ в пластах горных пород и эксплуатации таких нефте- и газохранилищ, размещения промышленных и бытовых отходов;

10) установленный органами представительной власти субъектов Российской Федерации порядок получения права пользования участками недр, содержащими месторождения общераспространенных полезных ископаемых, или участками недр местного значения, а также участками недр местного значения, используемыми для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых;

11) совместное решение федерального органа управления государственным фондом недр и органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации для образования особо охраняемых геологических объектов;

12) случаи перехода права пользования участками недр в соответствии с основаниями, установленными федеральными законами, регулирующими отношения недропользования;

13) вступившее в силу соглашение о разделе продукции, заключенное в соответствии с Федеральным законом "О соглашениях о разделе продукции";

14) совместное решение федерального органа управления государственным фондом недр и органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации о предоставлении права краткосрочного (сроком до одного года) пользования участком недр для целей осуществления юридическим лицом (оператором) деятельности на участке недр, право пользования которым досрочно прекращено.

Лицензия на пользование недрами.

Предоставление недр в пользование оформляется специальным государственным разрешением в виде лицензии, включающей установленной формы бланк с Государственным гербом Российской Федерации, а также текстовые, графические и иные приложения, являющиеся неотъемлемой составной частью лицензии и определяющие основные условия пользования недрами.

Предоставление участка (участков) недр в пользование на условиях соглашения о разделе продукции оформляется лицензией на пользование недрами. Лицензия удостоверяет право пользования указанным участком (участками) недр на условиях соглашения, определяющего все необходимые условия пользования недрами в соответствии с Федеральным законом "О соглашениях о разделе продукции" и законодательством Российской Федерации о недрах.

Лицензия является документом, удостоверяющим право ее владельца на пользование участком недр в определенных границах в соответствии с указанной в ней целью в течение установленного срока при соблюдении владельцем заранее оговоренных условий. Между уполномоченными на то органами государственной власти и пользователем недр может быть заключен

договор, устанавливающий условия пользования таким участком, а также обязательства сторон по выполнению указанного договора.

Лицензия удостоверяет право проведения работ по геологическому изучению недр, разработки месторождений полезных ископаемых, использования отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств, использования недр в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых, образования особо охраняемых геологических объектов, сбора минералогических, палеонтологических и других геологических коллекционных материалов.

Предоставление лицензий на пользование недрами осуществляется при наличии предварительного согласия органа управления земельными ресурсами либо собственника земли на отвод соответствующего земельного участка для целей недропользования. Отвод земельного участка в окончательных границах и оформление земельных прав пользователя недр осуществляются в порядке, предусмотренном земельным законодательством, после утверждения проекта работ по недропользованию.

Содержание лицензии на пользование недрами. Лицензия и ее неотъемлемые составные части должны содержать:

- 1) данные о пользователе недр, получившем лицензию, и органах, предоставивших лицензию, а также основание предоставления лицензии;
- 2) данные о целевом назначении работ, связанных с использованием недрами;
- 3) указание пространственных границ участка недр, предоставляемого в пользование;
- 4) указание границ земельного отвода или акватории, выделенных для ведения работ, связанных с использованием недрами;
- 5) сроки действия лицензии и сроки начала работ (подготовки технического проекта, выхода на проектную мощность, представления геологической информации на государственную экспертизу);
- 6) условия, связанные с платежами, взимаемыми при пользовании недрами, земельными участками, акваториями;
- 7) согласованный уровень добычи минерального сырья, право собственности на добытое минеральное сырье;
- 8) соглашение о праве собственности на геологическую информацию, получаемую в процессе пользования недрами;
- 9) условия выполнения установленных законодательством, стандартами (нормами, правилами) требований по охране недр и окружающей природной среды, безопасному ведению работ;
- 10) порядок и сроки подготовки проектов ликвидации или консервации горных выработок и рекультивации земель.

Лицензия на пользование недрами закрепляет перечисленные условия и форму договорных отношений недропользования, в том числе контракта на предоставление услуг (с риском и без риска), а также может дополняться иными условиями, не противоречащими Закону.

В случае значительного изменения объема потребления произведенной продукции по обстоятельствам, независящим от пользователя недр, сроки ввода в эксплуатацию объектов, определенные лицензионным соглашением, могут быть пересмотрены органами, выдавшими лицензию на пользование участками недр, на основании обращения пользователя недр.

Лицензия на пользование недрами на условиях соглашений о разделе продукции должна содержать соответствующие данные и условия, предусмотренные указанным соглашением.

Условия пользования недрами, предусмотренные в лицензии, сохраняют свою силу в течение оговоренных в лицензии сроков либо в течение всего срока ее действия. Изменения этих условий допускаются только при согласии пользователя недр и органов, предоставивших лицензию, либо в случаях, установленных законодательством.[5]

Вопросы:

Что включает в государственное регулирование в отраслях нефтяной и газовой промышленности?

Какие направления деятельности курируются Департаментом нефтегазового комплекса?

Какие функции в организации работ осуществляются Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра)?

Какие функции у Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору?

Каким основным документом руководствуются в вопросах промышленной безопасности нефтяной и газовой промышленности?

Кому принадлежат недра в границах территории Российской Федерации, включая подземное пространство и содержащиеся в недрах полезные ископаемые, энергетические и иные ресурсы являются?

2.НОРМАТИВНЫЕ И ПРОЕКТНЫЕ ДОКУМЕНТЫ НА РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нефтяные и газонефтяные месторождения вводятся в промышленную разработку на основе технологических схем и проектов разработки. Условия и порядок ввода месторождений (залежей) определяются "Правилами разработки нефтяных и газонефтяных месторождений"[6, 7].

Подготовленность разведанных месторождений (залежей) нефти и газа для промышленного освоения определяется степенью их геолого-промысловой изученности.

Разведанные месторождения или части месторождений нефти и газа считаются подготовленными для промышленного освоения, согласно действующим нормативным документам, при соблюдении следующих основных условий:

- осуществлена пробная эксплуатация разведочных скважин, а при необходимости - пробная эксплуатация залежей или опытно-промышленная разработка представительных участков месторождения;

- балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, утверждены ГКЗ РФ, и дана оценка перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата. Проектирование и ввод в разработку месторождений с извлекаемыми запасами нефти до 3 млн.т и газа до 3 млрд.м³ осуществляются на базе запасов, принятых ЦКЗ - нефть Роскомнедра;

- утвержденные балансовые запасы нефти, газа и конденсата, а также запасы содержащихся в них компонентов, используемые при составлении проектных документов на промышленную разработку, должны составлять не менее 80% категории С₁ и до 20% категории С₂. Возможность промышленного освоения разведанных месторождений (залежей) или частей месторождений нефти и газа при наличии запасов категории С₂ более 20% устанавливается в исключительных случаях ГКЗ РФ при утверждении запасов на основе экспертизы материалов подсчета;

- состав и свойства нефти, газа и конденсата, содержание в них компонентов, имеющих промышленное значение, особенности разработки месторождения, дебиты нефти, газа и конденсата, гидрогеологические, геокриологические и другие природные условия изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения:

- в районе разведанного месторождения должны быть оценены сырьевая база строительных материалов и возможные источники хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, обеспечивающие удовлетворение потребностей будущих предприятий по добыче нефти и газа:

- имеются сведения о наличии в разведочных скважинах поглощающих горизонтов, которые могут быть использованы при проведении проектно-изыскательских работ для изучения возможностей сброса промышленных и других сточных вод;

- составлены рекомендации по разработке мероприятий по обеспечению предотвращения загрязнения окружающей среды, обеспечению безопасности проведения работ;

- утверждены технологические проектные документы на промышленную разработку (технологическая схема или проект) и проектно-сметная документация на обустройство, предусматривающие утилизацию нефтяного газа, газового конденсата и сопутствующих ценных компонентов в случае установления их промышленного значения;

- получена лицензия на право пользования недрами.

Технологические проектные документы на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений составляются, как правило, специализированными организациями (НИПИ), имеющими лицензии на право проектирования, и рассматриваются в условленном порядке Комиссией по разработке Минтопэнерго РФ.

Технологические проектные документы служат основой для составления проектов обоснования инвестиций и ТЭО проектов, проектов обустройства и реконструкции обустройства месторождений, технических проектов на строительство скважин, схем развития и размещения нефтегазодобывающей промышленности района, разработки годовых и перспективных прогнозов добычи нефти и газа, объемов буровых работ и капиталовложений, геолого-технических мероприятий, внедряемых на месторождении.

Проектные решения на разработку должны быть направлены на достижение максимального экономического эффекта от полного извлечения из пластов запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них сопутствующих компонентов при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды, правил ведения горных работ.

Проектирование разработки, как и разработка месторождений, носит стадийный характер. Технологическими проектными документами являются:

- 1 - проекты пробной эксплуатации;
- 2 - технологические схемы опытно-промышленной разработки;
- 3 - технологические схемы разработки;
- 4 - проекты - разработки;
- 5 - уточненные проекты разработки (доработки);
- 6 - анализы разработки.

В случае получения новых геологических данных, существенно меняющих представление о запасах месторождения, базовых объектах разработки, а также в связи с изменением экономических условий разработки или появлением новых эффективных технологий, в порядке исключения, могут быть составлены промежуточные технологические документы:

- дополнения к проектам пробной эксплуатации и дополнения к технологическим схемам опытно-промышленной разработки;

- дополнения к технологическим схемам разработки.

Уточнение или пересмотр отдельных проектных решений показателей разработки, не меняющие утвержденных принципиальных положений технологических проектных документов, может производиться в:

- дополнениях к технологическим схемам и проектам разработки;
- авторском надзоре за выполнением технологических схем проектов разработки.

Пробная эксплуатация разведочных скважин реализуется по индивидуальным планам и программам в целях уточнения добычных возможностей скважин, состава и физико-химических свойств пластовых флюидов, эксплуатационной характеристики пластов.

Для месторождений, разведка которых не закончена или при отсутствии в достаточном объеме исходных данных для составления технологической схемы разработки, составляются проекты пробной эксплуатации. Проект пробной эксплуатации месторождения составляется по данным его разведки, полученными в результате исследования, опробования, испытания и пробной эксплуатации разведочных скважин. Проект пробной эксплуатации должен содержать программу работ и исследований по обоснованию дополнительных данных, необходимых для выбора технологии разработки, подсчета и экономической оценки запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них ценных компонентов.

Технологические схемы опытно-промышленной разработки составляются как для объектов в целом или участков месторождений, находящихся на любой стадии промышленной разработки, так и для вновь вводимых месторождений в целях проведения промышленных испытаний новой для данных геолого-физических условий системы или технологии разработки.

Технологическая схема разработки является проектным документом, определяющим предварительную систему промышленной разработки месторождения на период его разбуривания основным эксплуатационным фондом скважин.

Технологические схемы разработки составляются по данным разведки и пробной эксплуатации.

В технологических схемах в обязательном порядке рассматриваются мероприятия по повышению коэффициента нефтеизвлечения гидродинамическими, физико-химическими, тепловыми и другими методами.

Коэффициенты нефтеизвлечения, обоснованные в технологических схемах, подлежат дальнейшему уточнению после проведения опытно-промышленных и промышленных работ и по результатам анализа разработки.

Проект разработки является основным документом, по которому осуществляется комплекс технологических и технических мероприятий по извлечению нефти и газа из недр, контролю за процессом разработки.

Проекты разработки составляются после завершения бурения 70% и более основного фонда скважин по результатам реализации технологических схем разработки с учетом уточненных параметров пластов.

В проектах разработки предусматривается комплекс мероприятий, направленных на достижение максимально возможного экономически целесообразного коэффициента нефтеизвлечения.

Уточненные проекты разработки составляются на поздней стадии разработки после извлечения основных извлекаемых (порядка 80%) запасов нефти месторождения в соответствии с периодами планирования. В уточненных проектах по результатам реализации проектов и анализа разработки предусматриваются мероприятия по интенсификации и регулированию процесса добычи нефти, по увеличению эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения.

Анализ разработки осуществляется по разрабатываемым месторождениям в целях определения эффективности применяемой технологии разработки, выработки запасов по площади и разрезу, объектов разработки и определения мер, направленных на совершенствование систем разработки и повышение их эффективности.

При авторском надзоре контролируется реализация проектных решений и соответствие фактических технико-экономических показателей принятым в технологических схемах или проектах разработки, вскрываются причины, обусловившие расхождение. Осуществляются мероприятия, направленные на достижение проектных показателей.

Вопросы:

В каком случае разведанные месторождения или части месторождений нефти и газа считаются подготовленными для промышленного освоения?

Каковы должны быть утвержденные балансовые запасы нефти, газа и конденсата категории C_1 и категории C_2 , а также запасы содержащихся в них компонентов, используемые при составлении проектных документов на промышленную разработку?

Какова последовательность составления проектных документов на разработку?

Когда составляются уточненные проекты разработки?

После завершения бурением, какой доли скважин составляют проекты разработки?

3. СТРУКТУРА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ. ВИНК. ПОНЯТИЕ UPSTREAM, DOWNSTREAM, MIDSTREAM. ТИПОВАЯ СТРУКТУРА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Нефтяная и газовая промышленность, являясь составной частью топливно-энергетического комплекса, представляет собой сложную отрасль производства. В решении задач по добыче нефти, газа и попутного газа, производству нефтепродуктов и доведению их до потребителя участвуют многочисленные отрасли промышленности с различными технологическими процессами, тесно связанные между собой в производственном процессе[8].

Отрасли нефтяной и газовой промышленности представляют собой единый производственный комплекс, дополняют друг друга, обеспечивают заданные темпы роста добычи нефти и газа и производства нефтепродуктов. Каждая из них отличается технологическим процессом, организацией производства и управления, целевой продукцией и т. д., объединяет большое число предприятий и является сложным хозяйством с большим объемом работ.

Производство продукции, работ и услуг осуществляется организациями – субъектами коммерческой деятельности. Они признаются юридическими лицами, если имеют в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении обособленное имущество и отвечают по своим обязательствам, могут от своего имени осуществлять имущественные права, нести обязанности, быть истцами и ответчиками в суде.

Основным показателем, характеризующим нефтегазодобывающее предприятие в количественном отношении, является численность, по которым различаются следующие предприятия:

- 1) мелкий (малый бизнес) – ≤ 99 чел.;
- 2) средний бизнес – 100 – 499 чел.;
- 3) крупные – 500 и $>$.

Качественные показатели нефтегазодобывающего предприятия:

- ✓ тип собственности;
- ✓ характер и содержание деятельности предприятия;
- ✓ объем и ассортимент продукции;
- ✓ способы ведения конкурентной борьбы;
- ✓ способы вхождения в различные союзы и объединения.

Нефтегазодобывающие предприятия могут создавать различного рода объединения. При объединении преследуются следующие цели:

- 1) получение прибыли;
- 2) продление своего существования;
- 3) обеспечение эффективности производства;
- 4) создание лучших условий деятельности;
- 5) проведение единой целевой и сбытовой политики.

Картель – это союз или соглашение предприятий, участники которой, договариваются об условиях производства, объеме производства, сбыте, ценах.

Участники сохраняют при этом производственную и коммерческую самостоятельность.

Трест – форма объединения, когда предприятия полностью теряют коммерческую и юридическую самостоятельность, работают по единому плану.

Концерн – крупное объединение предприятий (до 100 предприятий) можно включать разнопрофильные производственные предприятия. Современная форма капиталистического объединения.

Консорциум – это форма совместной деятельности нескольких компаний или банков, которые объединяются на определенный срок для проведения крупной экономической акции, требующей значительные финансовые, трудовые затраты.

Ассоциация – эта организация создана на долевых участках, объединяющая частные, коллективные, государственные предприятия для налаживания сотрудничества с фирмами других стран и другими группами.

Холдинги – это акционерная компания, который использует свой капитал для приобретения акции других предприятий. Имущество представлено в основном акциями других компаний [8].

В настоящее время созданы более сложные и рациональные структуры – вертикально интегрированные нефтяные компании, объединившие предприятия нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей промышленности, нефтепродуктообеспечения и других смежных отраслей.

Преимущества вертикально интегрированных нефтяных компаний:

- обеспечивают полный цикл производства от добычи нефти до реализации нефтепродуктов;
- концентрация и возможность гибкого использования финансовых ресурсов;
- способность реализовать приоритетные программы по всему циклу производства и реализации конечной продукции.

Как правило, структура нефтяной компании (ВИНК) состоит из головной компании (холдинг) и дочерних предприятий.

ВИНК (вертикально-интегрированные нефтяные компании) – нефтяные компании, которые по форме собственности являются акционерными обществами и выступают материнскими организациями по отношению к дочерним добывающим, нефтеперерабатывающим, проектным и прочим компаниям[9].

Независимо от ВИНК, у дочерних компаний может быть собственные управляющие и исполнительные органы – директор, совет директоров. Головная компания дает дочерним предприятиям конкретные распоряжения, необходимые для достижения финансовых результатов.

Основная черта российских ВИНК - высокая степень государственного участия.

Крупнейшие российские ВИНК: «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть», «Славнефть».

Вертикальная интеграция – это объединение на финансово-экономической основе различных технологически взаимосвязанных производств. В нефтяной промышленности сюда входят предприятия, относящиеся к последовательным стадиям технологического процесса: разведка и добыча нефти – транспортировка – переработка – нефтехимия- сбыт нефтепродуктов.

Вертикально-интегрированных нефтяных компаний в мире существует около 100, среди них относительно крупных сейчас насчитывается порядка 20-ти. Развитие нефтяного бизнеса в западноевропейских государствах с самого начала пошло по пути вертикальной интеграции. Крупнейшие зарубежные нефтяные компании – «Standard Oil», «Gulf», «Техасо», «Shell», «Chevron», «Mobil», «Амосо», «BritishPetroleum» и другие установили контроль за всеми сферами нефтяного дела сперва в национальном, а затем и международном масштабе.

В странах ОПЕК вертикальная интеграция развивалась в направлении от разведки и добычи нефти к сферам ее переработки и маркетинга продукции. Важнейшими предпосылками такого процесса можно считать стремление овладеть рынками конечного спроса и добиться конкуренции в сфере нефтедобычи в условиях достаточно насыщенного рынка и снижающейся эффективности инвестиций в освоение новых нефтяных ресурсов.

По-иному шла интеграция в нефтяных компаниях стран Западной Европы, исключая «British Petroleum» и «Shell», давно входящих в число крупнейших международных компаний. Так, во Франции и Италии сформировавшийся еще в 50-е годы мощный государственный сектор в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности находился в сильной зависимости от поставок со стороны крупнейших нефтяных компаний мира. Используя конкурентные противоречия между транснациональными нефтяными корпорациями и правительствами нефтедобывающих стран, прежде всего в Северной Африке, европейские государственные и частные компании сумели вклиниться в сферу нефтедобычи на более приемлемых для стран - собственников ресурсов концессионных условиях. Иными словами, основным двигателем данного интеграционного процесса было стремление к преодолению зависимости от поставок сырья. В результате этого сложились такие крупные нефтяные компании, как французская «Total» и итальянская «ENI», входящие ныне в двадцатку лидеров.

Рассматривая опыт создания вертикально-интегрированных нефтяных компаний в странах Запада, можно выделить важнейшие предпосылки вертикальной интеграции:

1. стремление нефтяных компаний к контролю над рынками сбыта конечной продукции сначала нефтепродуктов, а затем и нефтехимикатов;
2. необходимость создания эффективно управляемой организации производства и сбыта;
3. возможность экономии на масштабах производства: концентрация капитала и производства, наличие единой инфраструктуры, возможности

маневра (капиталом, мощностями, потоками сырья и продукции) способствуют сокращению удельных затрат в производстве и приводят к приросту сбытовой деятельности, росту массы и нормы прибыли;

4. обеспечение в рамках вертикально-интегрированных структур контролируемых источников сырьевого обеспечения;

5. международный характер нефтяного бизнеса и его теснейшая связь с мировой и национальной политикой.

Вертикальная интеграция возникает в первую очередь там, где существует технологическая взаимозависимость между последовательно происходящими производственными процессами. Она представляет собой кооперацию между несколькими, принадлежащими холдингу компаниями или дивизионами (филиалами) корпорации, обеспечивая, тем самым, достаточную гибкость при решении технологических и управленческих задач. При этом следует отличать вертикальную интеграцию, объединяющую несколько самостоятельных бизнесов, от последовательного производственного цикла в одной компании.

Вертикальная интеграция играет важную роль в нефтегазовом бизнесе. Она представляет собой сочетание различных производственных процессов внутри одной компании или группы компаний, которые могут осуществляться в нескольких географических районах: от разведки нефтяных и газовых месторождений до добычи углеводородов, их дальнейшей переработки и реализации конечному потребителю («от скважины до бензоколонки»). Такие производственные процессы, как бурение скважин и их ремонт, транспортировка углеводородов и другие, многими компаниями включаются в upstream или downstream. Компании, выполняющие подобные работы, называются сервисными компаниями. Они позволяют добиваться более эффективного выполнения соответствующих функций в основном бизнесе нефтяной компании. Вертикальная интеграция позволяет компаниям снижать бизнес-риски, увеличивая их рыночную и экономическую стоимость.

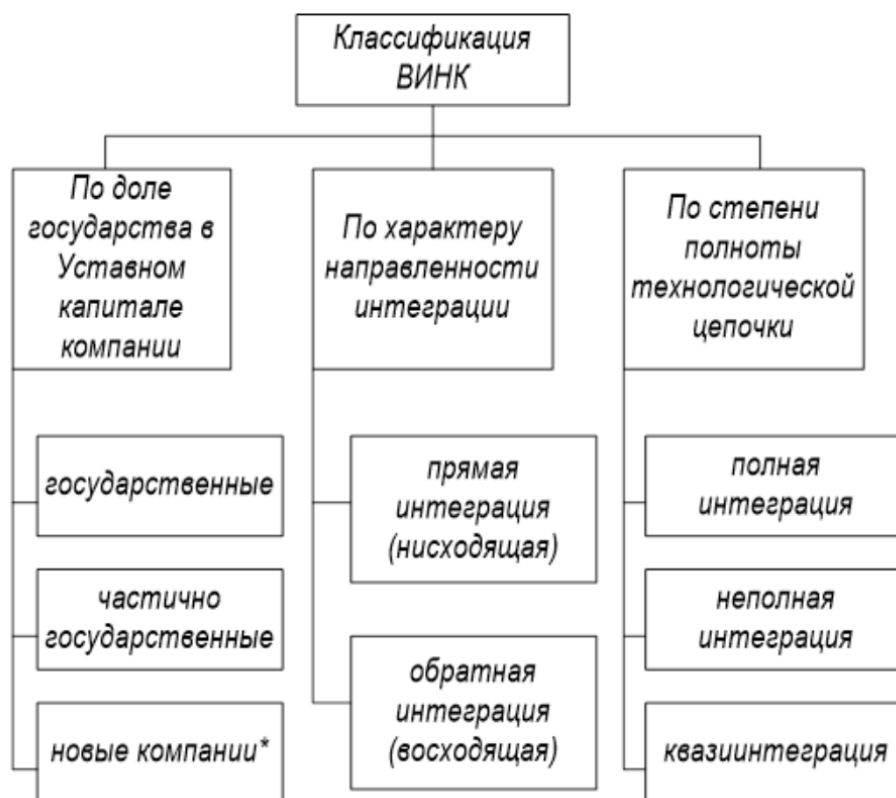
Классификация вертикальной интеграции:

- полная интеграции, при этом компания осуществляет весь цикл производственно-технологического процесса, возникает единая цепочка стоимости;

- неполная или частичная интеграция, при этом часть продукции производится компанией самостоятельно, а другая часть приобретает на рынке;

- квазиинтеграция возникает вследствие взаимодействия с другими компаниями (через создание альянсов, ассоциаций) без осуществления расходов (за исключением организационных), но и без перехода прав собственности.

Классификация вертикальной интеграции представлена на рисунке 2.1.



*Все без исключения нефтяные компании в России созданы на базе государственных приватизированных предприятий. К категории новых АО могут быть отнесены только дочерние предприятия, созданные самой нефтяной Группой.

Рис. 3.1. Классификация вертикально интегрированных нефтяных компаний

По характеру направленности интеграции и положению компаний в технологической цепочке или цепочке создания ценности вертикальная интеграция может быть разделена на прямую и обратную интеграцию.

Компании могут интегрироваться «назад» к поставщикам сырья и полуфабрикат - восходящая интеграция, - обеспечивая гарантированными поставками выполнение своего производственного процесса. Другой целью такой интеграции может стать желание получить доступ к новой технологии, критичной для основного бизнеса.

Компании, интегрирующиеся «вперед», объединяют свои усилия с производителями полуфабрикатов, конечной продукции, розничными сетями в зависимости от местоположения интегрирующейся компании в операционной цепочке - нисходящая интеграция. Такой вид интеграции позволяет получить большее количество информации о своих потребителях и осуществлять контроль за состоянием дел в последующих звеньях производственной цепочки.

Нефтегазовая промышленность имеет сложную структуру. Но по сути, а точнее по выполняемым операциям, ее можно свести к **трем** основным секторам или этапам: *upstream*, *midstream* и *downstream*. (рисунок 2.2)

А по типу вовлеченных в нее компаний — на *транснациональные*, *государственные*, *группу малых и средних компаний*.

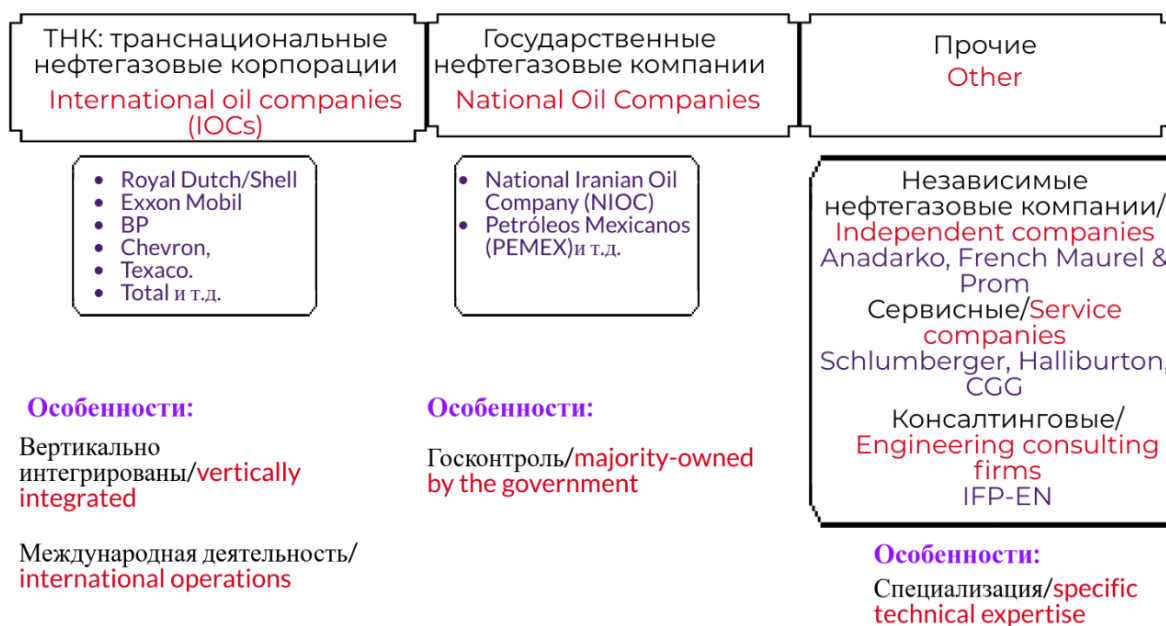


Рис. 3.2. Характеристика типов компаний в нефтегазовой промышленности

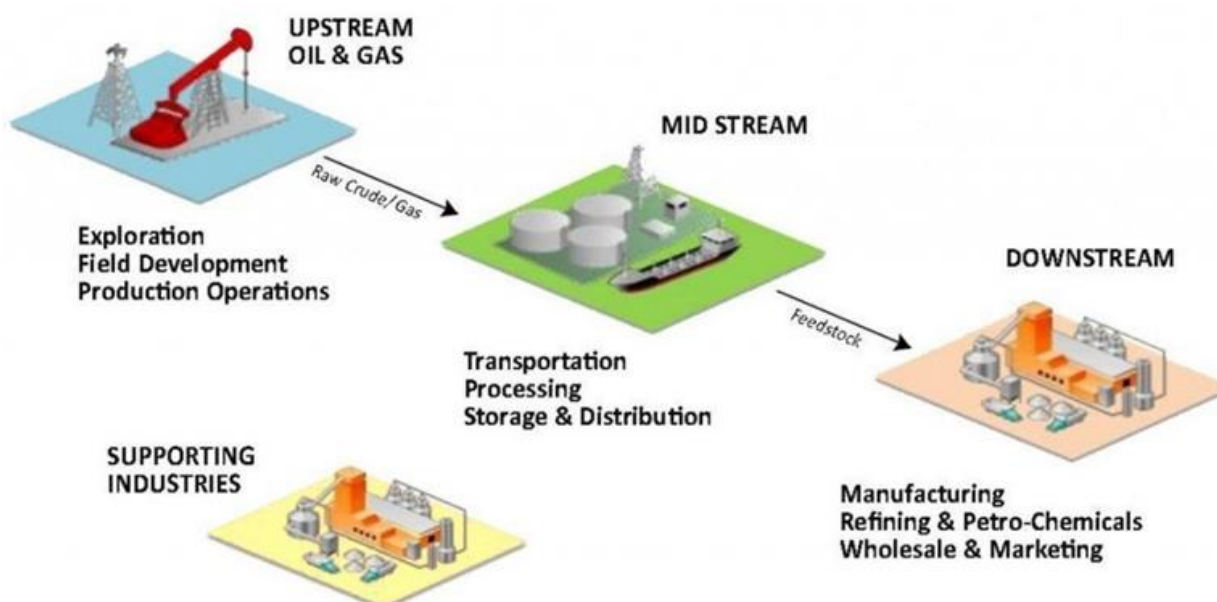


Рис. 3.2.3(a). Распределение процессов в нефтегазовой промышленности

В нефтегазовой промышленности процессы геологоразведки и весь производственный процесс добычи нефти и попутного газа называют одним словом – Upstream (Апстрим).

Процессы транспортировки нефти и нефтепродуктов различными способами: танкерами, по трубопроводам, железнодорожных цистернах или автомобильным транспортом – Midstream (Мидстрим).

Процессы переработки нефти и газа, распределение и продажа нефтепродуктов потребителю называют Downstream (Даунстрим).

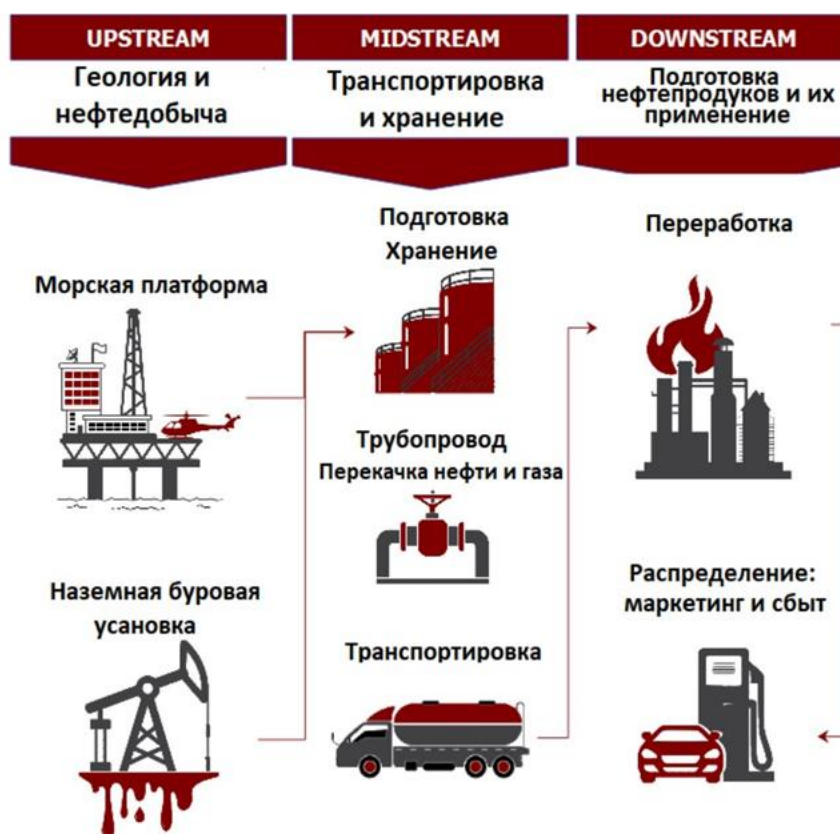


Рис. 3.2.4 (б). Распределение процессов в нефтегазовой промышленности

Нефтяная и газовая промышленность включает в себя следующие элементы [9]:

- поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений – (занимаются специализированные геологические организации, также свои геологопоисковые организации);
- строительство скважин – бурение, создает для нефтегазового производства основные фонды, продукцией бурения являются скважины, буровые организации входят в состав нефтяных и газовых компаний – УБР;
- нефтегазодобыча – осуществляется специализированными предприятиями, которые обладают фондом скважин, отрасль дает готовую продукцию (раньше НГДУ);
- переработка нефти и газа – занимаются специализированные нефтегазоперерабатывающие заводы – НПЗ, ГПЗ, часто нефтепереработка объединяется с нефтехимическим производством;
- транспорт и хранение нефти и газа – осуществляется разветвленной сетью нефтебаз и магистралью нефтегазопродуктопроводов;
- сбыт нефти и нефтепродуктов и газоснабжения – сбытом занимаются специализированные снабженческие организации, потребители могут создавать запасы (кроме газа);
- строительство магистральных нефтегазо-продуктопроводов;

– нефтяное машино и аппаратостроение ЭЦН, УШГН, СК, ГЗУ, СКЖ и т. д.

Добыча нефти, газа и переработка – отрасли, создающие целевую продукцию, хотя и относятся к различным отраслям промышленности по характеру воздействия на предмет труда (добывающая и перерабатывающая), но находятся в очень тесной взаимосвязи и определяют темпы развития друг друга. При замедлении спроса нефтеперерабатывающих заводов на нефть снижается ее добыча и наоборот, падение объемов добычи нефти ведет к сокращению выпуска нефтепродуктов.

Основа развития нефтяной и газовой промышленности – это подготовка запасов нефти, природного и попутного газа в результате проведения геологопоисковых и разведочных работ. От числа открытых новых месторождений нефти и газа зависит объем их добычи, а следовательно, производство нефтегазо-продуктов, их сбыт и потребление.

Геологоразведочный процесс – это совокупность взаимосвязанных, осуществляемых в определенной последовательности производственных работ, обеспечивающих решение конечных целей.

В геологоразведочном процессе выделяют три этапа: региональный, поисковый и разведочный. Каждый из них состоит из стадий, которые различаются между собой объектами, видами и методами исследований, методикой ведения работ и объемами материальных, трудовых и денежных ресурсов.

Особо важное производственное звено в нефтяной и газовой промышленности – бурение скважин, которым завершается комплекс геолого-поисковых и разведочных работ, устанавливается наличие (или отсутствие) нефтегазоносности. определяются необходимые параметры залежи для подсчета запасов нефти, газа и проектирования систем разработки.

Вводом в действие добывающих, нагнетательных и контрольных скважин восполняются и наращиваются мощности добычи нефти, природного и попутного газа, осуществляется контроль за процессами разработки месторождений нефти, природного и попутного газа, пополняются сведения о геологическом строении их, уточняется величина запасов. Районы проведения буровых работ резко отличаются друг от друга особенностями геологического строения, климатом, рельефом местности, транспортными связями с потребителями нефти и поставщиками материальных ресурсов и т. д. Эти условия с каждым годом усложняются, и это часто служит главной причиной, влияющей на технико-экономические показатели буровых работ.

Переработка нефти, газа и попутного газа, а также сырья и полуфабрикатов для последующего химического синтеза – это звено,

связывающее добывающую отрасль с потребностями народного хозяйства в нефтегазопродуктах.

Для современной нефтегазопереработки характерны быстрые темпы совершенствования процессов производства, изменения техники, технологии и организации хозяйственной деятельности; концентрация производства с применением многотоннажных и комбинированных установок.

Транспорт нефти, газа, нефтепродуктов связан с использованием специализированных и даже специфичных (трубопроводы) транспортных средств, которые невозможно применить для транспортирования других видов промышленной продукции. Поэтому в задачу нефтяной и газовой промышленности включаются не только добыча нефти, природного и попутного газа и производство нефтепродуктов, но и доставка их потребителям. Хранение этих продуктов также требует специфичных средств, не используемых в других отраслях промышленности. Поскольку магистральные трубопроводы предназначены только для обслуживания нефтяной и газовой промышленности, то их сооружение – одна из основных частей производственной деятельности этой отрасли.

Таким образом, перечисленные отрасли представляют собой единый производственный комплекс, дополняют друг друга, обеспечивают заданные темпы роста добычи нефти и газа и производства нефтегазопродуктов. Каждая из них отличается технологическим процессом, организацией производства и управления, целевой продукцией и т. д., объединяет большое число предприятий и является сложным хозяйством с большим объемом работ.

В разных компаниях разные подходы к определению организационно-правовых форм своих подразделений – это могут быть и в чистом виде структурные единицы без законченного баланса, и формально самостоятельные дочерние акционерные общества, и филиалы в форме обществ с ограниченной ответственностью. Большим разнообразием отличаются также и подходы к разграничению функций и полномочий между структурными подразделениями и к определению их названий. Однако в общем случае построение любого нефтегазодобывающего предприятия определяется, прежде всего, содержанием реализуемых им производственных процессов.

Можно сформировать типовую организационную структуру, состоящую из цехов и подразделений, необходимых для выполнения обязательного перечня работ, вытекающих из содержания процесса добычи нефти и газа (рис. 3.2.5) [10].

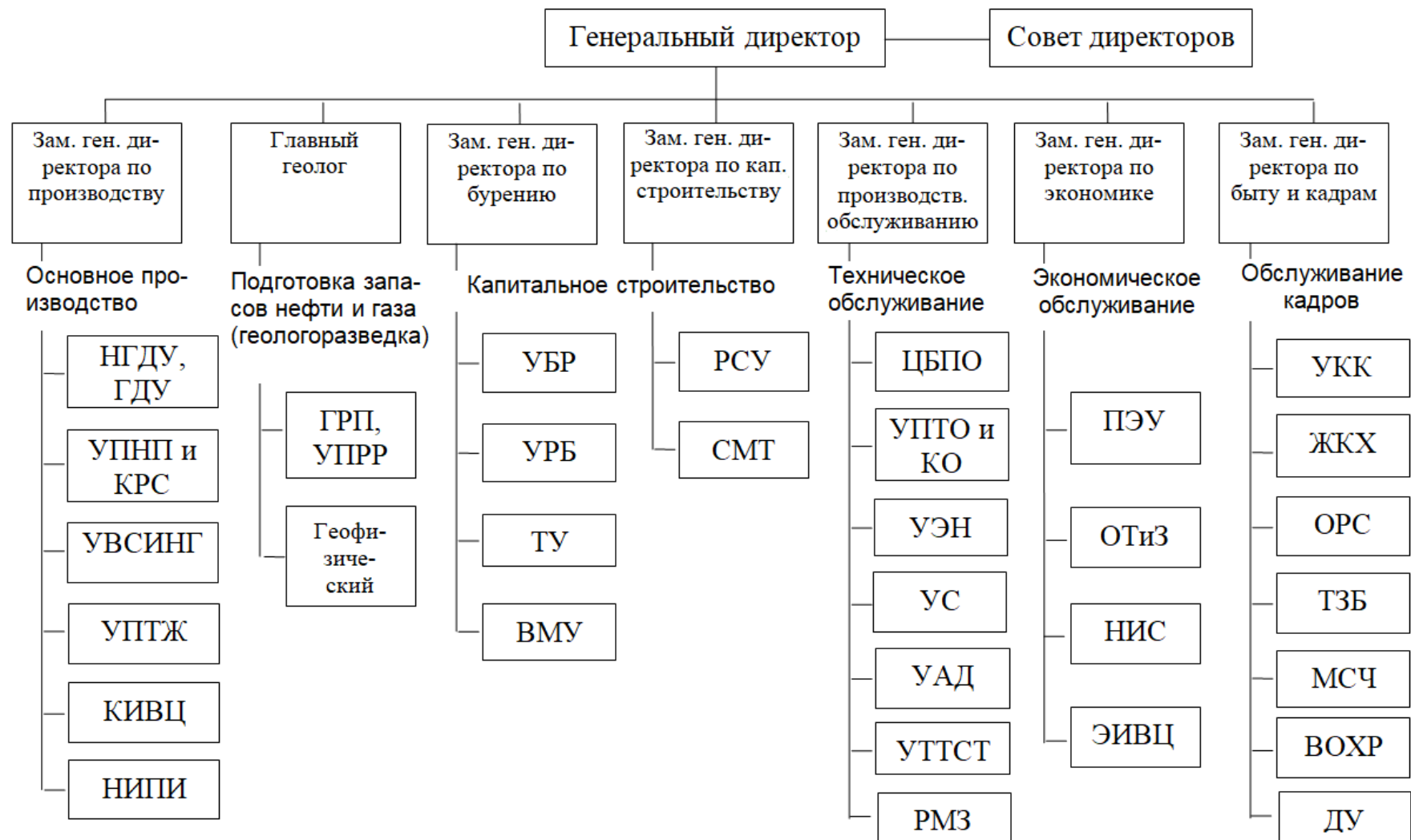


Рис. 3.2.5. Типовая организационная структура нефтегазодобывающего предприятия

Прежде всего, необходимо отметить, что любое нефтегазодобывающее предприятие основано на предметной специализации и концентрации производства.

Предметная специализация, в данном случае, выражается в том, что создаются производственные единицы, специализирующиеся на добыче нефти, газа или газового конденсата; управления буровых работ, осуществляющие строительство скважин; а также структурные подразделения вспомогательного и обслуживающего производства.

Концентрация же производства заключается в том, что все эти производственные подразделения объединены в рамках одного предприятия.

Основной производственный процесс на нефтегазодобывающих предприятиях выполняется следующими подразделениями:

- Нефтегазодобывающие управления (НГДУ) и газодобывающие управления (ГДУ). Иногда добыча нефти осуществляется шахтным методом. В данном случае основной производственный процесс реализуется нефтешахтными управлениями (НШУ);

- Управления по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин (УПНП и КРС);

- Управления по внутри промысловому сбору и использованию нефтяного газа (УВСИНГ);

- Управления по подготовке технологической жидкости для поддержания пластового давления (УПТЖ);

- Кустовые информационно-вычислительные центры (КИВЦ);

- Научно-исследовательские и проектные институты (НИПИ).

Для выполнения работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы и подготовке запасов углеводородов к промышленной эксплуатации крупные нефтяные компании создают в своем составе геологоразведочные предприятия (ГРП) или управления поисково-разведочных работ (УПРР). Некоторые нефтяные компании имеют в своем составе собственные геофизические тресты.

Техническое обслуживание производства представлено центральной базой производственного обслуживания по ремонту оборудования (ЦБПО), управлениями и базами производственно-технического обслуживания и комплектации оборудования (УПТОиКО), управлением энергонефть (УЭН), управлением по эксплуатации средств автоматизированной передачи информации (УС) и эксплуатационным управлением автомобильных дорог (УАД). Также к обслуживающему производству относятся управления технологического транспорта и специальной техники (УТТСТ) и ремонтно-механические заводы (РМЗ). [10]

Поддержание объемов добычи нефти и газа на неснижаемом уровне, а тем более их увеличение, требует постоянного проведения работ по вводу в действие новых добывающих мощностей. Это вызывает необходимость создания в составе нефтегазодобывающего предприятия постоянно действующих управлений буровых работ (УБР) и управлений разведочного бурения (УРБ). Для их эффективного функционирования организовываются

вышкомонтажные и тампонажные управления (ВМУ и ТУ). Для ведения работ, связанных с промысловым обустройством и строительством производственных объектов создаются ремонтно-строительные управления (РСУ) и строительномонтажные тресты (СМТ).

Для осуществления экономического обслуживания в нефтегазодобывающих предприятиях создаются планово-экономические управления и отделы (ПЭУ), отделы труда и заработной платы (ОТиЗ), нормативно-исследовательские станции (НИС) и экономические информационно-вычислительные центры (ЭИВЦ). Учетные функции выполняют управления бухгалтерского учета и аудита.

Работа по обслуживанию кадров проводится через учебно-курсовой комбинат (УКК), жилищно-коммунальное хозяйство (ЖКХ), отделы рабочего снабжения (ОРС), торгово-закупочные базы (ТЗБ). Кроме того объединение имеет медсанчасть (МСЧ), военизированную охрану (ВОХР) и детские учреждения (ДУ).

Большинство вертикально-интегрированных нефтяных компаний, как в России, так и за рубежом имеют в своем составе также нефтеперерабатывающие заводы, подразделения по сбыту нефти и нефтепродуктов, различные финансовые организации (собственные банки, страховые компании, депозитарии), а также подразделения санаторно-курортного обслуживания.

В основном производстве нефтегазодобывающего управления (НГДУ) выделены цеха по добыче нефти и газа (ЦДНГ) и цеха поддержания пластового давления (ЦППД). В состав ЦДНГ входят бригады по добыче (БД), а в составе ЦППД бригады по закачке (эксплуатации нагнетательных скважин) (БЗ), обеспечивающие нагнетание в пласт воды, пара, химических реагентов. Кроме того к основному производству следует отнести цех подготовки и перекачки нефти (ЦПиПН), а также, могут относиться цех подземного и капитального ремонта скважин (ЦПиКРС) (рисунок 3.2.5.).

Основные работы, связанные с добычей нефти и газа, проводят ЦДНГ. Они обеспечивают необходимую технологию добычи, организуют бесперебойную работу системы сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют сбор и анализ данных о работе скважин. На этой основе ЦДНГ обеспечивают добычу запланированных объемов нефти и газа, руководят работой групп по добыче нефти и газа и групп по исследованию скважин. [10]

Планово-предупредительный ремонт наземного оборудования скважин и поддержание заданных параметров технологического режима осуществляют группы по добыче нефти и газа. Исследовательские работы по скважинам, такие как замер дебита жидкости, газа и пластовых давлений, определение обводненности нефти, и др. выполняют группы по исследованию. Состав и количество этих групп определяются числом обслуживаемых скважин, расстоянием между ними, а также уровнем механизации работ.

В составе ЦПиПН действуют бригады аварийного ремонта и эксплуатации трубопроводов, бригады по сбору, подготовке и транспорту газа; бригады, обслуживающие термохимические установки; группы по

обслуживанию нефтеперекачивающих станций; группа лаборантов химико-аналитического исследования нефти. Также цех контролирует выполнение подземных и капитальных ремонтов скважин и других объектов, находящихся на его территории.

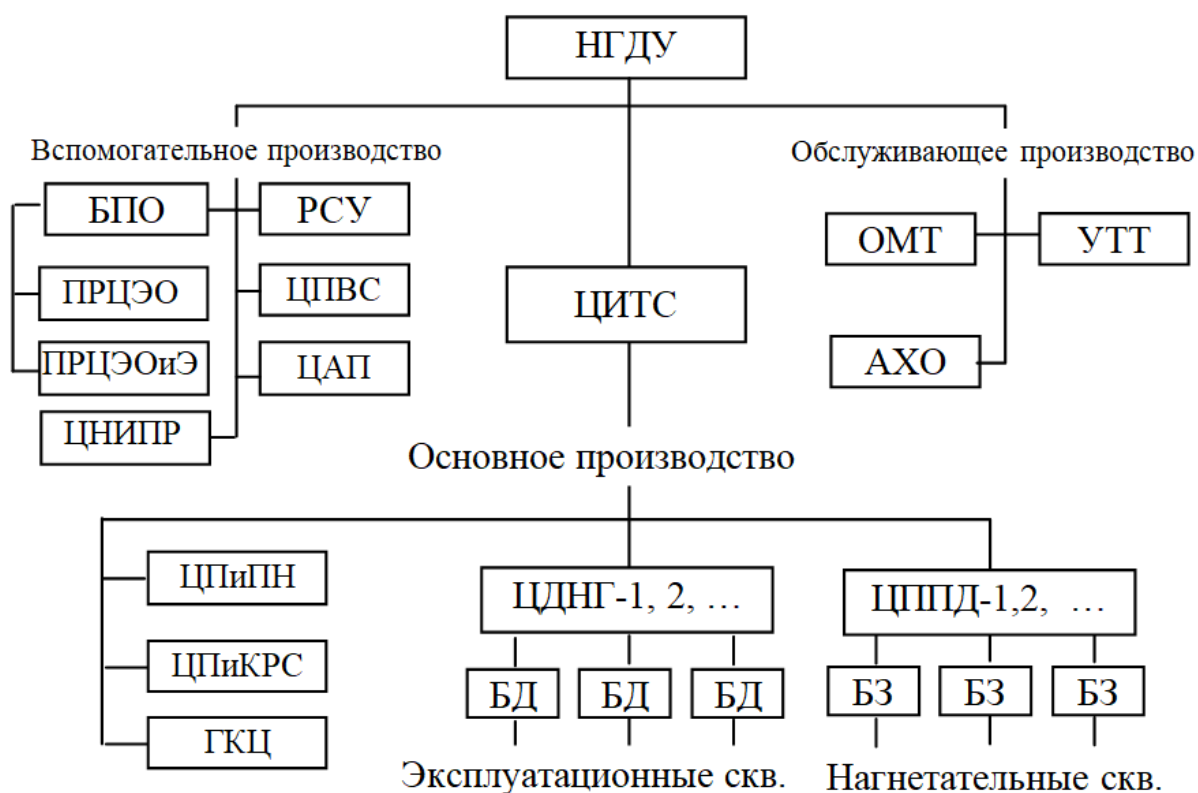


Рис. 3.2.6. Типовая производственная структура НГДУ

Всю работу возглавляет начальник цеха. Обслуживание и эксплуатацию скважин, их обход и осмотр, поиск и исправление поломок оборудования, остановку и пуск скважин, обеспечение соблюдения режима работы скважин и пр. осуществляют операторы по добыче нефти под руководством мастеров и инженеров-технологов. Круглосуточный оперативный контроль за работой скважин осуществляется на автоматизированном диспетчерском пункте, куда поступает вся текущая информация с прискваженных автоматических замерных установок и от операторов по добыче.

База производственного обслуживания (БПО) объединяет в своем составе вспомогательные производства, связанные с обслуживанием скважин и оборудования: прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования (ПРЦЭО) и прокатно-ремонтный цех электрооборудования и электроснабжения (ПРЦЭОиЭ). В некоторых случаях в составе БПО создаются прокатно-ремонтные цехи погружных электроустановок, и цеха ремонта, восстановления и защитной обработки труб. Руководство БПО координирует деятельность цехов и обеспечивает бесперебойную работу скважин и всех объектов основного производства согласно планам-графикам.

Кроме того, имеются структурные подразделения, не входящие в состав БПО: цех научно-исследовательских и производственных работ (ЦНИПР); цех автоматизации производства (ЦАП); цех пароводоснабжения (ЦПВС); ремонтно-строительный участок (СМУ),

В рамках обслуживающего производства в состав НГДУ включаются также транспортные подразделения (УТТ), отделы материально-технического обслуживания (ОМТ) и хозяйственные цеха (АХО).

Круглосуточное оперативное руководство производством и координацию деятельности всех цехов и служб предприятия осуществляет центральная инженерно-технологическая служба (ЦИТС). Основная ее задача – обеспечение выполнения плановых заданий по добыче нефти и попутного газа с соблюдением установленного технологического режима. ЦИТС руководит деятельностью ЦДНГ и других служб, осуществляет сбор и обработку информации по всем производственным объектам, организует работы по ликвидации осложнений и др. Также ЦИТС формирует планы-графики, включающие все необходимые работы по скважинам. Для осуществления мероприятий по созданию автоматизированных систем управления ЦИТС имеет службу обработки информации. [10]

Газодобывающая промышленность в России, в настоящее время, представлена естественной монополией ОАО «Газпром» (более 80% от общего объема добычи газа в стране), и несколькими десятками малых газодобывающих компаний, наиболее крупными из которых являются «Новатэк» и «Итера».

ОАО «Газпром» – это одна из наиболее крупных в мире вертикально-интегрированных компаний. Помимо подразделений, непосредственно осуществляющих добычу газа, в его состав входит вся система магистральных газопроводов в России, включая подразделения по хранению и сбыту газа не только в России, но и за рубежом, несколько газоперерабатывающих предприятий, несколько подразделений осуществляющих добычу нефти и газового конденсата, а также финансовые и страховые структуры.

Непосредственно производственный процесс добычи газа осуществляется единой системой, охватывающей газоносный пласт (ряд расположенных друг под другом пластов), сеть газовых скважин, установки по подготовке газа к дальнему транспорту и систему внутри промысловых газосборных сетей. Элементы этой системы, зачастую рассредоточены на площади в несколько сотен квадратных километров, но, несмотря на это жестко взаимосвязаны технически и технологически.

Процесс добычи газа имеет следующие особенности: [10]

- ✓ В отличие от добычи нефти, извлечение газа не требует дополнительной энергии. Его подъем из пласта происходит самопроизвольно. В результате отсутствует необходимость в применении механизированных методов добычи.
- ✓ Скважины по добыче газа, расположены на больших расстояниях от объектов его сбора, подготовки и транспорта.

- ✓ Технологические объекты «пласт – скважина – промышленное оборудование – газопровод – потребитель» – это единая неразрывная система.
- ✓ Газовый пласт характеризуется изменяющейся производительностью (нарастающая, постоянная и падающая). В процессе эксплуатации объект добычи постоянно меняет свое состояние.
- ✓ Необходимое условие нормальной производственной деятельности объектов основного газодобывающего производства – это непрерывная и безаварийная работа газовых скважин и технологических установок.

К основному производству в газодобыче относятся следующие объекты: газовые скважины, установки комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГ), головные сооружения промысла (ГС), сеть внутривыпускных и выходных коллекторов.

Различают централизованную и децентрализованную структуры сбора и подготовки газа. При централизованной структуре газ из скважин по выкидным линиям поступает на УКПГ, где осуществляется его предварительная подготовка по упрощенной технологии (очистка от механических примесей и капельной влаги). Далее он подается на головное сооружение промысла, где производится его окончательная подготовка. При децентрализованной структуре газ из скважин по шлейфам поступает на УКПГ, где осуществляется его полная подготовка к дальнейшему транспорту. [10]

Основными производственными подразделениями в добыче газа являются газодобывающие управления (ГДУ). В состав ГДУ входят объекты добычи, сбора и подготовки природного газа.

Технологический режим работы газовых скважин, газоносного пласта и установок подготовки природного газа, формируется производственно-диспетчерской службой ГДУ совместно с геологической и оперативно-производственными службами.

Основные функции по управлению производственным процессом в газодобыче возлагаются на производственно-диспетчерскую службу (ПДС). ПДС обеспечивает выполнение плановых заданий по добыче газа и конденсата; контроль над технологическим режимом работы скважин и оборудования; координацию производственной деятельности всех УКПГ и ГС; выполнение графиков ремонта скважин и плана геолого-технических мероприятий; внедрение новой техники и технологии.

Координацию работ по эксплуатации газовых месторождений осуществляет геологическая служба газодобывающего управления. К ее функциям относятся: контроль за разработкой месторождения; геологическое обслуживание скважин; организация исследований скважин и пластов, определение оптимальных режимов работы и контроль за их соблюдением; учет добычи газа и конденсата по отдельным скважинам и эксплуатационным объектам; разработка геолого-технических мероприятий; контроль за

процессом и результатами работ по капитальному и подземному ремонтам скважин.

Руководство работами по эксплуатации установок комплексной подготовки газа и конденсата выполняется оперативно-производственной службой (ОПС). К функциям данной службы относятся следующие: поддержание установленных геологической службой режимов работы газопромыслового оборудования; обслуживание этого оборудования; получение данных о технологических параметрах, характеризующих процессы подготовки газа; обеспечение бесперебойной эксплуатации скважин и технологических установок подготовки газа к дальнейшему транспорту.

Вопросы:

Что такое прямая интеграция (нисходящая), что такое обратная (восходящая)?

В чем преимущества ВИНК?

Какие направления деятельности предприятия относятся к категориям деятельности upstream, midstream и downstream?

Какие основные подразделения отвечают за выполнения объема добычи нефти?

Какие подразделения относятся к подразделениям технического обслуживания производства?

Какие особенности имеет процесс добычи газа?

Какие подразделения имеют управления разработки газовых месторождений?

4. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ И УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ. СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ЦЕЛИ КОМПАНИИ

Система показателей эффективности Компании обеспечивает:

- ✓ ориентированность на выполнение Стратегии Компании, показателей Долгосрочной программы развития Компании;
- ✓ ориентированность на постоянное улучшение финансовых и производственных (отраслевых) результатов Компании;
- ✓ снижение затрат отчетного периода относительно прошлого в сопоставимых условиях;
- ✓ сбалансированность и комплексность показателей, обеспечивающих мотивацию на достижение приоритетных целей Компании;
- ✓ прозрачность, измеримость, минимальную достаточность и непротиворечивость показателей эффективности;
- ✓ каскадирование и декомпозицию показателей эффективности сверху вниз.

Основой последовательного логического формирования системы сбалансированных показателей является дерево целей управления эффективностью, которое образует иерархическую последовательность целевых установок (стратегическая карта компании).[11]

Последняя дает субъектам мониторинга возможность комплексно оценивать эффективность деятельности объектов мониторинга с учетом причинно-следственных связей между ними. Последовательное истощение доступных запасов и рост стоимости воспроизводства сырьевой базы определили необходимость обязательного включения в стратегические карты ВИНК (вообще любых нефтегазодобывающих предприятий (далее – НГДП)) целей, ориентированных на расширение ресурсной базы и, в первую очередь, на рост запасов углеводородного (далее – УВ) сырья.

Стратегическая карта НГДП представляет собой взаимосвязанную структуру факторов успеха (целей) компании. Для каждой цели выбирается комплекс ключевых показателей эффективности, который определяет условия достижения цели на соответствующем уровне. Комплексность анализа обеспечивают вспомогательные индикаторы, выбранные для каждого основного показателя.

Система единых показателей эффективности деятельности ВИНК. ВИНК представляют собой крупнейшие многоотраслевые производственно-технологические комплексы (корпорации), деятельность которых охватывает все функции нефтяного бизнеса: поиск, разведку, добычу, транспортировку, сбыт и маркетинг нефти и нефтепродуктов.

Аддитивное суммирование всех ценностей, создаваемое отдельными подразделениями ВИНК, представляет собой общий потенциал компании.

Табл. 4.1. Факторы успеха, определяющие состав стратегической карты компании

Финансы	Повышение финансовой эффективности НГДП Увеличение доли на рынке Обеспечение эффективной инвестиционной политики Повышение рентабельности продаж Долгосрочный кредитный рейтинг по разным версиям
Клиенты	Региональное развитие деятельности компании Укрепление позиций компании на рынке Повышение рейтинга компании Укрепление бренда компании
Процессы	Определение устойчивого роста добычи Рост ресурсной базы Планомерный переход ресурсов в запасы Наращивание нефтеперерабатывающих мощностей Увеличение степени нефтепереработки Расширение транспортной системы УВ
Персонал	Создание объектов интеллектуальной собственности Развитие необходимых компетенций Внедрение новых технологий Повышение уровня корпоративного управления Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации производства Обеспечение экологической безопасности



Рис. 4.1. Компоненты структуры ССП для структурного подразделения НГДП

Общей целью компаний являются разделы:

- увеличение (максимализация) акционерной стоимости;
- достижение высоких операционных и финансовых результатов (сохраняя высокие экономические стандарты);
- удовлетворение спроса на УВ в стране и за рубежом;
- позиционирование себя в качестве лидера на рынке УВ;
- обеспечение конкурентоспособной доходности на вложенный капитал для акционеров.

Основой экономической оценки является применение количественных показателей деятельности НГДП по главным направлениям:

- оцененные запасы нефти и газа;
- добыча нефти и газа;
- объем переработки УВ сырья;
- объем реализации готовой продукции;
- финансовые результаты;
- показатели рентабельности и др.

В бизнес-сегменте «разведка и добыча» ключевыми показателями эффективности являются:

- добыча нефти;
- число месторождений;
- проходка в разведочном и эксплуатационном бурении;
- число скважин, находящихся в эксплуатации;
- доказанные запасы;
- доля новых месторождений в совокупной добыче углеводородов;
- среднесуточный дебит.

В бизнес-сегменте «корпоративное управление» ключевыми показателями эффективности являются:

- ✓ расходы на переработку нефтепродуктов;
- ✓ выручка от реализации нефти;
- ✓ выручка от реализации нефтепродуктов;
- ✓ себестоимость добычи нефти;
- ✓ чистая прибыль;
- ✓ EBITDA (показатель, который равен величине прибыли до выплаты процентов, налогов и амортизации);
- ✓ ROACE – доходность на средний задействованный капитал (или т.н. доход на средний используемый капитал, который равен отношению чистой прибыли за вычетом дивидендов по привилегированным акциям к обыкновенному акционерному капиталу);
- ✓ рентабельность акционерного капитала.

И т.д. для каждого бизнес-сегмента компании: «реализация продукции» и «нефтепереработка и нефтехимия».

Кроме ключевых показателей многими компаниями рассматриваются показатели по блокам, представленные в таблице 4.1.

Табл. 4.1. Ключевые показатели эффективности работы компаний по блокам

Разведка и добыча
Добыча нефти, млн т
Доказанные запасы, млн барр.
Вероятные запасы, млн барр.
Возможные запасы, млн барр
Коэффициент восполнения запасов газа, %
Успешность поисково-разведочного бурения, %
Доля забалансовых ресурсов в минерально-сырьевой базе
Прирост запасов $C_1 + C_2$
Прирост запасов УВ на метр проходки по поисково-разведочному бурению
Удельные затраты на сейсморазведку (по наличию 2D и 3D)
Проходка в эксплуатационном бурении, тыс. м
Проходка в разведочном бурении, тыс. м
Новые добывающие скважины
Количество скважин в эксплуатации
Среднесуточный дебит, т/сут
Среднесуточный дебит скважин по нефти, т/сут.
Средняя обводненность, %
Добыча газа, млрд м ³
Доля новых месторождений в совокупной добыче углеводородов, %
Количество месторождений, шт.
Прирост числа месторождений, шт
Средняя глубина скважин, тыс. м
Количество действующих скважин в процентах от эксплуатационного фонда, %
Среднегодовое изменение коэффициента эксплуатации скважин, %
Переработка
Первичная переработка нефти, млн т
Коэффициент интеграции
Коэффициент использования мощностей
Прирост маржи переработки, %
Глубина переработки, %
Транспортировка нефти и газа
Годовой объем перекачки нефти (нефтепродуктов), млн т
Пропускная способность трубопровода, млрд м ³ /год; млн т/год
Годовой объем транспортной работы, млрд т/км
Годовой объем товарного газа, млрд м ³
Годовые потери нефти, газа и нефтепродуктов, %
Сбыт и маркетинг
Годовая поставка нефти, млн т
Годовой экспорт нефти, млн т
Продажа нефти (нефтепродуктов) на внутреннем рынке, млн т/год
Реализация нефтепродуктов на экспорт, млн т/год
Приобретение нефти и газоконденсата для собственных нужд, млн т
Сервис
Число законченных строительством разведочных и эксплуатационных скважин, тыс. шт./год
Число законченных капитальным ремонтом скважин, тыс. шт./год
Годовой объем разведочного и эксплуатационного бурения, млн м
Средняя календарная продолжительность цикла строительства скважин, сут.

Стратегические цели НГДП в сегменте «Разведка и добыча» (Upstream):

- поддержание добычи и оптимизация потенциала месторождения;
- прирост запасов;
- разработка и внедрение передовых технологий ГРП и добычи;
- рост добычи нефти и газа;
- контроль дебита скважин и затрат на баррель;
- стабильный рост финансовых показателей.

Стратегические цели в сегменте «Нефтехимия и нефтепереработка» (Downstream):

- наращивание мощностей нефтепереработки, развитие нефтехимии;
- разработка и внедрение конкурентоспособных технологий переработки;
- производство нефтепродуктов с высокой добавленной стоимостью;
- поддержание доходности капитала ROACE.

Стратегические цели в сегменте «Корпоративное управление»:

- максимизация корпоративной стоимости;
- трансферт новейших технологий;
- укрепление кадрового потенциала;
- сохранение устойчивого финансового положения;
- оптимальный подход к использованию ресурсов;
- укрепление и развитие НИОКР;
- обеспечение экологической безопасности операций.

Основными показателями, используемыми для оценки эффективности инвестиционных проектов являются:

Анализ финансовых результатов организации – это исследование полученной ей прибыли или убытка как в абсолютной величине, так и коэффициентов относительно других финансовых показателей организации [11].

Среди абсолютных показателей можно выделить такие как чистая прибыль/убыток, операционная прибыль, EBIT (EBITDA).

Анализ финансовых результатов ведется с использованием коэффициентов: рентабельность продаж, рентабельность активов, рентабельность собственного капитала, рентабельность задействованного капитала.

Следует обратить внимание, что указанные коэффициенты можно разделить на две группы. В первую входят коэффициенты, где и в числителе и в знаменателе стоят "оборотные" показатели, результаты деятельности за анализируемый период (например, рентабельность продаж). Во вторую – коэффициенты, где монетарный результат деятельности в числителе соотносится в знаменателе с величиной активов или пассивов организации. При этом для более корректного расчета величины активов и пассивов организации берутся не на начало или конец периода, а как среднеарифметическая величина за анализируемый период.

EBIT (Earnings Before Interest and Taxes) – прибыль до вычета процентов и налогов. Данный показатель финансового результата организации является промежуточным, между валовой и чистой прибылью.

Показатель EBIT рассчитывается по данным "Отчета о прибылях и убытках" организации – к прибыли (убытка) до налогообложения прибавляются ранее учтенные с минусом проценты к уплате:

$$EBIT = \text{"Прибыль (убыток) до налогообложения"} + \text{"Проценты к уплате"}$$

Нормальным считается как минимум положительное значение EBIT. Однако оно еще не гарантирует итоговую прибыль – после вычитания процентов (особенно, если у организации большое долговое бремя) может получиться убыток.

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) – прибыль до вычета процентов, налогов и амортизации. EBITDA показывает финансовый результат компании, исключая влияние эффекта структуры капитала (т.е. процентов, уплаченных по заемным средствам), налоговых ставок и амортизационной политики организации. EBITDA позволяет грубо оценить денежный поток, исключив такую "неденежную" статью расходов как амортизация.

EBITDA, в свою очередь, широко используется как компонент различных коэффициентов финансовой эффективности (EV/EBITDA, рентабельность продаж и др.). Инвесторы ориентируются на показатель EBITDA как индикатор ожидаемого возврата своих вложений.

$$EBITDA = \text{Прибыль (убыток) до налогообложения} + (\text{Проценты к уплате} + \text{Амортизация основных средств и нематериальных активов})$$

Отрицательный EBITDA говорит о том, что деятельность организации убыточна уже на операционной стадии, еще до оплаты пользования заимствованным капиталом, налогов, амортизации.

Рентабельность по EBITDA

Показатель EBITDA используется также для расчета рентабельности (EBITDA margin):

$$EBITDA \text{ margin} = EBITDA / \text{Выручка от продаж}$$

Данный коэффициент отражает прибыльность компании до уплаты процентов, налогов и амортизации, и является, в отличие от самого EBITDA, не абсолютным, а относительным показателем.

EBITDARM (Earnings before Interest, Taxes, Depreciation, Amortization, Rent and Management fees) – показатель финансовых результатов организации до вычета процентов, налогов, амортизации и арендных платежей. Данный показатель, по сути, похож на показатель EBITDA. Но в отличие EBITDA, кроме амортизации из расходов исключены платежи за не принадлежащие организации средства, т.е. за взятое в аренду имущество.

$$EBITDARM = \text{Выручка} - \text{Проценты к уплате} - \text{Налог на прибыль} - \text{Амортизация основных средств и нематериальных активов} - \text{Расходы на аренду основных средств}$$

Показатель EBITDARM чаще используют в отраслях, где затраты на аренду основных средств составляют значительную часть (например, в гостиничном деле часто здание целиком сдается в управление)

Норма чистой прибыли (или **рентабельность по чистой прибыли**) – это показатель чистого прибыли (убытка) организации на рубль выручки. Показатель относится к группе показателей рентабельности, куда также входят рентабельность продаж, рентабельность активов, рентабельность собственного капитала и др.

Норма чистой прибыли характеризует не только прибыльность основной деятельности организации (как рентабельность продаж), а эффективность деятельности в целом. Т.е. учитывается не только прибыль от реализации продукции (работ, услуг), но и выплаты по кредитам, курсовые разницы и прочие прибыли и убытки.

Норма чистой прибыли (в процентах) = Чистая прибыль : Выручка x 100

Если предприятие получило за период убыток, норма чистой прибыли будет отрицательной.

Рентабельность – относительный показатель экономической эффективности. Рентабельность комплексно отражает степень эффективности использования материальных, трудовых и денежных и др. ресурсов. Коэффициент рентабельности рассчитывается как отношение прибыли к активам или потокам, её формирующим.

В общем смысле рентабельность продукции подразумевает, что производство и реализация данного продукта приносит предприятию прибыль. Нерентабельное производство - это производство, не приносящее прибыли. Отрицательная рентабельность - это убыточная деятельность. Уровень рентабельности определяется с помощью относительных показателей - коэффициентов. Показатели рентабельности можно условно разделить на две группы (два вида): рентабельность продаж и рентабельность активов.

Рентабельность продаж — коэффициент рентабельности, который показывает долю прибыли в каждом заработанном рубле. Обычно рассчитывается как отношение чистой прибыли (прибыли после налогообложения) за определённый период к выраженному в денежных средствах объёму продаж за тот же период. Формула рентабельности:

Рентабельность продаж = Чистая прибыль / Выручка

Рентабельность продаж является индикатором ценовой политики компании и её способности контролировать издержки. Различия в конкурентных стратегиях и продуктовых линейках вызывают значительное разнообразие значений рентабельности продаж в различных компаниях. Часто используется для оценки операционной эффективности компаний.

Помимо приведенного выше расчета (рентабельность продаж по валовой прибыли; англ.: Gross Margin, Sales margin, Operating Margin), существуют и другие вариации расчета показателя рентабельности продаж, но для расчета всех их используются только данные о прибылях (убытках) организации (т.е.

данные формы №2 "Отчет о прибылях и убытках", не затрагивая данных Баланса).

Например:

- рентабельность продаж по ЕВИТ (величина прибыли от продаж до уплаты процентов и налогов в каждом рубле выручки).
- рентабельность продаж по чистой прибыли (чистая прибыль на рубль выручки от продаж (англ.: Profit Margin, Net Profit Margin)).
- прибыль от продаж на рубль, вложенный в производство и реализацию продукции (работ, услуг).

Рентабельность активов В отличие от показателей рентабельности продаж, рентабельность активов считается как отношение прибыли к средней стоимости активов предприятия. Т.е. показатель из формы №2 "Отчет о финансовых результатах" делится на среднее значение показателя из формы №1 "Бухгалтерский баланс". Рентабельность активов, как и рентабельность собственного капитала, можно рассматривать в качестве одного из показателей рентабельности инвестиций.

Рентабельность активов (англ. return on assets, ROA) — относительный показатель эффективности деятельности, частное от деления чистой прибыли, полученной за период, на общую величину активов организации за период. Один из финансовых коэффициентов, входит в группу коэффициентов рентабельности. Показывает способность активов компании породить прибыль.

Рентабельность активов — индикатор доходности и эффективности деятельности компании, очищенный от влияния объема заемных средств. Применяется для сравнения предприятий одной отрасли и вычисляется по формуле:

$$Ra = P / A$$

где:

Ra — рентабельность активов;

P — прибыль за период;

A — средняя величина активов за период.

Кроме того, распространение получили следующие показатели эффективности использования отдельных видов активов (капитала):

Рентабельность собственного капитала (англ. return on equity, ROE) — относительный показатель эффективности деятельности, частное от деления чистой прибыли, полученной за период, на собственный капитал организации. Показывает отдачу на инвестиции акционеров в данное предприятие.

Нужный уровень рентабельности достигается с помощью организационно-технических и экономических мероприятий. Повысить рентабельность - значит получить больший финансовый результат при меньших расходах. Порог рентабельности - это точка, отделяющая прибыльное производство от убыточного, точка, в которой доходы предприятия покрывают его переменные и условно-постоянные затраты.

Рентабельность собственного капитала (ROE)	Отношение чистой прибыли (в годовом выражении) к средней величине собственного капитала.
Рентабельность инвестированного капитала (ROCE)	Отношение прибыли до уплаты процентов и налогов (ЕБИТ) (в годовом выражении) к собственному капиталу и долгосрочным обязательствам.
Рентабельность производственных фондов	Отношение прибыли от продаж (в годовом выражении) к средней стоимости основных средств и материально-производственных фондов

Рентабельность активов (Return on assets, ROA) – финансовый коэффициент, характеризующий отдачу от использования всех активов организации. Коэффициент показывает способность организации генерировать прибыль без учета структуры его капитала (финансового левериджа), качество управления активами.

Рентабельность активов рассчитывается делением чистой прибыли (как правило, за год) на величину всех активов (т.е сальдо баланса организации):

Рентабельность активов = Чистая прибыль / Активы

В результате расчета получается величина чистой прибыли с каждого рубля вложенного в активы организации. Часто, чтобы получить более наглядное, процентное соотношение в формуле используют умножение на 100. В этом случае показатель также можно интерпретировать как "сколько копеек приносит каждый рубль, вложенный в активы организации".

Для более точных расчетов в качестве показателя "Активы" берется не значение на конкретную дату, а среднее арифметическое значение – активы на начало года плюс активы на конец года делят на 2.

Чистая прибыль организации берется по данным "Отчета о прибылях и убытках", активы – по данным Баланса.

Если расчет производят не за год, а за другой период, то для получения результата в сопоставимом с годовым используется формула (в частности, в программе "Ваш финансовый аналитик"):

Рентабельность активов = Выручка(365/Кол-во дней в периоде)/((Активы на начало + Активы на конец)/2)*

Рентабельность задействованного капитала (ROCE)

Рентабельность задействованного капитала, или прибыль на задействованный капитал (return on capital employed, ROCE) – показатель отдачи от вовлеченного в коммерческую деятельность собственного капитала организации и долгосрочно привлеченных средств (долгосрочных кредитов, займов).

Рентабельность задействованного капитала = ЕБИТ / Задействованный капитал = ЕБИТ / (Собственный капитал + Долгосрочные обязательства)

где ЕБИТ - прибыль до уплаты процентов и налогов

Часто показатель рассчитывается в виде процента, т.е. дополнительно умножением на 100. Кроме того, более точным будет расчет, где показатели знаменателя берутся как среднегодовые значения (т.е. значение на начало года плюс значение на конец года разделить на 2).

Рентабельность инвестированного капитала

Рентабельность задействованного капитала (ROCE) следует отличать от схоже показателя "рентабельность инвестированного капитала" (Return On Invested Capital, ROIC), при расчете которого в знаменателе используется общая сумма капитала организации, а в числителе - NOPAT (посленалоговая операционная прибыль) либо чистая прибыль за минусом дивидендов.

Рентабельность среднего задействованного капитала (ROACE) – это финансовый коэффициент, который показывает доходность по сравнению с инвестициями, которые компания сделала в себя. Этот показатель отличается от расчета соответствующей рентабельности задействованного капитала (ROCE) тем, что он использует *средние значения* начального и конечного капитала за период времени, а не только показатель капитала на конец периода.

Return on Average Capital Employed (ROACE) — показатель рентабельности капитала, рассчитываемый по формуле:

$$ROACE = \frac{\text{Чистая прибыль} + \text{Расходы по процентам (1-эффект. ставка налога на прибыль)}}{\text{Среднегодовое значение (Собственный капитал + Заемный капитал - ден. средства и их эквиваленты)}}$$

Рентабельность продаж

Рентабельность продаж – показатель финансовой результативности деятельности организации, показывающий какую часть выручки организации составляет прибыль. При этом в качестве финансового результата в расчете могут использоваться различные показатели прибыли, что обуславливает существование различных вариаций данного показателя. Наиболее широко используются следующие: рентабельность продаж по валовой прибыли (gross profit margin), операционная рентабельность (return on sales, ROS), рентабельность продаж по чистой прибыли (net profit margin).

Рентабельность продаж по валовой прибыли = Валовая прибыль / Выручка

Валовая прибыль представляет собой разницу между двумя ключевыми показателями "Отчета о прибылях и убытках": выручкой и себестоимостью продаж.

Операционная рентабельность = EBIT / Выручка

где EBIT – прибыль до вычета процентов и налогов

Рентабельность продаж по чистой прибыли = Чистая прибыль / Выручка

Для расчета всех приведенных выше показателей рентабельности достаточно данных, содержащихся во 2-й форме бухгалтерской отчетности – "Отчете о прибылях и убытках".

Нормальное значение рентабельности продаж определяется отраслевыми и прочими особенностями работы организации. При одинаковой финансовой эффективности, для организаций с длительным циклом производства,

рентабельность продаж будет выше, для "высокооборотных" видов деятельности – ниже. Рентабельность продаж показывает, прибыльная или убыточная деятельность предприятия, но не дает ответа на вопрос, насколько выгодны вложения в данное предприятие. Чтобы ответить на этот вопрос, рассчитывают рентабельность активов и капитала (рентабельность собственного капитала, рентабельность инвестированного капитала).

Рентабельность собственного капитала (Return on equity)

Рентабельность собственного капитала (return on equity, ROE) – показатель чистой прибыли в сравнении с собственным капиталом организации. Это важнейший финансовый показатель отдачи для любого инвестора, собственника бизнеса, показывающий, насколько эффективно был использован вложенный в дело капитал. В отличие от схожего показателя "рентабельность активов", данный показатель характеризует эффективность использования не всего капитала (или активов) организации, а только той его части, которая принадлежит собственникам предприятия.

Рентабельность собственного капитала рассчитывается делением чистой прибыли (обычно, за год) на собственный капитал организации:

Рентабельность собственного капитала = Чистая прибыль / Собственный капитал

Для получения результата в виде процента, указанное отношение часто умножают на 100.

Более точный расчет подразумевает использование средней арифметической величины собственного капитала за тот период, за который берется чистая прибыль (как правило, за год) – к собственному капиталу на начало периода прибавляют собственный капитал на конец периода и делят на 2.

Чистая прибыль организации берется по данным "Отчета о прибылях и убытках", собственный капитал – по данным пассива Баланса.

Чтобы рассчитать показатель за период, отличный от года, но получить сопоставимые годовые данные, используют формулу:

*Рентабельность собственного капитала = Чистая прибыль * (365 / Кол-во дней в периоде) / ((Собственный капитал на начало периода + Собственный капитал на конец периода) / 2)*

Особым подходом к расчету рентабельности собственного капитала является использование формулы Дюпона. Формула Дюпона разбивает показатель на три составляющие, или фактора, позволяющие глубже понять полученный результат:

*Рентабельность собственного капитала (Формула Дюпона) = (Чистая прибыль / Выручка) * (Выручка / Активы) * (Активы / Собственный капитал) = Рентабельность по чистой прибыли * Оборачиваемость активов * Финансовый левередж.*

Факторный анализ

Факторный анализ можно определить как анализ влияния на результат ряда факторов с установлением количественной степени влияния каждого из них.

Формула Дюпона (DuPont formula)

Формула Дюпона (DuPont formula) представляет собой расчета ключевого показателя эффективности деятельности – рентабельности собственного капитала (ROE) – через три концептуальные составляющие: рентабельность продаж, оборачиваемость активов и финансовый леверидж

$$ROE \text{ (Формула Дюпона)} = (\text{Чистая прибыль} / \text{Выручка}) * (\text{Выручка} / \text{Активы}) * (\text{Активы} / \text{Собственный капитал}) = \text{Рентабельность продаж} * \text{Оборачиваемость активов} * \text{Финансовый леверидж}$$

Формула Дюпона включает три фактора, влияющих на рентабельность собственного капитала:

- операционную эффективность (рентабельность продаж по чистой прибыли);
- эффективность использования всех активов (оборачиваемость активов);
- кредитное плечо, соотношение собственного и заемного капитала (финансовый леверидж);

В случаях, когда у организации неудовлетворительная рентабельность собственного капитала, формула Дюпона помогает выявить, какой из факторов привел к такому результату

Вопросы:

Что такое стратегическая карта НГДП?

В чем заключаются общие цели нефтяных компаний?

Какие показатели в бизнес сегмента upstream являются ключевыми?

Какие показатели в бизнес сегмента downstream являются ключевыми?

Какие показатели в бизнес сегмента корпоративное управление являются ключевыми?

Какие ключевые показатели эффективности могут быть использованы в блоках «разведка и добыча», «переработка», «транспортировка нефти и газа», «сбыт и маркетинг»?

Что значит анализ финансовых результатов организации?

5. ПРАВИЛА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ (ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ НА ПРОМЫШЛЕННУЮ РАЗРАБОТКУ, ПРОМЫШЛЕННАЯ РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ)

Подготовка месторождения к промышленной разработке. Подготовка месторождения к промышленной разработке начинается на этапе разведки месторождения после постановки запасов УВС данного месторождения на государственный баланс запасов полезных ископаемых (далее - ГБЗ) [7].

Для подготовки месторождения к промышленной разработке на стадии разведки и пробной эксплуатации месторождения изучаются характеристики месторождения (залежи), собираются необходимые геолого-геофизические, технико-технологические и другие материалы, позволяющие подготовить месторождение к подсчету геологических запасов УВС, составлению технологической схемы разработки месторождения и вводу его в промышленную разработку.

Для месторождения, находящегося на стадии разведки и пробной эксплуатации, составляются: проект на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых, проект опытной (пробной) эксплуатации поисковой скважины, проект пробной эксплуатации единичной разведочной скважины, или проект пробной эксплуатации месторождения (залежи).

При опытной (пробной) эксплуатации поисковых скважин и единичных разведочных скважин выполняется комплекс работ, проводимых с целью уточнения добывных возможностей скважин (в том числе, с применением технологий интенсификации притока), состава и физико-химических свойств пластовых флюидов, эксплуатационных характеристик пластов и их изменений во времени.

Проект опытной (пробной) эксплуатации поисковой скважины, пробной эксплуатации единичной разведочной скважины, подготовленный недропользователем, подлежит согласованию с комиссией согласно Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами (далее - Комиссия).

Проект пробной эксплуатации месторождения (залежи) (далее - ППЭ) и дополнения к нему (далее - ДППЭ) составляются и реализуются в качестве технических проектов на разработку месторождения (залежи) на стадии разведки и пробной эксплуатации с целью получения необходимой информации для уточнения геологического строения, добывных возможностей, выполнения подсчета запасов и подготовки месторождения к промышленной

разработке. ППЭ, ДППЭ, подготовленные недропользователем, подлежат согласованию с Комиссией.

ППЭ и дополнения к нему составляются на запасы категории С1+С2. Недропользователь имеет право осуществлять бурение и добычу УВС из разведочных и эксплуатационных скважин (согласно решениям ППЭ) в границах запасов категории С2 при условии представления полученных результатов пробной эксплуатации и обосновывающих геологических материалов и документов для государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов до конца года, в котором начата добыча. Изменения категории запасов и их количество учитываются в ГБЗ по состоянию на 1 января года, следующего за годом внесения оперативных изменений.

Согласованный Комиссией ППЭ или ДППЭ утверждается недропользователем, начиная с года начала его реализации, на следующие сроки:

- а) три года - для мелких и очень мелких месторождений;
- б) пять лет - для средних месторождений;
- в) семь лет - для крупных и уникальных месторождений или морских (шельфовых) месторождений вне зависимости от категории месторождения.

При наличии пяти и более эксплуатационных объектов (далее - ЭО) срок ППЭ, ДППЭ устанавливается не более пяти лет для мелких и очень мелких месторождений, не более 7 лет - для средних месторождений.

В случае планирования проведения промышленных испытаний новой для геолого-физических условий технологии разработки месторождения и (или) залежи сроки пробной эксплуатации месторождения и (или) залежи продлеваются на срок, не превышающий три года.

Продление сроков ППЭ, ДППЭ, оформляется в виде изменений в ППЭ, ДППЭ, подготовка, согласование и утверждение которых осуществляется в порядке, установленном для подготовки, согласования и утверждения проектной документации в соответствии с пунктом 25 Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами.

Годы, в течение которых планируется реализовывать ППЭ, ДППЭ (далее - прогнозные годы), нумеруются порядковыми числительными, начиная с первого года, в котором планируется начать добычу УВС, согласно данному ППЭ, ДППЭ.

Месторождение считается введенным в разработку при начале добычи из скважин в соответствии с ППЭ месторождения (залежи). На этапе пробной эксплуатации средних, крупных и уникальных месторождений может добываться не более 20% начальных извлекаемых запасов, числящихся на ГБЗ. Технологический процесс разработки месторождения (далее - разработка месторождения) направлен на извлечение из недр УВС и других попутных

полезных ископаемых и компонентов на основе технического проекта разработки месторождения (залежи).

Виды, объемы и порядок проведения работ по разведочным, поисковым скважинам определяются проектной документацией на проведение работ по разведке (доразведке) месторождений углеводородного сырья и (или) техническим проектом разработки месторождения полезных ископаемых и иной проектной документацией на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, в соответствии с требованиями, установленными законодательством Российской Федерации о недрах, а также предусмотренными условиями пользования недрами в соответствии с Законом Российской Федерации "О недрах".

Интервалы отбора керна, опробований и испытаний, геофизические исследования скважин (далее - ГИС), гидродинамические исследования пластов в скважинах (далее - ГДИ) и другие исследования (с указанием их видов) в каждой разведочной или другой по назначению скважине устанавливаются геолого-техническим нарядом или отдельными планами работ на скважине.

При опробовании вскрытого пласта отбор проб жидкости и газов, с целью изучения их количественного и качественного состава, проводится в соответствии с планами работ.

При испытании вскрытых продуктивных пластов необходимо проведение работ по определению следующих начальных характеристик:

- а) пластового давления и температуры;
- б) положения водонефтяных, газонефтяных и газоводяных контактов;
- в) дебитов пластовых флюидов;
- г) продуктивных характеристик пласта;
- д) геолого-физических характеристик пласта;
- е) состава и физико-химических свойств пластовых флюидов.

После завершения стадии разведки и пробной эксплуатации недропользователь представляет в Федеральное агентство по недропользованию подсчет запасов УВС, попутных полезных компонентов и технологическую схему разработки месторождения для проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр (далее - государственная экспертиза запасов) и согласования технического проекта на разработку, в порядке, установленном законодательством Российской Федерации о недрах.

Составление ППЭ и проведение пробной эксплуатации скважин осуществляются по решению недропользователя.

Вопросы дальнейшего использования поисковых и разведочных скважин, пробуренных за счет средств недропользователя и оказавшихся за пределами контуров нефтегазоносности месторождения (залежи), решаются недропользователем самостоятельно.

Технические проекты на промышленную разработку. При промышленной разработке месторождений осуществляется технологический

процесс извлечения из недр нефти, горючих газов (далее - газов), конденсата и содержащихся в них попутных компонентов на основании технических проектов разработки месторождений.

К техническим проектам, на основании которых может осуществляться промышленная разработка месторождений относятся:

а) технологическая схема разработки месторождения (далее - ТСР) и дополнения к ней;

б) технологический проект разработки месторождения (далее - ТПР) и дополнения к нему.

ТСР составляется для подготовленных к стадии промышленной разработки месторождений.

ТСР, (ТПР) и дополнения к ним составляются на запасы категорий А+В₁+В₂. На стадии промышленной разработки месторождения недропользователь имеет право разбуривать или иным способом (например, возврат на эксплуатационный объект, углубление на эксплуатационном объекте, приобщение интервала эксплуатационного объекта) получать информацию, в том числе осуществлять добычу УВС по залежи, по ЭО, по участкам ЭО с запасами категории В₂ и представлять в Федеральное агентство по недропользованию обосновывающие геологические документы и материалы для проведения государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов до конца года, в котором начата добыча. Изменения в категории запасов и их количество учитываются в ГБЗ по состоянию на 1 января года, следующего за годом внесения оперативных изменений.

В ТСР, ТПР и дополнений к ним на разработку месторождений проводится обоснование извлекаемых запасов УВС.

Сроки подготовки ТСР на промышленную разработку месторождений должны соответствовать условиям пользования недрами.

ТПР составляется для месторождений с долей начальных геологических запасов категории А по основному полезному ископаемому более 75%.

Действие ТСР, ТПР и дополнений к ним распространяется на весь период разработки месторождений до полной выработки извлекаемых запасов.

В составе ТСР, ТПР и дополнений к ним могут быть выделены участки опытно-промышленных работ с целью проведения экспериментальных работ (мероприятий) на скважинах, участках ЭО (залежах) по испытанию новых технических средств и технологий разработки для данных геолого-физических условий.

ТСР, ТПР и дополнений к ним составляется для месторождения в целом.

Для крупных и уникальных месторождений допускается составление ТСР, ТПР и дополнений к ним с утверждением проектных технологических показателей разработки для одного или нескольких ЭО с общей системой сбора и подготовки продукции.

Допускается составление единых ТСР, ТПР и дополнений к ним для группы месторождений с общей системой сбора нефти, газа и воды и

подготовки продукции с разделением технологических показателей разработки по месторождениям.

Промышленная разработка ЭО (залежи, месторождения) осуществляется в границах участка недр предоставленного в виде горного отвода в пользование на основании лицензии (далее - лицензионного участка).

Новые технические проекты, на основании которых осуществляется промышленная разработка месторождений, могут подготавливаться в течение всего срока действия ранее утвержденных проектных документов.

Технические проекты, на основании которых осуществляется промышленная разработка месторождений, подлежат согласованию с Комиссией.

Проектные решения и технологические показатели разработки ТСР, ТПР и дополнений к ним на разработку месторождения вступают в силу с момента утверждения ТСР, ТПР и дополнений к ним. Действие утвержденных ТСР, ТПР и дополнений к ним, включая их проектные решения и технологические показатели разработки распространяется на весь период календарного года, в котором они были утверждены.

Промышленная разработка месторождений. К месторождениям, подготовленным для промышленной разработки, относятся месторождения, в отношении которых проведены исследования и мероприятия, а также выполнены следующие требования:

✓ Запасы нефти и (или) газа по категории C_1 составляют не менее 30% от всех геологических запасов при соблюдении требований к изученности для категории запасов B_1 .

✓ Определены добывные возможности скважин, изучены свойства нефти, свободного и растворенного газа, газового конденсата и содержащиеся в них основные полезные ископаемые, имеющие промышленное значение.

✓ Изучены гидрогеологические, геокриологические, экологические и другие условия разработки месторождения с полнотой, достаточной для достоверного технического и экономического обоснования решения о порядке и условиях его промышленной разработки.

Месторождение, на котором начата добыча из скважин в соответствии с ТСР, ТПР или дополнения к ним, утвержденными в порядке, установленном законодательством Российской Федерации о недрах, относится к месторождению, введенному в промышленную разработку.

Для мелких и очень мелких месторождений допускается составление ТСР и перевод их в группу разрабатываемых при условии, что запасы указанных месторождений, представленные недропользователем на государственную экспертизу по оперативному изменению состояния запасов не требуют дополнительного проведения геологоразведочных работ, и уточнение геологического строения месторождения может быть проведено в процессе его промышленной разработки.

Необходимость составления технического проекта на разработку месторождения обосновывается недропользователем самостоятельно.

Дополнение к технологической схеме разработки (далее - ДТСР), дополнение к технологическому проекту разработки (далее - ДТПР) представляются с подсчетом запасов при изменении ранее утвержденных в установленном порядке геологических запасов категорий $A+B_1+B_2$ более чем на 20% от начальных запасов по месторождению, подсчетных параметров и (или) принципиальном изменении геологической модели месторождения.

При изменении ранее утвержденных в порядке, установленном Положением о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение, геологических запасов менее, чем на 20% по месторождению, в том числе при открытии новой залежи, подготавливается отчет по оперативному изменению состояния запасов, который передается в Федеральное агентство по недропользованию для проведения государственной экспертизы запасов. При составлении ДТСР и ДТПР должны учитываться последние, утвержденные в порядке, установленном Положением о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение, данные об оперативном изменении состояния запасов.

При необходимости опробования и внедрения технологии разработки новой для данных геолого-физических условий, а также для крупных и уникальных месторождений, недостаточно разведанных и (или) со сложным геологическим строением, в составе ТСР, ТПР и дополнений к ним допускается выделение участка для опытно-промышленных работ (далее - ОПР).

Дополнения к ТСР, ТПР могут быть представлены на основе ранее проведенного подсчета геологических запасов или оперативного изменения состояния запасов при сохранении ранее принятой геологической модели (далее - ГМ) в случаях:

а) отклонения фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа от проектной величины, превышающей установленное значение отклонений в соответствии с Правилами;

б) положительных результатах проведенных на месторождении ОПР и возможности их распространения на ЭО или изменении (не подтверждении) эффективности проводимых геолого-технологических (технических) мероприятий (далее - ГТМ);

в) необходимости изменения технологии и системы разработки ЭО (залежи).

Срок завершения разработки и переход к ликвидационным работам обосновывается в ТПР или дополнении к нему.

Допустимые отклонения показателей разработки месторождения. Показателями, характеризующими выполнение недропользователем

обязанностей, установленных Законом Российской Федерации "О недрах" в части обеспечения соблюдения требований технических проектов, являются:

а) годовые уровни добычи нефти и (или) свободного газа, утвержденные для категории запасов $A + B_1$ по месторождению в целом;

б) годовой ввод новых добывающих и нагнетательных скважин (суммарно) для категории запасов $A + B_1$ (C_1) по месторождению в целом;

в) годовой действующий фонд добывающих и (или) нагнетательных скважин для категории запасов $A + B_1$ (C_1) по месторождению в целом.

Требования технического проекта, установленные в отношении ЭО, считаются выполненными, если соблюдены требования технического проекта, установленные в отношении месторождения в целом в пределах допустимых отклонений показателей.

Соблюдение недропользователем установленных Правилами уровней ежегодных допустимых отклонений определяется данными на конец календарного года.

В случае когда часть месторождения выходит за пределы лицензионного участка и находится в нераспределенном фонде недр, другом субъекте Российской Федерации или принадлежит другому недропользователю, показатели, характеризующие выполнение недропользователем обязанностей, установленных Законом Российской Федерации "О недрах", в части обеспечения соблюдения требований технических проектов, устанавливаются по каждому отдельному лицензионному участку месторождения, без учета частей месторождения, находящихся в нераспределенном фонде недр.

Уровни добычи нефти и (или) свободного газа устанавливаются в соответствии с техническим проектом, согласованным с Комиссией.

Уровни добычи свободного газа включают, в том числе газ газовых шапок.

Уровни добычи нефти и (или) свободного газа для ППЭ (дополнений к нему) и участков ЭО ОПР, выделенных в техническом проекте, устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми.

В случае если годовое количество скважин, по итогу отчетного года отличается от предусмотренного в ППЭ и ДППЭ (для категории запасов C_1) количества скважин, которые должны были быть введены или действовать в течение отчетного года, но при этом по состоянию на начало очередного года, следующего за отчетным, накопленное количество скважин, введенных или действующих в течение предшествующих трёх лет, не менее 100 процентов от предусмотренного в ППЭ и ДППЭ количества скважин, которые должны были быть введены или действовать за указанный период, то требования ППЭ и ДППЭ по годовому количеству скважин считаются выполненными. В случае если срок реализации ППЭ превышает три года, выполнение недропользователем требований ППЭ по количеству скважин, определяется не ранее истечения трёх лет реализации ППЭ.

Началом первого года реализации ППЭ или ДППЭ считается 1 января года, в котором начата добыча УВС согласно данному ППЭ или ДППЭ.

Уровни отборов попутного газа и конденсата устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми. При наличии в продукции нефтяных добывающих скважин свободного газа из газовой шапки его объемы должны быть учтены отдельно.

Допускаются отклонения фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа по месторождению углеводородов от проектной величины, утвержденной в техническом проекте

В случае отклонения уровня фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа от проектной сверх допустимых значений по месторождению, недропользователю необходимо обосновать причины отклонений и внести соответствующие изменения в процесс разработки месторождения или подготовить новый технический проект.

В случае, когда часть месторождения выходит за пределы лицензионного участка и находится в нераспределенном фонде недр, другом субъекте Российской Федерации или принадлежит другому недропользователю, допустимые отклонения показателей, характеризующих выполнение технического проекта разработки месторождения, устанавливаются для каждого лицензионного участка месторождения отдельно. Значения допустимых отклонений технологических показателей разработки для каждого лицензионного участка устанавливаются равными значениям допустимых отклонений технологических показателей разработки, предусмотренным для месторождений в целом.

В случае когда месторождение расположено в пределах нескольких лицензионных участков одного субъекта Российской Федерации, принадлежащих одному недропользователю, допустимые отклонения показателей, характеризующих выполнение технического проекта разработки месторождения, устанавливаются в целом по месторождению.

Отклонения фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа от проектной по месторождению, принимаются как допустимые, в случае ограничений на их реализацию, связанных с обстоятельствами непреодолимой силы.

Для газовых и газоконденсатных месторождений допустимые отклонения фактической годовой добычи газа от проектной устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми уровнями добычи газа в случае, если такие отклонения связаны с изменением спроса на газ.

Допустимые отклонения фактической годовой добычи нефти при сезонной добыче устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми уровнями добычи нефти, если такой режим эксплуатации скважин предусмотрен техническим проектом разработки месторождения.

Для месторождений, находящихся в промышленной разработке, уровень добычи которых устанавливается в соответствии с фактически достигнутым уровнем, а накопленная добыча нефти после 5 лет с даты утверждения технического проекта превышает отклонение $\pm 50\%$ от проектной накопленной

добычи нефти, недропользователем должен быть составлен новый технический проект.

Допускаются ежегодные отклонения по вводу новых скважин относительно установленных в ТСР, ТПР и дополнениях к ним. Отклонение в сторону увеличения количества вводимых новых скважин устанавливается в соответствии с фактически достигнутым количеством. Отклонения в сторону уменьшения количества вводимых новых скважин устанавливается в объеме:

Количество ежегодно вводимых новых добывающих и нагнетательных скважин (суммарно) из бурения всего на месторождении по состоянию на конец календарного года, согласно техническому проекту, штук *	Допустимое ежегодное отклонение (не более), процентов
до 10	в соответствии с фактически достигнутым количеством скважин
от 11 до 25	45
от 26 до 50	40
от 51 до 100	30
101 и более	20

В случае, если количество введенных новых скважин по итогу отчетного года находится в пределах допустимого отклонения, но при этом, по состоянию на начало очередного года, следующего за отчетным, накопленное количество новых скважин, введенных в течение предшествующих трех лет, менее 80 процентов от предусмотренного в ТСР, ТПР и дополнениях к ним количества новых скважин, которые должны были быть введены в течение указанного периода, то требования ТСР, ТПР и дополнений к ним по вводу новых скважин считаются невыполненными.

В случае, если количество введенных новых скважин по итогу отчетного года находится за пределами допустимого отклонения, но при этом, по причине досрочного ввода новых скважин, по состоянию на начало очередного года, следующего за отчетным, накопленное количество новых скважин, введенных в течение предшествующих трех лет, не менее 80 процентов от предусмотренного в ТСР, ТПР и дополнениях к ним количества новых скважин, которые должны были быть введены в течение указанного периода, то требования ТСР, ТПР и дополнений к ним по вводу новых скважин считаются выполненными.

В случае отклонения фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа от проектной величины на основании зарегистрированного уведомления, отклонения в сторону уменьшения количества вводимых новых скважин устанавливаются в соответствии с фактически достигнутым количеством.

Допускаются отклонения по действующему фонду добывающих скважин относительно установленных в ТСР, ТПР и дополнениях к ним. Отклонения в сторону увеличения количества добывающих скважин в действующем фонде

устанавливается в соответствии с фактически достигнутым количеством. Отклонения в сторону уменьшения количества добывающих скважин в действующем фонде устанавливаются в объеме:

Количество действующих добывающих скважин на месторождении по состоянию на конец календарного года согласно техническому проекту, штук *	Допустимое отклонение (не более), процентов
до 10	в соответствии с фактически достигнутым количеством скважин
от 11 до 50	40
от 51 до 200	30
201 и более	20

В случае отклонения фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа от проектной величины на основании зарегистрированного уведомления, отклонения по действующему фонду добывающих скважин относительно установленных в ТСП, ТПР и дополнениях к ним устанавливаются в соответствии с фактически достигнутым количеством.

Допускаются отклонения по действующему фонду нагнетательных скважин относительно установленных в ТСП, ТПР и дополнениях к ним. Отклонения в сторону увеличения количества нагнетательных скважин в действующем фонде устанавливается в соответствии с фактически достигнутым количеством. Отклонения в сторону уменьшения количества нагнетательных скважин в действующем фонде устанавливаются в объеме:

Количество действующих нагнетательных скважин на месторождении по состоянию на конец календарного года согласно техническому проекту, штук *	Допустимое отклонение (не более), процентов
до 10	в соответствии с фактически достигнутым количеством скважин
от 11 до 50	40
от 51 до 200	30
201 и более	20

В случае отклонения фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа от проектной величины на основании зарегистрированного уведомления, отклонения количества нагнетательных скважин в действующем фонде относительно установленных в ТСП, ТПР и дополнениях к ним устанавливаются в соответствии с фактически достигнутым количеством.

Отклонения технологических показателей разработки, превышающие показатели, по причине ограничений на реализацию продукции, связанных с обстоятельствами непреодолимой силы, принимаются как допустимые.

Пользователь недр обеспечивает научное изучение и сопровождение разработки месторождения (ЭО), осуществляет самостоятельный анализ

разработки месторождения (ЭО) и выполнения проектных решений, технологических показателей разработки месторождения (ЭО) и рациональной выработки (использованию) запасов углеводородов.

Пользователь недр имеет право принимать оперативные решения по рациональному использованию фонда скважин всех назначений без внесения изменений в ТСР, ТПР и дополнения к ним в случаях:

а) распространение проектной системы разработки на участки расширения площади продуктивного пласта, входящие в единый ЭО, выявленные по результатам уточнения геологического строения месторождения. При этом, распространение проектной системы разработки на участки расширения площади продуктивного пласта для крупных и уникальных месторождений не должно превышать 10% от площади продуктивного пласта ЭО;

б) отмена проектных скважин на участках сокращения площади залежи;

в) изменение местоположения, назначения, конструкции проектных скважин на локальных (не более 10% от проектного фонда скважин) участках продуктивного пласта, входящих в единый ЭО по результатам уточнения геологического строения или изысканий на местности;

г) перевод скважин, выполнивших проектное назначение, на другой ЭО;

д) проведение ГТМ, не меняющих основные положения технического проекта при условии, что уровни отбора нефти и (или) свободного газа находятся в пределах допустимых отклонений.

Требования к системе разработки месторождения

Выделение эксплуатационных объектов разработки:

Целью выделения ЭО на месторождении является обеспечение рациональной разработки месторождения и достижение максимально возможных коэффициентов извлечения УВС (коэффициент извлечения нефти, коэффициент извлечения газа, коэффициент извлечения конденсата).

ЭО должен выделяться с запасами, достаточными для обеспечения продолжительной эксплуатации скважин. Выделяются и обосновываются самостоятельные (основные) и возвратные ЭО.

К основному эксплуатационному объекту относится: залежь нефти (газа), часть залежи или несколько залежей нефти (газа), объединенных в один ЭО, разрабатываемых единой сеткой эксплуатационных скважин.

К возвратному эксплуатационному объекту относится: залежь нефти (газа) или несколько залежей нефти (газа), объединенных в один ЭО, разработка которого/ых, как самостоятельного ЭО, технико-экономически нерентабельна, что обосновано в проектных технических документах (далее - ПТД).

Между выделяемыми ЭО должны быть выдержанные разделы из непроницаемых пород во избежание перетоков флюидов между близкими по глубине ЭО.

Залежи, объединяемые в один ЭО, должны быть близки по составу коллекторов и физико-химическим свойствам флюидов, величинам начальных

пластовых давлений. Продуктивные пласты, к которым приурочены залежи одного ЭО, должны иметь одинаковые литологические характеристики и близкие по значению фильтрационно-емкостные свойства. Не рекомендуется объединять в один ЭО залежи, приуроченные к гидрофильным и гидрофобным пластам-коллекторам, различным по типу породы коллектора, по типу пустотного пространства.

По залежам, запасы УВС которых учтены в ГБЗ отдельно и объединенные в техническом проекте разработки месторождения в один ЭО, должен осуществляться отдельный учет закачки рабочего агента и отдельный учет добываемых нефти, конденсата, газа, воды.

Для крупных многопластовых месторождений природного газа очередность ввода ЭО в разработку определяется с учетом динамики пластовых давлений, сроков ввода дожимной компрессорной станции (далее - ДКС) или нагнетательной компрессорной станции (далее - НКС), возможности использования энергии залежей с высоким пластовым давлением для бескомпрессорного транспорта газа, добываемого из залежей с низким пластовым давлением или соседних месторождений.

Целесообразность объединения залежей в ЭО обосновывается в техническом проекте разработки месторождения:

Разработка возвратного ЭО, нерентабельность которого доказана в техническом проекте разработки месторождения, должна быть предусмотрена скважинами, переводимыми с других ЭО, после выполнения ими проектного назначения.

Для оценки отклонений фактической добычи нефти и (или) свободного газа по месторождению углеводородов от проектной величины, утвержденной в техническом проекте разработки месторождения, используются уровни добычи нефти и (или) свободного газа, рассчитанные для категории запасов А+В₁.

Система разработки определяет: схему размещения и конструкции скважин, способы заканчивания, количество (плотность сетки скважин) и назначение, режимы работы залежи в ЭО, рабочий агент для поддержания пластового давления (далее - ППД) и вытеснения углеводородов.

Система разработки ЭО обосновывается в техническом проекте разработки месторождения.

Технологические показатели разработки месторождений.

Технологические показатели разработки месторождения, рассчитанные в ПТД в границах запасов УВС категорий А+В₁ используются для текущего планирования добычи УВС, обустройства, объемов буровых и строительных работ.

Технологические показатели разработки месторождения, рассчитанные в границах запасов УВС категорий А+В₁+В₂ (в ППЭ по категории запасов С₁+С₂), используются для перспективного планирования добычи УВС, обустройства, объемов буровых и строительных работ.

Расчет технологических показателей разработки ЭО месторождения проводится с использованием построенных трехмерных геологических и гидродинамических моделей (далее - ГМ и ГДМ соответственно).

Выбор рабочего агента для ППД и воздействия на залежь УВС:

Рабочий агент, закачиваемый в ЭО должен:

- а) обеспечивать химическую совместимость с пластовыми флюидами, без образования вторичных осадков, ухудшающих свойства пласта;
- б) не ухудшать свойства УВС в пластовых условиях;
- в) обеспечивать проектную приемистость.

Система ППД должна обеспечивать:

- а) объемы закачки рабочего агента в ЭО и давление его нагнетания по скважинам, в соответствии с техническим проектом разработки месторождения;
- б) подготовку рабочего агента до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мехпримесей, кислорода, сероводорода и микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям технического проекта разработки месторождения;
- в) возможность систематических замеров рабочего давления и приемистости каждой скважины;
- г) контроль качества рабочего агента с периодичностью, предусмотренной техническим проектом разработки месторождения;
- д) требования по охране недр.

При закачке в пласты сточных вод или других коррозионно-агрессивных рабочих агентов обсадные колонны скважин (эксплуатационное оборудование) должны быть защищены от вредного воздействия пакерующими устройствами, ингибиторами, коррозионностойким покрытием или другими методами.

Закачка в продуктивные пласты растворов химических реагентов, с целью интенсификации добычи или повышения коэффициент извлечения нефти (далее - КИН), коэффициент извлечения газа (далее - КИГ), коэффициент извлечения конденсата (далее - КИК) проводится в соответствии с технологией, обоснованной в техническом проекте.

Пользователь недр должен обеспечить ведение отдельного учета закачки рабочих агентов и добычи УВС поскважинно, с целью оценки дополнительной добычи по каждому применяемому методу интенсификации добычи или повышения КИН (КИГ, КИК).

В случае если из-за изменений условий производства работ требуется корректировка технических и технологических решений, влияющих на безопасное недропользование, соответствующие обоснования включаются в планы развития горных работ, подготавливаемых в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Вопросы:

Какие документы составляются для месторождения находящегося на стадии разведки и пробной эксплуатации?

На какую категорию запасов составляются ППЭ?

На какие сроки утверждается недропользователем ППЭ, ДППЭ согласованный с Комиссией для мелких и очень мелких месторождений, средних и крупных месторождений?

Какой срок ППЭ, ДППЭ устанавливается при наличии пяти и более эксплуатационных объектов (далее - ЭО) для мелких и очень мелких месторождений и для средних месторождений?

В каких случаях месторождение считается введенным в разработку?

Какой объем начально извлекаемых запасов может отбираться на этапе пробной эксплуатации для средних, крупных и уникальных месторождений?

Определение, каких начальных характеристик необходимо при испытании вскрытых продуктивных пластов ?

Кто принимает решение о составлении ППЭ и проведение пробной эксплуатации скважин ?

Какие документы относятся к техническим проектам, на основании которых может осуществляться промышленная разработка месторождений?

На какие категории запасов составляются ТСР и ТПР?

ТПР составляется для месторождений с долей начальных геологических запасов категории А по основному полезному ископаемому?

Какие дополнительные требования предъявляются к месторождениям, подготовленным для промышленной разработки, в отношении которых проведены исследования и мероприятия?

Что является показателями, характеризующими выполнение недропользователем обязанностей, установленных Законом Российской Федерации "О недрах" в части обеспечения соблюдения требований технических проектов?

Что необходимо предпринять недропользователю в случае отклонения уровня фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа от проектной сверх допустимых значений по месторождению?

От чего зависит допустимое отклонение в количестве действующих добывающих скважин относительно установленных ТСР и ТПР?

Какие требования предъявляются для рабочих агентов системы ППД?

Что должна обеспечивать система ППД согласно правил разработки?

Что необходимо для оценки эффективности методов интенсификации добычи и повышения КИН?

6. ПРАВИЛА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ (УЧЕТ ФОНДА СКВАЖИН, ВВОД СКВАЖИН В ЭКСПЛУАТАЦИЮ, ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, УЧЕТ ДОБЫЧИ И ОТЧЕТНОСТЬ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ)

Учет фонда скважин. К эксплуатационному фонду относятся добывающие и нагнетательные скважины, находящиеся в отчетный период в действующем, бездействующем фонде или в ожидании освоения [7].

Действующими считаются скважины, дававшие продукцию (находившиеся под закачкой) в последнем месяце отчетного периода независимо от числа дней их работы в этом месяце.

В действующем фонде находятся дающие продукцию (находящиеся под закачкой) скважины и остановленные по состоянию на конец месяца скважины из числа дававших продукцию (находившихся под закачкой) в этом месяце.

Бездействующими считаются скважины, не дававшие продукцию (не находившиеся под закачкой) в последнем месяце отчетного периода.

В бездействующем фонде отдельно учитываются скважины, остановленные в отчетном году и до начала года.

К скважинам, находящимся в освоении и ожидании освоения после бурения, относятся скважины, законченные бурением, принятые в фонд нефтегазодобывающей организации и не дававшие продукцию (не находившиеся под закачкой) в отчетном периоде.

Допустимая величина бездействующего фонда скважин по состоянию на конец календарного года в процентах от количества скважин эксплуатационного фонда устанавливаются в следующих величинах:

Фактическое количество скважин в эксплуатационном фонде скважин на месторождении по состоянию на конец календарного года, штук	Допустимая величина бездействующего фонда скважин на месторождении от количества скважин в эксплуатационном фонде скважин на месторождении по состоянию на конец календарного года, %
менее 10	устанавливается в соответствии с фактически достигнутой величиной
от 11 до 50	20,0
от 51 до 200	15,0
от 201 до 500	12,5
более 500	10,0

Для газовых и газоконденсатных месторождений допустимая величина бездействующего фонда скважин в период сокращения добычи газа, связанный с ограничением поставок газа в единую газотранспортную систему,

устанавливается в соответствии с фактически достигнутой величиной при условии соблюдения допустимых технологических режимов их эксплуатации.

Для месторождений с сезонной эксплуатацией допустимые отклонения по бездействующему фонду скважин не устанавливаются.

Скважины, выбывшие из эксплуатационного фонда, могут переводиться в контрольный фонд для проведения исследовательских работ или в фонд консервации.

Скважины, выбывшие из эксплуатационного фонда и (или) выполнившие свое проектное назначение, на одном из ЭО разработки могут использоваться на другом ЭО (возвратный фонд).

Скважины, выполнившие свое проектное назначение и (или) дальнейшее использование которых нецелесообразно или невозможно, в том числе по техническим причинам, подлежат ликвидации.

Учет фонда скважин по назначению и состоянию ведется ежемесячно на основе документов первичного учета (в том числе: суточных рапортов о работе и простоев скважин, актов о принятии скважин на баланс юридического лица, осуществляющего добычу газа, и о вводе их в эксплуатацию, документов о консервации и ликвидации скважин). По окончании каждого месяца эти документы обобщаются, и фиксируется состояние всех скважин на конец месяца.

Скважины, в которых одновременно эксплуатируются два или более объектов, учитываются в соответствующем эксплуатационном фонде как одна скважина.

Ввод скважин в эксплуатацию. При вводе скважины в эксплуатацию и включении ее в состав основных производственных фондов недропользователь должен иметь следующие документы на бумажном и электронном носителях:

- а) рабочий проект на бурение скважины и геолого-технический наряд;
- б) акты о начале и окончании бурения скважины;
- в) акт об измерении альтитуды устья обсадной колонны и стола ротора;
- г) материалы всех ГИС и заключения по ним;
- д) замеры длин труб (мера труб), информацию о диаметре, толщине стенки и марке стали по интервалам, необходимые характеристики для неметаллических колонн;
- е) акты на цементирование обсадных колонн, лабораторные анализы качества цемента и результаты измерения плотности цементного раствора в процессе цементирования, данные о выходе цемента на устье или высоте подъема цемента (диаграмму цементомера), мера труб, компоновка колонн, данные об удельном весе бурового раствора в скважине перед цементированием;
- ж) акты испытания на герметичность всех обсадных колонн, а также устьевого и при необходимости внутрискважинного оборудования;
- з) планы работ по опробованию или освоению объекта;
- и) акты на перфорацию обсадной колонны, с указанием интервала перфорации, типа и способа перфорации, количества отверстий;

к) акты опробования или освоения каждого ЭО, с приложением данных исследования скважин (например, дебиты скважины с указанием объемов добычи флюидов и обводненности продукции, давлений пластового, забойного, устьевого, затрубного, межтрубного, анализы нефти, газа, конденсата и воды, данными ГДИ, промысловые ГИС);

л) заключения (акты) на испытания пластов в процессе бурения;

м) мера и тип насосно-компрессорных труб с указанием оборудования низа, глубины установки пусковых клапанов с приложением полной схемы внутрискважинного оборудования;

н) геологический журнал с описанием всего процесса бурения и освоения скважины;

о) документация о результатах геолого-технического контроля в процессе бурения;

п) паспорт скважины с данными о процессе бурения, нефтегазоводопроявлениях и поглощениях, о конструкции скважины;

р) акты о натяжении колонн (если натяжение предусмотрено проектом);

с) акты об оборудовании устья скважины;

т) акты о сдаче подрядчиком заказчику геологической и технической документации по скважине.

Требования к эксплуатации скважин. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется фонтанным и механизированным способом с подъемом пластовых флюидов по насосно-компрессорным трубам при соблюдении действующих норм и правил промышленной безопасности и безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, в нефтегазодобывающей отрасли.

Способы эксплуатации скважин обосновываются в техническом проекте разработки месторождения.

Глубину спуска и типоразмеры скважинного оборудования указывают в планах ввода скважин в эксплуатацию (освоения) или в планах проведения ремонтных работ, в соответствии с технологическими и техническими расчетами.

Для эксплуатации добывающей скважины устанавливается технологический режим, обеспечивающий плановые отборы нефти, газа, конденсата и жидкости, предусмотренные техническим проектом при соблюдении условий надежности и безопасности эксплуатации скважин.

Технологический режим работы добывающих скважин характеризуется следующими основными параметрами:

а) пластовым, забойным и устьевым давлениями, а для месторождений, содержащих свободный газ, также устьевой температурой;

б) дебитом жидкости (газа), обводненностью продукции, газовым фактором (выходом конденсата) и количеством механических примесей в продукции;

в) типоразмерами установленного внутрискважинного оборудования, режимами и временем его работы.

Для эксплуатации нагнетательной скважины устанавливается технологический режим, который обеспечивает закачку требуемых объемов рабочего агента в планируемом периоде, соблюдение условий надежности и

безопасности эксплуатации скважин, предусмотренных техническим проектом и нормами закачки.

Технологический режим работы нагнетательных скважин характеризуется следующими основными параметрами:

- а) пластовым, забойным и устьевым давлением;
- б) приемистостью скважины и количеством механических примесей и нефти в закачиваемом агенте;
- в) температурой закачиваемого агента (для паронагнетательных скважин);
- г) типоразмерами установленного внутрискважинного оборудования, режимами и временем его работы.

При одновременно-раздельной эксплуатации нескольких ЭО в скважине должен быть обеспечен раздельный учет добываемой продукции и проведение промысловых исследований.

При одновременно-раздельной закачке рабочего агента в несколько ЭО в скважине должен быть обеспечен раздельный учет и проведение исследований.

Технологические режимы эксплуатации скважин назначает и утверждает пользователь недр, исходя из обеспечения проектных показателей не реже, чем один раз в квартал. Технологические режимы составляются с учетом утвержденного плана проведения ГТМ.

В процессе эксплуатации скважин должен быть обеспечен регулярный контроль технического состояния эксплуатационной колонны, работы оборудования, получение исходных данных, необходимых для оптимизации технологического режима.

Все первичные материалы контроля за эксплуатацией скважины и скважинного оборудования (на бумажных, магнитных и электронных носителях) подлежат обязательному хранению в фондах недропользователя на протяжении всего периода разработки месторождения (исключая оперативные журналы ежесуточного учета нефти, суточные рапорта по эксплуатации скважин, эхограммы и динамограммы, срок хранения которых ограничивается тремя годами либо сроком, позволяющим обеспечить соблюдение норм законодательства Российской Федерации о налогах и сборах).

Ремонт скважин, наблюдение и регулирование процесса разработки месторождений (залежей)

При производстве капитального ремонта скважин (далее - КРС) или текущего ремонта скважин (далее - ТРС) не допускается применение технологических жидкостей, безвозвратно снижающих проницаемость призабойной зоны пласта (кроме изоляционных работ по отключению или водоограничению). В случае применения технологических жидкостей, снижающих проницаемость призабойной зоны пласта, в дальнейшем должны применяться мероприятия по ее восстановлению. Оборудование устья и ствола скважины, плотность технологических жидкостей должны исключать открытые нефте-, газо- и водопроявления.

КРС, ТРС производят в соответствии с действующими нормами и правилами промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли; требованиями охраны недр и окружающей среды, а также правилами и инструкциями по

эксплуатации применяемого оборудования и реализации технологических процессов.

Необходимость применения мероприятий по КРС, ТРС определяется текущим состоянием эксплуатации скважины, и осуществляется в соответствии со специальными планами, утвержденными недропользователем.

Работы по КРС, ТРС оформляют описанием ремонта (для КРС) и актом (для ТРС) по установленным формам и регистрируют в деле скважины.

Наблюдение и регулирование процесса разработки скважин:

Наблюдение за разработкой залежей УВС осуществляется в целях:

а) оценки эффективности принятой системы разработки ЭО в целом и отдельных технологических мероприятий по ее осуществлению;

б) получения информации, необходимой для регулирования процесса разработки и проектирования мероприятий по его совершенствованию.

Виды, объемы и периодичность исследований в процессе разработки месторождения определяются техническим проектом в соответствии с утвержденными методическими рекомендациями, в отдельных случаях, рабочими программами.

Для выполнения работ по наблюдению за процессом разработки и технологическими режимами эксплуатации скважины должны быть оборудованы специальными измерительными приборами в соответствии с техническим проектом.

Для контроля за параметрами эксплуатации скважины на устье устанавливают приборы (устройства) для измерения давления и устройства для отбора проб добываемой продукции. Обязанность скважин должна обеспечивать возможность индивидуального замера дебита жидкости и определение дебита газа, отбора проб добываемой продукции, замера устьевых давлений, эхометрирования, динамометрирования (для скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами), спуска глубинных приборов для скважин фонтанного фонда.

Для наблюдения за режимом эксплуатации нагнетательных скважин на устье устанавливают приборы (устройства) для измерения давлений. Обязанность скважин должна обеспечивать индивидуальный замер объемов закачки (приемистости) устьевых давлений, спуск глубинных приборов.

Эксплуатация скважин, не оборудованных для вышеуказанных замеров и исследований, не допускается.

К основным методам и мероприятиям по регулированию разработки относятся:

а) изменение режимов эксплуатации добывающих скважин (включая увеличение или ограничение отборов газа или жидкости, отключение высокообводненных скважин или скважин с аварийными прорывами свободного газа, форсированный отбор жидкости, периодическое изменение отборов);

б) изменение режимов эксплуатации нагнетательных скважин (включая увеличение или ограничение приемистости рабочего агента, перераспределение приемистости по скважинам, циклическая закачка);

в) увеличение гидродинамического совершенства скважин (например, дополнительная перфорация, различные методы воздействия на призабойную зону пласта, гидравлический разрыв пласта);

г) изоляция или ограничение различными технологиями непроизводительного водо(газо)притока в скважине (цементная заливка, создание внутри пласта искусственного непроницаемого экрана, применение химреагентов);

д) применение потокоотклоняющих технологий;

е) изменение интервалов перфорации в рамках ЭО;

ж) применение одновременно-раздельной эксплуатации скважин и одновременно-раздельной закачки воды на многопластовых месторождениях.

Совершенствование и развитие системы заводнения в соответствии со структурой текущих остаточных запасов (преобразование одной системы заводнения в другую, очаговое заводнение, перенос фронта нагнетания), предусмотренной в техническом проекте.

Для конкретных геолого-физических условий и для различных стадий разработки проектируется своя система контроля и регулирования разработки (учет добычи, закачки, их регулирование) в рамках рекомендуемого варианта разработки.

Учет добычи и отчетность при разработке месторождений.

Оперативный учет добытой нефти по скважинам осуществляют на основании данных замера дебита скважин по жидкости с помощью замерных устройств с учетом отработанного скважинами времени и процентного содержания попутно добываемой воды с применением сертифицированного оборудования.

Оперативный учет добычи УВС и содержания воды в продукции осуществляют на основании данных замера с помощью замерных устройств с применением сертифицированного оборудования.

Оперативный учет добычи газа и конденсата, добываемых попутно с нефтью, осуществляют на основании учета добычи нефти и суммы замеров газа и конденсата на газовых линиях всех ступеней сепарации с учетом объема газа, оставшегося в нефти после последней ступени сепарации.

Замеры газовых факторов и объемов сепарированного газа на всех ступенях сепарации, дебитов газа производят по графику, составленному в соответствии с комплексом промысловых гидродинамических исследований, предусмотренных в техническом проекте разработки месторождения.

График замеров утверждается пользователем недр.

При содержании в газе попутных компонентов, запасы которых учтены в ГБЗ, их добычу учитывают по компонентам.

Количество добытых за месяц по ЭО и месторождению нефти, конденсата, газа и воды определяют путем суммирования отчетных данных по скважинам.

Количество добытых из каждой скважины за месяц нефти, конденсата и газа по данным оперативного учета для целей отчетности нормируют по данным коммерческих и оперативных узлов учета, потерь и использования УВС на собственные нужды. Количество добытой из каждой скважины за месяц воды нормируют по данным оперативных узлов учета системы сбора и подготовки добываемой продукции.

Пользователь недр обеспечивает достоверность данных учета добычи УВС и воды, а также закачки рабочих агентов.

Документация по разработке месторождения и эксплуатации скважин.

Документация по разработке месторождения и эксплуатации скважин составляется недропользователем с целью систематизации и хранения информации, необходимой для:

а) перспективного и оперативного планирования технологических показателей разработки месторождения и составления отчетных документов по выполнению проектных решений;

б) проектирования разработки месторождения;

в) обоснования и планирования мероприятий, направленных на повышение эффективности систем разработки месторождения (ЭО), а также эксплуатации отдельных скважин, установок и оборудования, используемых в технологическом процессе добычи углеводородов;

г) контроля и мониторинга разработки месторождения (ЭО), оценки эффективности мероприятий по совершенствованию и регулированию процесса разработки;

д) учета и списания запасов нефти и свободного газа и попутных полезных компонентов;

е) планирования и контроля эффективности мероприятий по охране недр.

Документация, ведущаяся пользователем недр, должна соответствовать установленным единым формам и храниться на бумажных, магнитных, электронных или оптических носителях.

По видам документация подразделяется на первичную, сводную и обобщающую.

Первичная документация включает данные различных измерений и исследований, имеющих отношение к технологическим процессам добычи УВС и воды, закачки агентов вытеснения и ППД, акты о проведении различных видов работ в скважинах и на других нефте- и газопромысловых объектах. Первичная документация ведется недропользователем.

К основным первичным документам относятся:

а) акты опробования и испытания скважин;

б) описание керна материала;

в) отчеты по результатам лабораторного исследования керна (стандартные и специальные методы);

г) результаты ГИС (в том числе: определения коллекторских свойств и параметров пластов);

д) результаты лабораторных исследований нефти, конденсата, газа и воды;

е) данные литолого-фациальных исследований пластов;

ж) журнал замеров продукции скважин и закачки вытесняющих агентов;

з) суточные рапорты или отчеты по эксплуатации скважин, полученные по системе телемеханики;

и) результаты гидродинамических, газоконденсатных, геохимических и промыслово-геофизических и сейсмических исследований (включая пластовое и забойное давление, профили притока, поглощения, температуры);

к) акты о перфорации скважин;

л) акты о выполненных работах по ТРС и КРС, а также материалы по проведенным в стволе скважин воздействиям на призабойную зону пласта

(включая возврат, дострел, воздействие на призабойную зону пласта) без подъема (допуска) подземного оборудования, очистка обсадных и насосно-компрессорных труб.

Сводная документация систематизирует и объединяет информацию, содержащуюся в первичной документации, и заполняется в соответствующих структурных подразделениях недропользователя и подрядных организациях.

К основным сводным документам относят:

а) дело скважины (паспорт скважины, акты и отчеты обо всех мероприятиях, проводимых на скважине);

б) технологические режимы работы скважин;

в) сводные ведомости (ежемесячные отчеты), в том числе: по отбору нефти, газа, конденсата, воды, обводненности, учету времени работы скважины;

г) каталоги, таблицы, графики, диаграммы;

д) материалы, полученные от организаций, проводивших разведку, бурение скважин, подсчет запасов УВС, проектирование разработки и обустройства.

Обобщающая документация содержит обработанную информацию, содержащуюся в первичной и сводной документации по укрупненным объектам и показателям, и ведется пользователем недр.

К основным, обобщающим документам, относят:

а) форма статистической отчетности по движению запасов УВС;

б) геологические отчеты;

в) отчеты по состоянию и движению фонда скважин;

г) паспорт месторождения;

д) геологические профили и карты (в том числе, структурные, разработки, изобар, распределения запасов);

е) отчетные формы для федеральных органов исполнительной власти и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

При сдаче лицензии недропользователь представляет в органы, выдавшие лицензию документацию и отчетность в соответствии с требованиями, установленными в лицензии на право пользования недрами и действующим законодательством Российской Федерации.

Вопросы:

Какие скважины относятся к эксплуатационному фонду?

Какие скважины относятся к действующему фонду?

Какие скважины относятся к бездействующему фонду?

Чем определяется допустимая величина бездействующего фонда скважин?

Какие необходимые документы должен иметь недропользователь при вводе скважин в эксплуатацию?

Что такое технологический проект режим работы добывающих скважин и какие ключевые показатели входят в него?

Что такое технологический проект режим работы Нагнетательных скважин какие ключевые показатели входят в него?

Какие цели преследует наблюдение за разработкой залежей УВС?

Какие методы относятся к основным методам и мероприятиям по регулированию разработки?

Какие документы относятся к первичным, сводным и обобщающим для организаций пользователей недр?

7. ПОНЯТИЯ И ВИДЫ РЕСУРСОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Экономические ресурсы – это природные, трудовые и произведенные человеком, они используются для производства товаров и услуг; в связи с таким характером применения эти ресурсы называют еще факторами производства. Все экономические ресурсы подразделяются на материальные – земля и капитал, и трудовые – труд и предпринимательская способность как особый человеческий ресурс. Соответственно различаются рамки природных ресурсов (земли), капитала (физического капитала) и труда [13].

Экономическая модель функционирования предприятия представлена на рисунке 7.1.

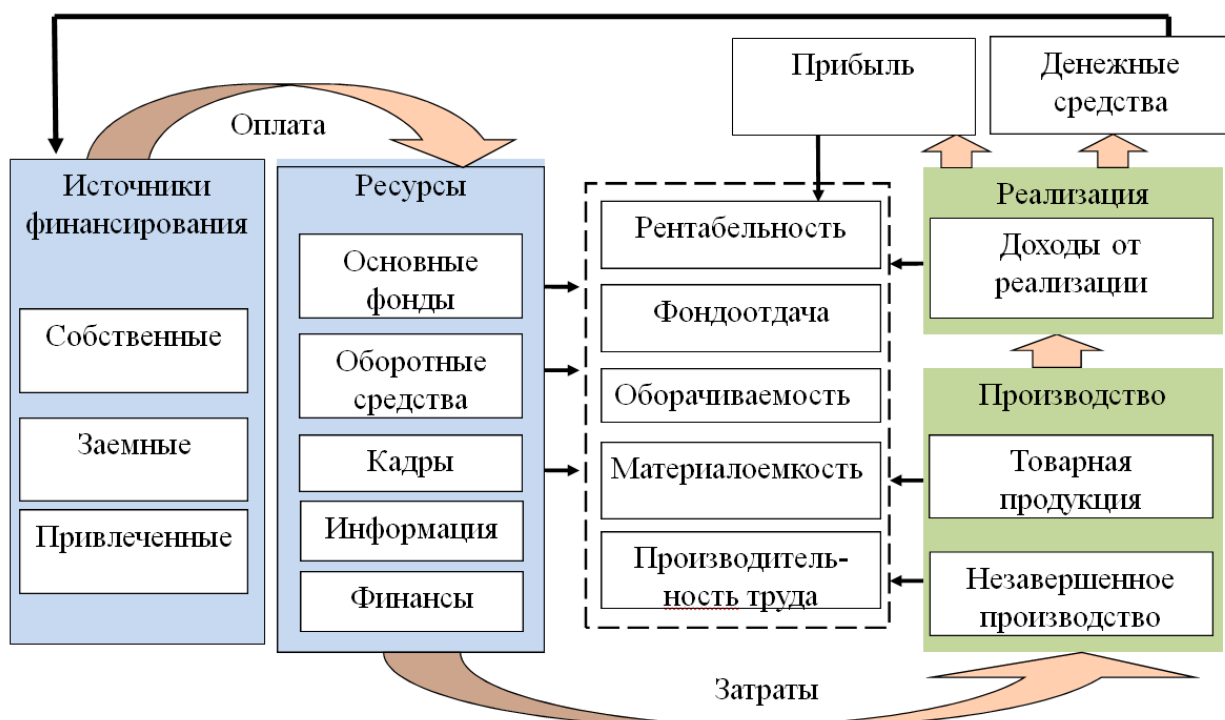


Рис. 7.1. Экономическая модель функционирования предприятия

Совокупность этих ресурсов выполняют в современной экономике важнейшие функции: во-первых, содействуют более эффективному производству товаров и услуг, во-вторых, помогают определить, для кого производятся товары и услуги.

Ресурсы нефтегазодобывающего предприятия – это совокупность материальных и финансовых средств, которые потенциально могут быть использованы в процессе добыче, транспортировке и переработке нефти и газа.

Ресурсы предприятия классифицируются на пять групп:

- 1) природные – потенциально пригодные для применения в производстве естественные силы и вещества, среди которых различают неисчерпаемые и исчерпаемые;
- 2) материальные – все созданные человеком средства производства, которые являются результатом производства;
- 3) трудовые – население в трудоспособном возрасте;

4) интеллектуально-информационные – интеллектуальный продукт и информация, созданные творческим трудом человека и используемые непосредственно в процессе производства и в процессе принятия управленческих решений;

5) финансовые – денежные средства, которые выделяются на организацию производства продукта и его реализацию. Финансовые ресурсы занимают особую роль. На практике различают долгосрочные финансовые ресурсы в виде основных фондов и краткосрочные финансовые средства.

Трудовые ресурсы – это часть населения трудоспособного возраста, обладающая необходимым физическим развитием, знаниями и практическим опытом для работы в народном хозяйстве. К трудовым ресурсам относят как занятых, так и потенциальных работников.

Персонал предприятия (кадры, трудовой коллектив) – это совокупность работников, входящих в его списочный состав.

Все работники предприятия делятся на две группы:

1) промышленно-производственный персонал, занятый производством и его обслуживанием;

2) непромышленный персонал, занятый в основном в социальной сфере деятельности предприятия.

По характеру выполняемых функций промышленно-производственный персонал подразделяется на четыре категории: рабочих, руководителей, специалистов и технических исполнителей (служащих).

В процессе управления финансовой системой предприятия решаются вопросы получения финансовых ресурсов, управление финансовыми ресурсами и их использование. Основой деятельности производственного предприятия является производство, и соответственно движение денежных средств обуславливается движением материальных ресурсов. Другими словами, отраслевые особенности предприятия, его размеры, продолжительность производственного цикла добычи и переработки продукции определяют структуру и способы финансирования конкретного вида предпринимательской деятельности.

Финансовые ресурсы предприятия – это денежные средства, формируемые при образовании предприятия и пополняемые в результате производственно-хозяйственной деятельности за счёт реализации продукции и услуг, выбывшего имущества предприятия, а также путём привлечения внешних источников финансирования.

Все источники средств предприятия условно можно разделить на большие группы: собственные, заёмные и привлеченные.

Собственные источники средств включают:

– уставный капитал;

– фонды, накопленные предприятием в процессе деятельности (резервный капитал, добавочный капитал, нераспределённая прибыль);

– прочие взносы юридических и физических лиц.

Собственный капитал начинает формироваться в момент создания предприятия, когда образуется его уставной капитал.

Способы формирования уставного капитала определяются организационно правовой формой предприятия: путём внесения вкладов учредителями либо путём проведения подписки на акции, если это акционерное общество.

Вкладом в уставной капитал могут быть деньги, ценные бумаги, другие вещи или имущественные права, имеющие денежную оценку.

В процессе деятельности нефтегазодобывающее предприятие вкладывает деньги в основные средства, закупает материалы, топливо, оплачивает труд работников, в результате чего осуществляется добыча нефти и газа, хранение и транспортировка, а затем дальнейшая переработка, оказываются услуги, которые в свою очередь, оплачиваются покупателями. После этого затраченные деньги в составе выручки от реализации возвращаются на предприятие. После возмещения затрат предприятие получает прибыль. Прибыль идёт на формирование различных фондов предприятия (резервного фонда, фондов накопления, фондов потребления) либо образуют единый фонд предприятия – нераспределённую прибыль.

Прибыль является основным источником развития нефтегазодобывающего предприятия и формирование резервного капитала.

Помимо фондов, сформированных за счёт прибыли, составной частью собственного капитала предприятия является добавочный капитал, который по своему финансовому происхождению имеет разные источники формирования:

- эмиссионный доход, т. е. средства, полученные акционерным обществом – эмитентом при продаже акций сверх их номинальной стоимости;
- суммы дооценки внеоборотных активов, возникающие в результате прироста стоимости имущества при проведении его пере оценки по рыночной стоимости;
- курсовая разница, связанная с формированием уставного капитала, т. е. разность между рублевой оценкой задолженности учредителя по вкладу в уставный капитал, оценённому в учредительных документах в иностранной валюте, исчисленной по курсу Центрального банка РФ на дату поступления суммы вкладов, и рублевой оценкой этого вклада в учредительных документах.

Кроме этого, нефтегазодобывающее предприятие может получать средства для осуществления мероприятий целевого назначения от вышестоящих организаций и лиц, а также из бюджета. Бюджетная помощь может выделяться в форме субвенций и субсидий.

Субвенция – бюджетные средства, предоставляемые бюджету другого уровня или предприятию на безвозмездной и безвозвратной основе на осуществление определённых целевых расходов.

Субсидия – бюджетные средства, предоставляемые другому бюджету или предприятию на условиях долевого финансирования целевых расходов. Данные средства являются частью собственного капитала организации.

Предприятия могут получать ресурсы путём выпуска облигаций и акций.

Облигации – это разновидность ценных бумаг, выпускаемых в качестве долговых обязательств. В конце срока обращения они погашаются, т.е. владельцам выплачивается их номинальная стоимость. Недостатком данного способа финансирования является наличие затрат на эмиссию ценных бумаг, необходимость выплаты процентов по ним, ухудшение ликвидности баланса.

Акции – ценные бумаги, закрепляющие права ее владельца (акционера) на получение части прибыли акционерного общества в виде дивидендов, на участие в управлении акционерным обществом и на часть имущества, остающегося после его ликвидации. Различают обыкновенные (дивиденды (проценты) по которым зависят от прибыли акционерного общества) и привилегированные когда выплачивается твердый фиксированный доход) акции.

Основные фонды по признаку участия их в производственном процессе делятся на основные производственные и непроизводственные фонды.

Непроизводственные основные фонды – это та часть основных фондов, которая не участвует в производственном процессе и не переносят своей стоимости на готовую продукцию предприятия. К ним относятся, находящийся на балансе предприятия жилой фонд, клубы, столовые, детские ясли, сады, поликлиники, стадионы и другие объекты культурно-бытового назначения. Эта часть основных фондов оказывает влияние на ход производственного процесса только косвенно.

Основные производственные фонды непосредственно участвуют в производственном процессе или обслуживают его и составляют материально-техническую базу предприятия. В дальнейшем мы будем рассматривать только производственные основные фонды, и под понятием основные фонды будет подразумеваться только эта часть производственных фондов.

Основные производственные фонды, находящиеся на балансе предприятия любой формы собственности, учитываются в его активе по статье «Основные средства и прочие внеоборотные активы». Основные производственные фонды – здания, сооружения, переда точные устройства, силовые и рабочие машины, измерительные и регулирующие приборы и другие средства труда относятся к материальным фондам предприятия. Наличие их на балансе предприятий разных национальных учетных систем не вызывает сомнений. Другое дело – нематериальные (фонды) активы. Для отечественного учета нематериальные активы представляют собой принципиально новый объект учета.

Нематериальные активы – обобщающее понятие, применяемое для обозначения группы активов предприятия (хозяйственных средств), но не имеющих физического содержания и обладающих следующими свойствами: долговременным (свыше года) использованием в хозяйственном обороте предприятия, способностью приносить предприятию доход. В зависимости от своего назначения и функций, выполняемых в хозяйственной деятельности, нематериальные активы подразделяются на три основные группы: интеллектуальная собственность, имущественные права, отложенные затраты.

К интеллектуальной собственности согласно действующему законодательству относятся: изобретения, полезные модели, промышленные образцы, товарные знаки, наименование мест происхождения товара, «ноу-хау», программы электронно-вычислительных машин и базы данных, топологии интегральных микросхем, авторские и смежные права.

К имущественным правам относятся права пользования: землей, водными ресурсами, недрами, имуществом и т. п.

К отложенным затратам относятся: организационные расходы, научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки.

Организационные расходы затраты, объективно возникающие при образовании предприятия, как правило, признанные одним из видов вкладов в уставный капитал предприятия.

Научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки – затраты (НИОКР), связанные с исследованием и получением новых сведений об изучаемых объектах, проводимых для внедрения новых изделий или процессов для улучшения их качественных характеристик. Критерием отнесения НИОКР к нематериальным активам является их полезность и возможность использования в производстве длительный период времени.

Предприятия, занятые нефтедобычей, в отличие от других предприятий в активную часть основных фондов включают «сооружения» – это нефтяные и газоконденсатные скважины, которые непосредственно дают целевую продукцию, транспортируя нефть и газоконденсат из пласта на поверхность.

При анализе обеспеченности основными фондами активную часть выделяют особо, так как от ее величины и удельного веса в общем объеме основных фондов зависит производственная мощность предприятия.

По сравнению с другими отраслями эффективность вложенных средств в нефтедобыче выше, так как большая их часть направляется в активную часть основных фондов, и только небольшая доля вложений идет на приобретение других видов основных фондов. Так удельный вес активной части основных фондов в нефтегазодобывающих предприятиях достигает 90 %, в бурении – 70 %, в трубопроводном транспорте – 94 %.

В структуре основных фондов предприятий нефтегазового комплекса, особенно в нефте- и газодобыче и трубопроводном транспорте производственные здания имеют небольшой удельный вес, в то время, как скважины составляют около 90 % стоимости сооружений в нефтегазодобыче.

Специфика бурового предприятия и предприятий нефтепереработки отражается в большом удельном весе рабочих машин и оборудования. Доля их в бурении достигает 70 %. Связано это с тем, что в бурении наиболее активной и дорогостоящей частью средств труда является буровое оборудование, составляющее подавляющую часть рабочих машин, а в нефтепереработке к этой группе основных фондов относятся все технологические установки.

Следует отметить повышенный удельный вес измерительных и регулирующих устройств в нефтепереработке, который свидетельствует об

относительно высоком, по сравнению с другими предприятиями нефтегазового комплекса, уровне автоматизации производства в нефтепереработке.

Особенностью предприятий газопроводного транспорта является высокий удельный вес транспортных средств (более 80 %), являющиеся активной частью основных фондов этих предприятий.

Размер и стоимость основных фондов предприятий нефтегазового комплекса из года в год увеличивается и составляет огромную сумму.

Основные фонды по признаку участия их в производственном процессе делятся на основные производственные и непроизводственные фонды.

Непроизводственные основные фонды – это та часть основных фондов, которая не участвует в производственном процессе и не переносят своей стоимости на готовую продукцию предприятия. Эта часть основных фондов оказывает влияние на ход производственного процесса только косвенно.

Ресурсное обеспечение деятельности нефтегазодобывающего предприятия представляет собой одну из важнейших функций, реализация которых определяет уровень развития любого хозяйствующего субъекта и эффективность его функционирования.

Несмотря на свое первостепенное значение ресурсное обеспечение как «вещь в себе» не является целью деятельности предприятия. Задача деятельности состоит в достижении наиболее значимых общественных или локальных результатов при наименьших затратах, тем самым, включая две подзадачи.

Первая состоит в формировании стратегических целей и направлений социально-экономической деятельности, максимизации ее результативности.

Вторая – ресурсное обеспечение – относится к производству и воспроизводству, распределению необходимых ресурсов, минимизации и рационализации затрат.

Исследование механизмов ресурсного обеспечения деятельности предприятия создает необходимую основу для выработки концепции управления ресурсами. Механизм ресурсного обеспечения – это система институциональных элементов, необходимая для распределения и перераспределения ресурсов хозяйствующими субъектами и их структурными подразделениями, а также трансформации ресурсов из одной формы в другую.

Направления ресурсного обеспечения деятельности нефтегазодобывающего предприятия, с одной стороны, определяются теми финансовыми, кадровыми, материальными и другими ресурсами, которыми она располагает сегодня, а с другой – интеллектуальными ресурсами и инновациями, которые она предполагает внедрить в будущем, а также возможностями по привлечению источников инвестирования.

Ресурсное обеспечение деятельности нефтегазодобывающего предприятия – это комплексный процесс мобилизации, накопления, распределения ресурсов, а также осуществления планирования, контроля, мониторинга и других процедур, направленных на эффективное и

рациональное использование ресурсов и снижение риска в деятельности организации.

Развитие темы ресурсного потенциала складывается в рамках сложившихся направлений стратегического планирования и управления, таких как финансовый менеджмент, управление персоналом, логистика, бизнес-планирование и т. д.

В результате накоплен богатый инструментарий оценки возможностей организации в различных сферах ее деятельности, но вместе с тем, ощущается недостаток полноты охвата и систематизированного подхода в представлении структуры ресурсного потенциала.

Структура, в которой сегодня представлены знания, нацеленные на оценку ресурсного потенциала организации, не позволяет руководителю оперативно оценить возможности своей организации, выявить слабые стороны или, наоборот, обнаружить и оценить внутренние резервы для осуществления новых шагов в рыночной деятельности. Основной причиной сложившейся ситуации является отсутствие четкой структуры, которая имела бы взаимосвязь не только с процессом стратегического менеджмента, но и с организационной структурой организации.

Таким образом, представляется необходимым на основе накопленного рыночного инструментария представить модель, наиболее полно и наглядно отражающую всю суть ресурсного потенциала организации, а также позволяющую четко представлять его поэлементную структуру.

Одинаковые по количеству и качеству ресурсы могут обладать различным потенциалом в зависимости от степени их использования. Таким образом, ресурсный потенциал характеризует не только различные виды ресурсов, но и степень их использования, их способность создавать полезный эффект.

В результате взаимодействия блоков системы управления, ресурсов и блока деятельности образуются функциональные области, позволяющие провести аналогию с организационной структурой и линией взаимосвязи с функциями различных организационных подразделений. Таким образом, данная структура позволяет определить полный набор функций того или иного структурного подразделения организации. При этом целиком охватываются все области деятельности, начиная от исследований и заканчивая применением маркетинговых инструментов взаимодействия с рынком и социальной деятельностью, являющейся, в частности для организаций, основополагающей.

В процессе осуществления предприятием хозяйственно финансовой деятельности ее ресурсы взаимодействуют, принося при этом определенные результаты в виде произведенной продукции, предоставленных услуг, выполненных работ и выручки от их реализации; доходов, прибыли и т. д.

Полученные результаты являются реальной основой для развития процесса формирования ресурсов на новом качественном уровне и для экономического роста организации.

На первом этапе предприятие образует совокупные затраты, связанные с формированием источников образования ресурсов. Сюда могут входить расходы, связанные с обслуживанием различного рода задолженности, открытием организации, осуществлением переговоров по формированию источников ресурсов, единовременные затраты в виде капиталовложений, затраты на приобретение сырья, материалов и т. д.

На втором этапе происходит трансформация ресурсов в готовую продукцию и услуги.

На третьем этапе образуются совокупные затраты, связанные с возобновлением ресурсов на расширенной основе (т. е. с получением прибыли). Это связано с реализацией продукции потребителям.

Управление ресурсами является необходимым условием повышения качества управления финансовыми потоками предприятия, т.к. любой элемент ресурсной базы, так или иначе, оказывает влияние на формирование, скорость и согласованность этих потоков. С этих позиций, ресурсное управление – деятельность, осуществляемая организацией с целью оптимального использования имеющихся ресурсов.

Современные технологии управления ресурсами используют систему бюджетов (бюджет движения денежных средств, бюджет доходов и затрат, прогнозный балансовый отчет и т. д.), а также систему финансовой отчетности как инструмент контроля основных результатов деятельности предприятия, а также отклонения их от запланированных.

Исходя из этого, считаем, что внедрение новых технологий управления ресурсами предприятия необходимо сочетать с использованием уже существующих, скорректированных с учетом новых форм взаимоотношений между хозяйствующими субъектами.

Организационно-экономический механизм управления ресурсами предприятия должен включать в себя следующие элементы:

а) управленческая структура, соответствующая принятому механизму и позволяющая оперативно осуществлять планирование, контроль и корректирующие воздействия на основании имеющихся данных и имеющая четкую систему распределения полномочий по вертикали;

б) управленческий инструментарий – многоуровневая система бюджетирования и система составления консолидированной отчетности предприятия;

в) подготовленный для работы с новой технологией управленческий персонал;

г) техническое обеспечение системы управления ресурсами.

Для построения новой структуры управления ресурсами необходимо основываться не только на организационной структуре группы, но и произвести функциональное разделение элементов управляемого предприятия на основании критериев, задач ресурсного управления – по центрам финансового учета. Это разбиение предприятия производится по звеньям, с которыми связано ведение учета.

Разработка единого механизма ресурсного обеспечения деятельности предприятия необходима:

- 1) чтобы создать структуру управления совокупными ресурсами;
- 2) повысить точность при прогнозировании совокупных ресурсов;
- 3) создавать альтернативность использования ресурсов. В этом случае понятие ограниченности ресурсов трансформируется в понятие относительности ресурсов, т. е. представление ресурсов как совокупных позволяет разрабатывать альтернативные программы их использования (охватывающие все аспекты хозяйственной деятельности предприятия), из которых выбирается наиболее эффективный вариант развития хозяйствующего субъекта;
- 4) более точно выявлять недостатки в хозяйственной деятельности предприятия, влияющие на рост совокупных затрат и снижение эффективности использования ресурсов;
- 5) эффективно использовать механизм налогового планирования предприятия;
- 6) на более новой, качественной основе использовать методы риск-менеджмента для снижения финансово-экономических рисков хозяйствующего субъекта;
- 7) повысить точность определения целей при разработке различного рода стратегий развития предприятия, критического объёма реализации, минимально необходимого ресурсного обеспечения и максимально допустимых совокупных затрат

Вопросы:

Как классифицируются ресурсы предприятия?

Понятия и виды ресурсов нефтегазодобывающего предприятия?

Трудовые ресурсы нефтегазодобывающего предприятия?

Финансовые ресурсы нефтегазодобывающего предприятия?

Материальные ресурсы нефтегазодобывающего предприятия

Пути повышения эффективности использования ресурсов на предприятии.

Сущность ресурсного обеспечения деятельности нефтегазодобывающего предприятия.

Элементы организационно-экономического механизма управления ресурсами предприятия.

Сущность разработки единого механизма ресурсного обеспечения деятельности предприятия.

8.ИННОВАЦИОННАЯ И ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПРЕДПРИЯТИЯ

Обеспечение устойчивого развития предприятия требует непрерывного совершенствования всех сфер его деятельности на основе инноваций. В условиях открытой экономики под влиянием глобализационных тенденций предприятиям необходимо осуществлять систематическую модернизацию производственных процессов, приводить в соответствие с меняющимися условиями внутренней и внешней среды организационную структуру управления и т.д. Иными словами, инновации должны быть направлены не только на технико-технологическое обеспечение производства, но и затрагивать организационно-управленческие аспекты деятельности предприятия. В этом случае они направлены на улучшение бизнес- процессов и внедрение новых методов управления [13].

Инновация (нововведение) – конечный результат инновационной деятельности, связанный с созданием новых и усовершенствованных продуктов и технологий. Обязательными свойствами инновации являются научно-техническая новизна и практическая применимость.

С учетом новизны под инновациями следует понимать все изменения процессов, которые происходят на предприятии впервые. Исходя из этого, к числу инноваций относят также многие организационно-технические, управленческие и экономические решения производственного, финансового, коммерческого и административного характера.

Инновационная деятельность предприятия. Обеспечение устойчивого развития предприятия требует непрерывного совершенствования всех сфер его деятельности на основе инноваций. В условиях открытой экономики под влиянием глобализационных тенденций предприятиям необходимо осуществлять систематическую модернизацию производственных процессов, приводить в соответствие с меняющимися условиями внутренней и внешней среды организационную структуру управления и т.д. Иными словами, инновации должны быть направлены не только на технико-технологическое обеспечение производства, но и затрагивать организационно-управленческие аспекты деятельности предприятия. В этом случае они направлены на улучшение бизнес- процессов и внедрение новых методов управления.

Инновация (нововведение) – конечный результат инновационной деятельности, связанный с созданием новых и усовершенствованных продуктов и технологий. Обязательными свойствами инновации являются научно-техническая новизна и практическая применимость.

С учетом новизны под инновациями следует понимать все изменения процессов, которые происходят на предприятии впервые. Исходя из этого, к числу инноваций относят также многие организационно-технические, управленческие и экономические решения производственного, финансового, коммерческого и административного характера.

Инновационная деятельность предприятия – это процесс, направленный на создание новых или совершенствование существующих видов продукции, технологий, методов организации производства и управления на основе внедрения результатов научно-технических достижений, исследований и разработок.

Инновационная способность предприятия формируется на базе двух ключевых факторов, к числу которых относят уровень инновационного потенциала и инновационной активности. Инновационная активность характеризует способность использования ресурсов и показывает степень интенсивности деятельности по разработке, внедрению и распространению инноваций. Она представляет собой комплексную оценку инновационной деятельности предприятия, заключающуюся в способности к мобилизации его потенциала: инновационного, интеллектуального, ресурсного и др.

Инновационный потенциал отражает наличие достаточного количества необходимых ресурсов и возможность обеспечения благоприятных условий для внедрения инноваций, т.е. он может быть представлен совокупностью материальных, финансовых, интеллектуальных, научно-технических и других видов ресурсов, позволяющих обеспечить восприятие, реализацию и воспроизводство инноваций.

В настоящее время в общем числе отечественных предприятий удельный вес инновационно-активных составляет порядка 10%, а удельный вес затрат на технологические инновации в общем объеме затрат на производство товаров, работ, услуг составляет 2,9%. Примерно такое же значение доли затрат по другим видам инноваций:

- организационные инновации – 2,9%;
- маркетинговые инновации – 1,9%;
- экологические инновации – 1,5%.

Реализуемые на предприятии инновации можно классифицировать по степени новизны, по сложности, по причинам возникновения и по характеру направленности.

Табл. 8.1. Классификация инноваций

Классификационный признак	Виды инноваций
По степени новизны	Базисные, улучшающие, псевдоинновации
По степени сложности (по масштабу)	Простые, сложные
По причинам возникновения	Реактивные, стратегические
По характеру направленности	Продуктовые, рыночные, инновации-процессы, социальные
По функциональным областям деятельности	Инновации в производство, в закупки, сбыт, персонал и т.д.

Базисные инновации реализуют крупные изобретения и являются основой для формирования новых поколений и направлений развития техники и технологии.

Улучшающие инновации связаны с внедрением мелких и средних изобретений и преобладают на стадиях стабильного научно-технического цикла.

Псевдоинновации направлены на частичное улучшение устаревших видов техники и технологии.

Реактивные инновации направлены на выживание предприятия и проявляются как реакция на радикальные инновационные преобразования, осуществляемые конкурентами.

Стратегические инновации носят упреждающий характер и направлены на получение значительных конкурентных преимуществ.

По характеру направленности инновационная деятельность предприятия может быть связана с реализацией продуктовых, рыночных инноваций, инноваций-процессов и социальных инноваций, при этом должны обязательно учитываться потребности рынка.

Продуктовые инновации направлены на применение новых видов материалов, полуфабрикатов и комплектующих, создание новых видов продукции.

Рыночные инновации связаны с выходом на новые товарные рынки.

Инновации-процессы подразделяются на технологические и управленческие инновации. *Технологические инновации* означают изменения в технологии производства. *Управленческие инновации* могут быть связаны с созданием новых организационных структур управления, с изменениями в распределении задач между исполнителями, в системе оплаты и стимулирования труда и т.п.

Социальные инновации предполагают изменения в социальном и жилищно-бытовом обслуживании работников, в предоставлении им гарантий, льгот и компенсаций и др.

Инновационный процесс – это совокупность этапов и действий по достижению цели и результатов инновации.

В общем виде инновационный процесс можно представить следующим образом:

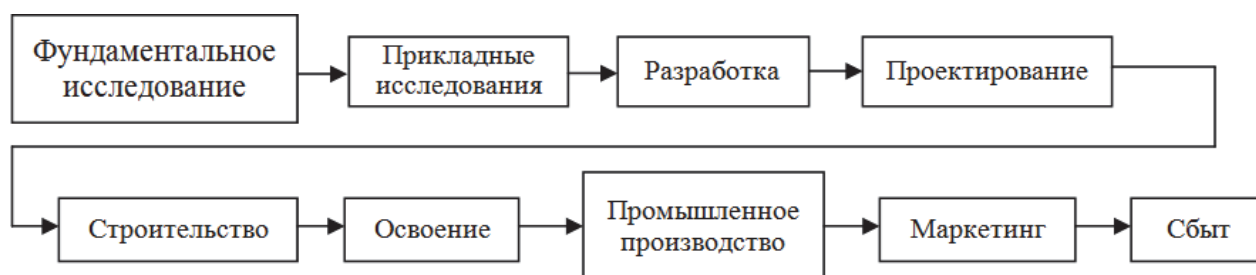


Рис. 8.1. Этапы инновационного процесса

Проектирование инновационной системы на предприятии затрагивает практически все его подсистемы и сферы деятельности.

Разработка и внедрение инновационных технологий – трудоемкий и дорогостоящий процесс, требующий участия государства и частных компаний. В этой связи особая роль в реализации инновационных проектов принадлежит *государственно-частному партнерству* (ГЧП) как механизму реализации

хозяйственных взаимоотношений между органами государственной власти и частным сектором в целях разработки, финансирования, строительства и эксплуатации объектов инфраструктуры. Механизм ГЧП предполагает, что государство присутствует как собственник, но при этом отказывается от выполнения хозяйственных функций, передавая их частному бизнесу.

ГЧП реализуется в различных формах, самой перспективной из которых является концессия. **Концессия** – это форма партнерства, направленная на развитие инфраструктуры или осуществление видов деятельности (объект концессии) для защиты общественных интересов, при которой частный сектор (концессионер) развивает объект концессии и получает доходы от его эксплуатации, а государственный сектор (концедент) сохраняет свои права собственности и контроля над объектом концессии.

Наиболее высокая доля проектов ГЧП реализуется в сфере ЖКХ и транспорта, тогда как социально-ориентированные виды деятельности остаются непривлекательными для частных инвесторов из-за их невысокой рентабельности и длительного срока окупаемости.

Важнейшим элементом национальной инновационной системы является **инновационная инфраструктура**, обеспечивающая поддержку при реализации инновационных проектов. Инфраструктура (от лат. *infra* – ниже и *structure* – строение) рассматривается как совокупность инженерно-технических сооружений или материально-вещественных элементов, обуславливающих реализацию производственного процесса. Она представлена инновационно-технологическими центрами; центрами трансфера технологий; технопарками; фондами, специализирующимися на поддержке инновационного предпринимательства, включая государственные и частные венчурные фонды.

К числу технопарковых структур относятся научные, технологические и исследовательские парки; инновационные, инновационно-технологические и бизнес-инновационные центры; бизнес-инкубаторы, технополисы.

Технопарки – это научно-производственные территориальные комплексы, главная задача которых состоит в формировании максимально благо-приятной среды для развития малых и средних наукоемких инновационных фирм-клиентов. В структуре технопарка могут находиться информационный, технологический, учебный, консультационный и маркетинговый центры, а также промышленная зона. Каждый из этих центров предоставляет специализированный набор услуг, включающий, например, услуги по поиску и передаче информации по определенной технологии, по переподготовке специалистов и т.п.

Бизнес-инкубатор – организация, где начинающие предприниматели получают навыки ведения собственного дела, где им оказывается правовая, экономическая и консультативная помощь. Большая часть предоставляемых ими услуг связана с поддержкой начинающих предпринимателей. Она направлена на информационно-консалтинговое сопровождение, предоставление на льготных условиях помещений, оборудования.

Технополисы представляют собой крупные современные научно-промышленные комплексы, создающие благоприятные условия для развития новых научных направлений и наукоемких производств. В их состав входят высшие учебные заведения, научно-исследовательские институты, а также жилые районы. В качестве примера можно привести технополисы в Дубне, Обнинске, Пушкине, специализирующиеся на освоении изобретений, ноу-хау, освоении и производстве принципиально новых видов продукции и услуг малыми сериями. Некоторые, входящие в их состав структуры, действуют как венчурные фирмы. Венчурное финансирование представлено капиталовложениями в высокорисковые активы инновационных компаний, находящихся на ранних стадиях реализации проектов, обладающих высоким потенциалом роста, с целью получения дохода от переоценки капиталовложений в результате изменения капитализации профинансированного объекта. Неотъемлемой характеристикой венчурного инвестора является его непосредственное участие в деятельности органов управления предприятием.

Крупные корпорации, как правило, имеют в своем составе научные центры и лаборатории, призванные осуществлять научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР), организовывать производство и освоение новых видов продукции и услуг.

Инновационная деятельность является важнейшим фактором развития отечественного нефтегазового комплекса. Ее роль особенно значима с учетом того, что отечественным нефтегазовым компаниям характерно следующее:

- недостаточно высокий объем финансирования научно-исследовательских разработок и инвестирование в инновационные проекты по остаточному принципу;
- отставание в уровне развития инфраструктуры нефтепереработки;
- низкая производственная эффективность оборудования в силу износа основных фондов.

Используемые в настоящее время технологии обуславливают рост трудоемкости добычи тонны нефти:

- при освоении низкопроницаемых коллекторов в среднем в 3,8 раза;
- подгазовых залежей – в 5,5 раза;
- высоковязкой нефти – в 6,8 раза.

Современная ситуация на мировом нефтегазовом рынке, характеризующаяся волатильностью цен на нефть, повышением рисков нефтегазового производства, растущей удаленностью рынков сбыта от районов добычи, требует от нефтегазовых компаний развития инновационной деятельности для сохранения своих конкурентных позиций. Известно, что в 1985 г. при уровне цены на нефть в 30 долл. за баррель освоение сверхтяжелой нефти бассейна реки Ориноко являлось экономически нецелесообразным, а за счет внедрения через 10 лет новых технологий добыча стала рентабельной даже при цене 15 долл. за баррель.

Компании осуществляют инновации в следующих целях:

- снижение риска и издержек поисково-разведочных работ;
- оптимизация разведки месторождений и повышение коэффициента нефтеотдачи;
- снижение себестоимости бурения;
- минимизация капитальных затрат на месторождениях с ограниченными запасами;
- снижение затрат на производство продукции и улучшение экономических показателей деятельности;
- обеспечение добычи попутного газа как перспективного направления бизнеса;
- снижение вредного влияния производства на окружающую природную среду.

Инвестиции – совокупность долговременных затрат финансовых, трудовых, материальных ресурсов с целью увеличения накоплений и получения прибыли. Инвестиции, обеспечивая динамичное развитие предприятий, позволяют решать следующие задачи:

- расширение собственной предпринимательской деятельности за счет накопления финансовых и материальных ресурсов;
- приобретение новых предприятий;
- диверсификация за счет освоения новых областей бизнеса.

Все инвестиции можно разделить на две основные группы:

- 1) портфельные инвестиции – вложения капитала в группу проектов, например, приобретение ценных бумаг различных предприятий;
- 2) реальные инвестиции – финансовые вложения в конкретный, как правило, долгосрочный проект, обычно связанный с приобретением реальных активов.

С точки зрения направленности действий, инвестиции подразделяются:

- на начальные инвестиции;
- инвестиции на расширение;
- реинвестиции – направление свободных средств предприятия на приобретение новых основных средств;
- инвестиции на замену основных фондов;
- инвестиции на диверсификацию.

При создании нового предприятия всегда возникает необходимость в инвестициях.

Действующая компания может инвестировать в новое оборудование для расширения производства, потому что дополнительная прибыль от дополнительных продаж делает такие инвестиции привлекательными.

Также можно инвестировать в обновление изношенного и устаревшего оборудования, чтобы улучшить эффективность по затратам. Здесь обоснованием инвестиций является уменьшение производственных расходов.

Инвестиции могут также затрагивать значительные расходы по продвижению продукции на рынок с целью увеличить количество продаж, и, таким образом, коммерческую прибыль от большего объема деятельности.

Инвестиционное планирование заключается в составлении прогнозов наиболее эффективного вложения финансовых ресурсов в земельные участки, производственное оборудование, здания, природные ресурсы, развитие продукта, ценные бумаги и другие активы.

Планирование инвестиций является стратегической и одной из наиболее сложных задач управления предприятием. При этом процессе важно учитывать все аспекты экономической деятельности компании, начиная от окружающей среды, показателей инфляции, налоговых условий, состояния и перспектив развития рынка, наличия производственных мощностей, материальных ресурсов и заканчивая стратегией финансирования проекта.

Основными задачами инвестиционного планирования являются:

- определение потребности в инвестиционных ресурсах;
- определение возможных источников финансирования и рассмотрение связанных с этим вопросов взаимодействия с инвесторами;
- оценка платы за этот источник;
- подготовка финансового расчета эффективности инвестиций с учетом возврата заемных средств;
- разработка подробного бизнес плана проекта для представления потенциальному инвестору.

Выполнение ряда основных правил позволяет планировать будущие капиталовложения наиболее эффективно.

Перед тем, как принять решение об инвестиции, очень важно определить проблему, которая будет решена в результате ее осуществления.

В большинстве случаев существуют несколько путей достижения цели инвестиций и очень важно определить оптимальный путь в самом начале планирования.

Большинство капиталовложений не зависят друг от друга. Это означает, что выбор одного капиталовложения не мешает выбрать и любое другое.

Тем не менее, есть обстоятельства, в которых инвестиционные проекты конкурируют между собой по своим целям, например, в том случае, когда рассматриваются два возможных пути решения одной и той же проблемы. Такие инвестиционные проекты называются взаимоисключающими.

Другой тип инвестиций касается последовательных затрат, совершаемых в дополнение к первоначальному вложению. Любые капиталовложения в здания и оборудование обычно содержат дополнительные будущие затраты на поддержание их в рабочем состоянии, усовершенствование и частичную замену в течение не скольких последующих лет. Такие будущие затраты следует рассматривать уже на первой стадии принятия решения.

Успех долгосрочных инвестиций полностью зависит от будущих событий и их неопределенности. Недостаточно предполагать, что прошлые условия и опыт останутся неизменными и будут применимы к новому проекту. Здесь может помочь тщательный анализ изменений отдельных переменных, таких как объем продаж, цены и стоимость сырья и т. д. Такой анализ помогает сузить диапазон будущих ошибок.

Инвестиционный процесс всегда связан с риском, и чем длительнее проект и сроки его окупаемости, тем он рискованнее. В связи с этим при принятии решения необходимо учитывать фактор времени. Не требует доказательств, что рубль, полученный сегодня, стоит дороже рубля, полученного год спустя. Для того, чтобы более корректно оценить будущие доходы от инвестиционной деятельности, требуется метод перевода относительных величин этих будущих потоков в величины на сегодняшний день. Для такого перевода в экономическом анализе существуют специальные математические методы, позволяющие определить будущие поступления с учетом фактора времени: метод наращивания и метод дисконтирования.

Инвестиционная деятельность является основой развития предприятия и подразумевает вложение инвестиций, и осуществление практических действий в целях получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта.

Термин «инвестиции» происходит от латинского «invest», что означает «вкладывать» и характеризует вложения любых средств (необязательно крупных и необязательно денежных) с целью последующего получения дохода. Федеральный закон № 39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» определяет инвестиции как денежные средства, ценные бумаги, иное имущество, в том числе имущественные права, иные права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в объекты предпринимательской и (или) иной деятельности в целях получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта.

В зависимости от объекта вложения инвестиции подразделяются на капиталобразующие (реальные) и портфельные.

Капиталобразующие инвестиции (капитальные вложения) – инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе затраты на новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно-изыскательские работы и др. Капиталобразующие инвестиции подразделяются на материальные и нематериальные. Материальные инвестиции обеспечивают воспроизводство основных средств предприятия и связанное с ним изменение оборотных средств. Они могут быть направлены на формирование движимого и недвижимого имущества предприятия (здания, сооружения, машины и оборудование, другие материальные ценности). Нематериальные инвестиции представляют вложения в активы предприятия, не имеющие материального содержания: технология производства («ноу-хау»), подготовка и повышение квалификации кадров, НИОКР, имущественные права, лицензии, патенты и т.д.

Портфельные инвестиции представляют собой вложения средств в акции, облигации, сберегательные и депозитные сертификаты, залоговые свидетельства, страховые полисы с целью достижения высокого текущего дохода и надежного размещения (защиты от обесценивания).

Субъектами инвестиционной деятельности могут быть: государство, граждане России и иностранные граждане, юридические лица и их объединения, иностранные государства (рисунок 8.2.).

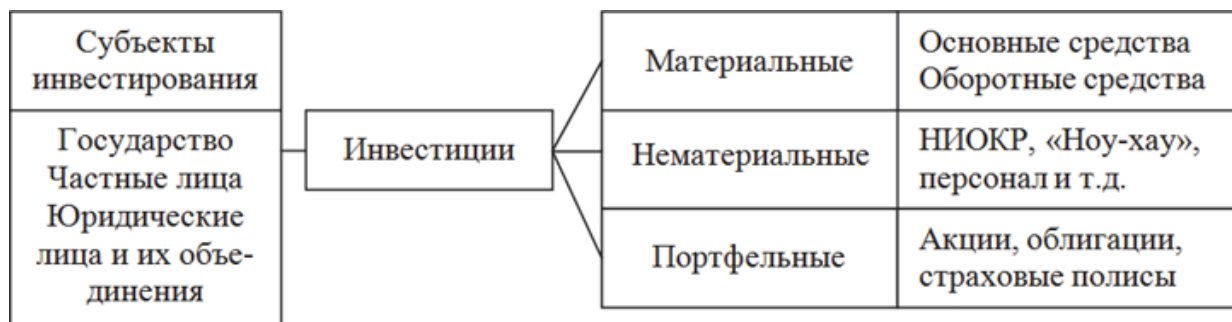


Рис. 8.2. Субъекты и объекты инвестирования

В структуре инвестиций производственного предприятия основную долю занимают капиталобразующие инвестиции или капитальные вложения, которые в зависимости от целей и задач инвестиционной деятельности классифицируются по ряду признаков.

1. По назначению:

а) производственные капитальные вложения (объектом инвестирования выступают основные производственные средства);

б) непроизводственные капитальные вложения (объектом инвестирования являются основные непроизводственные средства).

2. По направлению использования:

а) новое строительство;

б) реконструкция;

в) техническое перевооружение;

г) расширение действующих предприятий.

К новому строительству относится строительство предприятий, зданий, сооружений, осуществляемое на новых площадях и по специально разработанному проекту.

Реконструкция – это полное или частичное переоборудование или переустройство действующего предприятия с заменой морально устаревшего и физически изношенного оборудования.

Техническое перевооружение – комплекс мероприятий по повышению технико-экономического уровня отдельных производств, цехов и участков на основе внедрения передовой техники и технологии, механизации и автоматизации производственных процессов, замены устаревшего и изношенного оборудования более производительным.

Расширение действующего предприятия представляет собой строительство дополнительных производственных комплексов и производств по новым проектам, либо строительство и расширение существующих цехов и объектов основного и вспомогательного производства в целях создания дополнительных или новых производственных мощностей. Оно ведется, как

правило, на территории действующего предприятия или на примыкающих площадях.

3. По источникам финансирования:

а) централизованные; б) децентрализованные.

К централизованным капитальным вложениям относятся бюджетные средства государства и средства целевых фондов министерств и ведомств.

Децентрализованный источник финансирования капитальных вложений создается на уровне предприятий и включает собственные, привлеченные и заемные средства. К собственным относятся амортизация основных средств и нематериальных активов; чистая прибыль, направляемая на инвестирование; средства, выплачиваемые страховыми компаниями в возмещение ущерба. Привлеченные средства формируются за счет эмиссии и размещения акций, благотворительных и других аналогичных взносов. Заемные источники формируются за счет кредитов банков и институциональных инвесторов.

4. По структуре составляющих элементов (по видам работ):

а) строительно-монтажные работы;

б) приобретение оборудования, инструмента и инвентаря; в) прочие капитальные вложения;

г) бурение (для предприятий нефтяной и газовой промышленности);

д) научно-исследовательские, опытно-конструкторские и проектно-изыскательские работы.

В зависимости от признаков, положенных в основу классификации, и направлений использования различают:

- отраслевую;
- территориальную;
- технологическую;
- воспроизводственную структуру капитальных вложений.

Отраслевая структура характеризуется распределением централизованных и децентрализованных капитальных вложений по отраслям экономики. Прогрессивным направлением улучшения отраслевой структуры капитальных вложений является увеличение их абсолютных и относительных размеров в развитии прогрессивных и базовых отраслей промышленности и экономики в целом.

Территориальная структура капитальных вложений отражает их соотношение по экономическим районам страны. Государственная инвестиционная политика ориентирована на ускоренное развитие экономики и промышленности северных и восточных районов.

Технологическая структура капитальных вложений определяется соотношением в их составе затрат на строительно-монтажные работы, на приобретение оборудования, машин, приборов и инструментов и прочих затрат. Прогрессивность технологической структуры определяется долей в их составе затрат, направляемых на формирование активной части основных средств, т.е. на приобретение оборудования, машин и т.п.

Воспроизводственная структура капитальных вложений определяет их распределение по формам воспроизводства основных средств: на техническое перевооружение, реконструкцию, расширение действующих предприятий и производств, новое строительство.

Следует отметить, что финансовая нагрузка на инвестора по указанным направлениям инвестирования существенно различается – от самой высокой при новом строительстве до относительно небольшой при техническом перевооружении. Кроме того, в последнем случае достигаются наиболее короткие сроки окупаемости инвестиций. Данные обстоятельства обуславливают привлекательность технического перевооружения.

Эффективность инвестиционного проекта оценивается в течение всего расчетного периода (жизненного цикла), охватывающего интервал во времени от первоначального вложения средств до его прекращения, воплощающегося в прекращении получения полезного результата и демонтаже оборудования, расчетный период разбивается на шаги - отрезки времени, в пределах которых осуществляется промежуточный расчет результата реализации проекта.

Шагам расчета даются номера: $0, 1, 2, \dots, n$.

Время в расчетном периоде измеряется в годах, долях года и отсчитывается от фиксированного момента $t_0 = 0$, принимаемого за базовый. Обычно из соображений удобства работы в качестве базового года принимается момент начала или конец нулевого шага. При сравнении нескольких проектов базовый момент для них (нулевой шаг) рекомендуется выбирать один и тот же.

Реализация инвестиционного проекта порождает денежные потоки (потоки реальных денег). Денежный поток инвестиционного проекта - полученные или уплаченные денежные средства за определенный период (шаг) и за весь расчетный период. Значение денежного потока обозначается через $\varphi(t)$, если оно относится к моменту времени t , или через $\varphi(m)$, если оно относится к m -му шагу. Когда речь идет о нескольких денежных потоках, для них вводятся специальные обозначения.

Притоки - выручка от продажи активов в течение и по окончании инвестиционного проекта, поступления за счет уменьшения оборотного капитала.

К оттокам от операционной деятельности относятся издержки на производство продукции, выполнение работ, оказание услуг, операционные и внереализационные расходы, налоги, отчисления во внебюджетные фонды.

Сальдо денежного потока по отдельным видам деятельности рассчитывается путем алгебраического суммирования притоков денежных средств (со знаком «плюс») и оттоков (со знаком «минус») от конкретного вида деятельности на определенном шаге. Суммарное сальдо отражает суммарный итог (приток и отток) денежных средств по двум или трем видам деятельности, рассчитанный на каждом шаге расчета. Накопленное сальдо денежного потока может определяться как разница между накопленным притоком и накопленным оттоком денежных средств или как накопленное сальдо (накопленный эффект) денежного потока нарастающим итогом по шагам расчета.

Дисконтированием денежных потоков называется приведение их разновременных (относящихся к разным шагам расчета) значений к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения и обозначается через t_0 . Дисконтирование применяется к денежным потокам, выраженным в текущих или дефлированных ценах и в единой валюте. Для этой цели используется норма дисконта (E), выражаемая в долях единицы или в процентах в год.

Технологический эффект рассчитывается по формуле (ΔQ):

$$\Delta Q = q_{уд} \cdot n_{скв}, \quad (8.1)$$

где

$q_{уд}$ - дебит скважины до проведения мероприятия;

$n_{СКВ}$ - число скважин

Условно-переменные затраты ($P_{усл.пер.}$):

$$P'_{УСЛ.ПЕР} = C'_{Э/Э} + C'_{ИСК.ВОЗ} + C'_{ТРАНСП} + C'_{ТЕХН} + C'_{ПРОЧ}, \quad (8.2)$$

где

$C'_{Э/Э}$ - расходы на энергию по извлечению нефти;

$C'_{ИСК.ВОЗД}$ - расходы по искусственному воздействию на пласт;

$C'_{ТРАН}$ - расходы по сбору и транспортировке нефти;

$C'_{ТЕХН}$ - расходы по технологической подготовки нефти;

$C'_{ПРОЧ.}$ - прочие расходы (НДПИ)

Прирост условно переменных расходов на прирост добычи нефти ($\Delta C_{усл.пер.}$):

$$\Delta C_{УСЛ.ПЕР} = P'_{УСЛ.ПЕР} \cdot \Delta Q \quad (8.3)$$

Затраты на МУН ($C_{МУН}$):

$$C_{МУН} = \Delta C'_{МУН} \times n_{СКВ} \quad (8.4)$$

Итого текущих расходов на внедрение мероприятия ($\Delta C_{ТЕК.РАСХ.ВНЕДР.}$)

$$\Delta C_{ТЕК.РАСХ.ВНЕДР.} = C_{МУН} \quad (8.5)$$

Всего текущих расходов на внедрение мероприятия ($\Delta C_{ТЕК.РАСХ.}$)

$$\Delta C_{ТЕК.РАСХ.} = \Delta C_{УСЛ.ПЕР.} + \Delta C_{ТЕК.РАСХ.} \quad (8.6)$$

Объем добычи нефти после внедрения МУН (Q_2)

$$Q_2 = Q_1 + \Delta Q, \quad (8.7)$$

где

Q_1 - объем добычи нефти товарной нефти за год по НГДУ до внедрения мероприятия

Себестоимость добычи нефти после внедрения мероприятий (C_2)

$$C_2 = C_1 + \Delta C_{ТЕК.РАСХ.}, \quad (8.8)$$

где

C_1 - себестоимость добычи нефти до внедрения мероприятий

Себестоимость 1 тонны добычи нефти после внедрения предлагаемых мероприятий (C'_2)

$$C'_2 = \frac{C_2}{Q_2} \quad (8.9)$$

Экономический эффект от внедрения предлагаемого мероприятия (\mathcal{E}_t)

$$\mathcal{E}_t = P_t - Z_t \quad (8.10)$$

где

P_t - прирост реализации продукции:

$$P_t = Z_n \cdot \Delta Q \quad (8.11)$$

Z_t - дополнительные затраты на прирост добычи нефти

$$Z_t = C'_2 \cdot \Delta Q \quad (8.12)$$

Экономический эффект с учетом налогов на прибыль

$$\mathcal{E}_t = P_t - Z_t - N_{\text{ПРИБ}} \quad (8.13)$$

Экономия эксплуатационных затрат ($\Delta C_{\text{ЭКОН}}$)

$$\Delta C_{\text{ЭКОН}} = (C'_1 - C'_2) \cdot \Delta Q \quad (8.14)$$

Индекс доходности затрат (ИДЗ)

$$\text{ИДЗ} = P_t / Z_t \quad (8.15)$$

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется как сумма эффектов за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу (превышение интегральных результатов над интегральными затратами). Величина ЧДД для постоянной нормы дисконта вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{инт}} = \text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (8.16)$$

где

R_t – результаты, достигаемые на t -м шаге расчета;

Z_t – затраты, осуществляемые на t -м же шаге;

T – горизонт расчета, равный номеру шага расчета, на котором производится ликвидация объекта.

Если ЧДД инвестиционного проекта положителен, проект является эффективным (при данной норме дисконта) и может рассматриваться вопрос о его принятии. Чем больше ЧДД, тем эффективнее проект. Если инвестиционный проект будет осуществлен при отрицательном ЧДД, т.е. проект неэффективен.

На практике часто пользуются модифицированной формулой для определения ЧДД. Для этого из состава затрат исключают капитальные вложения.

$$K = \sum_{t=0}^T K_t \frac{1}{(1+E)^t} \quad (8.17)$$

Если обозначить затраты, не включающие капиталовложения Z_t^* , то

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t^*) \frac{1}{(1+E)^t} - K \quad (8.18)$$

Здесь чистый дисконтированный доход определяется как разность между суммой приведенных эффектов и приведенной к тому же моменту времени величиной капитальных вложений.

Индекс доходности (ИД) представляет собой отношение суммы приведенных к величине капиталовложений:

$$ИД = \frac{1}{K} \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t^*) \frac{1}{(1+E)^t} \quad (8.19)$$

Понятно, что если ЧДД > 0, то ИД > 1, и проект эффективен. Внутренняя норма доходности (ВНД) представляет ту норму дисконта ($E_{в.н.}$), при которой величина приведенных эффектов равна приведенным капиталовложениям. Если графически изобразить зависимость чистого дисконтированного дохода от нормы дисконта, то кривая ЧДД = f(E) пересекает ось абсцисс в некоторой точке α , соответствующей $E_{в.н.}$ при которой чистый дисконтированный доход превращается в ноль.

Иными словами, $E_{в.н.}$ является решением уравнения

$$\sum_{t=0}^T \frac{(R_t - Z_t^*)}{(1 + E_{в.н.})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{в.н.})^t} \quad (8.20)$$

Уравнение может иметь больше одного решения. В этом случае корректный расчет ВНД несколько затруднен. Кроме того, может иметь место ситуация, при которой $E_{в.н.}$ просто не существует. Если простой (недисконтированный) интегральный эффект положителен, ряд авторов предлагает принимать в качестве $E_{в.н.}$ значение наименьшего положительного корня уравнения 8.20.

Таким образом, расчет ЧДД инвестиционного проекта дает ответ на вопрос, является ли он эффективным при некоторой заданной форме дисконта (E), а внутренняя норма доходности определяется в процессе расчета и затем сравнивается с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. Если ВНД, равна или больше требуемой инвестором нормы дохода на капитал в данный проект оправданы.

Срок окупаемости капиталобразающих инвестиций определяется временным интервалом (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект становится положительным, т.е. это период (месяцы, годы), за который первоначальные капиталовложения по инвестиционному проекту покрываются суммарным эффектом от его осуществления.

Он рассчитывается по формуле

$$\sum_{t=0}^{t_{ок}} (R_t - Z_t) \cdot \frac{1}{(1+E)^t} = \sum_{t=0}^{t_{ок}} K_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (8.21)$$

где

$t_{ок}$ – срок окупаемости капитальных вложений, т.е. номер шага расчета (месяц, квартал, год), за пределами которого интегральный эффект становится положительным.

Оценка инвестиционных проектов позволяет определить их целесообразность не только с точки зрения предприятия и инвестора, но и государства. С этой целью рассчитывается бюджетная эффективность проекта.

Бюджетная эффективность представляет собой поступления в бюджеты разных уровней и внебюджетные фонды налогов и других платежей в результате реализации проекта за весь расчетный период. Оценка бюджетной эффективности производится в соответствии с налоговой системой, действующей на период составления проектной документации. Суммы на логов определяются для каждого года реализации проекта, дисконтируются и суммируются.

Для оценки эффективности разработки с учетом нестабильности внешней и внутренней среды проводится анализ чувствительности рекомендуемого варианта к основным факторам риска. Технически анализ чувствительности можно провести двумя способами:

1. Анализ чувствительности проекта по фактору.
2. Комплексный анализ чувствительности проекта.

Первый способ сводится к следующему: проверяется реализуемость и эффективность проекта в зависимости от изменения основных исходных параметров (величины инвестиций, текущих затрат, результатов инноваций и др.). Пределы возможных их изменений задаются, исходя из содержательных соображений. Обычно рассматриваются 5,10,15 и 20%-ные отклонения от проектной величины. Для каждого отклонения (при прочих равных параметрах) определяется значение ЧДД, и строится график его зависимости от данного параметра. На рисунке 8.3. приведен пример изменений ЧДД от ряда параметров, обозначенных пунктирными линиями. Если площадь диаграммы будет находиться в положительной области, можно считать, что по данным параметрам проект не имеет риска.

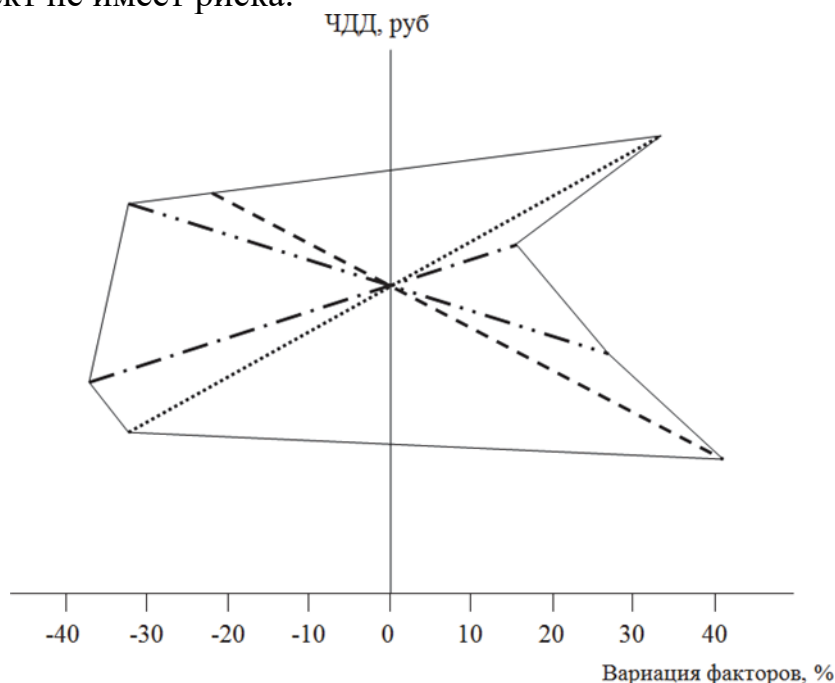


Рисунок 8.3. – Диаграмма чувствительности проекта к риску

Второй способ предполагает проведение комплексного анализа чувствительности проекта и предусматривает анализ нескольких вариантов развития событий. Обычно рассматривается три основных сценария:

- консервативный – наихудший из всех возможных вариантов;
- прогнозный – базовый случай, для которого проводились все первичные расчеты;

- оптимистичный – наилучший из всех возможных вариантов.

Составляются прогнозы (сценарии) всех показателей для вариантов 1 и 3 и рассчитываются основные характеристики. Рассматриваются как бы три разных проекта, причем для 2-го варианта все результирующие показатели уже известны. Проведение стандартных вычисления в условиях 1-го и 3-го сценария позволяет получить диапазон возможных значений НПДН, ЧДД, КОК, ИД и Ток.

Вопросы

Что понимается под инновацией?

По каким признакам классифицируются инновации?

Охарактеризуйте основные этапы инновационного процесса.

В чем заключается инновационная деятельность предприятий?

Назовите основные этапы инновационного процесса.

Какие организационные структуры занимаются разработкой новшеств?

Что понимается под инвестициями и каково их назначение?

Назовите субъекты и объекты инвестирования.

Назовите направления использования капиталобразующих инвестиций.

Какие факторы определяют структуру инвестиций?

Перечислите источники финансирования инвестиционной деятельности.

Дайте определение инвестиционного цикла и укажите его фазы.

С какой целью производится оценка экономической эффективности инвестиционных проектов?

Назовите показатели, характеризующие экономическую (коммерческую) эффективность инвестиций.

Почему необходимо учитывать фактор времени при определении эффективности инвестиций?

Что означает срок окупаемости инвестиций?

Для чего проводят анализ чувствительности проектов к риску?

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. <http://pravo.gov.ru/>
2. <https://minenergo.gov.ru/>
3. <https://rosnedra.gov.ru>
4. <https://www.gosnadzor.ru>
5. Закон Российской Федерации "О недрах"
http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/
6. РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.
<https://docs.cntd.ru/document/1200034203>
7. ПРИКАЗ от 14 июня 2016 года №356 Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья с изменениями на 7 августа 2020 года.
<https://docs.cntd.ru/document/420365257>
8. Краюшкина М. В. Экономика и управление нефтегазовым производством: учебное пособие. – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2014. – 156 с.
<https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-ekonomika-i-upravlenie-neftegazovym-proizvodstvom.pdf>
9. Первухин В.В. Институт энергетической стратегии. К истории создания вертикально интегрированных нефтяных компаний в России.
http://www.energystrategy.ru/ab_ins/source/Pervuhin_ИМЕМО_6.11.12.doc
10. Организация и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности: учеб. пособие: в 2 ч. / А. Ф. Андреев [и др.] ; под ред. Е. С. Сыромятникова. – М.: Нефть и газ, 1997. – Ч. 1. – 144 с.
<https://www.geokniga.org/books/23537>
11. Лебедько А. Г. Оценка ресурсной стратегии ВИНК на основе системы сбалансированных показателей и ключевых показателей эффективности нефтегазовых компаний.// Вестник ВГУ. Серия: Экономика и управление. 2017. № 1 <http://www.vestnik.vsu.ru/pdf/econ/2017/01/2017-01-02.pdf>
12. Audit-it.ru <https://www.audit-it.ru/finanaliz/terms/performance/>
13. Основы экономической деятельности предприятий нефтегазовой отрасли: учебник для вузов / Л. Н. Руднева, Т. Л. Краснова, В. В. Ёлгин, А. Г. Полякова. Изд. 2-е, перераб. и доп.– Тюмень: ТюмГНГУ, 2015.– 256 с.
http://elib.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2015/09/12_31.pdf