СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

Введение. 5

1. Выявление возможных условий реализации инвестиционного проекта. 7

1.1. Характеристика основных направлений реализации проекта. 7

1.2. Анализ условий реализации инвестиционного проекта. 20

2. Методическое обеспечение разработки и принятия управленческого решения по реализации проекта. 32

2.1. Информационно-методическая основа расчёта оценочных показателей. 32

2.2. Методика оценки рисков при принятии инвестиционных решений. 57

3. Обоснование управленческих решений при реализации проекта. 75

3.1. Расчёт основных критериев, необходимых для принятия решения об инвестировании. 75

3.2. Разработка модели управления проектными рисками. 90

3.3. Разработка управленческих решений по организации финансирования проекта. 99

Заключение. 109

Список литературы. 113

ВВЕДЕНИЕ

Одна из важнейших сторон производственно-хозяйственной деятельности предприятия – сохранение и развитие своего производственно-экономического потенциала. Инвестиционная деятельность предприятий направлена на сохранение и увеличение капитала.

Инвестиционная деятельность в России регулируется Законом РСФСР «Об инвестиционной деятельности в РСФСР» № 1488-1 от 26 июня 1991 г., постановлением Совета Министров – Правительства Российской Федерации «О Российской финансовой корпорации» № 366 от 17 апреля 1993, Законом РСФСР «Об иностранных инвестициях в РСФСР» № 1545-1 от 4 июля 1991 г., Указом Президента Российской Федерации «О частных инвестициях в Российской Федерации» № 1928 от 17 сентября 1994 г., Положением о финансово-промышленных группах и порядке их создания утверждённым Указом Президента Российской Федерации № 2096 от 5 декабря 1993 г.

Инвестиционный проект – обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений, в том числе необходимая проектно-сметная документация, разработанная в соответствии с законодательством Российской Федерации и утвержденными в установленном порядке стандартами (нормами и правилами), а также описание практических действий по осуществлению инвестиций (бизнес-план).

В российской экономике в последнее время сложился ряд благоприятных предпосылок для роста инвестиций: нормализуется валютный рынок, возрождается промышленное производство, улучшается финансовое положение предприятий. В сложившейся ситуации ключевое значение для нефтяных компаний приобретает грамотное управление сырьевыми ресурсами, основанное на перспективном видении их развития.

Реализация поставленных задач достигается с помощью крупных инвестиционных проектов разработки перспективных нефтегазовых месторождений. Выбор инвестиционных решений зависит от прибыли,

рентабельности и эффективности разработки каждого инвестиционного варианта. Поэтому прежде чем принять управленческое решение о приемлемости конкретного проекта необходимо его детальная экономическая, финансовая, маркетинговая оценка, учёт влияния всех факторов, имеющих отношение к проекту.

В данной дипломной работе объектом исследования является Представительство ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» - обособленное подразделение ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», функционирующее в рамках его организационной структуры. Представительство не является юридическим лицом и действует от имени ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и не имеет отдельного баланса.

Для эффективного развития ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», сохранения производственных мощностей и развития минерально-сырьевой базы планируется выход на новые территории деятельности. Наиболее эффективной территорией является Ямало-Ненецкий автономный округ, где сконцентрированы значительные запасы углеводородного сырья.

Уже почти тридцать лет Ямало-Ненецкий автономный округ является главным газодобывающим регионом России, обеспечивающим более 90% российской газодобычи. На территории округа, составляющей 0.5 % от территории суши Земли, сосредоточено более трети разведанных апасов природного газа, каждый четвертый кубометр газа добываемого в мире, - Ямальский. Перспектива дальнейшего роста добычи может быть связана с освоением газовых ресурсов полуострова Ямал. Доказанные запасы газа, по прогнозам экспертов, позволят обеспечить годовую добычу порядка 180 – 200 млрд. м3. Однако выход состоится на территорию с уже сложившейся структурой нефтегазовой отрасли, поэтому необходимо принятие эффективных управленческих решений по реализации инвестиционного проекта освоения месторождений Большехетской впадины.

1 Выявление возможных условий реализации инвестиционного проекта

1.1 Характеристика основных направлений реализации проекта

Основным ресурсным регионом для ОАО «ЛУКОЙЛ» остается Западная Сибирь, где сосредоточены более 60% ее запасов. Треть всех запасов НК «ЛУКОЙЛ» расположена в европейской части России.

В состав ООО«ЛУКОЙЛ-ЗападнаяСибирь» входят четыре подразделения: ТПП «Лангепаснефтегаз», ТПП «Урайнефтегаз», ТПП «Когалымнефтегаз», ТПП «Покачевнефтегаз». У ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» находится 53 месторождения, для разработки которых получено 50 лицензий на право пользования недрами. В соответствии с оценкой запасов компанией «Miller & Lents, Ltd» доказанные запасы нефти составляют 8 211 млн. баррелей и 1 162 млрд.куб.футов газа на 01.01.02 г. (с учетом зависимых и совместных предприятий).

В 2013 году добыча ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» составила 44,74 млн. тонн нефти, или 58% от всего объема нефтедобычи Компании «ЛУКОЙЛ», (77,7 млн. тонн). ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» в 2014 году планирует добыть 51,2 млн. тонн нефти (рисунок 1.1). По итогам 2013 года получена чистая прибыль в размере 8,2 млрд. рублей (163% к 2000 году), капвложения – 13,6 млрд. рублей, налоги во все уровни бюджета перечислены в размере 22 млрд. рублей. В 2013 году было приращено 27,737 млн. тонн нефти. Остаточные извлекаемые запасы в настоящее время составляют более 1 млрд. тонн. В 2013 году проходка ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» составила свыше 900 тыс. метров, в эксплуатацию сдано 317 новых скважин.

Основным направлением развития ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» в ближайшие годы является прирост добычи углеводородного сырья, в том числе газа и газового конденсата. Целью диверсификации компании на добычу газа является выход на новые внешние и внутренние рынки и укрепление позиций лидера в нефтегазодобыче.

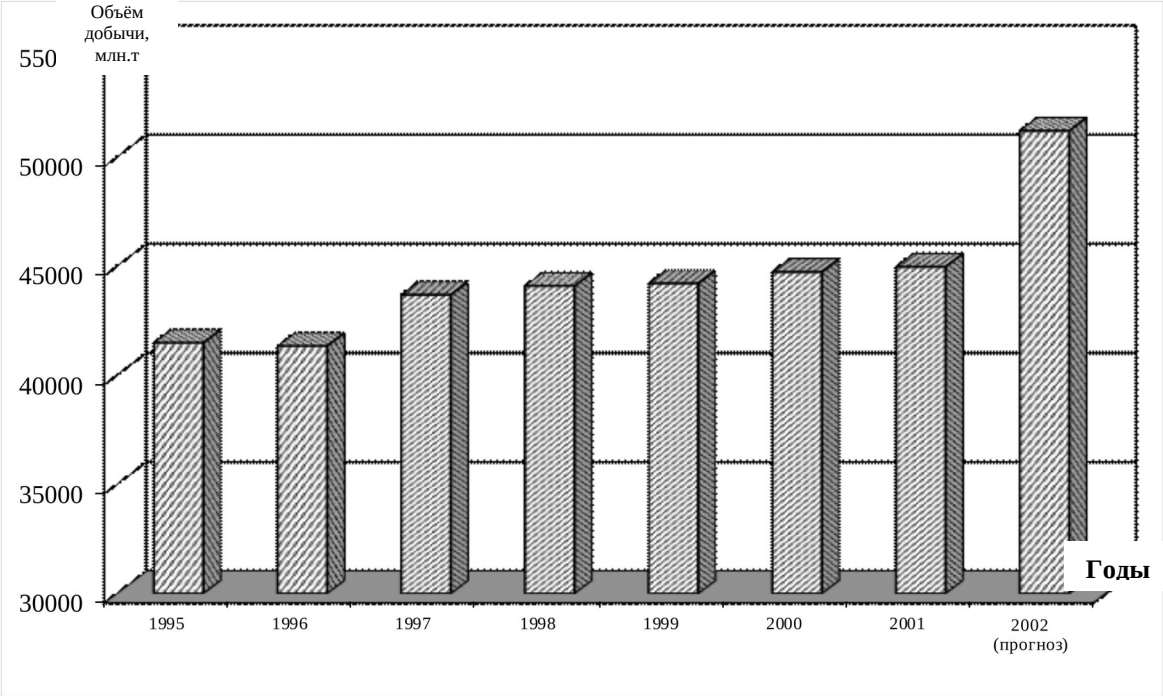


Рисунок 1.1 – Добыча нефти с газовым конденсатом в ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь".

Для прироста добычи углеводородов в 2014-2022 годах ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» необходимо вложение средств, в размере 134,2 млрд. рублей. Из них в добычу углеводородного сырья – 89,4 млрд. рублей, в геологоразведку – 13,5 млрд. рублей, в нефтепереработку – 7,1 млрд. рублей, в нефтепродуктообеспечение – 1,6 млрд. рублей, в развитие системы транспортировки – 15,8 млрд. рублей, в развитие системы использования нефтяного газа – 4,4 млрд. рублей, в строительство объектов социального назначения – 2,4 млрд. рублей.

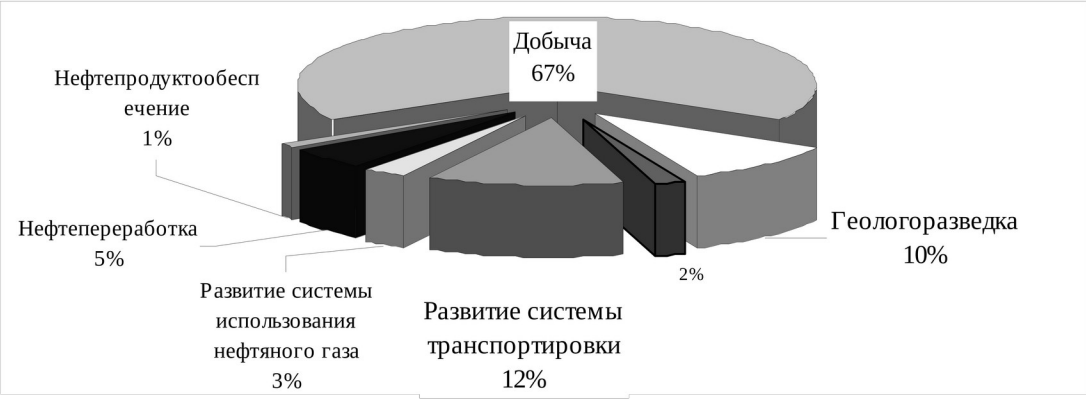


Рис.1.2 Структура инвестиций ООО "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь"

с 2014 по 2022 гг."

Общие инвестиции в проекты компании с 2006 по 2012 годы составили 780 миллионов долларов. До 2017 года планируется инвестировать 1,5 миллиарда долларов. Внутренняя норма рентабельности (IRR) по всем проектам компании – не ниже 15%.

Представительство ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в г.Тюмени зарегистрировано Постановлением Главы администрации г. Когалыма Тюменской области №28 от 30.01.97. Представительство ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» создано в целях представления и защиты интересов ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» и ОАО «ЛУКОЙЛ»

Предметом деятельности Представительства ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» являются:

1. Взаимодействие в интересах ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» с комитетами и комиссиями администрации Тюменской Области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономного округа по вопросам, связанным с осуществлением деятельности ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»;
1. Участие в подготовке и сопровождении новых проектов развития нефти - и газодобычи в интересах ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»;
2. Представление интересов ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» в органах Гостехнадзора РФ, природоохранных, научных и проектных организациях г.Тюмени, Тюменской области и Уральского Федерального округа, связанных с вопросами недропользования, разработкой, экспертизой и подготовкой проектной документации по разработке и обустройству нефтяных и газовых месторождений;
3. Подготовка соглашений с комитетами и комиссиями администрации Тюменской Области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономного округа, а также Уральского Федерального округа, связанных с оформлением лицензий на право пользования недрами;
4. Формирование документации для составления отчётности о деятельности ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» в Ханты-Мансийском и

Ямало-Ненецком автономном округе, также Уральском Федеральном округе, связанной с использованием природных ресурсов, защита и сдача этой отчётности в органы исполнительной власти, Комитеты природных ресурсов округов, геологические фонды.

Представительство ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» является обособленным подразделением ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и функционирует в рамках его организационной структуры, структура и штатное расписание разрабатывается ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и утверждается Вице-президентом ОАО «ЛУКОЙЛ» - Генеральным директором ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Представительство не является юридическим лицом и действует от имени ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и не имеет отдельного баланса.

В соответствии с «Концепцией развития газовой отрасли ОАО «ЛУКОЙЛ» на период до 2030 года», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» приступило к реализации программы по разведке и освоению месторождений на лицензионных участках Большехетской впадины, расположенной на Гыданском полуострове Тазовского района Ямало-ненецкого автономного округа. Для этого приобретено 60% акций ОАО НГК «Ямалнефтегаздобыча», которое имеет четыре лицензионных участка: Южно-Мессояхский, Пякяхинский, Хальмерпаютинский и Варейский. Непосредственно к ним с запада примыкает Находкинский лицензионный участок, принадлежащий ОАО «Находканефтедобыча».

Как средство реализации стратегических задач ООО «Лукойл-Западная Сибирь» предлагаются проекты разработки газоконденсатных месторождений Большехетской впадины.

Большехетская зона в административном отношении расположена в двух крупных территориально-административных образованиях: Тюменской области и Красноярском крае. Лицензионные участки находятся на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Инвестиционный проект разработки газоконденсатных месторождений Большехетской впадины включает:

-Южно - Мессояхское газоконденсатное месторождение;

-Пякяхинское месторождение;

-Хальмерпаютинское газоконденсатное месторождение;

-Варьёганский участок;

-Находкинское месторождение.

Общая площадь лицензионных участков составляет 17 304 кв. км. Запасы углеводородов по 4 лицензионным участкам по категории C_1 составляют: по газу- 312,5 млрд. $м^3$, по жидким углеводородам – 54,2 млн. тонн (табл.1.1).

Таблица 1.1 – Состояние текущих запасов и ресурсов углеводородов

Текущие запасы и ресурсы углеводородов	Месторождения				
	Южно-Мессояхское	Хальмерпаютинское ГК	Пякяхинское – НГК	Варейское	Находкинское
Газ, млн. $м^3$ АВС1	71324,0	174685,0	81341,0	-	186774,0
С2	123793,0	69222,0	47008,0	-	88274,0
С3 (перспект.) +Д0(прогноз), млрд.$м^3$	310,6	555,2	686,6	168,91	-
Конденсат, тыс.т. АВС1 (геол/извл)	7098,0/ 5929,0	12942,0/ 10957,0	8239,0/ 5723,0	— - -	- -
С2(геол/извл)	9765,0/ 7088,0	5873,0/ 4926,0	4215,0/ 2950,0	-	-
С3, млн.т.	55,0/35,5	107,6/67,6	128,8/ 85,6	16,1/ 10,8	-
Нефть, млн.т. АВС1 (геол/извл) С2 С3, млн.т.	- - 304,3/85,5	- - 177,7/45,9	132,5/ 32,7 115,9/28,5 335,4/ 76,7	- - 95,1/ 76,5	- 46152,0/9230,0 101500,0/ 28300,0

В целом по Южно - Мессояхскому лицензионному участку 61% от потенциальных ресурсов газа составляют перспективные ресурсы (C_3) и локализованные ресурсы ($Д_0$). По нефти весь потенциал связан с перспективными ресурсами C_3.

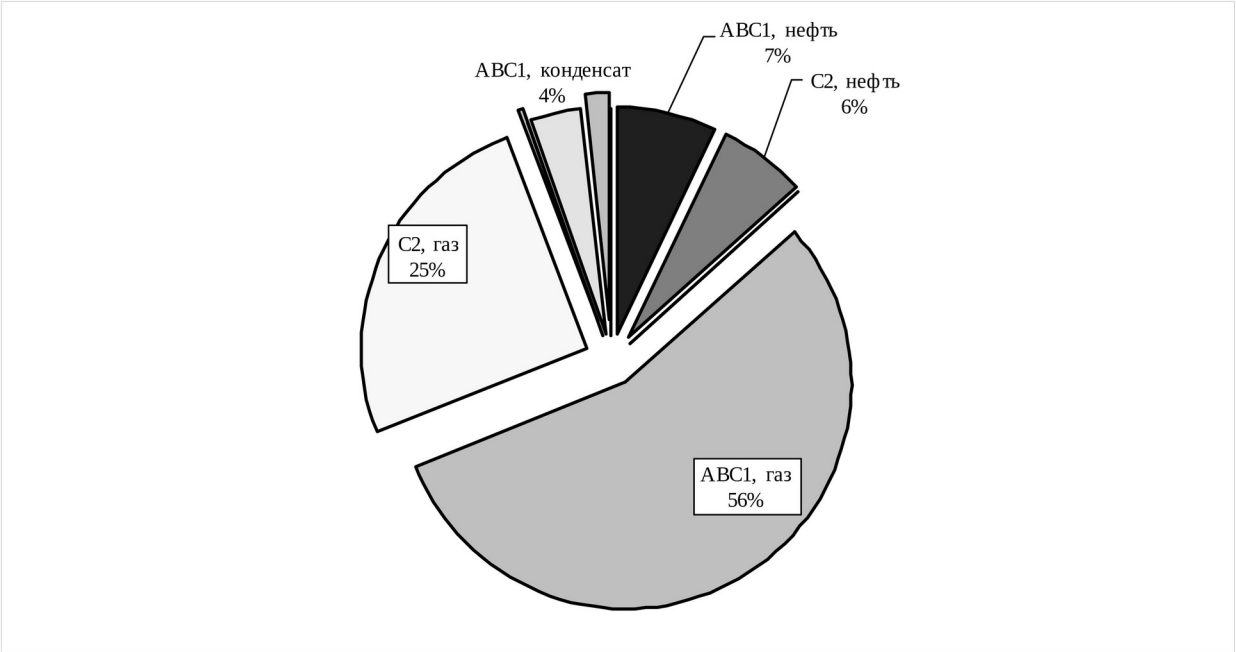


Рис.1.3 Структура запасов углеводородов Большехетской впадины по категориям.

На Пякяхинском месторождении 78% потенциальных ресурсов газа относится к перспективным C_3, что связано с неоконченным вскрытием пластов. Потенциал нефти на 87% относится к промышленным категориям (46% - C_1, 41% - C_2). Перспективные ресурсы нефти составляют только 13%. Основные перспективы связаны с поиском и разведкой глубоких горизонтов Пякяхинского месторождения, где сосредоточено 65% перспективных ресурсов газа.

Хальмерпаютинское месторождение характеризуется наибольшими запасами по категории C_1 : газ – 174,7 млрд $м^3$, конденсат – 12,9/11,0 млн.т. Поэтому планируется ввод Хальмерпаютинского месторождения в первую очередь, в 2017 году, Пякяхинского месторождения – в 2018 году, Южно-

Мессояхского – в 2020 году, Варейский участок планируется разведать и ввести в 2024 году.

Находкинское месторождение расположено в 65 км к северо-западу от п. Тазовский. Запасы газа по месторождению составили на 01.01.2013г по категории C_1 – 186,8 млрд. $м^3$ и по C_2- 88,3 млрд. $м^3$. По газу 68% потенциала разведано и относится к категории C_1, остальная часть – к недоразведанным C_2, по нефти 62% - недоразведанные C_2, а существенная часть, 38% - это перспективные ресурсы невскрытых горизонтав.

Находкинское месторождение с максимальным объёмом годовой добычи 9 млрд. $м^3$ вводится в первого года. Далее на четвёртый год разработки Южно-Мессояхское, на шестой – Пякяхинское, на восьмой год – Хальмерпаютинское и на пятнадцатый год Варейский участок. При таком вводе месторождений в разработку достигается уровень годовой добычи газа в обёме 20,75 млрд $м^3$, конденсата до 2100 тыс.тонн. Общий по месторождениям фонд эксплуатационных скважин с учётом Находкинского месторождения, на котором предусматривается бурение 51 скважины, сгруппированных в 10 кустов, составит 305 единиц. За рассматриваемый период из залежей месторождений будет извлечено 389,5 млрд. $м^3$ газа и 46009 тыс. тонн конденсата.

Ближайшим крупным месторождением является Заполярное месторождение, разрабатываемое ОАО «Ямбурггаздобыча», через которое планируется транспортировать углеводородное сырьё.

Рассматриваемый в работе проект разработки газоконденсатных месторождений Большехетской впадины содержит 4 технологических варианта, показатели вариантов представлены в таблице 1.2.

Варианты транспорта углеводородного сырья с месторождений Большехетской впадины (рис.1.4) являются альтернативными, в основу дипломного проекта положен выбор наиболее рациональной и экономически эффективной схемы транспорта углеводородного сырья.

В рамках подвариантов транспорта углеводородного сырья предлагается осуществлять следующим образом:

Вариант 1.1 предусматривает прокладку газопровода на обустроенное месторождение «Заполярное» со строительством на существующем газопроводе лупингов общей протяженностью 66 км, и с переходом через р.Таз, имеющую большое количество проток и рукавов. Общая протяженность газопровода Ø 1420 мм составит 140 км. Транспорт конденсата предлагается осуществлять посредством прокладки конденсатопровода Ø 325 мм через Заполярное месторождение на Уренгой ориентировочной протяженностью 325 км, с переходом через судоходные р. Таз и р. Пур.

Вариант 1.2 предусматривает прокладку газопровода на «Заполярное» месторождение; транспортировка конденсата предусматривается по трубопроводам Ø530 мм и общей протяженностью 400 км в район незамерзающего порта Дудинка с дальнейшей ее транспортировкой до потребителя по р. Енисей или по Северному морскому пути.

Вариант 2.1. предусматривает транспорт газа на Ямбург; транспорт нефтеконденсатной смеси посредством прокладки конденсатопровода Ø 325 мм через Заполярное месторождение на Уренгой ориентировочной протяженностью 325 км, с переходом через судоходные р. Таз и р. Пур в район опорной базы со строительством там завода моторных топлив и нефтеналивного терминала, протяженность нефтепровода 70 км.

Вариант 2.2. предусматривает транспорт газа на Ямбург; транспортировка нефти совместно с конденсатом по трубопроводам Ø 530 мм в район незамерзающего порта Дудинка с дальнейшей ее транспортировкой до потребителя по р. Енисей и Северному морскому пути, протяженность нефтепровода 400 км.

Вариант 3.1. предусматривает прокладку газопровода на «Заполярное» месторождение со строительством на существующем газопроводе лупингов;

нефтеконденсатная смесь – через Заполярное месторождение на Уренгой на побережье Тазовской губы в район опорной базы со строительством там завода моторных топлив и нефтеналивного терминала, протяженность нефтепровода 70 км;

Вариант 3.2. предусматривает транспорт газа на «Заполярное» месторождение; транспортировка нефти совместно с конденсатом по трубопроводам Ø530 мм и общей протяженностью 400 км в район незамерзающего порта Дудинка с дальнейшей ее транспортировкой до потребителя по р. Енисей или по Северному морскому пути, протяженность нефтепровода 400 км.

Вариант 4 предусматривает транспорт газа на Ямбург через Находкинское месторождение; транспортировка нефти совместно с конденсатом по трубопроводам Ø 530 мм в район Дудинки.

Рассмотрены 4 варианта внешнего транспорта добываемого газа через Заполярное месторождение, либо через Ямбургское месторождение с общим максимальным объемом 30 млрд. $м^3$год. С учетом фактической пропускной способности газотранспортных систем (ГТС) Западной Сибири и планируемой загрузкой ГТС от разрабатываемых и вводимых месторождений до 2027 года определены необходимые объемы дополнительного строительства линейной части и компрессорных станций для дополнительной подачи 14 млрд. $м^3$ год.

Транспорт газа через Заполярное месторождение имеет следующую принципиальную схему: газ от Варейского участка, Хальмерпаютинского и Южно-Мессояхского месторождений подается на ГКС, расположенную в районе Пякяхинского месторождения, оснащенной 4 агрегатами типа ГПА-12М «Урал». Далее через Заполярное месторождение газ подается на Уренгойскую ГКС 1 и далее в систему СРТО-Урал. При этом необходимо на ЦДКС Заполярной и Пуртазовской КС строительство компрессорных цехов с 4 агрегатами ГПА-12М «Урал».

Для пропуска дополнительных объемов газа по согласованию с ОАО «ГАЗПРОМ» необходимо расширение линейной части (строительство лупингов) на участках Заполярное – КС Пуртазовская – Уренгой – Пангоды до половины протяженности трассы.

Транспорт газа на Ямбургское месторождение (варианты 2, 3) предлагается осуществить через п.Находка, Юрхаровское месторождение на

Ямбургскую КС при условии согласования строительства подводного перехода через Тазовскую губу.

Варианты транспорта конденсата и нефти от месторождений Большехетской впадины. Транспорт конденсата и нефти от рассмотренных месторождений может осуществляться конденсатопроводами параллельно трассам газопроводов. По I варианту конденсат и нефть от Южно-Мессояхского, Хальмерпаютинского месторождений и в последствии (2026 г.) от Варейского участка поступают в район Пякяхинского месторождения. От Пякяхинского месторождения через Заполярное месторождение нефть и конденсат поступают на головную насосную станцию (ГНС) конденсатопровода Уренгой – Сургут. Дальнейший транспорт может осуществляться по указанному конденсатопроводу по согласованию с ОАО «ГАЗПРОМ». Возможно, потребуется долевое участие в его расширении и реконструкции.

Головные насосные станции сооружаются на всех месторождениях (4 ГНС), промежуточная – на Заполярном месторождении и в районе Пуртазовской КС на участке Заполярное – Уренгой.

По второму варианту до Ямбургского месторождения нефте-конденсатопровод прокладывается параллельно предлагаемому в данной работе газопроводу через п. Находка, Юрхаровское месторождение до 16 км перемычки Уренгой – Ямбург. На 16 км перемычка Уренгой-ЯГКС пересекается с конденсатопроводом Ямбург – Уренгой. Дальнейший транспорт жидких углеводородов возможен по существующему конденсатопроводу с соответствующим его развитием по согласованию с ОАО «ГАЗПРОМ». Возможная точка подключения к конденсатопроводу Ямбург – Уренгой на 35 км трассы от Ямбурга.

Головные насосные станции сооружаются на всех месторождениях (4 ГНС), промежуточная – в п.Находка.

По вариантам 2 и 4 предлагается подавать нефть и конденсат от месторождений Большехетской впадины в порт Дудинка для дальнейшего транспорта нефтеналивным флотом. Магистральный нефте-конденсатопровод предлагается прокладывать от Пякяхинского месторождения, обладающего наибольшими добывными возможностями из рассматриваемых месторождений. Южно-Мессояхское месторождение подключается в районе Пякяхинского в 2019 году, Хальмерпаютинское на 60 км трассы магистрального конденсатопровода в 2017 году, объекты Варейского участка на 110 км трассы в 2026 году.

Головные насосные станции строятся на всех месторождениях (4 ГНС). 1 промежуточная НС на трассе Варейский участок – Дудинка. Подключение объектов Варейского участка принято предположительно ввиду отсутствия показателей разработки. Расчеты нефте-конденсатопроводов подключения от месторождений проводятся на максимальный объем добычи нефти и конденсата на месторождении, расчет магистральных нефте-конденсатопроводов выполняются на максимальный суммарный годовой объем добычи от подключаемых месторождений.

Обработку сеноманского газа можно вести индивидуально на отдельной технологической нитке, чтобы не сократить выход углеводородного конденсата.

Полученный на промыслах нестабильный конденсат по конденсатопроводам подается на централизованную установку стабилизации, которая располагается на промплощадке Пякяхинского месторождения. Стабилизация конденсата на площадке Пякяхинского месторождения ведется в режиме деэтанизации. Газовая фракция сверху колонны стабилизации (содержащая метан-этан) закачивается в товарный газ, а деэтанизированный конденсат подается в конденсатопровод для транспортировки в пункт дальнейшей переработки. В качестве варианта, при соответствующем

согласовании, возможна подача нестабильного конденсата на установку стабилизации, которая будет построена на Заполярном месторождении.

Таким образом, при реализации инвестиционного проекта ООО «Лукойл-Западная Сибирь» имеет возможность значительно увеличить объёмы добычи за счёт ввода в эксплуатацию месторождений Большехетской впадины. Однако необходимо оценить уровень спроса на продукцию и оценить экономическую эффективность инвестиций. Основополагающим фактором принятия инвестиционного проекта является уровень государственной цены на газ, в настоящее время сложившаяся цена на газ (350 руб/ $м^3$) не сможет окупить капитальные и эксплуатационные затраты.

1.2.Анализ условий реализации проекта.

В октябре 2014 года ООО «Лукойл-Западная Сибирь» принята Программа геологоразведочных работ по участкам Большехетской впадины на период с 2015 по 2018 годы. За пять лет предполагается пробурить 198,8 тыс. метров горных пород и прирастить 659 млн. тонн условного топлива, затратив при этом 462 млн. долларов США.

В соответствии с Законом РСФСР от 25 февраля 1999 г. N 39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» (с изменениями от 2 января 2000 г.), субъектами инвестиционной деятельности, являются инвесторы, заказчики, подрядчики, пользователи объектов капитальных вложений и другие лица.

Инвесторы осуществляют капитальные вложения на территории Российской Федерации с использованием собственных и (или) привлеченных средств в соответствии с законодательством Российской Федерации. Инвесторами могут быть физические и юридические лица, создаваемые на основе договора о совместной деятельности и не имеющие статуса юридического лица объединения юридических лиц, государственные органы,

органы местного самоуправления, а также иностранные субъекты предпринимательской деятельности.

Заказчики – уполномоченные на то инвесторами физические и юридические лица, которые осуществляют реализацию инвестиционных проектов. При этом они не вмешиваются в предпринимательскую и (или) иную деятельность других субъектов инвестиционной деятельности, если иное не предусмотрено договором между ними. Заказчиками могут быть инвесторы.

Подрядчики – физические и юридические лица, которые выполняют работы по договору подряда и (или) государственному контракту, заключаемым с заказчиками в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации. Подрядчики обязаны иметь лицензию на осуществление ими тех видов деятельности, которые подлежат лицензированию в соответствии с федеральным законом.

Пользователи объектов капитальных вложений – физические и юридические лица, в том числе иностранные, а также государственные органы, органы местного самоуправления, иностранные государства, международные объединения и организации, для которых создаются указанные объекты. Пользователями объектов капитальных вложений могут быть инвесторы.

Основным исполнителем работ является ОАО «Ямалнефтегаздобыча», 51% акций которого принадлежит ОАО «ЛУКОЙЛ». Для осуществления мероприятий по строительству разведочных скважин привлекаются сторонние организации, осуществляющие геологическое и геофизическое исследование скважин (ООО «ТюменНИИгипрогаз»). В таблице 1.7 показаны обязанности каждого из участников проекта.

Проект разработки газовых месторождений Большехетской впадины зобъединяет множество организаций. Реализацией товарной продукции будет заниматься ООО «Лукойл-Западная Сибирь». Газ будет реализовываться на Сургутский ЗСК, а затем на Тобольский НХК (рис.1.5).

Таблица 1.7

Основные участники инвестиционного проекта и их обязанности

Участник инвестиционного проекта	Обязанности участника инвестиционного проекта
1. Проектная организация (ООО «ТюменНИИгипрогаз»)	Разрабатывает проектно-сметную документацию и выполняет проектно-изыскательские работы.
2. Инвестор (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)	Осуществляет вложения собственных, заёмных или привлечённых средств в форме инвестиций и обеспечивает их целевое использование.
3. Заказчик, исполнитель (ОАО «НГК Ямалнефтегаздобыча»)	Осуществляет реализацию инвестиционного проекта, не вмешиваясь при этом в предпринимательскую и иную деятельность других участников инвестиционного процесса, осуществляет выполнение работ.
4. Подрядчик (Заполярная геофизическая экспедиция, Ямальская экспедиция глубокого разведочного бурения)	Осуществляет бурение скважин и другие работы, предусмотренные договором подряда.
4. Поставщики (Торговый дом ЛУКОЙЛ)	Осуществляет обеспечение инвестиционного проекта необходимыми материальными средствами.
5. Банковские операции (ОАО «Петрокоммерцбанк»)	Обеспечивает движение денежных потоков, страхование, прохождение платежей.

В качестве товарной продукции приняты: газ, стабильный конденсат, нефть, нефтеконденсатная смесь. Расчёт промысловой цены каждого вида товарной продукции осуществляется с учётом налогового законодательства и цен на материалы и услуги, задействованные в процессе добычи углеводородов.

Реализацией товарной продукции будет заниматься ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Условия добычи и поставки углеводородов между ОАО«Ямалнефтегаздобыча» и ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» устанавливаются в договоре.



Рис.1.5 Участники инвестиционного процесса.

При проведении экономических расчётов в соответствии с Федеральным законом от 30 декабря 1995 г. N 225-ФЗ "О недрах" в разработке инвестиционного проекта Большехетской впадины необходимо учесть определённые условия. Договор определяет все необходимые условия, связанные с пользованием недрами, в том числе условия и порядок раздела произведенной продукции между сторонами соглашения в соответствии с положениями настоящего Федерального закона. Условия пользования недрами, установленные в договоре, должны соответствовать законодательству Российской Федерации.

При этом договором предусматриваются обязательства инвестора по:

1. Предоставлению российским юридическим лицам преимущественного права на участие в работах по соглашению в качестве

подрядчиков, поставщиков, перевозчиков или в ином качестве на основании договоров (контрактов) с инвесторами;

2. Привлечению работников - граждан Российской Федерации, количество которых должно составлять не менее чем 80% состава всех привлеченных работников, привлечению иностранных рабочих и специалистов только на начальных этапах работ по соглашению или при отсутствии рабочих и специалистов - граждан Российской Федерации соответствующих квалификаций;

3. Размещению заказов на изготовление оборудования, технических средств и материалов, необходимых для геологического изучения, добычи и первичной переработки полезных ископаемых, в объеме не менее чем 70% общей стоимости таких заказов между российскими юридическими лицами или иностранными юридическими лицами, осуществляющими соответствующую деятельность и зарегистрированными в качестве налогоплательщиков на территории Российской Федерации;

4. Приобретению на конкурсной основе новой техники и внедрению прогрессивных технологий для ведения работ по соглашению. При этом российские товары (оборудование, технические средства и материалы) в отношении надежности, безопасности, качества и сроков поставок должны быть конкурентоспособными по отношению к аналогичным иностранным товарам.

Таким образом, 70% добытого углеводородного сырья необходимо реализовать в пределах Российской Федерации, 30% сырья – на внешний рынок. Поэтому реализация инвестиционного проекта разработки месторождений Большехетской впадины зависит от внутренней цены на газ. В настоящее время сложившаяся цена на газ (350 руб/1000м^3) не сможет окупить капитальные и эксплуатационные затраты.

Однако тактика освоения газоконденсатных залежей Большехетской впадины зависит от ряда факторов: мировые цены на добываемое

углеводородное сырьё, стоимость обустройства скважин, транспорт сырья. Цена на газ на внутреннем и внешнем рынке зависят от мирового спроса и конъюнктуры нефтегазового рынка. Согласно «Программы поэтапного повышения цен на газ в 2012-2022гг» изменение цен на газ предполагается в три этапа [54]:

1. Этап (2012-2014гг):

- утверждение методики формирования двухставочных тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам, проведение экономических расчётов по ним и апробация методики в 2012 году;

- введение в 2013 году свободных цен на газ для экспортно-ориентировочных предприятий промышленности.

2. Этап (2015-2017 гг):

- достижение в 2017 году уровня самофинансирования цены на газ для конечных потребителей в размере 900 руб/ 1000м^3;

- отказ в 2015 году от государственного регулирования цен на газ, переход к формированию договорных цен на газ;

- увеличение в 2015-2017 годах специального налога до 15%;

3. Этап (2018-2022гг):

- достижение к 2022 году уровня цены на газ для конечных потребителей в размере 1200-1400 руб/ 1000м^3 за счёт увеличения с 2018 года специального налога до 35%;

- переход в 2020-2022 годах от ценообразования на транспортировку газа по принципу «затраты + прибыль» к формированию тарифов по принципу обеспечения нормы возврата на вложенный капитал.

На рисунке 1.7 представлена предлагаемая ОАО «Газпром» динамика цен на газ на внутреннем рынке в 2012-2022 годах.

Правительство Российской Федерации в области газоснабжения осуществляет свои полномочия в соответствии с Федеральным законом "О Правительстве Российской Федерации", в том числе устанавливает принципы

формирования цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке по газотранспортным и газораспределительным сетям.

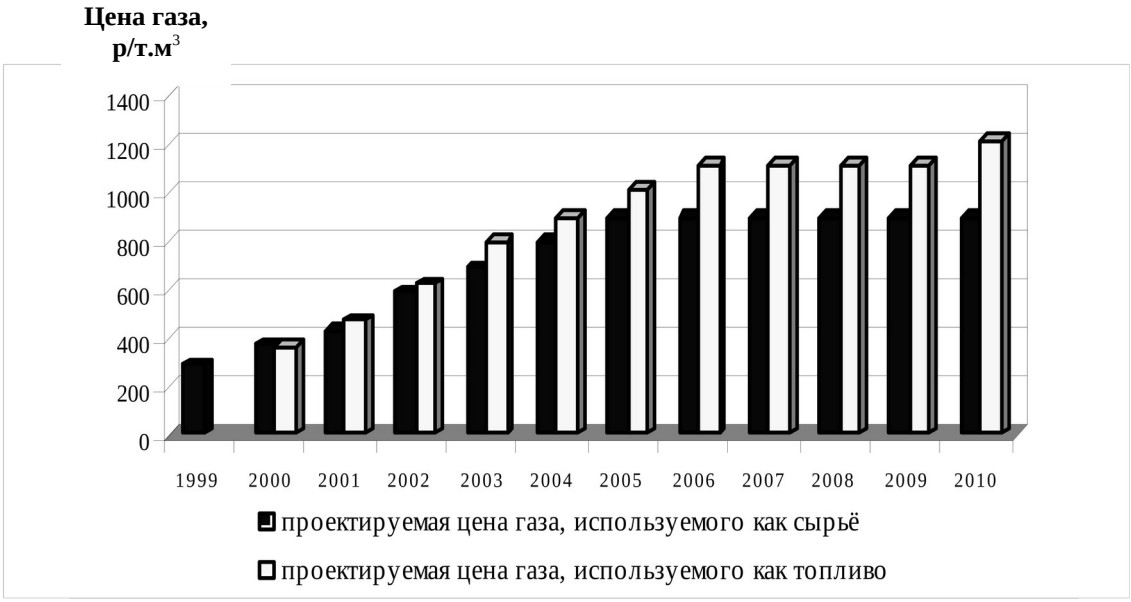


Рис.1.7 Динамика цен на газ на внутреннем рынке в 2012-2022 годах.

Государственная ценовая политика в области газоснабжения осуществляется на основе следующих принципов:

1. Создание благоприятных условий для поиска, разведки и освоения месторождений газа, добычи, транспортировки, хранения и поставок газа, обеспечения самофинансирования организаций систем газоснабжения;

2. Предоставление налоговых льгот организациям, осваивающим месторождения газа в отдаленных, труднодоступных районах и районах с особо сложными условиями добычи газа, а также организациям, осуществляющим транспортировку добытого из этих месторождений газа, и организациям, финансирующим и осуществляющим газификацию городов и иных населенных пунктов;

3. Контроль за соблюдением регулируемых государством цен и тарифов в области газоснабжения;

4. Удовлетворение платежеспособного спроса на газ;

5. Обеспечение конкурентоспособности российского газа на мировом энергетическом рынке;

При проведении выбора управленческого решения исходя из представленных вариантов необходимо учитывать специфику каждого из них, в конечном счёте, оценить и выбрать оптимальный вариант транспортировки углеводородного сырья. В таблице 1.8 представлены варианты внешнего транспорта продукции.

Таблица 1.8

Варианты внешнего транспорта конденсата.

Номер варианта	Альтернативы внешнего транспорта продукции
1.1, 1.2, 3.1, 3.2	70% газа на внутренний рынок до Екатеринбурга, 30% на внешний рынок до Новороссийска;
1.1, 2	70% деэтанизированного конденсата на внутренний рынок до Сургутского завода (СЗСК) и 30% на внешний рынок до Новороссийска
1.2	100% деэтанизированного конденсата до Дудинки для продажи на внешнем рынке;
3.1.	70% деэтанизированного конденсата вместе с нефтью на Сургутский завод (СЗСК) и 30% на внешний рынок до Новороссийска
3.2.	100% нефтеконденсатной смеси до Дудинки на внешний рынок

При государственном регулировании цен на газ и тарифов на услуги по транспортировке газа учитываются экономически обоснованные затраты и прибыль, а также уровень обеспечения организаций - собственников систем газоснабжения финансовыми средствами на расширение добычи газа, сети газопроводов и подземных хранилищ газа. Оптовые цены на попутный нефтяной газ, поставляемый на газоперерабатывающие заводы для дальнейшей переработки, и широкую фракцию легких углеводородов утверждены приказом Минэкономразвития РФ от 25 мая 2001 г. N 147. Оптовые цены на сжиженный газ для бытовых нужд утверждены приказом Минэкономразвития

РФ от 2 апреля 2001 г. N 86. В основу расчёта промысловой цены углеводородного сырья Большехетской впадины положены оптовые цены промышленности (табл. 1.9).

Таблица 1.9

Оптовые цены нефтегазовой промышленности на углеводородное сырьё.

Вид сырья и варианты транспорта	Рынок сбыта	
	Внутренний рынок	Внешний рынок
Газ Варианты 1.1, 1.2, 3.1,3.2	500,4 руб/10001000м^3	70 долл/1000м^3
Конденсат Варианты 1.1, 2, 3.1 Варианты 1.2, 3.2	3500 руб/т. -	180 долл/т 190 долл/т.
Нефтеконденсатная смесь Вариант 3.1. Вариант 3.2.	3500 руб/т. -	180 долл/т. 190 долл/т.

Расчёт промысловой цены каждого вида товарной продукции, спрогнозированный на период начальной стадии инвестиционного проекта, указывает на приемлемый для проекта уровень цен на товарную продукцию (табл.1.10). В условиях существующего налогового законодательства и цен на материалы и услуги, задействованные в процессе добычи углеводородов в основу расчёта промысловой цены газа и нефтеконденсатной смеси положены:

-действующие оптовые цены промышленности, прейскурант 04-03-28;

-прогнозные цены ОАО «Газпром», представленные в ФЭК от 27.07.2013 г.;

-постановление ФЭК России от 27.12.2012г. №80/3 «Об оптовых ценах на газ…»;

-постановление ФЭК России от 18.07.2001г. №45/3 «О тарифах на услуги по транспортировке газа…»;

-проект Федерального Закона от 24.05.2001 г. «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса РФ»;

-постановление Правительства РФ от 28.05.2001г. № 411 «О внесении изменений в постановление Правительства РФ от 19.07.1999г.№798»;

-постановление Правительства РФ от 30.09.2001г. «О внесении изменений в постановление Правительства РФ №183 от 02.03.2000г.».

Прогнозный уровень промысловой цены газа и нефтеконденсатной смеси с учётом их реализации на внутреннем и внешнем рынке представлен в таблице 1.10-1.11.

Таблица 1.10

Прогноз цены природного газа на внешнем и внутреннем рынке, руб/тыс. $м^3$

Наименование показателей	Внешний рынок		Внутренний рынок	
	В ценах 2013 г.	В ценах 2017 г.	В ценах 2014 г.	В ценах 2017 г.
Цена реализации	2060,10	2736,99	500,40	1100,00
НДС	-	-	83,40	183,33
Цена реализации без НДС с акцизом	2060,10	2736,99	417,00	916,67
Транзит до Германии	735,75	735,75	-	-
Акциз	277,46	439,39	54,39	119,56
Цена реализации без НДС и акциза	1202,31	1903,24	-	-
Таможенная пошлина	120,23	95,06	-	-
Таможенные расходы	1,81	2,94	-	-
Затраты на транспорт:	500,00	646,87	221,70	456,00
- тариф;	-	-	10,00	-
- протяжённость	-	-	2219,00	-
Цена на промысле	424,85	816,98	140,91	341,11

На рисунке 1.6-1.7 указана структура цен на газ на внешнем рынке в 2013 и в 2017 годах.

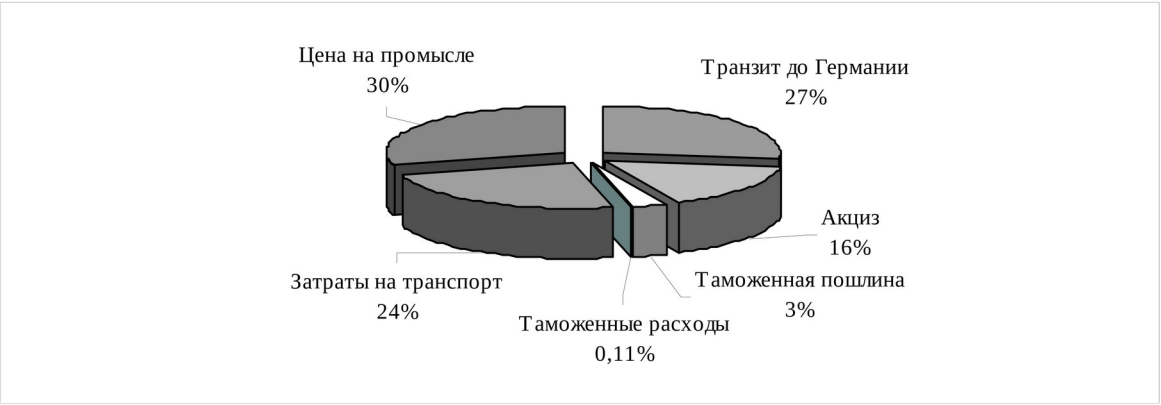


Рис. 1.6 Структура цены на газ на внешнем рынке в 2014 году.

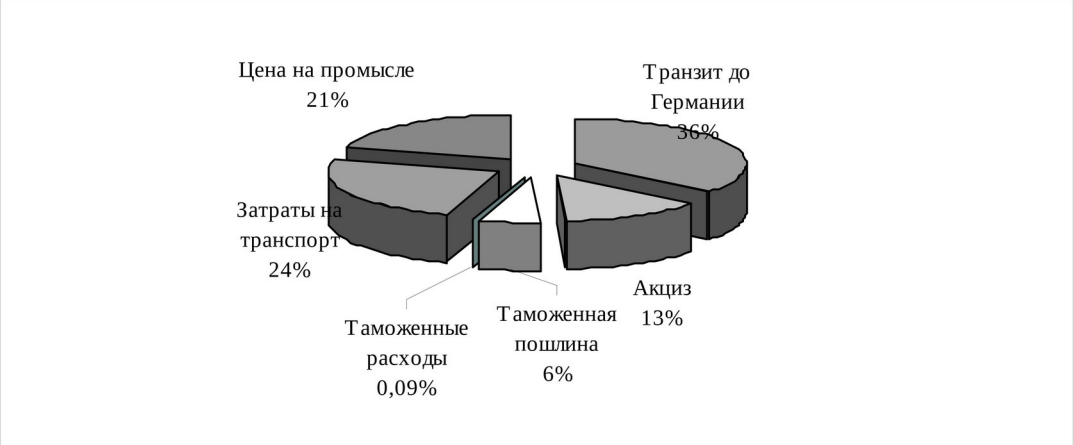


Рис.1.7 Структура цены на газ на внешнем рынке в 2017 году.

Доля цены на промысле в структуре цены на газ в 2017 году по сравнению с 2014 годом уменьшается на 9%, что свидетельствует об увеличении влияния внешних факторов на ценообразование. На внутреннем рынке цена газа на промысле увеличивается на 3%, доля затрат на транспорт уменьшается за счёт снижения условно-постоянных затрат в структуре цены на газ, на протяжении срока эксплуатации доля транспортных затрат будет снижаться в связи с достижением к 2017 году максимума добычи.

Таблица 1.11.

Прогноз цены нефтеконденсатной смеси в 2017 году.

Наименование показателей	Рынки сбыта		
	Внешний рынок		Внутренний рынок
	Новороссийск	Роттердам	
Цена реализации	5003,10	5591,70	3500,00
Транспортные расходы	950,40	1618,65	408,91
Таможенная пошлина	1295,51	1295,51	-
Портовый сбор	63,27	82,40	-
Ледокольный сбор	-	71,81	-
Конвертированные валюты	21,19	23,54	-
Затраты на стабилизацию	495,01	-	495,00
Цена на промысле	2177,82	2499,79	2012,76

Согласно прогнозу, цена газа на промысле для ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» при условии самостоятельной продажи потребителю внутри России составит 314,11 руб./1000 $м^3$, на внешнем рынке – Германии – 816,98 руб./1000 $м^3$. Средняя цена газа с 2017 года составит 483,87 руб./1000 $м^3$.

Стоимость конденсата, реализуемого вместе с нефтью через Сургутский ЗСК внутри России выражается суммой 2012,76 руб./т., а на внешнем рынке через Новороссийск – 2177,93 руб./т. Средняя цена стабильного конденсата составит 2062,31 руб./т. Цена нефтеконденсатной смеси, реализуемой через Дудинку в Роттердам равна 2499,78 руб./т.

Таким образом, при благоприятной инфраструктуре рынка: при намеченных темпах повышения государственной цены на газ до 1200 руб/1000$м^3$, запланированных объёмах спроса на продукцию, при наличии условий для транспортировки углеводородного сырья данный инвестиционный проект в состоянии обеспечить необходимую для холдинга ОАО «ЛУКОЙЛ» внутреннюю норму доходности не ниже 15%.

2. МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАЗРАБОТКИ И ПРИНЯТИЯ УПРАВЛЕНЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА.

2.1. Информационно-методическая основа расчёта оценочных показателей.

Планируемые к вводу в разработку месторождения Большехетской впадины Ямало-Ненецкого автономного округа характеризуются сложными условиями разработки, недостаточной степенью изученности и сложным геологическим строением, кроме того, продолжительные морозные зимы, заболоченность территории, вечная мерзлота, высокая уязвимость экосистемы, - это основные проблемы, которые накладывают серьёзные ограничения на освоение месторождений газа и газоконденсата.

Выход на месторождения Большехетской впадины требует огромных инвестиций, причиной этого является неразвитость инфраструктуры. Поэтому основным направлением развития ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в рамках освоения месторождений Большехетской впадины является создание инфраструктуры, а это:

1. строительство трубопроводов - расстояние до магистральных газо- и конденсатопроводов не менее 100 км, междуречья сильно заболочены, чему способствует наличие слоя вечной мерзлоты и слабосезонное оттаивание почв, также ухудшает условия строительства наличие на территории месторождений нерестилищ ценных пород рыб, а также оленьих пастбищ;
2. строительство инженерных сетей, при котором возникает необходимость пересечения большого количества рек, в том числе судоходной реки Таз, или, в зависимости от принятой схемы транспортировки углеводородного сырья, Тазовской губы;
3. прокладка дорожной сети - основными видами транспорта являются воздушный транспорт и, в период навигации, - водный;
4. обустройство баз производственного обслуживания
5. строительство жилых посёлков.

В настоящее время основным документом, регламентирующим способы оценки целесообразности инвестиций в России, являются утверждённые в 1994 году Госстроем России, Минэкономики РФ, Минфином РФ, Госпромом России “Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования”. В соответствии с этими методическими указаниями разработана “Методика экономической оценки технологических вариантов разработки нефтяных (газонефтяных) месторождений”, содержащаяся в “Регламенте составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений”.

Экономическая эффективность проекта оценивается системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев.

Для оценки проекта разработки месторождения используются следующие основные показатели эффективности:

1.Чистая выручка от реализации;

2.Капитальные вложения на освоение месторождения;

3.Эксплуатационные расходы на добычу газа;

4.Прибыль от реализации;

5.Денежная наличность;

6.Дисконтированный поток денежной наличности (NPV);

7.Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR);

8.Индекс доходности (PI);

9.Коэффициент «выгоды-затраты»;

10.Период окупаемости капитальных вложений;

11.Дисконтированный срок окупаемости вложений;

12.Доход государства.

Алгоритм расчёта экономических показателей показан на рисунке 2.1.

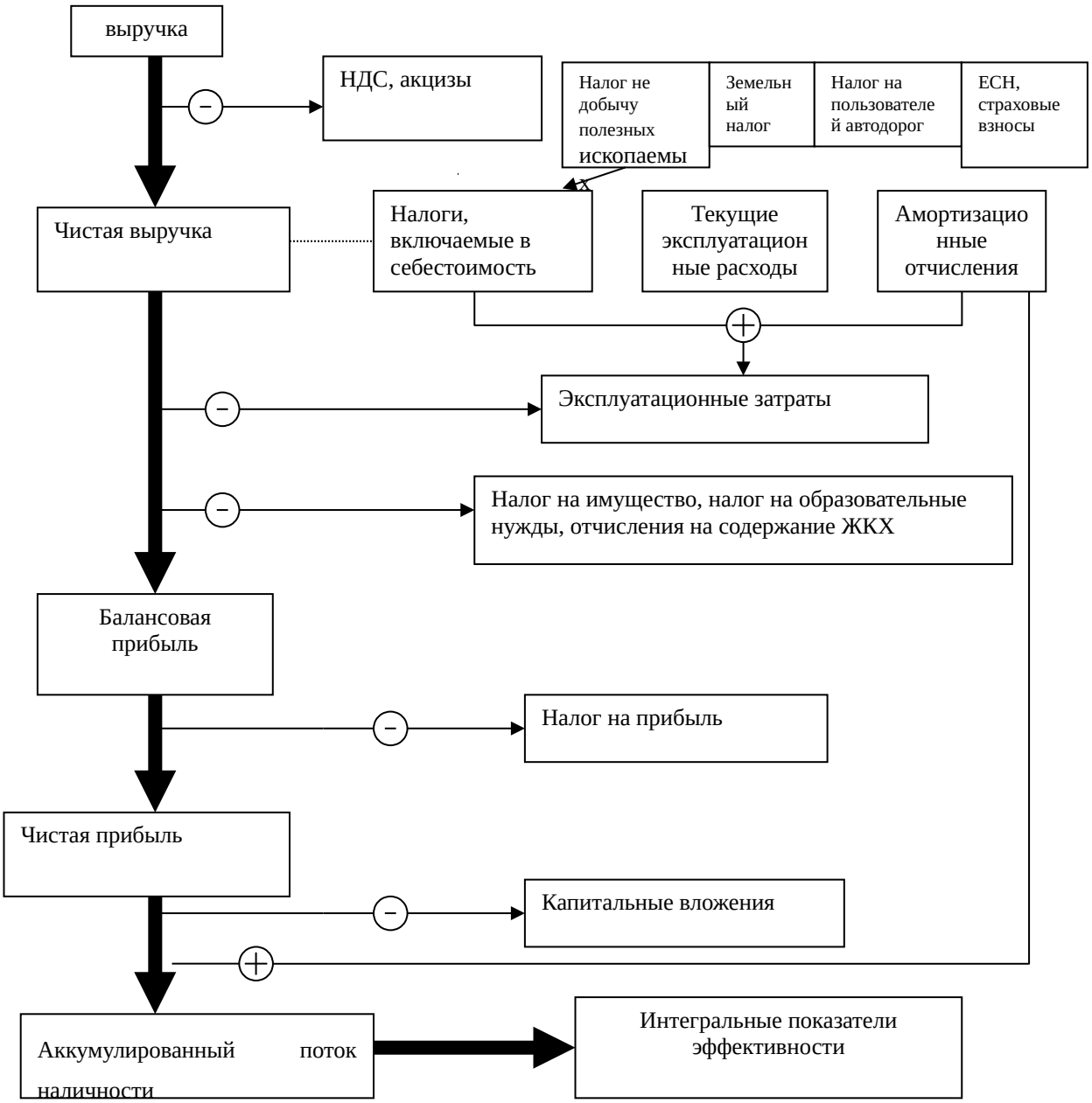


Рис 2.1 Алгоритм расчёта показателей экономической эффективности инвестиционного проекта.

Выручка от реализации продукции в году *i* (В*i*) рассчитывается как произведение цены реализации газа, нефти и конденсата на их объёмы добычи:

$$B_i = Ц_{гв} \cdot Q_{гi} \cdot (1 - K_э) + Ц_{гэ} \cdot Q_{гш} \cdot K_э + Ц_н \cdot Q_{yi} + Ц_к \cdot Q_{гi}, \qquad (2.1.)$$

где *Цгв* – цена реализации газа (нефти, конденсата) на внутреннем рынке в i-м году;

Цгэ – цена реализации газа (нефти, конденсата) на внешнем рынке в *і-м году;*

Цн, Цк – цена реализации нефти, конденсата в і-м году;

Кэ – доля реализации газа на внешнем рынке;

Qні, Qгі, Qкі – соответственно добыча нефти, газа, конденсата в *і*-м году.

Оценка капитальных вложений в освоение месторождений Большехетской впадины проводится исходя из объёмов строительства и затрат предусмотренных объектов по следующим направлениям:

-поисково-разведочные работы;

-бурение и строительство скважин;

-обустройство месторождений, включая объекты производственной инфраструктуры;

-внешний транспорт газа, конденсата и нефти;

-оборудование, не входящее в смету стройки.

Расчёт капитальных вложений производится по отдельным направлениям, включающим в себя затраты на бурение, указанные выше и затраты на промысловое обустройство. Расчёт затрат по категориям производится по следующей формуле:

$$K_в = \sum K_{вi} \cdot N_{обi} \cdot C_i \text{ ,} \qquad (2.2.)$$

где *Кв* – капитальные вложения в і-м году;

$K_{вi}$ – удельные капитальные вложения по видам затрат, тыс.р/скв, тыс.р/агр, тыс.р/куст;

$N_{обi}$ - ввод объектов, скв., куст, км, агр, т, шт.;

C_i – коэффициент инфляции.

Стоимость бурения эксплуатационных скважин принята по сводным сметным расчётам стоимости бурения скважин для месторождений, прилегающих к Обской и Тазовской губам (табл.2.1).

Таблица 2.1

Расчёт стоимости бурения по месторождениям Большехетской впади ны, млн.р.

Месторождение	Глубины бурения, м			Структура затрат по месторож-дениям, %
	Сеноман, гл.1400 м	Нижний мел, 3600 м	Нижний мел, 3800 м	
Южно-Мессояхское, 57 скв.				
стоимость 1 скважины	32,30	-	70,93	-
Стоимость бурения	161,52	-	3688,62	20,12
Пякяхинское, 58 скв.газ, 20скв.- нефть				
стоимость 1 скважины	61,02	69,61	-	-
Стоимость бурения	1220,41	4037,38	-	27,48
Хальмерпаютинское, 70 скв.				
стоимость 1 скважины	-	-	70,13	-
Стоимость бурения	-	-	4909,4	25,65
Варейское, 51 скв.				
стоимость 1 скважины	-	-	70,99	-
Стоимость бурения	-	-	3620,81	18,92
Находкинское, 51 скв.				
стоимость 1 скважины	29,33	-	-	-
Стоимость бурения	1495,83	-	-	7,82
Итого затрат по объектам (газ)	1657,35 (56скв.)	4037,38 (58скв)	12218,83 (173 скв)	100,00
Стоимость бурения 1-ой скважины: газ	29,33	69,61	70,63	-
Всего (бурение 307 скв.)			19133,81	100,00

Наибольший удельный вес в структуре капитальных вложений в строительство газовых и газоконденсатных скважин составляет Пякяхинское месторождение (27,48%), затраты на бурение которого включают освоение нефтяных скважин, далее Хальмерпаютинское месторождение – 4909,04 млн.р., высокий удельный вес этих затрат обусловлен наибольшей глубиной бурения скважин на этом месторождении (рис.2.2).

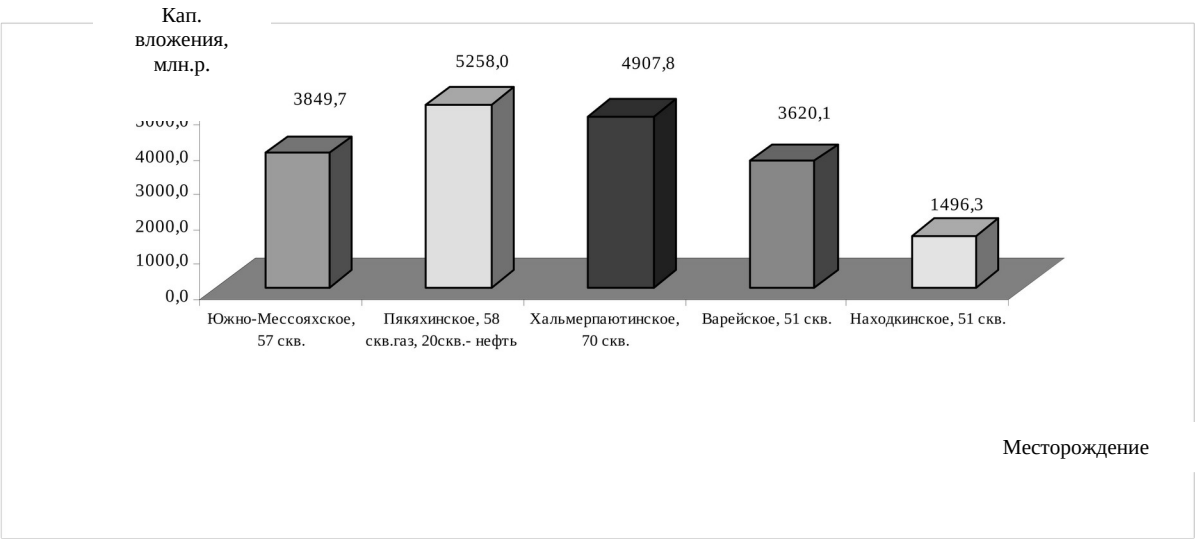


Рис.2.2. Структура капитальных вложений в строительство газовых и газоконденсатных скважин

Для оценки вариантов инвестиционного проекта необходимо рассчитать капитальные вложения в строительство скважин для добычи нефти (табл. 2.2.)

Таблица 2.2.

Капитальные затраты на бурение по месторождениям Большехетской впадины (нефть), млн.р.

Месторождение	Глубины бурения, м		
	Сеноман, гл.1400 м	Нижний мел, 3600 м	Нижний мел, 3800 м
Пякяхинское, 243 скв. стоимость 1 скважины Стоимость бурения	 58,79 14286,70	 - -	 - -
Хальмерпаютинское, 34 скв. стоимость 1 скважины Стоимость бурения	 - -	 69,25 2354,49	 - -
Южно-Мессояхское, 90 скв.			
стоимость 1 скважины	-	-	70,41

Стоимость бурения	-	-	6336,73

Продолжение табл.2.2

Варейское, 56 скв. стоимость 1 скважины	-	68,96	-
Стоимость бурения	-	3861,68	-
ИТОГО по объектам	14286,70	6216,17	6336,73
Всего (бурение 236 скв.)	26839,59		

Сметная стоимость разбуривания газовых и газоконденсатных залежей оценивается в 19,133 млрд.рублей, нефтяных – 26,839 млрд.рублей. Освоение нефтяных залежей планируется преимущественно на Пякяхинском месторождении (53,23%), на Южно-Мессояхском месторождении затраты на освоение нефтяных залежей составят 23,61%, на Хальмерпаютинском - 2354,49 млн.р., (8,77%).

Для оценки стоимости освоения месторождений Большехетской впадины в условиях крайнего севера необходимо охарактеризовать нормативы обустройства газовых и газоконденсатных залежей, на основе которых затем рассчитывается сметная стоимость обустройства залежей. Нормативы обустройства взяты исходя из уже сложившихся цен на обустройство газовых и газоконденсатных месторождений, таких как Заполярное, Уренгойское и Харасавейское с корректировкой на изменения в природных условиях и производственной инфраструктуре (табл.2.3.).

Таблица 2.3.Нормативы обустройства газовых и газоконденсатных залежей Большехетской впадины.

Наименование работ и затрат	Единица измерения	Удельные показатели
Техническая и биологическая рекультивация	тыс.р./1 скв	6,29
Обвязка кустов газоконденсатных скважин: -32 куста -10 кустов	 тыс.р./1куст тыс.р./1куст	 1211,94 1246,12
Подъезды к кустам	тыс.р./1 км	584,35

Газоконденсатный сбор: d=114 мм; d=159 мм; d=219мм; d=273 мм; d=325 мм.	 тыс.р./1 км тыс.р./1 км тыс.р./1 км тыс.р./1 км тыс.р./1 км	 111,32 137,10 178,70 208,76 221,25
УКПГ: -6 млрд.м^3/год; -3 млрд.м^3/год.	 тыс.р./1уст. тыс.р./1уст.	 21797,90 17057,57
УДК, 2 млн.т./год	тыс.р./1уст.	7458,92
ДКС, ГПА-Ц-6,3	тыс.р./1агр.	2339,63
ГНС	тыс.р./1 т.	1,67
Промысловые базы	тыс.р./1скв.	51,99
Вахтовый посёлок	тыс.р/1 скв.	110,45
Водозабор	тыс.р/1 скв.	1237,60
Газотурбинные электростанции ПАЭС-2500	тыс.р./1агр.	6120,52
Вертолётная площадка	тыс.р./1шт.	441,19
Внутрипромысловая дорога	тыс.р./1км.	1390,73
Межпромысловая дорога	тыс.р./1км.	1915,73
Мосты	тыс.р./1шт.	686,86
Прочие затраты	%	25
Природоохранные мероприятия	%	2
Оборудование, не входящее в смету стройки	%	2

Для расчёта стоимости обустройства нефтяных залежей отдельно указываются нормативы. В общем разработка нефтяных залежей является альтернативой: увеличиваются капитальные и текущие затраты, а объём доказанных запасов незначителен.

При выборе альтернативных вариантов разработки и транспорта месторождений при варианте 1 – транспорт газа на Заполярное месторождение – разработка нефтяных и нефтеконденсатных залежей не планируется. А при вводе в группу месторождений Большехетской впадины Находкинского месторождения разработка нефтяных залежей экономически целесообразна. Нефть планируется добывать начиная на Хальмерпаютинском месторождении с 2010 года, затем на Пякяхинском и Варейском участке.

Сметная стоимость обустройства нефтяных залежей рассчитывается по указанным в таблице 2.4 нормативам обустройства.

Таблица 2.4

Нормативы обустройства нефтяных залежей Большехетской падины.

Наименование работ и затрат	Удельные показатели		Количество, нат.ед.
	Ед. изм.	Уд. значение	
Главы 1-7 Обвязка кустов газоконденсатных скважин			
13 кустов	тыс.р./1к	2025,26	13,00
15 кустов	тыс.р./1к	2053,57	15,00
14 кустов	тыс.р./1к	2324,59	14,00
Подъезды к кустам, км	тыс.р/км	584,35	20,58
Нефтесборные сети, d=219 мм, км	тыс.р/км	170,63	321,00
ЦПС Пякяхинское, тыс.т.	тыс.р./1т	8,60	2500,00
Резервуарный парк, $м^3$	тыс.р./ 1000 $м^3$	194,31	12000,00
Ингибиторопровод, d=57 мм, км	тыс.р/км	69,31	96,00
ИТОГО затрат по главам 1-7			

Затраты по главам 8-12	25%
Природоохранные мероприятия	2%
ИТОГО затрат по главам 1-12	
Оборудование, не входящее в смету стройки	2%
ВСЕГО	

Следующим показателем оценки инвестиционного проекта являются эксплуатационные затраты, которые могут быть определены по видам расходов – статьям калькуляции или элементам затрат. Себестоимость товарной продукции рассчитывается на основании трёх массивов:

-постоянные расходы;

-условно-постоянные расходы;

-условно-переменные расходы (рис.2.3).

Состав эксплуатационных затрат, включаемых в расходы на добычу нефти и газа, регулируются действующим Положением «О составе затрат по производству и реализации продукции», утверждённому Постановлением Правительства РФ, а также порядком финансовой деятельности и механизмом налогообложения. В методике их расчёта в разработку газоконденсатного месторождения и определения себестоимости добычи газа лежат однородные экономические элементы.



Рис.2.3 Классификация себестоимости по видам затрат

Эксплуатационные затраты на добычу газа, нефти и конденсата с месторождений Большехетской впадины включают следующие составляющие:

1. Затраты на вспомогательные материалы:

$$З_м = З_{удмі} \cdot Q_{ді} \cdot C_i \ , \qquad (2.4)$$

где $З_{удмі}$ – удельные затраты на вспомогательные материалы, р/1000 м^3;

$Q_{ді}$ – объём добычи газа.

2. Затраты на электроэнергию:

$$З_м = З_{удэлі} \cdot Q_{ді} \cdot C_i \ , \qquad (2.5.)$$

$З_{удэлі}$ - удельные затраты на электроэнергию, р/1000 м^3;

3. Расходы на оплату труда:

$$З_м = З_{удзі} \cdot N_{чі} \cdot N_{сккв}, \qquad (2.6.)$$

где $З_{удзі}$ – удельные эксплуатационные расходы на оплату труда, руб/чел.год;

$Nч_i$ - норма численности, чел/скв.;

$N_{скві}$ – фонд скважин, скв.;

4. Ремонтный фонд:

$$З_м = T_{рем} \cdot N_{дскві} \cdot C_i , \qquad (2.7.)$$

где $T_{рем}$ – ремонтный фонд одной скважины, руб/скв.;

$N_{дскві}$ – действующий фонд добывающих скважин в году i, шт;

5. Прочие эксплуатационные затраты.

$$T_{прi} = T_{пр} \cdot N_{дскві} \cdot C_i, \qquad (2.8.)$$

где *Тпр* – удельные прочие расходы, тыс. руб./скв.;

Все инвестиционные затраты предприятия делятся на условно-переменные и условно-постоянные затраты. Установленные нормативы обустройства скважин являются основой для расчёта условно-постоянных затрат, для расчёта условно-переменных затрат необходимо указать нормативы текущих издержек (табл. 2.5).

Таблица 2.5

Нормативы текущих издержек по месторождениям Большехетской впа дины

Показатель	Ед.изм.	Норматив
Затраты на вспомогательные материалы	р/1000 м^3	1,45
Затраты на топливо	р/1000 м^3	0,05
Затраты на электроэнергию	р/1000 м^3	0,26
Удельная численность работников на одну скважину	чел/скв.	0,46
Удельная численность работников ДКС	чел/агр	5,00
Среднемесячная заработная плата работников	тыс.р.	16,52
Затраты на капитальный ремонт основных фондов	млн.р./скв.	0,48-79,00
Платежи за пользование землёй	тыс.р/скв.	10,20
Прочие Условно-переменные Условно-постоянные	 р/1000м^3 млн.р.	 2,22 13,28

Все текущие затраты, связанные с добычей газа, учитываются по группам условно-постоянных и условно-переменных затрат, а также налоги и платежи в бюджет.

Условно-постоянные затраты включают в себя:

$$З_{м} = З_{пт} + Р_{ст} + Пр_{т}, \quad (2.9)$$

где $Зп_{т}$ – основная и дополнительная заработная плата рабочих, руб;

$Рс_{т}$ – ремонт скважин и прочих основных средств, руб;

$Пр_{т}$ - прочие расходы, руб.

Каждая составляющая этой группы затрат рассчитывается по формулам:

$$З_{пт} = \sum Т_{i} \cdot \sum Ч_{i} \cdot В_{эф} \cdot k + Пр + З_{пд}, \quad (2.10)$$

где $Т_{i}$ – дневная тарифная ставка рабочих соответствующего разряда;

$Ч_{i}$ – численность рабочих соответствующего разряда;

$В_{эф}$ – эффективный фонд времени, сут.;

k – территориальный коэффициент;

$Пр$ - размер премий;

$Зп_{д}$ - дополнительная заработная плата рабочих за сверхурочное время.

$$Пр_{т} = Т_{об} \cdot N_{ддт} \cdot I_{т}, \quad (2.11)$$

где $Т_{об}$ – затраты по обслуживанию действующего фонда скважин;

$N_{ддТ}$ – действующий фонд скважин, скв;

В группу условно-переменных затрат учитываются следующие расходы:

$$З_{упт} = В_{мт} + Э_{т} + См_{т} + А_{т}, \quad (2.12)$$

где $В_{мт}$ - вспомогательные материалы, руб;

$Э_{т}$ – энергетические расходы, руб;

$См_{т}$ - расходы на сырье и материалы, руб.;

$А_{т}$,- амортизация на реновацию, руб.

При добыче и подготовке газа к транспортированию производственный процесс предполагает использование следующих вспомогательных материалов: ингибиторов коррозии, аммиака, метанола и др. (рис. 2.4).

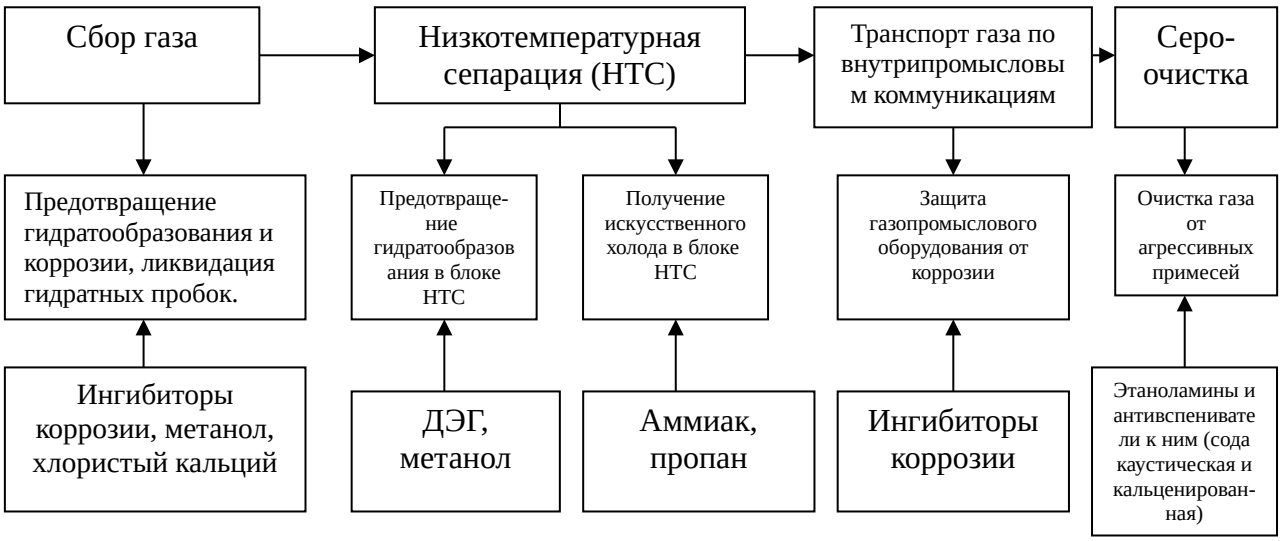


Рис. 2.4. Потребление вспомогательных материалов при добыче газа.

Расходы на вспомогательные материалы включают затраты на сбор и транспорт газа, низкотемпературную сепарацию, его технологическая подготовка и рассчитываются по формуле (2.13) [58]:

$$Вм_t = (T_{стб} + T_{нтс} + T_{тп}) \cdot Q_г \cdot I_t, \quad (2.13)$$

где $T_{сбт}$ - затраты по сбору и транспорту газа, руб./1000 м^3.;

$T_{тп}$ - затраты по технологической подготовке газа, руб./1000м^3;

$T_{нтс}$ – затраты на низкотемпературную сепарацию, руб./1000м^3;

$Q_г$ - добыча жидкости из пласта в t-ом году, м^3;

Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов. При их оценке используются различные способы начисления амортизации: линейный или пропорциональный и ускоренный.

В настоящее время наиболее широкое применение получил линейный способ начисления амортизации. Этот метод предусматривает расчет амортизационных отчислений на реновацию, исходя из среднего срока службы основных фондов. За этот срок их балансовая стоимость полностью переносится на издержки производства. В газовой отрасли этот норматив принимается на уровне 15-20%.

При расчете себестоимости добываемого газа амортизация основных фондов рассчитывается исходя из их балансовой стоимости и действующих на их полное восстановление (формула 2.14) [58].

$$At = \frac{(Фскв + Кскв_t - Кскв_v) \cdot Нскв}{100} + \frac{Фпр_t \cdot Нпр}{100}, \quad (2.14)$$

где *Фскв* - стоимость скважин года, предшествующему отчетному, тыс.руб.;

$Кскв_t$ - стоимость скважин, вводимых в эксплуатацию в t-ом году, тыс.руб;

$Кскв_v$ - стоимость скважин, выводимых из эксплуатации, тыс.руб.;

Нскв- ежегодная норма амортизационных отчислений по скважинам, %;

Фпрt - стоимость прочих основных фондов в t-ом году, тыс.руб.;

Нпр - норма амортизационных отчислений на реновацию по прочим основным фондам, %.

Кроме учтенных элементов затрат в себестоимость газа также включаются налоговые платежи, относящиеся на затраты, поэтому все эксплуатационные расходы для добычи газа определяются по формуле (2.15)

$$Зэр_t = Зэ_t + Зэп_t + Нэ, \quad (2.15)$$

где $Зэр_t$ - эксплуатационные затраты на добычу газа в t-ом году;

Нэ - величина налоговых платежей, включаемых в себестоимость газа.

Себестоимость добычи 1 м^3 газа рассчитывается по формуле (2.18), а среднегодовая себестоимость за период по формуле (2.16).[58]

$$C_{гп} = \frac{Зэр_п}{Q_{гп}}, \quad (2.16)$$

где $Q_{гt}$ - объем добычи газа в году t.

При расчете эксплуатационных расходов проведено обоснование норм текущих затрат на добычу газа по ОАО «Газпром».

Текущие затраты предусматривают отчисления налогов в бюджеты различных уровней, отнесение которых на себестоимость добычи предусмотрено Законами и Постановлениями Правительства РФ (табл. 2.5).

В таблице 2.6. указаны налоги и распределение поступлений от налогов (ФБ – федеральный бюджет; БСФ – бюджет субъектов федерации; МБ – местный бюджет; Обл.Б – Областной бюджет;Окр.Б – Окружной бюджет; ДФ – дорожный фонд; ПФ – пенсионный фонд; ФСС – фонд социального страхования; ФМС – фонд медицинского страхования). Так, основная часть налогов уплачивается в федеральный бюджет -НДС-85%, Акциз на газ-100%, налог на добычу полезных ископаемых – 74,5% - составляют основную часть доходов государства от реализации инвестиционного проекта разработки месторождений Большехетской впадины.

Таблица 2.6

Налогообложение нефтегазового сектора Ямало-Ненецкого национал
ьного округа по состоянию на 01.01.2014г.

Вид налога	Ставка налога	Налогооблагаемая база	Распределение поступле-ний от налогов	Нормативное регулирование
Налоги с оборота				
Налог на добавленную стоимость (НДС)	20%	Объём реализации товаров, работ, услуг на территории РФ и товаров, ввозимых на территорию РФ	ФБ -85% БСФ-15%	Закон РФ от 05.08.2000г. № 117-ФЗ Гл. 21 ч.II НК

Продолжение табл.2.6

Акциз на газ	15%, 30% за преде-лы РФ	Фактическая цена реализации газа без НДС, надбавок ГРО и расходов на уплату услуг по транспортировке	ФБ-100%	Закон РФ от 05.08.2000г. № 118-ФЗ Гл. 22 ч.II НК, а также Закон РФ «О внесении изменений и дополнений в ч.2 НК РФ…» от 08.08.2001г. №126-ФЗ
Налоги и отчисления, включаемые в себестоимость				
Налог на добычу полезных ископаемых	16,5%	Стоимость первого товарного продукта, полученного и реализованного из фактически добытых полезных ископаемых	ФБ - 74,5% Окр.Б -20% Обл.Б -5,5%	Закон РФ от 08.08.2001г. №126-ФЗ ст.5 «О внесении изменений и дополнений в ч.2 НК РФ…»
Земельный налог	Пло-щадь, га	За 1 га по установленным ставкам платы за землю законодательными актами субъектов РФ и местных органов власти	ФБ-30% БСФ-20% МБ-50%	Закон РСФСР от 11.10.91 №1738-1 «О плате за землю» (с изм. От 29.12.98), Инструкция ГНС РФ от 17.04.95 №29 «По применению Закона РФ «О плате за землю» (с изм. от 20.08.99), Законодательные акты субъектов РФ и местных органов власти
Налог на пользователей автомобильных дорог	1,0%	Стоимость реализованной продукции (без НДС и акциза)	ФБ (ДФ) –100%	Закон РФ от 18.10.91. № 1759-1 «О дорожных фондах (с изм. от 04.05.99)

Продолжение табл.2.6

Единый социальный налог (взнос)	35,6 %	От начисленной суммы фонда заработной платы по всем основаниям	ПФ- 28% +15,8%с суммы, превыш. 100 т.р. ФСС- 4% +2,2% с суммы, превыш. 100 т.р.	Закон РФ от 05.08.2000г. №118-ФЗ гл.24 ч.II НК РФ с 01.01.2001г. 24 гл. НК РФ налог зачисляется в государственные внебюджетные фонды
Страховые взносы на обязательное социальное страхование	0,8%	От начисленной суммы фонда заработной платы по всем основаниям		Закон РФ от 12.02.2001г. №17-ФЗ
Налоги, относимые на финансовые результаты				
Налог на имущество предприятий	2%	Стоимость основных, оборонных средств и финансовых активов	БСФ-50% МБ-50%	Закон РФ от 19.12.91 № 2030-1 «О налоге на имущество предприятий» (с изм. от 04.05.99) Инструкция ГНС РФ от 08.06.95 №33 «О порядке исчисления и уплаты в бюджет налога на имущество предприятий» (с изм. от 02.04.98)
Налоги с прибыли				
Налог на прибыль	24%	Налогооблагаемая прибыль	ФБ-7,5%, БСФ-10,5 %-14,5% МБ – 2%	Закон РФ №110-ФЗ от 06.08.2001г. «О внесении изменений и дополнений в ч.2 НК РФ …»

Для расчета капитальных вложений и эксплуатационных затрат на добычу газа и газоконденсата необходимо предоставить информацию о вводе скважин на месторождениях Большехетской впадины (табл.2.7).

Таблица 2.7

Ввод скважин и показатели добычи газа по месторождениям Большехетской впадины

Годы	Ввод газовых и газоконденсатных скважин	Ввод кустов, шт	Добыча газа, млрд.м^3					
			Находкинское	Южно-Мессояхское	Пякяхинское	Хальмерпаютин-ское	Варейс-кий участок	ИТОГО
2005	21	2	3,78					3,78
2006	41	2	10,30					10,30
2007	0	8	10,30					10,30
2008	39	8	10,30	1,09				11,39
2009	33	3	10,30	3,38				13,68
2010	75	3	10,30	5,54	1,36			17,21
2011	36	0	10,30	5,61	3,58			19,49
2012	20	0	10,30	5,67	3,62	1,45		21,04
2013	22	1	10,30	5,71	3,65	5,09		24,75
2014	24	1	10,30	6,51	4,44	8,75		30,00
2015	3	1	10,30	6,51	4,44	8,75		30,00
2016	9	0	10,30	6,51	4,44	8,75		30,00
2017	5	4	10,30	6,51	4,44	8,75		30,00
2018	15	5	10,30	6,51	4,44	8,75		30,00
2019	16	3	9,71	6,51	4,44	8,75	0,59	30,00
2020	6	0	8,60	6,51	4,44	8,75	1,70	30,00
2021	15	0	7,65	6,51	4,44	8,75	2,65	30,00
2022	17	1	6,83	6,51	4,44	8,75	3,47	30,00
2023	37	0	6,14	6,51	4,44	8,75	4,16	30,00
2024	23	0	5,51	6,51	4,44	8,75	4,79	30,00
2025	3	0	4,97	6,51	4,44	8,75	4,84	29,50
2026	6	0	4,49	6,51	4,44	8,75	4,84	29,02
2027	3	0	4,05	6,51	4,44	8,75	4,84	28,59

Продолжение табл.2.7

2028	4	0	3,66	6,51	4,44	8,75	4,84	28,20
2029	9	0	3,32	6,51	4,44	8,75	4,84	27,86
2030	2	0	3,01	6,51	4,44	8,75	4,84	27,55
2031	0	0	2,72	6,51	4,44	8,75	4,84	27,26
2032	0	0	2,47	6,51	4,44	8,75	4,84	27,01
2033	0	0	2,24	6,51	4,44	8,75	4,84	26,78
2034	0	0	2,04	6,51	4,44	8,75	4,84	26,57
2035	0	0	1,85	6,51	4,44	8,75	4,84	26,39
2036	0	0	1,68	6,51	4,44	8,75	4,84	26,22
2037	0	0	1,52	6,51	4,44	8,75	4,84	26,06
2038	0	0	1,38	6,51	4,44	8,75	4,84	25,92
2039	0	0	1,26	6,51	4,44	8,75	4,84	25,63
ИТОГО	484	42	222,80	196,27	127,65	234,08	89,73	870,52
Структура добычи, %			25,6	22,55	14,66	26,89	10,31	100

Так, наибольший объём добычи газа планируется на Хальмерпаютинском месторождении – 234,08 млрд. м^3, далее на Находкинском месторождении – 222,8 млрд м^3 (25,6%), наименьший удельный вес в общем объёме добычи газа с месторождений у Варейского участка (10,31%).

Первым вводится Находкинское месторождение, затем Южно-Мессояхское, Хальмерпаютинское и Вареиский учаток будет поддерживать уровень добычи на уровне 30 млн.м^3 в год.

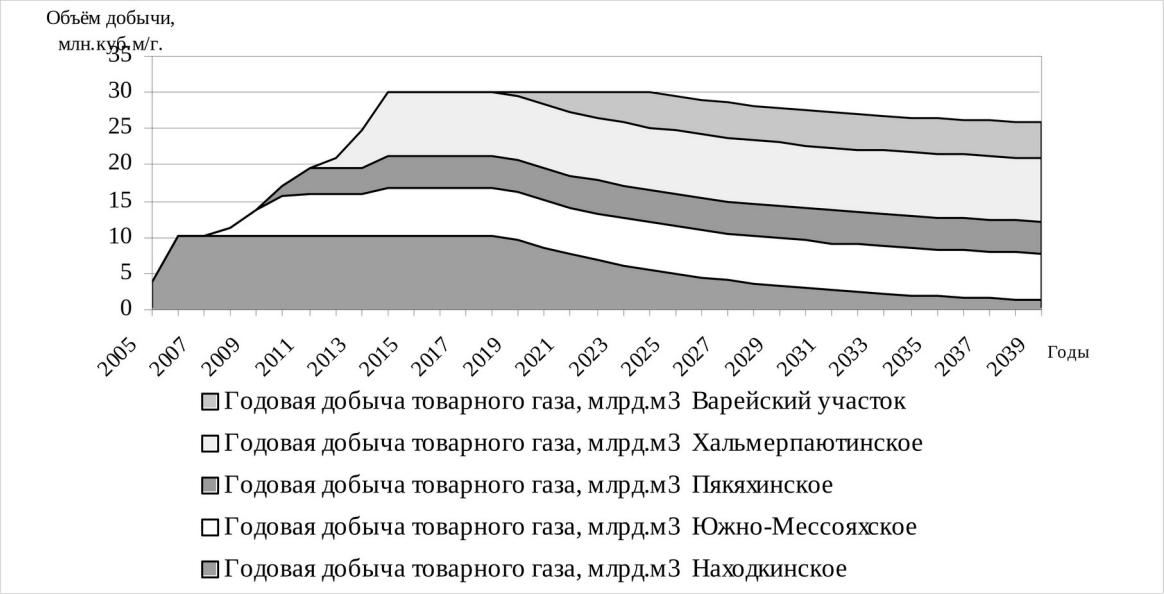


Рис.2.5 Добыча газа с месторождений Большехетской впадины, млрд.м^3.

Определение величин капитальных и эксплуатационных затрат не доставляет лицу, принимающему решение по инвестиционному проекту, иной информации, по которой можно было судить об его эффективности для инвестора.

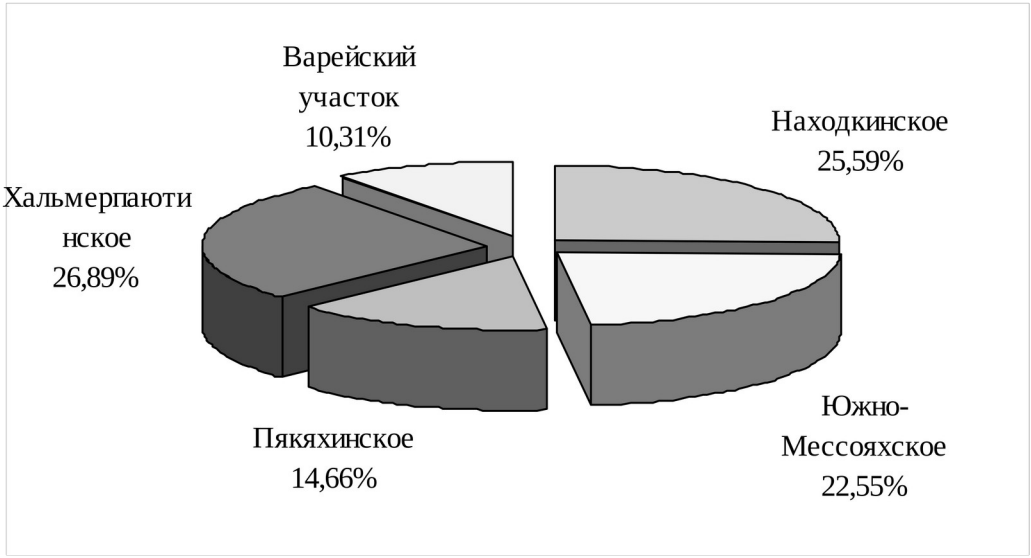


Рис.2.6 Структура добычи газа по месторождениям Большехетской впадины.

Эффективность проекта или его финансовое обоснование характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам участников проекта. Она оценивается для отдельных интервалов времени, отдельных частей проекта и для процесса разработки и реализации в целом.

Различают коммерческую, бюджетную и экономическую эффективность проекта (рис.2.7). Коммерческая эффективность проекта определяется соотношением финансовых затрат и результатов, обеспечивающих требуемую инвестором норму доходности его инвестиций.

При этом в качестве эффекта в t-ом году выступает поток реальных денег *Фi(t)*, определяющейся по формуле (2.17) [74].

$$Фi(t) = Пi(t) - Oi(t), \quad (2.17)$$

где *Фi(t)* - поток реальных денег в году t от i-ой деятельности;

Пi(t) - приток денежных средств в году t от i-ой деятельности;

Oi(t) - отток денежных средств в году t от i-ой деятельности.

Коммерческая эффективность проекта состоит из потоков денежных средств от трех видов деятельности, осуществляемых компанией: инвестиционной, операционной и финансовой.

Бюджетная эффективность проекта характеризует взаимоотношения с бюджетом Федерации и местной власти при выполнении проекта. При этом основным показателем бюджетной эффективности, используемым для обоснования предусмотренных в проекте мер федеральной, региональной финансовой поддержки, является бюджетный эффект.

Экономическая эффективность определяется с помощью экономического эффекта, равного разнице экономических результатов и затрат, получаемых проектом. При расчетах показателей экономической эффективности на различных уровнях необходимо их удовлетворение нормативу.

В основе процесса принятия управленческих решений инвестиционного характера лежит оценка и сравнение объема предполагаемых инвестиций будущих денежных поступлений.

Поскольку сравниваемые величины относятся к различным моментам времени, то, для сопоставления единовременных денежных затрат и результатов, используются критерии:

- статические, в которых денежные потоки, возникающие в разные моменты времени, оцениваются как равноценные;

- динамические, в которых денежные потоки, вызванные реализацией проекта, приводятся к единому моменту времени посредством их дисконтирования, обеспечивая сопоставимость разновременных денежных потоков (рис.2.7).

В основе метода расчета чистого дисконтированного дохода (ЧДД) заложено определение суммы текущих эффектов за весь период, приведенной к начальному периоду или как превышение интегральных результатов над интегральными затратами. Если ЧДД >0, то проект следует принять и в этом случае ценность компании увеличатся. Если ЧДД <0, проект неэффективен и в случае его реализации инвестор понесет убытки. При принятии проекта с ЧДД = 0, ценность компании не измениться, то есть проект принесет ни прибыль, ни убытки. Чем больше ЧДД, тем проект считается эффективнее.

Внутренняя норма доходности - это уровень окупаемости средств, направленных на цели инвестирования и представляет ту норму дисконта, при которой величина приведенных эффектов равна приведенным капитальным вложениям. Проект считается экономическим выгодным, если ВНД превышает тот уровень нормы доходности, приемлемой для данного проекта. Экономический смысл этого показателя заключается в том, что внутренняя рентабельность проекта определяет темп роста капитала, инвестированного в проект.

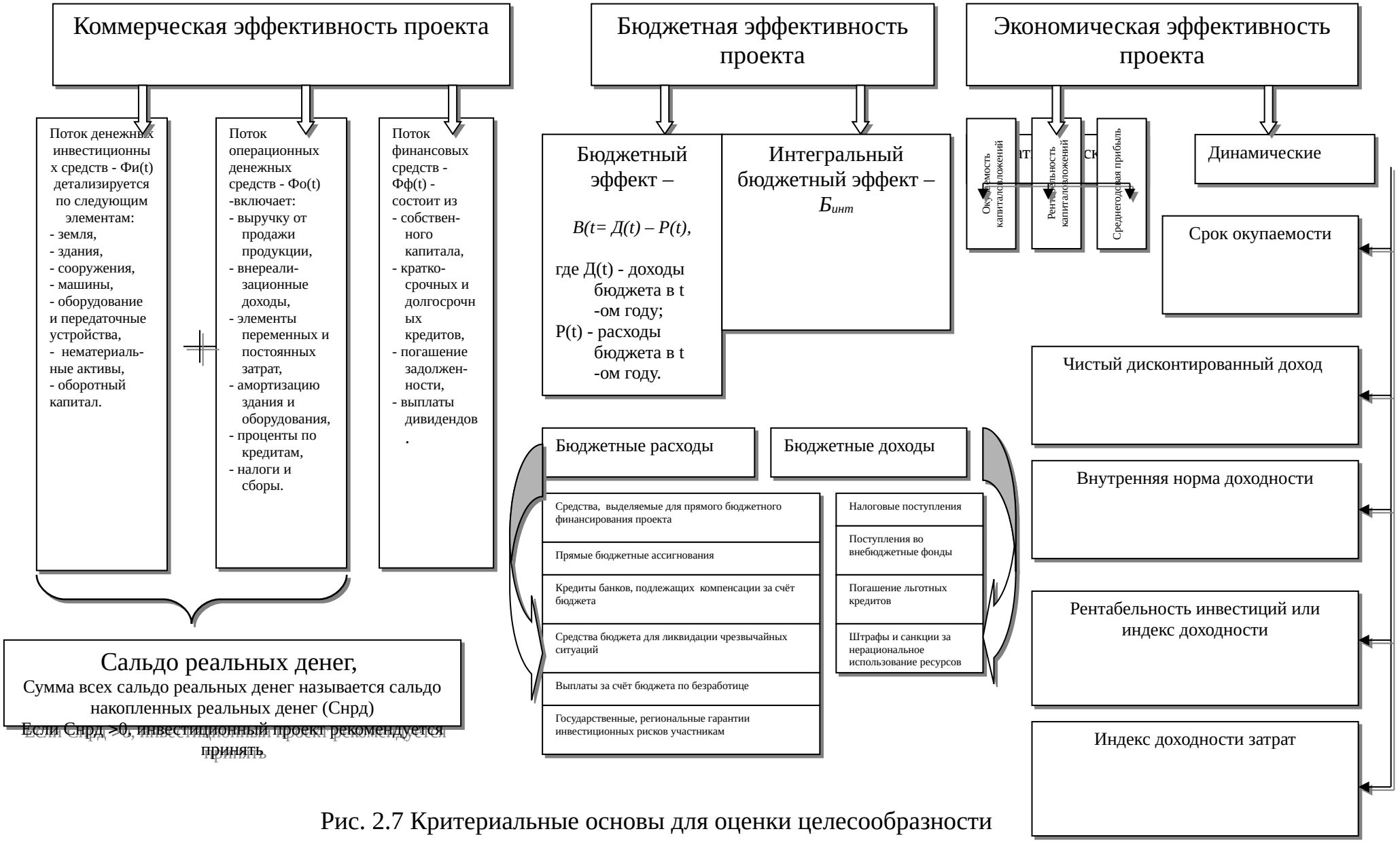


Рис. 2.7 Критериальные основы для оценки целесообразности реализации инвестиционного проекта

Кроме того, этот показатель определяет максимально допустимую ставку ссудного процента, при которой кредитование проекта осуществляется безубыточно.

Рентабельность инвестиций или индекс доходности (*PIu*) – относительный показатель, характеризующий уровень доходов на единицу затрат, то есть эффективность вложений. Чем она выше, тем больше отдача каждого рубля, инвестированного в данный проект.

Индекс доходности затрат (*PIз*) характеризует уровень денежных поступлений на единицу накопленных затрат. Проект считается экономически выгодным при PIи>1 и PIз>1.

Период окупаемости проекта определяет минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект становится и в дальнейшем остаётся положительным. Если период окупаемости проекта превышает инвестиционный период расчёта, то проект не окупается и является экономически не выгодным.

Эти критерии используются для оценки нескольких вариантов инвестиционного проекта. Для выбора оптимального варианта рекомендуется использовать ранжирование показателей с присвоением каждому показателю значение ранга в порядке убывания. Оптимальным является проект с максимальным значением суммарного ранга.

Однако оценка инвестиционного проекта с точки зрения его экономической эффективности не учитывает факторы риска и неопределённости. При вложении средств в проект с высоким уровнем проектного риска предприятие может понести значительные убытки - неучтённый риск снижает общую эффективность проекта. Таким образом, следующим этапом обоснования управленческих решений при реализации инвестиционного проекта разработки месторождения является оценка рисков и формирование мероприятий по их снижению.

2.2. Методика оценки рисков при принятии инвестиционных решений.

Анализ инвестиционного проекта не ограничивается расчётом показателей экономической оценки и оценки его с токи зрения привлечения финансовых ресурсов. Необходимо учесть и количественно оценить тот факт, что проектные инвестиционные решения принимаются в различных по устойчивости условиях, которые называются средой принятия решений.

Выделяют три возможных варианта среды:

- определённости (детерминированности) – среда с известным будущим состоянием системы;
- риска (вероятностной определённости) – ситуация, когда известны возможные исходы осуществления проекта и вероятности их появления;
- неопределённости – ситуация, когда известны только возможные исходы реализации проекта и неизвестны вероятности этих исходов.

Риск определяется, как опасность, возможность убытка, или ущерба. Следовательно, риск относится к возможности наступления какого-либо неблагоприятного события. Под риском принято понимать вероятность возможных потерь части ресурсов, недополучения доходов, появление дополнительных расходов, по сравнению с вариантом предусмотренным проектом, или дисперсию вокруг предполагаемого результата.

Все риски, которые могут возникать при реализации того, или иного инвестиционного проекта в сфере нефтедобычи можно подразделить на политический; социальный; экономический; экологический; юридический, а так же ряд специфических рисков связанных с особенностями деятельности предприятий данной отрасли (рис.2.7).

Политический риск представляет собой угрозу извне, степень влияния оппозиции, отношение региональных органов власти к политике правительства, к иностранным инвестициям, степень вмешательства государства в экономику, возможность национализации без полной компенсации, введение запретов на импорт и т.д.

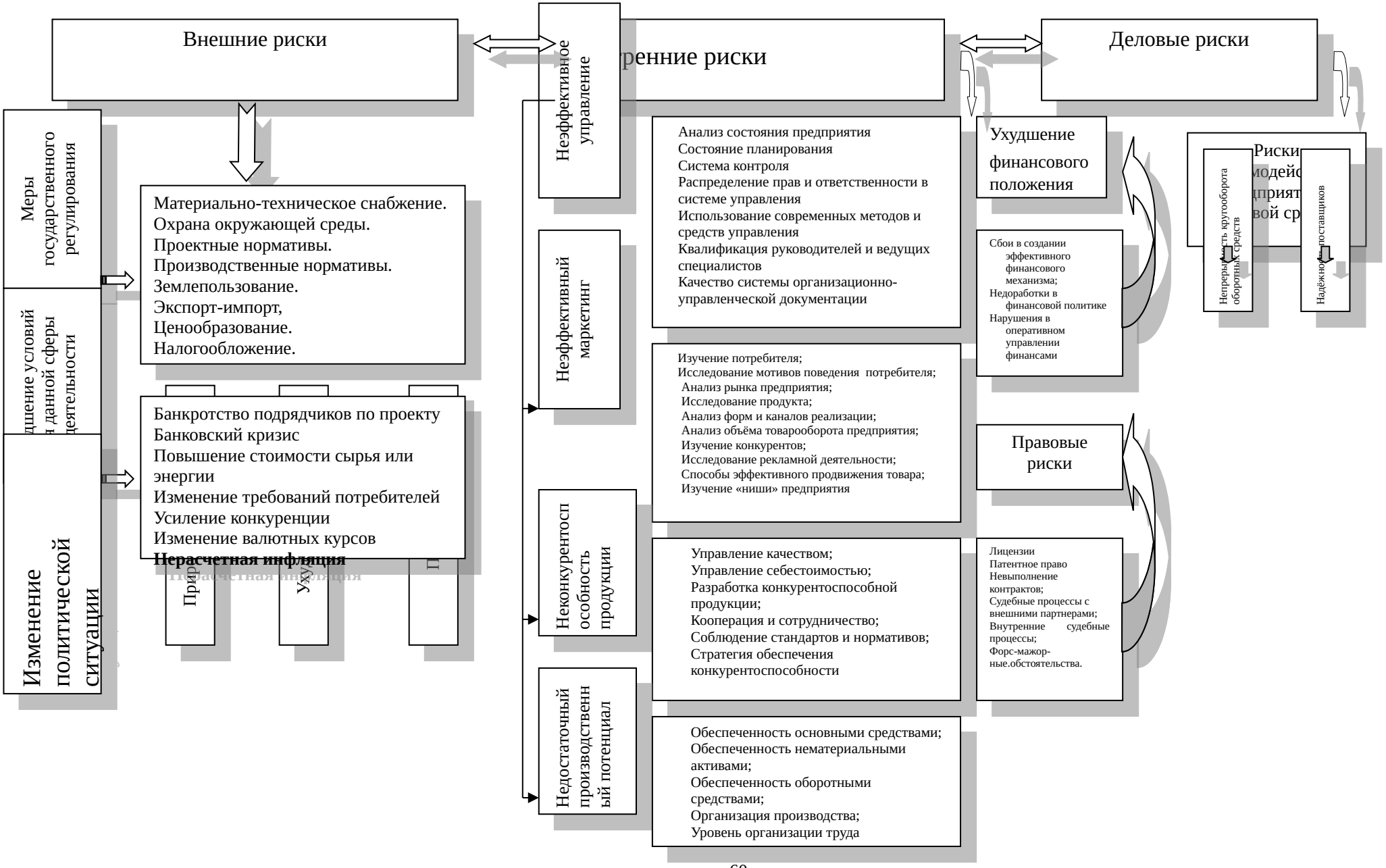


Рис. 2. 7. Структура системы рисков.

Экономический риск, в свою очередь, можно подразделить на производственный, связанный с возможностью невыполнения предприятием своих обязательств по контракту с заказчиком; финансовый (кредитный), связанный с возможностью невыполнения предприятием своих финансовых обязательств перед инвестором; рыночный, вызываемый колебаниями курсов валют и процентных ставок; инвестиционный связанный с возможностью обесценивания инвестиционного портфеля, состоящего как из собственных, так и приобретённых ценных бумаг; коммерческий риск, отражающий ненадёжность будущих доходов за счёт уменьшения объёмов продаж, роста цен на потребляемые ресурсы и прочих факторов.

Экологический риск связан с возможным возникновением стихийных бедствий (землетрясений, наводнений и т. д.), пожаров, аварий и т. п.

Юридический риск вызывается неблагоприятными для участников проекта изменениями в законодательстве (введение нового налога, повышение ставок по действующим налогам, отмена налоговых льгот и т. д.).

Нефтегазодобывающая промышленность как система характеризуется рядом специфических особенностей, отличающих её от других отраслей материального производства. Наиболее существенными из них с точки зрения анализа эффективности инвестиционных проектов и оценки риска являются: большая зависимость показателей и критериев эффективности затрат от природных условий, от уровня использования разведанных и извлекаемых ресурсов углеводородов; динамический характер (изменчивость во времени) природных факторов; вероятностный характер большинства технико-экономических показателей разработки нефтяных и газовых месторождений; изменение воспроизводственной структуры капиталовложений в масштабе отрасли в сторону увеличения их доли, направляемой на компенсацию падения добычи на старых месторождениях; большая продолжительность реализации нефтяных и газовых проектов; высокая капиталоёмкость нефтегазодобычи, необходимость осуществления крупных начальных инвестиций, длительный период возмещения начального капитала и др.

Эти особенности нефтяной и газовой промышленности оказывают влияние и на формирование системы проектных рисков. Инвестиционным проектам в этих отраслях присущи все виды рисков, рассмотренных ранее. Кроме этих рисков специфическими для нефтегазовой отрасли являются; риск неоткрытия месторождения; риск открытия нерентабельного месторождения; риск связанный с неточным определением геолого-промысловых характеристик объекта разработки (объёма геологических запасов, уровня нефтагазоизвлечения, объёма извлекаемых запасов, динамики добычи углеводородов и т.д.); риск, связанный с условиями рынка сбыта нефти, газа, нефтепродуктов; риск, обусловленный качествами участников проекта; риск, вызванный повышенной вероятностью возникновения форс-мажорных ситуаций.

Основными причинами рисков, возникающих при реализации нефтегазовых проектов, являются распределение отдачи от проекта во времени; разброс значений каждой переменной, влияющей на величину критериев эффективности; значительные расходы, связанные со сбором дополнительной информации.

Анализ рисков проекта включает в себя: проведение качественного, количественного анализов и определение мероприятий, снижающие проектные риски.

Задача качественного анализа - определить факторы, обуславливающие возникновение риска, установить потенциальные области риска, после этого идентифицировать все возможные риски. Все факторы, влияющие на изменение степени риска проекта, можно условно разделить на две группы:

1. объективные - те факторы, которые не зависят непосредственно от самой фирмы;
2. субъективные, которые имеют непосредственное отношение к фирме и напрямую зависят от эффективности ее управления и организации.

Состав этих двух групп факторов риска для разработки газоконденсатного месторождения представлены на рисунке 2.8.[34].

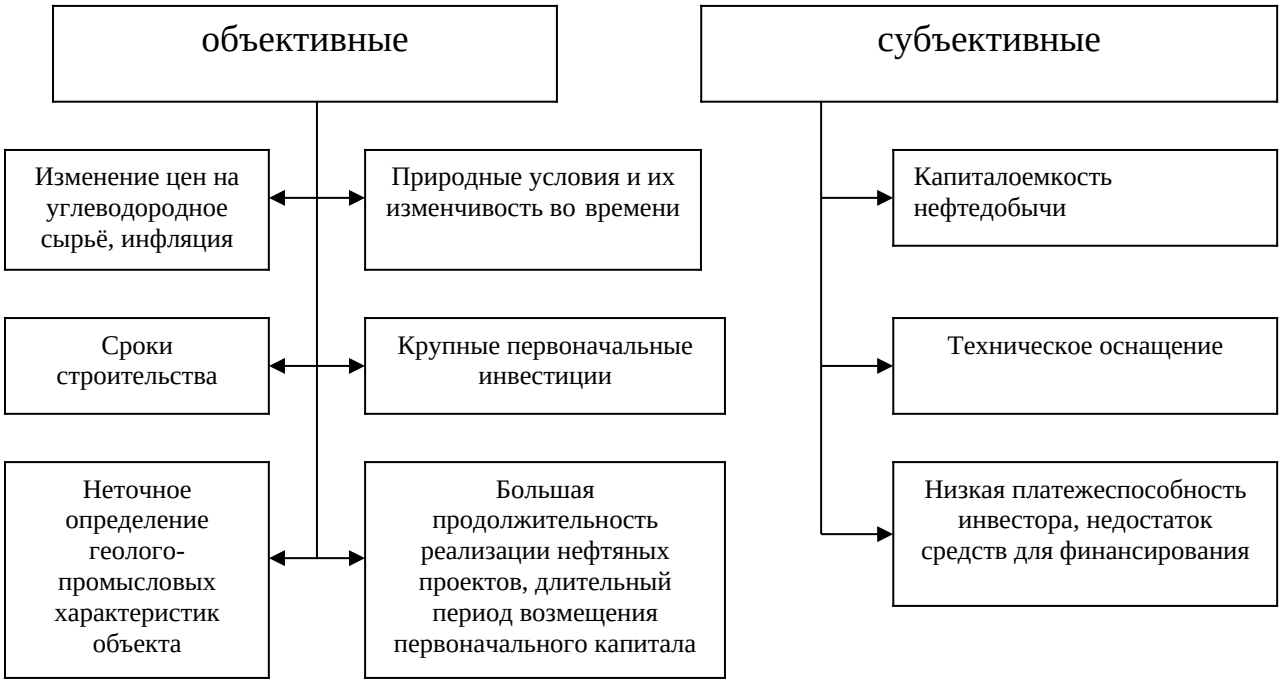


Рис.2.8 Классификация факторов риска проекта.

Основными причинами рисков, возникающих при реализации инвестиционных проектов в газодобыче, являются:

-распределение отдачи от проекта во времени;

-разброс значений каждой переменной, влияющей на величину критериев эффективности;

-значительные расходы, связанные со сбором дополнительной информации.

Для формализованного описания риска инвестиционного проекта используют количественный и качественный анализ (рис.2.9). В данном дипломном проекте анализ риска проводится сценарным методом и количественным – определение риска на каждом этапе реализации проекта.



Рис 2.9 Виды анализа рисков инвестиционного проекта.

Количественный анализ риска подразумевает численное определение размеров отдельных рисков и риска проекта в целом и проводится с использованием различных методов. К ним относятся:

1.статистический метод;

2.аналитический метод;

3.метод экспертных оценок;

4.анализ чувствительности;

5.метод проверки устойчивости;

6.сценарный или имитационный метод;

7.метод «Монте-Карло» и другие;

Для анализа рисков в нефтегазовых проектах используются в основном анализ чувствительности, определение точки безубыточности и проверка устойчивости проекта. Алгоритмы методов оценки рисков указаны в рис. 2.10.



Рис.2.10 Методы оценки риска инвестиционного проекта.

Одним из наиболее распространенных методов оценки риска в нефтяных проектах является метод учета риска при установлении нормы доходности или ставки дисконта.

Под нормой дисконта следует понимать ставку, отражающую стоимость капитала, соответствующую возможной прибыли инвестора, которую он мог получить на ту же сумму капитала, вкладывая его в другом месте. В основном для проекта разработки нового месторождения такой нормой дисконта является 10%.

Экономика нашей страны характеризуется различными уровнями годовой инфляции, которая оказывает влияние на принятие управленческих решений в нефтяной промышленности. Инфляция является основным фактором, влияющим на эффективность инвестиций в добывающей промышленности, так как инвестиционные проекты разработки месторождений имеют долгосрочный характер. Для его учёта уровня инфляции необходимо заложить его предполагаемый размер в ставку дисконта, обеспечив тем самым получение доходов для покрытия инфляции, и, следовательно, ставка дисконта с учетом инфляции будет определяться по формуле (2.18).[27]

$$E_u = E + I + E \cdot I, \qquad (2.18)$$

где E_u- ставка дисконта с учетом инфляции;

I - уровень инфляции.

Кроме инфляции нефтегазовым проектам присущи специфические риски, такие как:

-риск открытия нерентабельного месторождения;

-риск, связанный с неточным определением объема геологических запасов, уровня извлечения, объема извлекаемых запасов, динамики добычи углеводородов;

-риск, связанный с завершением проекта;

-риск, обусловленный качествами участников проекта;

-риск, вызванный повышенной вероятностью возникновения форс-мажорных ситуаций.

Эти особенные риски учитываются в ставке дисконта с помощью премии за риск, величина которой зависит от индивидуальной склонности к риску. (формула 2.19).[27]

$$Ep = (1 + I) \cdot (1 + E) \cdot (1 + a \cdot tg\left[\frac{\pi \cdot y}{2}\right] - 1, \qquad (2.19)$$

где а - коэффициент, учитывающий склонность к риску и определяемый экспертным путем, равный 0,35; Ур - уровень риска.

Значения уровня риска для нефтяных проектов представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7

Уровни риска инвестиционных проектов.

Величина риска	Пример цели проекта	Уровень риска
Низкий	Вложения при интенсификации производства на базе освоенной техники	1-3
Средний	Увеличение объема продаж существующей продукции	5-8
Высокий	Продвижение продукции на новые рынки сбыта	10-13
Очень высокий	Вложения в исследования и инновации	15-20

После корректировки параметров инвестиционного проекта проводится оценка чувствительности проекта к изменению фискальных условий разработки месторождения и позволяет определить запас прочности проекта, а также уровни рисков, которые несут его участники.

Анализ чувствительности проекта проводится с целью выбора наименее уязвимого варианта транспорта газа с месторождений Большехетской впадины. На первом этапе осуществляется выбор результативного показателя эффективности инвестиционного проекта, относительно которого и производиться оценка чувствительности. В большинстве случаев критерием оценки чувствительности является показатель чистой текущей стоимости проектных денежных потоков.

На втором этапе выявляется конкретный перечень переменных, изменения которых могут привести к значительному ухудшению реализуемого варианта капиталовложений. На основе обобщения практического опыта в области экспертизы инвестиционных проектов разработки месторождения в качестве существенно важных переменных, участвующих в формировании конечных результатов инвестиционной деятельности, можно выделить следующие:

-годовой объем добычи и транспорта газа;

-цену на единицу продукции;

-затраты на добычу газа;

-величину инвестиционных затрат;

-величину проектной дисконтной ставки.

На следующем этапе с учетом результативного показателя и количественно определенных параметров разрабатывается исходная модель зависимости чистой текущей стоимости от влияния ранее установленных внешних и внутренних факторов, характеризующих состояние контрольных точек проекта, а в дальнейшем с использованием этой модели вывести формулы расчета критических значений базовых показателей, при которых результаты инвестирования упадут до безубыточного уровня деятельности, то есть уровня, когда проект еще не несет убытков (ЧДД =0).

Базовую модель зависимости ЧДД от факторов можно рассчитать с помощью формулы (2.20).

$$ЧДД = (\lfloor Q \cdot P - Зэ \rfloor \bullet \lfloor 1 - Hn \rfloor + A) \cdot PV - IC \cdot PVI, \quad (2.20)$$

где *ЧДД*- чистый дисконтированный доход;

Q- годовой объем добываемой газа;

P- цена за единицу продукции;

Зэ- затраты на добычу газа;

Hn- ставка налога на прибыль;

A- ежегодные амортизационные отчисления;

IC- инвестиционные затраты;

PV- фактор текущей стоимости;

PVI- коэффициент дисконтирования для капитальных вложений.

Так как рассматриваемый инвестиционный проект длителен во времени, для составления удобной для анализа модели зависимости чистого дисконтированного дохода от различных факторов, лучше применять усредненные данные, рассчитываемые по изменяющимся показателям с использованием фактора текущей стоимости обыкновенного аннуитета.

Средние значения искомых ключевых переменных можно определить по формуле (2.21).

$$\overline{P} = \sum_{n=0}^{T} \frac{Pn}{(1+r)^n} \Big/ \sum_{n=0}^{T} \frac{1}{(1+r)^n} \quad , \qquad (2.20.)$$

где $\overline{P}$ - среднее значение показателя;

Pn- значение показателя в *n*-ый период времени;

r- ставка дисконта.

На последнем этапе анализа чувствительности определяется относительное отклонение прогнозируемых параметров ключевых показателей их критических значений, рассчитываемое по формуле (2.49).

$$ЧК = \frac{P - P^*}{P} \cdot 100 , \qquad (2.21.)$$

где *ЧК*- относительное отклонение прогнозируемых параметров;

P- прогнозируемый уровень показателя;

P^* - безубыточный уровень показателя.

Данное относительное отклонение называется чувствительным краем (*ЧК*) переменной, определяющий запас прочности проекта. Как правило, те оценки индивидуальных показателей, в которых имеются незначительные отклонения, могут стать определяющими для успеха или неудачи проекта.

Следующим методом оценки риска инвестиционного проекта является формализованное описание неопределённости и риска. Алгоритм метода формализованного описания неопределённости и риска проекта указан на рис.2.11.

Рассчитав вероятности различных условий реализации проекта, можно найти интегральный эффект или риск проекта. Для этого необходимо определить риск на различных стадиях реализации проекта, а затем определить суммарный риск по всему проекту. Предлагается оценить вероятность наступления риска, руководствуясь следующей системой оценок:

1.- 0 - риск рассматривается как несущественный,

2.- 25 - риск, скорее всего, не реализуется,

3.-50- о наступлении события ничего определенного сказать нельзя

4.- 75 - риск, скорее всего, проявится,

5.-100-риск наверняка реализуется.



Рис.2.11 Алгоритм метода формализованного описания неопределённости и риска проекта.

На начальном этапе формируется состав рисков, характерных для инвестиционного проекта разработки месторождений Большехетской впадины по стадиям реализации проекта (подготовительная стадия и непосредственно реализация проекта). В таблице 2.8 содержится первоначальная оценка рисков для инвестиционного проекта разработки месторождений Большехетской впадины. Оценка вероятности наступления риска оценивается по указанной системе оценок. Приоритет оценивается от 1 до 3 в зависимости от приоритетности конкретного риска для проекта.

Таблица 2.8

Постадийная оценка рисков инвестиционного проекта разработки месторождений Большехетской впадины

Риски	Вероятность наступления риска	Прио-ритет
1. Подготовительная стадия		
- Превышение расходов на проведение опытно-промышленных работ	25	2
- Сложность финансирования начальной стадии реализации проекта	50	3
2. Реализация проекта:		
2.1. финансово-экономические риски:		
- снижение цен на продукцию проекта (газ и конденсат)	75	1
-.увеличение эксплутационных затрат	50	2
- снижение объемов добычи газа	50	2
- рост налогов	25	3
- неплатежеспособность потребителей	75	2
- недостаток оборотных средств	75	3
2.2. Социальные:		
- трудности с набором квалифицированной рабочей силы	0	3
- отношение местных властей	25	3
- недостаточный уровень заработной платы	25	2
2.3. Технические:		
- степень изношенности оборудования	0	3
- несоответствие материалов стандартам качества	25	3
2.4. Экологические:		
- вероятность утечки газа	50	3
- вредность производства для региона	20	1

Для получения объединенных рисков необходимо определение веса, с которыми каждый отдельный риск входит в общий риск проекта.

Конечным этапом формализованного описания рисков проекта является анализ сценариев проекта. Поскольку риск можно трактовать также и как "сожаление" между тем, что желательно получить и что будет получено реально, следует определить в исполнение к имеющемуся проекту еще два

сценария его развития и также рассчитать точки безубыточности и уровень прочности проекта.

Первый сценарий носит умеренно пессимистический характер и ориентирует участников проекта на худшие условия реализации. Второй сценарий является оптимистическим и отражает благоприятные условия реализации проекта.

Сценарии строятся путем процентного отклонения ключевых параметров, определяющие чистый дисконтированный доход, от их реальных значений соответственно в сторону ухудшения или благоприятствования условий. Чаще всего для построения пессимистического и оптимистического сценария для учёта рисков в газовых проектах берут 10% отклонение параметров. Проект считается устойчивым, если при реализации каждого из трех сценариев он иметь запас прочности, а возможные неблагоприятные последствия, приводящие к значительному уровню риска, будут устранены с помощью мер его снижения [30].

Существует несколько способов снижения риска проекта, представленных в таблице 2.9.

Таблица 2.9

Характеристика методов снижения проектных рисков.

Наименование способа	Краткое содержание
Диверсификация инвестируемых средств	Распределение усилий предприятия между видами деятельности, результаты которых непосредственно не связаны между собой. Принимая решение об инвестициях в какой-либо проект, инвестор должен рассматривать проект не изолированно, а во взаимосвязи с другими проектами и с уже имеющимися видами деятельности предприятия. В целях снижения риска желательно выбирать производство таких товаров или услуг, спрос на которые изменяется в противоположных направлениях.
Страхование	Передача определенных рисков страховой компании.

риска	Суть страхования заключается в том, что инвестор готов отказаться от части доходов для того, чтобы избежать риска. Страхование - это особые экономические отношения, для которых обязательно наличие двух сторон: страховщика и страхователя. Страховщик при этом создает за счет платежей страхователя специальный денежный фонд (страховой), расходование которого возможно лишь на покрытие потерь в заранее оговоренных случаях.
Нейтрализация частных рисков	Под частными понимают риски, связанные с реализацией отдельных этапов (работ) по проекту, но напрямую не влияющие на весь проект в целом.
Распределение риска между участниками проекта	В соответствии с правилами распределения риска ответственным за риск должен быть тот участник проекта, который в состоянии лучше всех рассчитывать и контролировать риск. Однако часто складывается ситуация, когда именно этот партнер имеет недостаточно устойчивое финансовое положение для того, чтобы преодолеть последствия от действия различных категорий риска. Большинство фирм имеют ограниченные средства для компенсации риска, которые они могут использовать, не подвергая опасности свое существование. Распределение риска реализуется при разработке финансового плана проекта и контрактов. Для количественного распределения риска в проектах можно использовать построение дерева решений.
Приобретение дополнительной	Дополнительная информация позволяет уточнить некоторые параметры проекта (объем геологических
информации	запасов нефти, коэффициент конечного извлечения, капиталовложения, объемы добычи, цены на реализуемую продукцию и др.), повысить уровень надежности и достоверности исходной информации и снизить вероятность принятия неэффективного решения. Дополнительную информацию можно получить различными способами - приобретением ее у других организаций, проведением экспериментов.
Резервирование средств на покрытие непредвиденных	Этот способ предусматривает установление соотношения между потенциальными рисками, влияющими на стоимость проекта, и размером расходов, необходимых для преодоления нарушений
расходов	в ходе реализации. При определении суммы резерва необходимо учитывать точность первоначальной оценки стоимости проекта и его элементов.
Снижение	План финансирования проекта, являющийся частью

рисков в плане финансирования	плана проекта, должен учитывать следующие виды рисков: -риск нежизнеспособности проекта, -налоговый риск, - риск неуплаты задолженностей, (меры снижения риска - формирование резервных фондов, возможность дополнительного финансирования проекта, отчисление определенного процента выручки от реализации продукции проекта). -риск незавершения строительства.

Резерв на покрытие непредвиденных расходов делится на две части: общий и специальный. Общий резерв должен покрывать изменения в смете, добавки к общей сумме контракта. Специальный резерв может включать надбавки на покрытие роста цен, на увеличение расходов по отдельным позициям, а также на оплату исков по контрактам (рис.2.11).

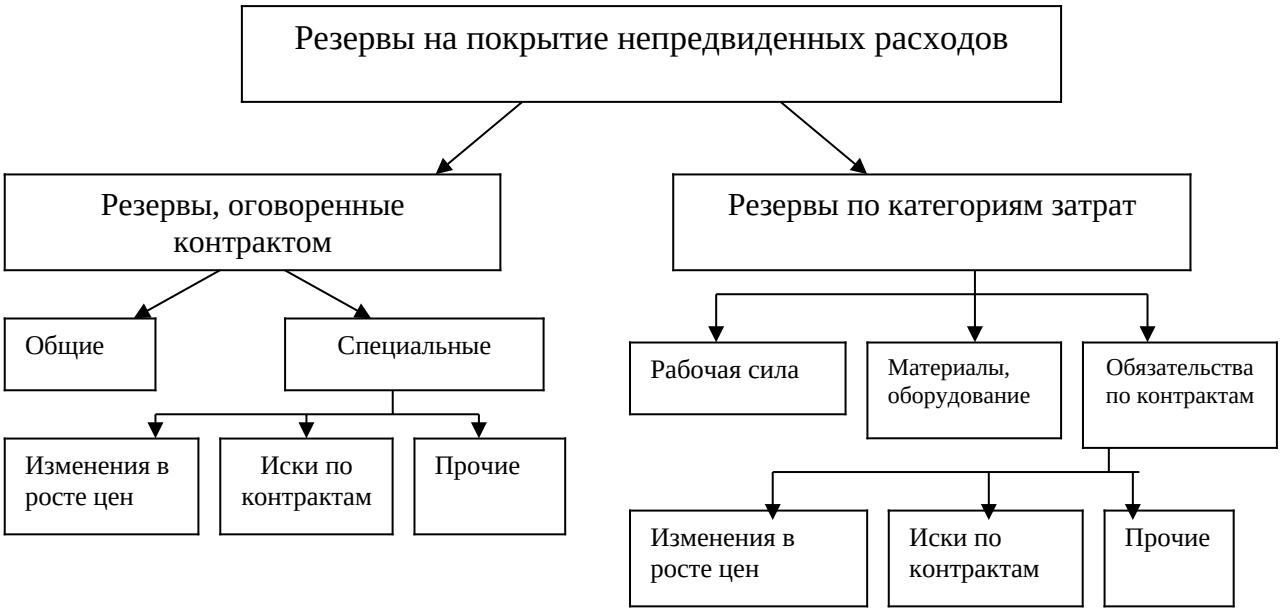


Рис. 2.11 Классификация резервов на покрытие непредвиденных расходов.

Первой и наиболее сложной проблемой в создании резервов непредвиденных расхода является оценка потенциальных последствий рисков — то есть сумм на покрытие непредвиденных расходов. Для ее решения можно использовать все вышеперечисленные методы анализа рисков. Следующий шаг состоит в определении структуры резерва на покрытие непредвиденных

расходов. Затем определяют, для каких целей следует использовать установленный резерв. Такими целями могут быть:

1.выделение ассигнований для вновь выявленной работы по проекту;

2.увеличение ассигнований на работу, для выполнения которой было выделено недостаточно средств;

3.формирование варианта бюджета с учетом работ, для которых необходимые ассигнования ещё не выделены;

4.компенсация непредвиденных изменений трудозатрат, накладных расходов и т.п. возникающих в ходе работы над проектом.

Наиболее важные частные риски проекта и меры по их нейтрализации можно оценить с помощью метода, изложенного ниже. Последовательность шагов при использовании метода оценки частных рисков такова:

1.Рассматривается риск, имеющий наибольшую важность для проекта.

2.Определяется перерасход средств с учетом вероятности наступления неблагоприятного события.

3.Определяется перечень возможных мер, направленных на уменьшение важности риска (уменьшение его вероятности или опасности).

4.Определяются дополнительные затраты на реализацию предложенных мер.

5.Сравниваются требуемые затраты на реализацию предложенных мер с возможным перерасходом средств вследствие наступления рискового события.

6.Принимается решение о применении противорисковых мер.

7.Процесс анализа риска повторяется для следующего по важности риска.

Для снижения рисков по разработке газоконденсатных месторождений Большехетской впадины приоритетным является использование распределения риска между участниками проекта и резервирования средств на покрытие непредвиденных расходов, применение диверсификации инвестируемых средств невозможно из-за отсутствия необходимой информации.

На инвестиционный проект, реализуемый ООО «Лукойл- Западная Сибирь», значительное воздействие оказывают такие факторы, как инфляция, величина капиталовложений, долгосрочный характер

осуществляемого проекта, большой период возвратности инвестиционных средств и другие, специфические для газовых проектов.

Методами учета и анализа рисков разработки месторождений Большехетской впадины являются включение величин рисковых факторов в норму доходности проекта, приемлемой для инвестора, метод проверки устойчивости, определение чувствительности проекта к изменениям внешних и внутренних факторов, запас прочности проекта и формализованное описание риска и неопределённости проекта.

В качестве основных способов снижения рисков инвестиционного проекта используются резервирование средств на покрытие непредвиденных расходов и распределение риска между участниками проекта.

3.ОБОСНОВАНИЕ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА.

3.1.Расчёт основных критериев, необходимых для принятия решения об инвестировании.

Для расчёта критериев эффективности инвестиционного проекта на первом этапе необходимо оценить затраты ООО «Лукойл- Западная Сибирь» при реализации проекта разработки группы месторождений Большехетской впадины. Для этого оцениваются капитальные вложения в бурение скважин и промысловое обустройство кустов скважин и месторождений в целом.

Исходя из установленных удельных нормативов обустройства газовых и газоконденсатных залежей с учётом объёмов работ по объектам в натуральном выражении рассчитывается сметная стоимость освоения залежей Большехетской впадины в общем по месторождениям (формулы 2.1-2.4).

Таблица 3.1.

Сметная стоимость обустройства газовых и газоконденсатных залежей Большехетской впадины.

Наименование работ и затрат	Ед. изм.	Количество	Сметная стоимость, тыс.руб		Процент в общей стоимости, %
			1991 г.	2001г.	
Техническая и биологическая рекультивация	скв.	236	1484,44	51955,40	0,17
Обвязка кустов газоконденсатных скважин	куст	32 10	38782,08 12461,21	1357372,80 436142,35	4,50 4,27
Подъезды к кустам	км	63	36814,05	1288491,75	1,45
Газоконденсатный сбор:		-	-	-	0,00
d=114 мм;	км	5,5	612,26	21429,10	0,07
d=159 мм;	км	37,35	5120,69	179223,98	0,59
d=219мм;	км	45,4	8112,98	283954,30	0,94
d=273 мм;	км	39,1	8162,52	285688,06	0,95
d=325 мм.	км	24,8	5487,00	192045,00	0,64

Продолжение табл.3.1

УКПГ: - 6 млрд.м^3/год;	уст.	1	21797,90	762926,50	2,53
- 3 млрд.м3/год.	уст.	3	51172,71	1791044,85	5,94
УДК, 2 млн.т./год	уст.	1	7458,92	261062,20	0,87
ДКС, ГПА-Ц-6,3 - Хальмерпаютинское;	агр.	9	21056,67	736983,45	2,44
- Пякяхинское;	агр.	6	14037,78	491322,30	1,63
- Южно-Мессояхское;	агр.	4	9358,52	327548,20	1,09
- Варейский участок	агр.	8	18717,04	655096,40	2,17
ГНС: - Хальмерпаютинское;	тонн	990	1686,7	59034,50	0,20
- Пякяхинское;	тонн	605	1010,35	35362,25	0,12
- Южно-Мессояхское;	тонн	808	1349,36	47227,60	0,16
- Варейский участок.	тонн	566	945,22	33082,70	0,11
Промысловые базы: - Хальмерпаютинское;	скв.	70	3639,30	127375,50	0,00 0,42
- Южно-Мессояхское;	скв.	57	2963,43	103720,50	0,34
- Варейский участок.	скв.	51	2651,49	92802,15	0,31
- ЦПБ Пякяхинское	-	-	9746,80	341138,00	1,13
Вахтовый посёлок	скв.	236	26066,20	912317,00	3,02
Водозабор	скв.	9	11138,40	389844,00	1,29
Газотурбинные электростанции ПАЭС-2500	агр.	4	24482,08	856872,80	2,84
Вертолётная площадка	шт.	4	1764,76	61766,60	0,20
Внутрипромысловая дорога	км.	190	264238,70	9248354,50	30,65
Межпромысловая дорога	км.	110	210730,30	7375560,50	24,45
Мосты	шт.	8	5494,88	192320,80	0,64
Итого по главам 1-7			828544,73	28999065,55	96,12
Затраты по главам 8-12	%	25	207136,18	7249766,30	24,03
Природоохранные мероприятия	%	2	20713,62	579981,31	1,92
Итого по главам 1-12			105639,53	29579046,90	98,04
Оборудование, не входящее в смету стройки	%	2	21127,89	591580,94	1,96
ВСЕГО инвестиций			1077522,42	30170627,83	100,00

Наибольший удельный вес в структуре сметной стоимости обустройства залежей Большехетской впадины составляет строительство дорожной сети: внутрипромысловых (26%) и межпромысловых (21%) дорог. Затраты на строительство и ввод установок комплексной подготовки газа

(УКПГ) составляют 2553,9 млн.р. - 7% от сметной стоимости, ввод первой очереди ДКС планируется на Варейском участке на 12 году разработки, общее их количество – 27 агрегатов, стоимость которых составит 6% от всей сметной стоимости обустройства. Обвязка кустов газоконденсатных скважин составит 5% сметной стоимости обустройства 1793,5 млн.р. (рис.3.1)

Согласно расчётам обустройство газовых и газоконденсатных залежей потребует 30,2 млрд.р. капитальных вложений, а нефтяных залежей – 6,8 млрд.р.

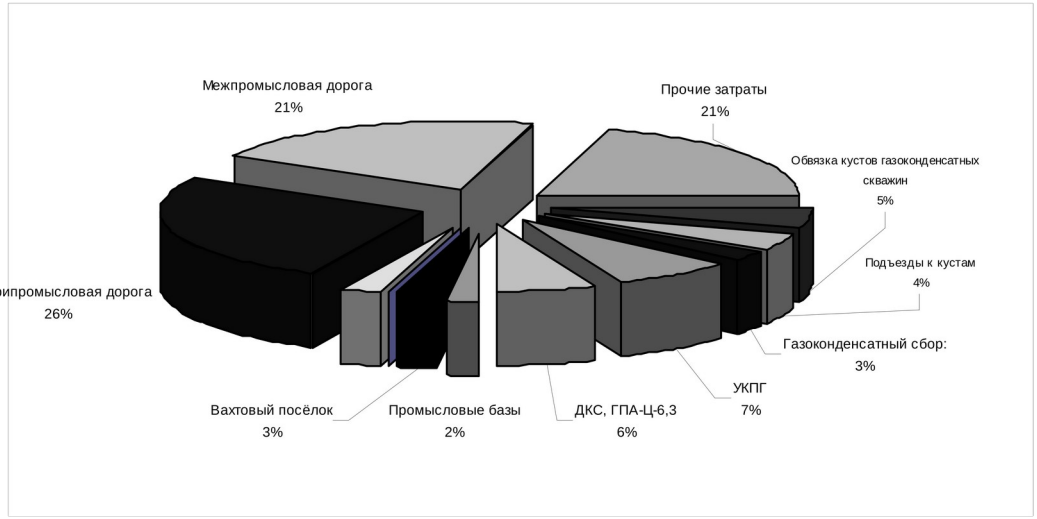


Рис.3.1 Структура сметной стоимости обустройства залежей Большехетской впадины.

Для выбора альтернативного варианта транспорта углеводородов с месторождений Большехетской впадины необходимо рассчитать затраты на строительство трубопроводов. Исходя из нормативов строительства, принятых для месторождений Тазовского района, стоимость газопроводов внешнего транспорта определяется в таблице 3.2.

Сметная стоимость обустройства зависит от принятой схемы транспорта углеводородов с месторождений Большехетской впадины, поэтому первым этапом при выборе варианта является оценка капитальных затрат строительства трубопроводов.

Таблица 3.2.

Капитальные вложения в строительство трубопроводов по вариантам.

Наименование работ и затрат	Ед. изм.	Удельный показатель	Коли-чество, км, агр.	Сметная стоимость, тыс.руб	Вес с общей сумме, %
Газопровод на Заполярное месторождение Вариант 1					
Главы 1-7 Газопровод подключения, всего затрат, в том числе				11114641,36	60,12
d=720 мм,	тыс.р/км	740,77	60	1244493,60	5,26
d=800 мм		869,53	165	4017228,60	16,99
d=1020 мм		1078,96	40	1208435,20	5,11
d=1220 мм		1491,05	125	521867,00	2,21
d=1420 мм		1989,68	74	4122616,96	17,43
ГКС	тыс.р/агр	6514,44	15	2736064,80	11,57
Итого затрат по главам 1-7				18547514,16	58,57
Затраты по главам 8-12			25%	4636878,54	19,61
Природоохранные мероприятия			2%	463687,85	1,96
ВСЕГО				23648080,55	100,00
Газопровод на Ямбурское месторождение (Вариант 2, 3, 4)					
Главы 1-7 Газопровод подключения, всего затрат, в том числе				20651052,52	73,36
d=530 мм,	тыс.р/км	509,69	22	313969,04	1,12
d=720 мм		740,77	36	746696,16	2,65
d=1020 мм		1078,96	209	6314073,92	22,43
d=1220 мм		1491,05	243	10145104,20	36,04
d=1220 мм		3727,63	30	3131209,20	11,12
ГКС	тыс.р/агр	6514,44	6	1094425,92	3,89
Итого затрат по главам 1-7				21745478,44	77,26
Затраты по главам 8-12			25%	5436369,61	19,31
Природоохранные мероприятия			2%	965038,11	3,43
ВСЕГО				28146886,16	100,00

Продолжение табл.3.2.

Нефтеконденсатопровод на Заполярное месторождение (Вариант 1, 3)					
Главы 1-7 Трубопровод подключения				6102069,12	73,85
d=325 мм,	тыс.р/км	329,64	200	1846152,00	22,34
d=426 мм	тыс.р/км	487,17	312	4255917,12	51,50
НПС, установка Пякяхинское – Заполярное	тыс.р/уст	13532,91	1	378921,48	4,59
Итого затрат по главам 1-7				6480990,60	78,43
Затраты по главам 8-12			25%	1620247,65	19,61
Природоохранные мероприятия			2%	162024,77	1,96
ВСЕГО				8263263,02	100,00
Нефтеконденсатопровод на Ямбурское месторождение (Вариант 2, 4)					
Главы 1-7 Трубопровод подключения				1231567,12	73,13
d=219 мм	тыс.р/км	235,45	100	659260,00	9,23
d=325 мм		329,64	62	572307,12	8,01
d=426 мм		365,77	390	3994208,40	55,89
НПС, установка Варейский	тыс.р/уст	13532,91	1	378921,48	5,30
Итого затрат по главам 1-7				5604697,00	78,43
Затраты по главам 8-12			25%	1401174,25	19,61
Природоохранные мероприятия			2%	140117,42	1,96
ВСЕГО				7145988,68	100,00
Всего капитальные вложения в строительство трубопроводов					
Вариант 1				34911343,57	
Вариант 2				35262874,84	
Вариант 3				36410149,20	

Наиболее экономичным с точки зрения капитальных затрат является 1 вариант - транспорт газа и конденсата на Заполярное месторождение. Удешевляющим фактором здесь является строительство лупингов, а не трубопровода в целом. Однако определяющим фактором является ввод Находкинского месторождения. Годовой объём добычи с Находкинского месторождения превышает 10,3 млрд. $м^3$ и к 2015 году группа месторождений Большехетской впадины выходит на проектную мощность 30,13 млрд.$м^3$,

поэтому в дальнейшем при транспорте углеводородов на Заполярное месторождение необходимо увеличение пропускной способности газопровода, а, следовательно, дополнительные затраты.

Таблица 3.2.

Сметная стоимость обустройства нефтяных залежей, тыс.р.

Наименование работ и затрат	Удельные показатели		Сметная стоимость, тыс.р.
	Уд. значение	Количество, куст, км, т.	
Главы 1-7 Обвязка кустов газоконденсатных скважин			
13 кустов	2025,26	13,00	1000478,44
15 кустов	2053,57	15,00	1170534,90
14 кустов	2324,59	14,00	1236681,88
Подъезды к кустам, км	584,35	20,58	456985,07
Нефтесборные сети, d=219 мм, км	170,63	321,00	2081344,74
ЦПС Пякяхинское, тыс.т.	8,60	2500,00	817000,00
Резервуарный парк, $м^3$	194,31	12000,00	88605360,00
Ингибиторопровод, d=57 мм, км	69,31	96,00	252842,88
ИТОГО затрат по главам 1-7			5133771,62
Затраты по главам 8-12, 25%			20535086,49
Природоохранные мероприятия, 2%			2053508,65
ИТОГО затрат по главам 1-12			6545558,82
Оборудование, не входящее в смету стройки, 2%			323823,50
ВСЕГО			6676470,13

Сметная стоимость обустройства нефтяных залежей Большехетской впадины составляет 6 676,4 млн.р., газовых и газоконденсатных залежей – 67063,2 млн.р (вариант 2).

На основе рассчитанной сметной стоимости обустройства месторождений Большехетской впадины далее анализируется структура капитальных вложений по вариантам. Общий объём капитальных вложений по рассматриваемым вариантам разработки и транспорта углеводородов представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3.

Структура капитальных вложений в освоение месторождений Большехетской впадины, млн.р.

Показатели	Варианты транспорта углеводородов			
	1	2	3	4
Обустройство газоконденсатной залежи	29579,04	29579,04	29579,04	29579,04
Обустройство нефтяной залежи	-	6674,47	6674,47	6674,47
Внешний транспорт газа	20180,42	22462,30	20180,42	22462,30
Внешний транспорт конденсата	5769,34	-	-	-
Внешний транспорт нефтеконденсатной смеси	-	8496,21	8496,21	8496,21
Оборудование, не входящее в смету стройки	591,58	725,07	725,07	725,07
Бурение	16417,62	43257,16	43257,16	43257,16
Геолого- разведочные работы	820,88	2162,86	2162,86	2162,86
ИТОГО инвестиций	87273,52	87194,10	91742,33	91662,90

Как видно из таблицы 3.3 на различие вариантов определяющее влияние оказала стоимость внешнего транспорта газа, конденсата и нефтеконденсатной смеси, зависящей от схемы реализации углеводородов.

По объёму капитальных вложений варианты 2-4 сопоставимы между собой. Освоение только газовых и газоконденсатных объектов потребует 75,9 млрд. рублей капитальных вложений, а комплексное освоение с нефтяными объектами 113,4-114,6 млрд. рублей.

В случае приобретения ООО «ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь» Находкинского месторождении (вариант 2) при внешнем транспорте газа на Ямбург, нефтеконденсатной смеси - район порта Дудинка, объем капитальных вложений на внешний транспорт составит 35,3 млрд. руб., а с учетом затрат на бурение скважин и геолого- разведочные работы суммарный объем капитальных вложений на освоение месторождений Большехетской впадины

составит 91,7 млрд. руб., причем в первый год строительства потребуется 11,5 млрд. руб. капитальных вложений, при таких же сроках поэтапного ввода обустройства месторождений.

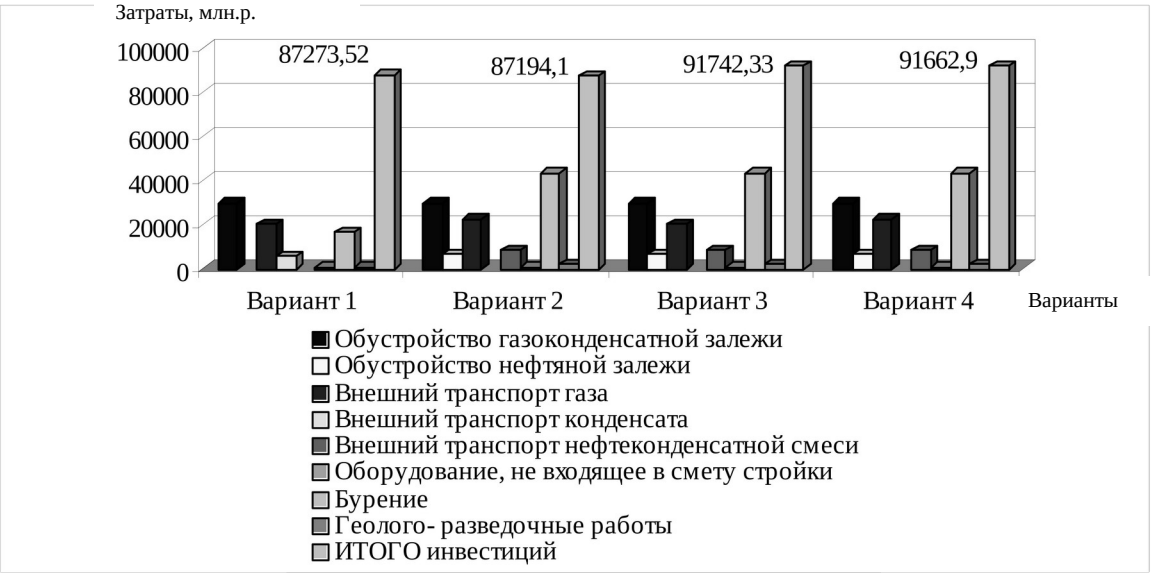


Рис. 3.2 Структура капитальных вложений.

Согласно произведенный структуре капитальных затрат наиболее экономичным является вариант транспорта газа на Заполярное месторождение, однако, учитывая тот факт, что на участке газопровода Уренгой - Надым в 2015 - 2022 гг. уже сейчас ожидается превышение объемов транспортировки газа над его технической пропускной способностью, согласование с ОАО «Газпром» данного варианта вызывает большие сомнения. В связи с чем, более реальным вариантом все же является вариант транспорта газа на Ямбург, а, в случае приобретения ОАО «ЛУКОЙЛ» Находкинского месторождения, данный вариант становится еще и самым экономически эффективным вариантом из всех рассматриваемых.

Нефтеконденсатную смесь наиболее целесообразно транспортировать в район порта Дудинка, при этом следует так же принять во внимание, что при данном варианте 100% нефтеконденсатной смеси отправляется на экспорт в Роттердам танкерами ОАО «ЛУКОЙЛ» (расчетная стоимость транспортировки при фидерной схеме составит ориентировочно 30-35 долларов США за тонну).

С учетом затрат на бурение скважин и геолого- разведочные работы, суммарный объем капитальных вложений на освоение месторождений Болыпехетской впадины составит 117,6 млрд. руб.

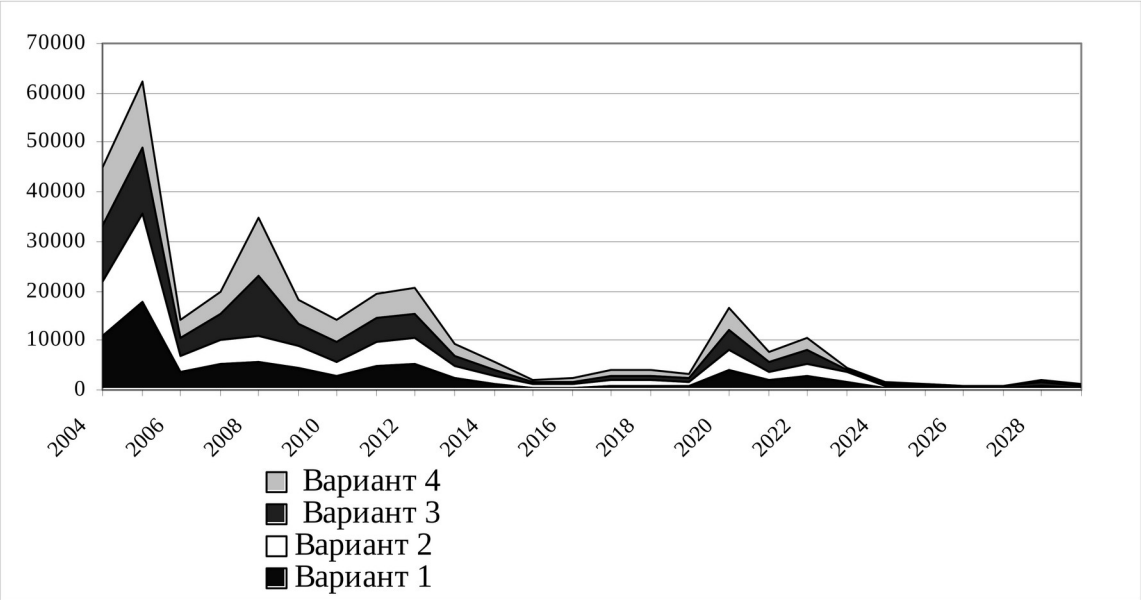


Рис.3.3 Динамика капитальных вложений в обустройство месторождений Большехетской впадины.

Для снижения капитальных вложений рекомендуется:

1.Строительство дорожной инфраструктуры либо совместно, либо полностью за счёт муниципальных средств;

2.Строительство трубопроводов при транспорте газа и конденсата совместно с ОАО «Славнефть», которое планирует разработку месторождений в районе Тазовской губы - Мессояхское, Русско-Реченское, Сузунское. Сведения об извлекаемых запасах ОАО «Славнефть» указаны в таблице 3.4.

Таблица 3.4.

Извлекаемые запасы ОАО «Славнефть» на месторождениях Тазовского района.

Месторождения	Нефть, млн.т.		Конденсат, млн.т.		Газ, млрд. $м^3$	
	C_1	C_2	C_1	C_2	C_1	C_2
Мессояхское	86,0	80,3	0,9	5,3	78,4	133,6

Продолжение табл.3.4

Русско-Реченское	5,4	7,7	4,8	5,7	27,0	34,1
Сузунское	39,1	4,4	-	-	18,3	0,6
Пайахское	0,6	33,0	-	-	-	-
Тагульское	38,7	16,3	-	-	36,1	0,9
Итого	169,8	141,7	5,7	11,0	159,8	169,2
ВСЕГО	311,5		16,7		329,0	

Как видно из таблицы 3.4. ОАО «Славнефть» имеет значительные запасы газа, нефти и конденсата. Совместная разработка месторождений и строительство газопроводов выгодно как для ООО «Лукойл-Западная Сибирь», так и ОАО «Славнефть».

Кроме капитальных затрат в обустройство месторождений Большехетской впадины необходимо оценить текущие издержки по эксплуатации месторождений с учётом их стоимостных показателей и технологических нормативов в бурении и добыче углеводородов (формулы 2.4-2.14).

Текущие затраты предусматривают отчисления налогов в бюджеты различных уровней, отнесение которых на себестоимость добычи предусмотрено Законами и Постановлениями Правительства РФ.

Таблица 3.5.

Эксплуатационные затраты на месторождениях Большехетской впадины, млн.р.

Элементы затрат	Варианты транспорта углеводородов			
	1	2	3	4
Вспомогательные материалы	364,91	364,91	364,91	364,91
Покупная электроэнергия	617,97	617,97	617,97	617,97
Расходы на оплату труда	2562,86	2562,86	2562,86	2574,58
Единый социальный налог	912,38	916,55	912,38	916,55
Амортизация	81391,43	81298,04	85636,79	85543,41
Налог на добычу	134003,21	136432,87	134003,21	136432,87
Прочие расходы Дорожный налог	8121,41	8268,66	8121,41	8268,66
Плата за землю	6,86	6,86	6,86	6,86

Продолжение табл.3.5.

Ремонтный фонд	9725,24	9713,88	10231,85	10220,49
Прочие расходы	55430,74	56078,91	56339,25	10220,49
Итого	73284,25	74068,31	74699,37	56987,43
Всего	398358,00	401136,23	417555,79	420334,02

Расчёт эксплуатационных затрат показал, что наименьшие затраты характеризуется 1 вариант – 366,4 млрд.рублей, наибольшими – 4 вариант (377,4 млрд.руб).

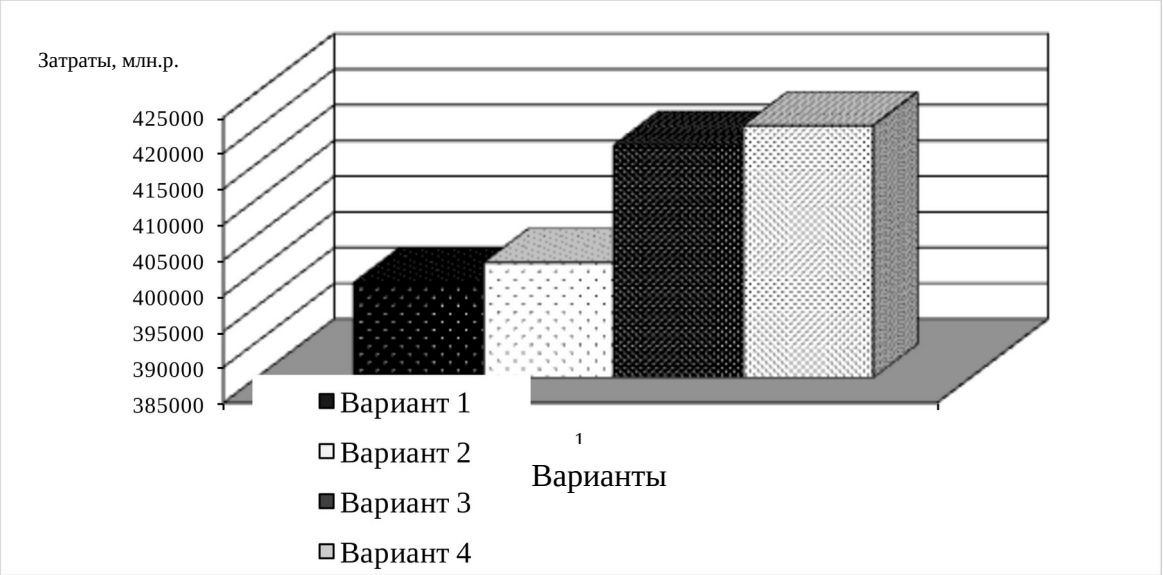


Рис.3.4 Текущие затраты на месторождениях Большехетской впадины, млн.р.

При транспорте газа и конденсата на Ямбургское месторождение текущие затраты возрастают по сравнению с внешним транспортом на Заполярное месторождение на 3%, за счёт отчислений в амортизационный фонд и увеличения налога на добычу.

На основе рассчитанных капитальных, эксплуатационных затрат, объёмов добычи и цен на товарную продукцию далее рассчитывается прибыль от реализации инвестиционного проекта разработки месторождений Большехетской впадины (табл.3.6).

Таблица 3.6.

Расчёт чистой прибыли по вариантам транспорта углеводородов.

Показатель	Варианты транспорта углеводородов			
	1	2	3	4
Чистая выручка	812140,67	826865,91	812140,67	826865,91
Эксплуатационные затраты	398358,00	401136,23	417555,79	420334,02
Прибыль от реализации	413782,67	425729,67	394584,88	406531,88
Налог на имущество	17244,23	16962,35	18403,21	18121,33
Налогооблагаемая прибыль	396538,44	408767,32	376181,67	388410,55
Налог на прибыль	95169,22	98104,16	90283,60	93218,53
Чистая прибыль	301369,21	310663,16	285898,07	295192,02

При расчёте чистой прибыли от реализации углеводородов с месторождений Большехетской впадины наибольшие эксплуатационные затраты - при транспорте газа на Заполярное месторождение, нефтеконденсатной смеси на экспорт (вариант 4), наибольшая чистая прибыль – при транспорте газа на Ямбургское месторождение, нефтеконденсатной смеси в Роттердам (вариант 2).

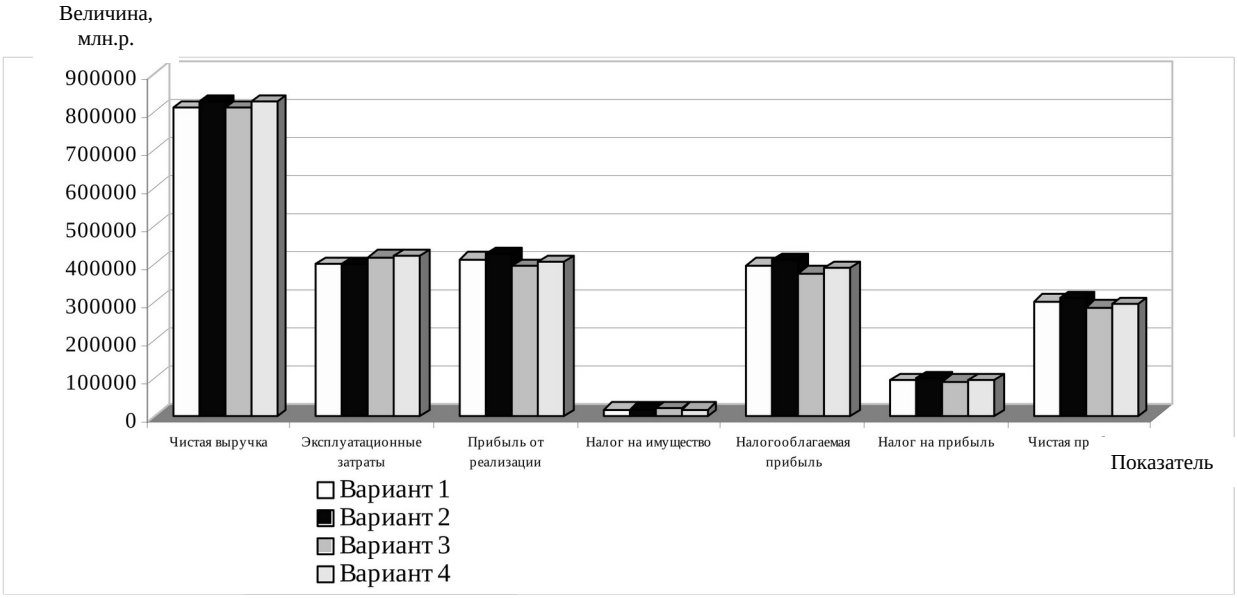


Рис.3.5. Показатели прибыли от реализации углеводородов с месторождений Большехетской впадины, млн.р.

Принципиальным отличием вариантов является направление транспорта газа и конденсата. Расчёт экономической эффективности является следующим этапом выбора управленческих решений при разработке месторождений Большехетской впадины. Расчеты обуславливаются полной загрузкой газопровода на Заполярное месторождение и увеличения его пропускной способности за счёт строительства лупингов – 66,1км.

В таблице 3.7 приведены показатели экономический эффективности вариантов освоения месторождений Большехетской впадины.

Сравнение вариантов внешнего транспорта углеводородов произведено по следующим показателям:

-Объём товарной продукции.

-Максимальный годовой объём добычи углеводородов.

-Количество скважин.

-Промысловая цена реализации.

-Чистая выручка от реализации.

-Капитальные вложения.

-Эксплуатационные расходы.

-Дисконтированная денежная наличность.

-Внутренняя норма доходности.

-Срок окупаемости.

-Дисконтированный срок окупаемости.

-Коэффициент «выгоды-затраты».

Цены реализации газа взяты на уровне прогнозируемых ОАО «Газпром» в соответствии с «Программой поэтапного повышения цен на газ в 2012-2022 гг.».

Сравнение вариантов транспорта показало, что газопровод на Заполярное месторождение дешевле, чем на Ямбургское, однако строительство собственной ветки газопровода является приоритетом, так как в дальнейшем существует возможность снижения эксплуатационных затрат при подключении к газопроводу других месторождений.

Таблица 3.7.

Показатели экономической эффективности вариантов освоения месторождений Большехетской впадины в прогнозных ценах.

Наименование показателя	Ед. изм.	Варианты внешнего транспорта углеводородов			
		1	2	3	4
1. Расчётный период	лет	36	36	36	36
2. Объём товарной продукции					
- газа	млрд. $м^3$	525,90	657,93	657,93	657,93
- конденсата	млн.т.	28,78	37,48	37,48	28,78
- нефти	млн.т.	4,88	4,88	4,88	4,88
3. Максимальный годовой объём добычи					
- газа	млрд. $м^3$/г	19,72	19,72	19,72	24,11
- конденсата	млн.т/г	1,31	1,31	1,31	1,31
- нефти	млн.т/г	0,46	0,46	0,46	0,46
4. Количество скважин, всего					
- эксплуатационные	скв.	307,00	392,00	392,00	392,00
- нагнетательные	скв.	307,00	392,00	392,00	392,00
5. Промысловая цена реализации					
- газа	р/тыс.$м^3$	1220,29	1220,29	1220,29	1220,29
- конденсата	р./т.	2062,21	2062,21	2062,21	2062,21
- нефти	р./т.	2062,21	2062,21	2062,21	2062,21
6. Чистая выручка от реализации	млн.р.	812140,67	826865,91	812140,67	826865,91
7. Капитальные вложения	млн.р.	87273,52	87194,10	91742,33	91662,90
8. Эксплуатационные расходы	млн.р.	398358,00	401136,23	417555,79	420334,02

Продолжение табл. 3.7.

9. Прибыль от реализации	млн.р.	413782,67	425729,67	394584,88	406531,88
10. Денежная наличность	млн.р.	295088,37	304368,36	279393,79	288673,78
11. Дисконтированная денежная наличность (NPV)	млн.р.	32617,62	34826,23	28954,15	31162,75
12. Внутренняя норма доходности (IRR)	%	18,02	18,59	17,33	17,91
13. Индекс доходности (PI)		2,68	2,74	2,58	2,64
14. Коэффициент «выгоды/затраты» (B/C)		3,25	3,33	3,13	3,21
15. Срок окупаемости	лет	9,00	9,00	10,00	10,00
16. Дисконтированный срок окупаемости	лет	12,00	11,00	12,00	12,00
17. Численность ППП	Чел.	1268	1258	1227	1218

Расчет экономических показателей этих вариантов показал, что при прогнозируемых оптовых ценах ОАО «Газпром» на природный газ экономических показатели удовлетворяют необходимым пределам, освоение месторождений рентабельно.

При наименьших капитальных вложениях более эффективным вариантом внешнего транспорта углеводородов является вариант 2 – транспорт газа на Ямбургское месторождение, нефтеконденсатной смеси на экспорт – порт Роттердам. При данном варианте транспорта наблюдается наибольшее значение чистой выручки от реализации - 826,86 млрд.р., прибыли от реализации – 425,7 млрд.р., денежной наличности – 304,4 млрд.р., внутренней нормы доходности – 18,59% и дисконтированного срока окупаемости – 11 лет.

Однако на реализацию проекта разработки месторождений Большехетской впадины может повлиять риск и неопределённость. Расчёт экономических показателей не является окончательным обоснованием управленческих решений. Следующим этапом является количественный анализ проектных рисков, распределение выявленных рисков и разработка мероприятий по снижению рисков.

3.2. Разработка модели управления проектными рисками.

Для принятия решения по реализации проекта инвестору недостаточно иметь информацию о величинах интегральных показателей эффективности, он должен обладать данными, с помощью которых определяются факторы проектных рисков, оказывающие негативное влияние на осуществление проекта. Также инвестору необходимо учесть риски, оценить их возможные последствия для проекта, осуществить мероприятия по снижению их уровня, организуя работы по управлению риском (рис. 3.6).

Основными факторами, характеризующие риски для проекта разработки газоконденсатных месторождений Большехетской впадины, являются:

1. - годовой объем добычи, определяющий риск неточного определения объёма геологических запасов, и, следовательно, возможное снижение объемов добычи или наоборот их рост;

2. - цена 1 $м^3$ - риск реализации произведенной продукции - снижение цены приведет к понижению уровня дохода инвестора от проекта;

3. - затраты на добычу углеводородов, их увеличение приводит к возникновению производственного риска;

4. - значительные объемы капитальных вложений могут привести к затягиванию строительства, или к его незавершению.

Поэтому, для их оценки и учета возможных колебаний экономических условий реализации проекта, строятся для каждого варианта внешнего транспорта углеводородов сценарии поведения - пессимистический, реалистический и оптимистический - основных факторов, влияющих прямым образом на получение инвестором и государством своей доли дополнительного дохода. Пессимистический и оптимистический сценарии развития проекта получаются следующим образом:

1.Уровень предполагаемой ежегодной добычи газа и цена на продукцию уменьшаются (пессимистический сценарий) или увеличиваются на реальную приемлемую величину от их значений существующих прогнозных данных или величин реалистического сценария;

2.Нормативы капитальных вложений в строительство скважин, объектов промыслового обустройства месторождения и нормативы эксплуатационных затрат на добычу газа увеличиваются (пессимистический сценарий) или уменьшаются (оптимистический сценарий) на реальную приемлемую величину от реалистического сценария.

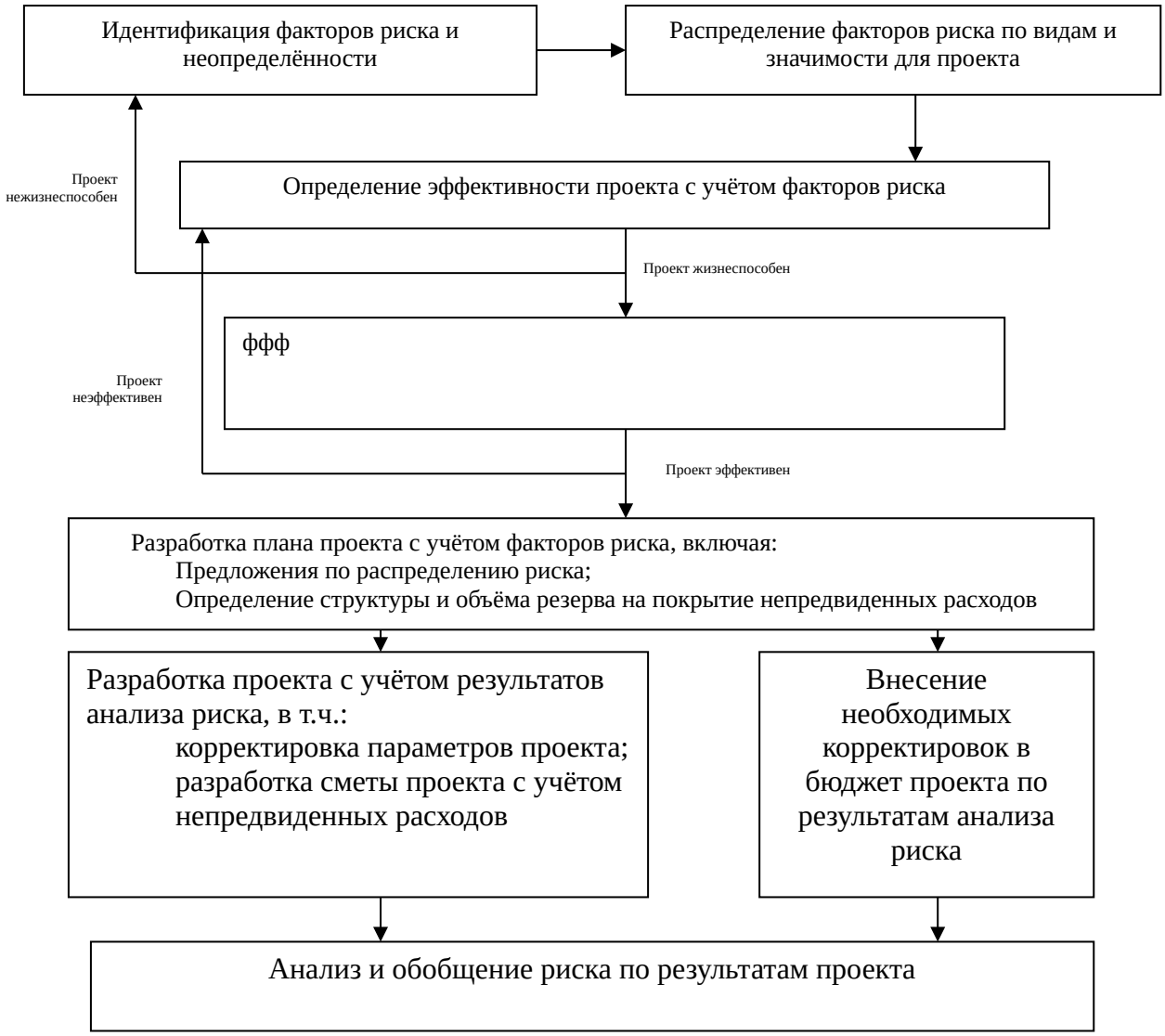


Рис. 3.6. Модель управления рисками проекта

Эти показатели выбраны экспертным путём, в силу их наибольшей значимости. Изменения этих показателей отражают риск связанный с колебаниями конъюнктуры внутреннего и внешнего рынков, воздействиями экономических факторов влияющих на уровень затрат, а так же с природно-геологическими факторами.

При проектировании сценариев были взяты следующие условия (табл.3.8).

Таблица 3.8.

Условия для сценарного проектирования развития конъюнктуры месторождений Большехетской впадины.

Пессимистический сценарий	Реалистический сценарий	Оптимистический сценарий
Объём добычи на уровне доказанных запасов газа категории C_1, – 14,31 млрд.м^3/год	Объём добычи – на уровне категорий $C_1+0,5C_2$	Объём добычи – на уровне категорий $C_1+0,5C_2+0,25C_3$
Промысловая цена реализации – на уровне действующих цен на газ – 483,87 р/тыс.м^3;	Промысловая цена реализации – на уровне– 768,98 р/тыс.м^3;	Промысловая цена реализации на уровне проектируемой ОАО «Газпром» к 2010 году – 1412,29 р/тыс.м^3;
Капитальные вложения приняты исходя из действующих цен на обустройство и количества вводимого оборудования		

Расчёт сценариев производится для всех вариантов транспорта с целью выбора наименее рискованного. Результаты оценки представлены в таблице 3.9.

Наиболее устойчивым при колебании цены и объёма добычи вариантом является транспорт газа на Ямбургское месторождение, нефтеконденсатной смеси – на экспорт. Так, при неблагоприятном сценарии развития среды вариант II единственный имеет неотрицательный показатель дисконтированной денежной наличности, а при оптимистическом сценарии этот вариант окупается уже на 6-й год эксплуатации. В лучшем случае внутренняя норма доходности достигает 24,5%, а при 4-м варианте – 23,57%.

Коэффициент «выгоды/затраты» при 2-м варианте варьирует от 0,91 до 4,35 по причине значительного размаха вариации цены и объёма добычи. Таким образом, при значительном изменении внешних условий 2 вариант удовлетворяет условиям эффективности и приносит дисконтированную прибыль в размере 71,37 млрд.рублей.

Таблица 3.9.

Показатели эффективности проекта при различных сценариях.

Наименование показателя	Варианты внешнего транспорта углеводородов с месторождений Большехетской впадины											
	1. Транспорт газа и конденсата на Заполярное месторождение			2. . Транспорт газа на Ямбургское месторождение, конденсата – на Дудинку			3. . Транспорт газа на Ямбургское месторождение, конденсата – на Заполярное			4. Газ на Ямбургское месторождение, нефтеконденсат на Дудинку		
	Пессимистический	Реальный	Оптимистический	Пессимистический	Реальный	Оптимистический	Пессимистический	Реальный	Оптимистический	Пессимистический	Реальный	Оптимистический
1. Расчётный период	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
2. Объём товарной продукции - газа	372,26	525,90	870,50	372,26	525,90	870,50	372,26	525,90	870,50	372,26	525,90	870,50
- конденсата	20,44	28,78	32,88	20,44	28,78	32,88	20,44	28,78	32,88	20,44	28,78	32,88
- нефти	3,46	4,88	5,36	3,46	4,88	5,36	3,46	4,88	5,36	3,46	4,88	5,36
3. Максимальный годовой объём добычи - газа	14,31	19,72	30,0	14,31	19,72	30,0	14,31	19,72	30,0	14,31	19,72	30,0
- конденсата	0,99	1,31	1,42	0,99	1,31	1,42	0,99	1,31	1,42	0,99	1,31	1,42
- нефти	0,32	0,46	0,65	0,32	0,46	0,65	0,32	0,46	0,65	0,32	0,46	0,65
4.Количество скважин, всего												
- эксплуатационные	484	307	307	484	307	307	484	307	307	484	307	307
- нагнетательные	484	307	307	484	307	307	484	307	307	484	307	307

Продолжение табл.3.9.

5. Промысловая цена реализации												
- газа	483,87	768,98	1412,2	483,87	768,98	1412,29	483,87	768,98	1412,29	483,87	768,98	1412,2
- конденсата	2062,31	2120,3	2162,3	2198,20	2230,30	2499,78	2062,31	2120,3	2162,30	2198,20	2230,30	2499,7
- нефти	2062,31	2120,3	2162,3	2198,20	2230,30	2499,78	2062,31	2120,3	2162,30	2198,20	2230,30	2499,7
6. Чистая выручка от реализации, млрд.р	205,27	812,14	129,88	338,61	826,87	1313,54	323,88	812,14	1298,80	338,61	826,86	1313,8
7. Капитальные вложения, млрд.р	73,36	87,27	101,56	87,19	87,19	101,48	91,74	91,74	106,03	91,66	91,66	105,95
8. Эксплуатационные расходы, млрд.р.	218,44	398,40	557,69	266,87	401,10	560,46	283,29	417,60	576,88	286,06	420,30	579,66
9. Прибыль от реализации, млрд.р.	-13,83	41,38	741,13	42,57	71,74	753,08	19,22	39,46	721,93	9,37	40,65	733,88
10. Денежная наличность, млрд.р	-19,02	295,10	541,72	30,44	304,37	550,10	8,67	279,39	526,02	18,59	288,67	535,30
11. Дисконтированная денежная наличность (NPV)	-36,07	32,62	69,15	-25,02	34,83	71,37	-31,12	28,95	65,49	-28,73	31,16	67,70
12. Внутренняя норма доходности (IRR)	2,06	18,02	23,41	3,96	19,89	24,50	2,07	17,33	23,05	2,09	17,91	23,57
13. Индекс доходности (PI)	0,74	2,68	3,50	0,92	2,74	3,61	0,78	2,58	3,38	0,76	2,64	3,45
14. Коэффициент «выгоды/затраты» (B/C)	0,86	3,25	4,23	0,91	3,33	4,35	0,79	3,83	4,10	0,84	3,21	4,17
15. Срок окупаемости	33	9	8	25	8	6	32	10	9	29	10	8
16. Дисконтированный срок окупаемости	36	12	10	36	11	8	36	12	10	36	12	10

После выбора наименее рискованного варианта транспорта углеводородов необходимо рассчитать уровень проектных рисков по стадиям для разработки мероприятий по снижению потерь и минимизации риска. При управлении рисками проекта проводится оценка риска по стадиям жизненного цикла проекта – подготовительная стадия и реализация проекта (табл.3.7.).

Таблица 3.7.

Постадийная оценка рисков инвестиционного проекта разработки месторождений Большехетской впадины

Риски	Оценка вероятности наступления риска	Приоритет	Вес риска	Вероятность риска, %
1. Подготовительная стадия - превышение расходов на проведение опытно-промышленных работ	25	2	0,05	1,25
- сложность финансирования начальной стадии реализации проекта	50	3	0,01	0,5
2. Реализация проекта: 2.1. финансово-экономические риски:				17,25
- снижение цен на продукцию проекта (газ и конденсат)	75	1	0,1	7,5
- увеличение капитальных затрат	75	1	0,1	7,5
-.увеличение эксплутационных затрат	50	2	0,05	2,5
- снижение объемов добычи газа	50	2	0,05	2,5
- рост налогов	25	3	0,01	0,25
- неплатежеспособность потребителей	75	2	0,05	3,75
- недостаток оборотных средств	75	3	0,01	0,75
2.2. Социальные:				1,5
- трудности с набором квалифицированной рабочей силы	0	3	0,01	0
- отношение местных властей	25	3	0,01	0,25
- недостаточный уровень заработной платы	25	2	0,05	1,25

Продолжение табл.3.7

2.3. Технические:				1,25
- степень изношенности оборудования1ййй	0	3	0,05	0
- несоответствие материалов стандартам качества	25	3	0,05	1,25
2.4. Экологические:				2,70
- вероятность утечки газа	50	3	0,05	2,50
- вредность производства для региона	20	1	0,1	0,20
Суммарный риск проекта				31,95

Из таблицы 3.8. видно, что суммарный риск инвестиционного проекта равен 31,95%, значит вероятность получения запланированных результатов от реализации проекта составляет 68,05%. Наибольший уровень проектных рисков при разработке месторождений Большехетской впадины связан со снижением цен на газ 7,5%, повышением капитальных вложений – 7,5%, неплатёжеспособность потребителей – 3,75% и снижением объёмов добычи – 2,5%.

Для снижения влияния рисков на результаты проекта можно предложить следующие мероприятия:

1.Уменьшение капитальных вложений в части оптимизации систем подготовки газа, конденсата и нефти к транспорту.

2.Совершенствование систем разработки месторождений, производственной инфраструктуры.

3.Долевое участие других недропользователей в строительстве автомобильных дорог и систем транспорта углеводородного сырья.

4.Получение налоговых льгот в связи с отнесением рассматриваемых месторождений к группе сложно построенных в геологическом отношении.

5.Вовлечение в разработку запасов газа по прогнозным категориям.

6.Внедрение рациональной схемы разработки месторождений.

Выбор оптимального режима разработки месторождений обуславливает оценку мероприятий и сравнение показателей экономической эффективности освоения Большехетской впадины при транспорте газа на Ямбургское месторождение (табл. 3.10.)

Таблица 3.10.

Сравнение показателей экономической эффективности освоения Большехетской впадины с учётом предложенных мероприятий.

Наименование показателя	При вовлечении запасов C_1+C_2	При долевом участии недрополь-зователей	С учётом льготного налого-обложения
Объём добычи газа	657,93	657,93	657,93
Максимальный годовой объём добычи газа	24,11	24,11	24,11
Цена реализации газа	1412,29	1412,29	1412,29
Чистая выручка от реализации, млн.р.	1035079,97	1035079,97	1035079,97
Капитальные вложения, млн.р.	92704,29	67899,87	92704,29
Эксплуатационные расходы	468176,01	413775,95	356042,34
Прибыль от реализации	566903,96	621304,01	679037,62
Денежная наличность	410817,97	458596,11	496039,55
Дисконтированная денежная наличность	54965,04	76504,73	73116,02
Внутренняя норма доходности	22,80	38,98	26,73
Срок окупаемости	8,00	5,00	7,00
Дисконтированный срок окупаемости	10,00	6,00	8,00

При вовлечении в освоение Большехетской впадины других недропользователей значительно увеличивается экономическая эффективность приоритетного варианта II: повысится внутренняя норма доходности до 38,98% и поток реальных денег на 21,54 млрд.р., что является резервом для снижения цены на газ. При условии снижения налога на добычу газа с 16,5% до 10% повышается норма доходности с 22,8 до 26,7%. Срок окупаемости уменьшается на 1 год. При увеличении добычи газа до 24,11

млрд.м^3 внутренняя норма доходности повысится до 22,8% по сравнению с базовым вариантом 19,89%.

Таким образом, при анализе риска проекта были выявлены факторы, снижающие экономические результаты разработки месторождений Большехетской впадины. В наибольшей степени на показатели проекта оказывают влияние уровень цен на продукцию - при действующих ценах проект нерентабелен, уровень капитальных вложений – залежи Большехетской впадины относятся к сложноразрабатываемой зоне, с неразвитой инфраструктурой.

Предложенные мероприятия в общем улучшают экономические показатели, так при вовлечении в освоение других недропользователей значительно повысится внутренняя норма доходности до 38,98%, что является резервом для снижения цены на углеводородородное сырьё и увеличения затрат.

Для повышения экономической эффективности проекта необходимо рационально распределить финансовые средства во времени с учётом наиболее выгодных условий и источников финансирования.

Заключительным этапом процесса принятия управленческих решений при реализации инвестиционного проекта разработки месторождений Большехетской впадины является оценка и выбор рациональной схемы финансирования.

3.3. Разработка управленческих решений по организации финансирования проекта.

Для заключения о привлекательности инвестиционного проекта недостаточно положительных экономических показателей эффективности. Необходимо оценить проект также с точки зрения источников его финансирования, с учётом издержек связанных с привлечением тех или иных

финансовых ресурсов. Инвестиционная деятельность может осуществляться за счет:

1.собственных финансовых ресурсов и внутрихозяйственных резервов инвестора (прибыль, амортизационные отчисления, денежные накопления и сбережения граждан и юридических лиц, средства, выплачиваемые органами страхования в виде возмещения потерь от аварий, стихийных бедствий,и другие);

2.заемных финансовых средств инвесторов (банковские и бюджетные кредиты, облигационные займы и другие средства);

3.привлеченных финансовых средств инвестора (средства, получаемые от продажи акций, паевые и иные взносы членов трудовых коллективов, граждан, юридических лиц);

4.денежных средств, централизуемых объединениями (союзами) предприятий в установленном порядке;

5.инвестиционных ассигнований из государственных бюджетов, местных бюджетов и соответствующих внебюджетных фондов;

6.иностранных инвестиций.

На стадии подготовки и анализа проекта должны быть рассмотрены по возможности все доступные источники и основные схемы финансирования. Как правило, для крупных проектов используется комбинация из нескольких источников – смешанная форма финансирования. Она повышает финансовую устойчивость проекта и снижет риски участников.

При способе финансирования за счёт заёмных средств предприятие получает денежные средства (ссуду), а затем в течение определённого времени возвращает все полученные деньги и выплачивает проценты за их использование. Кроме того, могут удерживаться комиссионные за предоставление ссуды и выплачиваться другие издержки финансирования. В зависимости от способа поступления денег, порядка их возврата и уплаты процентов обычно выделяют следующие типовые варианты:

1. займы с обязательным погашением в один срок. Заёмщик возвращает всю сумму долга в оговоренный срок и, кроме того, выплачивает проценты (периодически или в конце срока);

2. займы с обязательным погашением в несколько сроков (погашение долга в рассрочку). Заёмщик возвращает занятую сумму по частям и регулярно выплачивает проценты.

При анализе инвестиционного проекта предполагающем привлечение заёмных средств рассчитываются показатели эффективности проекта с учётом необходимости последующего возврата кредита и выплаты процента за его использование. Дисконтированный поток наличности в этом случае рассчитывается следующим образом:

$$NPV' = \sum_{i=1}^{T} \frac{CFi - Yi}{(1 + Eн)^{i - ip}}, \qquad (3.1)$$

где T – срок реализации проекта;

CF – поток реальных денег ($Пi+Ai-Ki$);

$Eн$ – норма дисконта;

i, ip – соответственно текущий и расчётный год.

При NPV>0 проект не только возмещает кредит и проценты по нему, но и приносит выгоду предприятию организатору проекта, является для него привлекательным; NPV<0 проект не возмещает полученного под его реализацию кредита, не является приемлемым; NPV=0 проект только возмещает заёмные средства и является привлекательным для организации предоставляющей кредит, но не приносит выгоды для предприятия организующего проект, не приемлем для него.

В соответствии с «Концепцией развития газовой отрасли ОАО «ЛУКОЙЛ» на период до 2030 года», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» приобрело контрольный пакет акций ОАО «Ямалнефтегаздобыча», основной целью которой является обеспечение добычи, переработки нефти и газа, а

также реализации нефти, газа и продуктов их переработки потребителям Ямало-Ненецкого автономного округа и за его пределы.

Освоение лицензионных участков ОАО «Ямалнефтегаздобыча» в пределах Большехетской нефтегазоперспективной зоны потребует значительных финансовых ресурсов для осуществления программ геологоразведочных работ, капитальных вложений в строительство скважин, обустройство месторождений и создание транспортной сети, обеспечения текущей производственной деятельности по добыче углеводородов.

Для выявления необходимости дополнительного финансирования проекта рассчитывается дисконтированная денежная наличность в течение периода разработки (рис.3.7.).

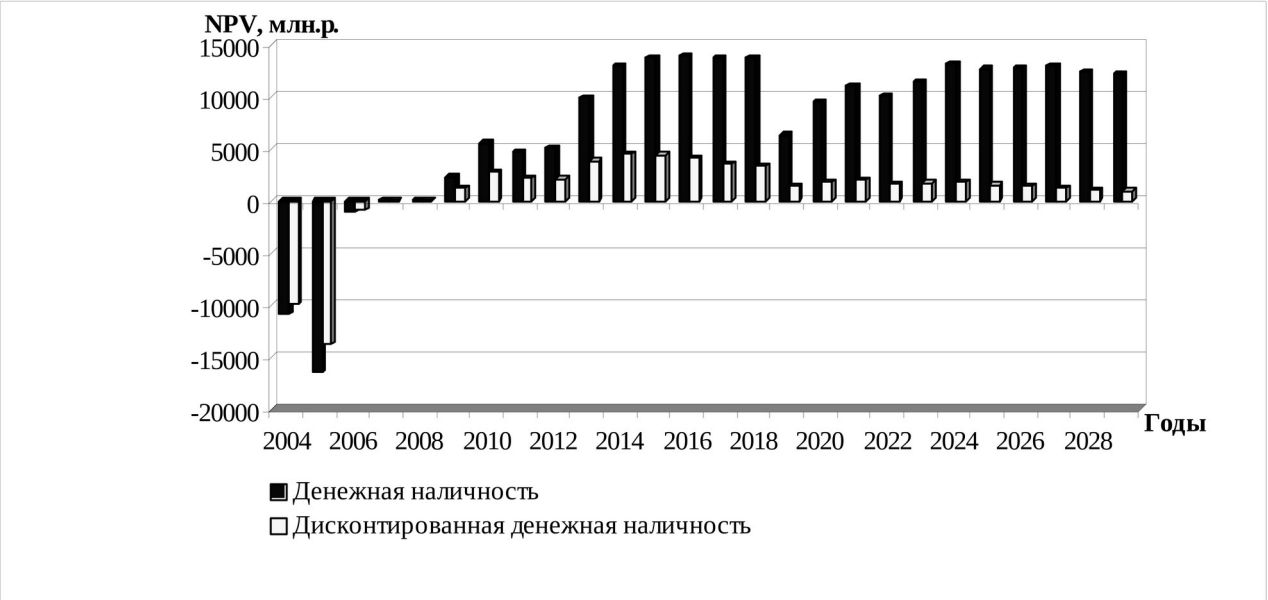


Рис. 3.7 Динамика дисконтируемой денежной наличности по проекту в 2015-2039 гг.

Как видно из рисунка дисконтируемая денежная наличность достигает положительных величин с 2009 года, то есть на 5-й год эксплуатации месторождений, поэтому в первые 4-5 лет необходимы дополнительные средства. Финансирование проекта вследствие значительного объема требуемых первоначальных инвестиций предполагается большей частью осуществить за счет привлечения кредитных ресурсов. Ниже приведены условия привлечения кредитных ресурсов для финансирования

инвестиционного проекта разработки месторождений Большехетской впадины.

Таблица 3.11.

Условия привлечения кредитных ресурсов.

Показатель	Размер показателя
Годовая ставка по кредиту (зарубежные кредитные учреждения)	17%
Годовая ставка по кредиту (российские кредитные учреждения)	27%
Период финансирования (с начала реализации проекта)	1-4 годы
Срок погашения кредитов (с начала реализации проекта)	5-10 годы
Ставка дисконтирования при расчете NPV	10%

Возврат основной суммы кредитов и процентов по ним осуществляется по мере формирования положительного потока наличности. При этом 10% от годовой чистой прибыли оставляется на нужды предприятия.

В таблице 3.12. приведены финансово-экономические показатели по вариантам 1-4 с учетом привлечения кредитных ресурсов.

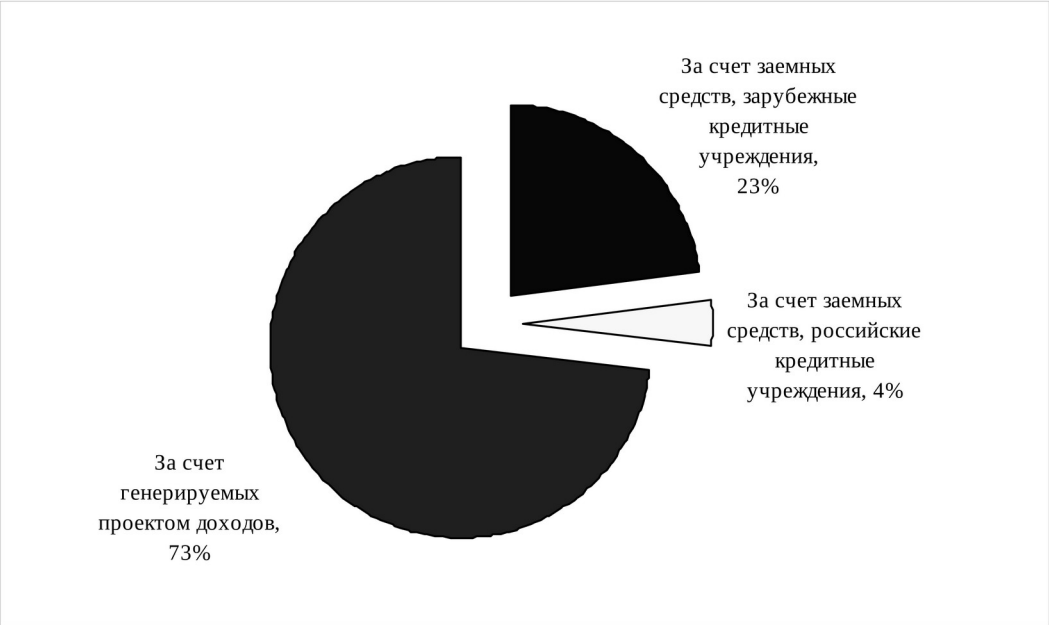


Рис. 3.8 Схема финансирования варианта А.

Таблица 3.12.

Финансово-экономические показатели проекта (с использованием заемных средств)

Показатели	Варианты финансирования							
	Вариант А		Вариант Б		Вариант В		Вариант Г	
	Значение	Структура, %	Значение	Структура, %	Значение	Структура, %	Значение	Структура, %
1. Объем финансирования, млрд.р.	488,29	100,00	488,29	100,00	488,29	100,00	488,29	100,00
2. За счет заемных средств, млрд.р. в т.ч.:	131,84	27,00	123,93	25,38	115,73	23,70	132,25	27,08
зарубежные кредитные учреждения, млрд.р	112,14	23,02	105,33	21,6	98,37	20,15	92,55	18,95
российские кредитные учреждения, млрд.р	19,44	3,98	18,6	3,81	17,33	3,55	39,55	8,10
3. За счет генерируемых проектом доходов, млрд.р	356,89	72,92	364,37	74,62	372,61	76,31	356,89	72,92
4. Период кредитования, лет	4		4		4		4	
5. Период возврата кредитов, лет	6		5		4		6	
6. Внутренняя норма рентабельности, %	17,2		21,7		25,7		16,7	
7. Чистая текущая стоимость, млрд.р	118,57		204,76		285,71		110,82	
8. Период окупаемости проекта, лет	13		11		9		14	

Таким образом, наиболее выгодным вариантом финансирования для инвестиционного проекта разработки месторождений Большехетской впадины является вариант 3: финансирование 24% необходимых средств за счёт заёмного капитала, в том числе 21,6 млрд.р. – кредиты зарубежных учреждений (20%). Этот вариант финансирования имеет в структуре наибольший удельный вес доходов, генерируемых проектом во время его реализации.

Следующим этапом разработки управленческих решений по организации финансирования проекта является анализ финансового состояния ОАО «НГК «Ямалнефтегаздобыча», реализующего проект.

Для оценки ликвидности баланса рассчитывается общий коэффициент ликвидности:

$$Кол = \frac{НЛА + 0{,}5 \cdot БРА + 0{,}3 \cdot МРА}{НСО + 0{,}5 \cdot КСП + 0{,}3 \cdot ДСП} \qquad (3.2.)$$

где *НЛА* - наиболее ликвидные активы;

БРА - быстро реализуемые активы;

МРА – медленно реализуемые активы;

Коэффициент общей ликвидности на начало года составил 0,347, на конец года – 0,67, то есть произошло увеличение общей ликвидности, к концу года предприятие в состоянии погасить не 34,7%, а 67% своих обязательств.

Далее рассчитываются коэффициенты деловой активности и финансовой устойчивости (табл.3.13).

При анализе финансового состояния объекта, реализующего проект, произведено сравнение достигнутых показателей на начало и конец года. Анализ показателей деловой активности показал улучшение общей оборачиваемости капитала (на 60,47%).

Таблица 3.13.

Динамика финансовых коэффициентов ОАО «НГК «Ямалнефтегаздобыча» в 2001 году

Показатель	На начало 2013г.	На конец 2013г.	Изменение	
			Абс.	%
1. Показатели деловой активности				
общая оборачиваемость капитала	0,43	0,69	0,26	60,47
оборачиваемость мобильных средств	3,29	6,73	3,44	104,56
оборачиваемость материальных оборотных средств	5,67	13,74	8,07	142,33
оборачиваемость готовой продукции	27,48	97,92	70,44	265,33
оборачиваемость дебиторской задолженности	120,29	107,60	-12,69	-10,55
срок оборота кредиторской задолженности	3,00	3,40	0,40	13,33
оборачиваемость кредиторской задолженности	4,23	16,96	12,73	300,95
оборачиваемость собственного капитала	0,48	0,72	0,24	50,00
2. Показатели оценки финансовой устойчивости				
доля собственных средств в валюте баланса	0,90	0,96	0,06	6,67
доля заёмных средств в валюте баланса	0,10	0,04	-0,06	-60,00
коэффициент автономии	0,90	0,96	0,06	6,67
соотношение собственных и заёмных средств	0,11	0,04	-0,07	-63,64
коэффициент манёвренности	0,11	0,14	0,03	27,27
коэффициент абсолютной ликвидности	0,08	0,02	-0,06	-75,00
коэффициент быстрой ликвидности	0,54	1,29	0,75	138,89
коэффициент покрытия	1,29	2,52	1,23	95,35

Произошло увеличение оборачиваемости мобильных оборотных средств более чем в два раза, улучшилась эффективность использования материальных оборотных средств (на 142,33%) в следствие увеличения выручки от реализации и уменьшения материальных оборотных средств. Оборачиваемость готовой продукции ОАО «НГК «Ямалнефтегаздобыча» возросла на 256% за счёт сокращения доли готовой продукции и роста выручки от реализации. Срок оборачиваемости дебиторской задолженности меньше срока оборачиваемости кредиторской задолженности. Рост фондоотдачи

внеоборотных активов и рост коэффициента оборачиваемости собственного капитала на 50% связан с ростом объёма выручки от реализации.

Анализ коэффициентов финансовой устойчивости ОАО «НГК «Ямалнефтегаздобыча» показал снижение доли заёмных средств на 60%, рост коэффициента автономии на 6,67%, что свидетельствует об увеличении финансовой независимости предприятия, снижении риска финансовых затруднений и повышении гарантий перед кредиторами. У предприятия достаточно средств для покрытия своих обязательств (коэффициент обеспеченности собственными средствами – 0,25 при нормативе 0,1). Коэффициент восстановления платежеспособности – 0,94, что соответствует нормативу.

ОАО «Ямалнефтегаздобыча» имеет собственные оборотные средства в сумме 47,1 млн.руб, нераспределенная прибыль - 17,5 млн.руб, выручка от реализации работ и услуг за 2013 год - 459,3 млн.руб., в том числе от работ, выполняемых за счет ставки ВМСБ – 14,6 млн.руб. или 3% от общего объема выручки. По состоянию на 01.04.2013 г. предприятие не имеет просроченной кредиторской задолженности. Доля производственных работ в бюджете компании (в финансовом выражении) составляет 4%. Основным источником финансирования деятельности компании является коммерческо-посредническая деятельность.

Таким образом, финансовое состояние ОАО «Ямалнефтегаздобыча» оценивается как устойчивое, предприятие способно своевременно производить платежи, финансировать свою деятельность при разработке месторождений Большехетской впадины.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для эффективного развития ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», сохранения производственных мощностей и развития минерально-сырьевой базы планируется выход на новые территории деятельности. Наиболее эффективной территорией является газоконденсатные месторождения Большехетской впадины, где сконцентрированы значительные запасы газа.

Планируемые к вводу в разработку месторождения автономного округа характеризуются неразвитой инфраструктурой, сложными условиями разработки, недостаточной степенью изученности и сложным геологическим строением, кроме того, продолжительные морозные зимы, заболоченность территории, вечная мерзлота, высокая уязвимость экосистемы, - это основные проблемы, которые накладывают серьёзные ограничения на освоение месторождений газа и газоконденсата.

Запасы углеводородов по месторождениям Большехетской впадины по категории $АВС_1$ составляют: по газу- 312,5 млрд. $м^3$- 56% по жидким углеводородам – 54,2 млн. тонн – 11%, остальная часть ресурсов газа относится к недоразведанным $С_2$ – 25%.

Ближайшим крупным месторождениями являются Заполярное и Ямбургское месторождения, разрабатываемые ОАО «Ямбурггаздобыча», через которые в альтернативе планируется транспортировать углеводородное сырьё.

Рассматриваемый в работе проект разработки газоконденсатных месторождений Большехетской впадины содержит 4 варианта транспорта углеводородов, которые являются альтернативными, в основу дипломного проекта положен выбор наиболее рациональной и экономически эффективной схемы транспорта углеводородного сырья.

При расчёте капитальных вложений наибольший удельный вес в структуре сметной стоимости обустройства залежей Большехетской впадины

составляет строительство дорожной сети: внутрипромысловых (26%) и межпромысловых (21%) дорог.

Наиболее экономичным с точки зрения капитальных затрат является 1 вариант - транспорт газа и конденсата на Заполярное месторождение – 87,19 млрд.р. Удешевляющим фактором здесь является строительство лупингов, а не трубопровода в целом. При варианте транспорта газа на Ямбург, ООО «ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь» (вариант 2) капитальные вложения составят 87,27 млрд. руб., причем в первый год строительства потребуется 11,5 млрд. руб. капитальных вложений.

Для снижения капитальных вложений рекомендуется строительство дорожной инфраструктуры либо совместно, либо полностью за счёт муниципальных средств и строительство трубопроводов при транспорте газа и конденсата совместно с ОАО «Славнефть», которое планирует разработку месторождений в районе Тазовской губы.

Наименьшие эксплуатационные затраты – при транспорте углеводородов на Заполярное месторождение (398,3 млрд.рублей), но при подключении в перспективе к газопроводу на Ямбургское месторождение (II вариант) других недропользователей эксплуатационные затраты значительно снизятся на 35,6%.

Так, сравнение вариантов транспорта показало, что газопровод на Заполярное месторождение дешевле, чем на Ямбургское, однако строительство собственной ветки газопровода является приоритетом, так как в дальнейшем существует возможность снижения эксплуатационных затрат при подключении к газопроводу других месторождений.

Расчёт показателей эффективности проекта показал, что при наименьших капитальных и эксплуатационных затратах транспорта углеводородов на Заполярное месторождение, более эффективным всё же является вариант 2 – транспорт газа на Ямбургское месторождение, нефтеконденсатной смеси на экспорт – порт Роттердам. При данном варианте транспорта наблюдается наибольшее значение чистой выручки от реализации -

826,86 млрд.р., прибыли от реализации – 425,7 млрд.р., денежной наличности – 304,4 млрд.р., внутренней нормы доходности – 18,59% и дисконтированного срока окупаемости – 11 лет.

Коэффициент «выгоды/затраты» при 2-м варианте варьирует от 0,91 до 4,35 по причине значительного размаха вариации цены и объёма добычи. Таким образом, при значительном изменении внешних условий 2 вариант удовлетворяет условиям эффективности и приносит дисконтированную прибыль в размере 71,37 млрд.рублей.

При неблагоприятном сценарии развития среды вариант 2 единственный имеет неотрицательный показатель дисконтированной денежной наличности, а при оптимистическом сценарии этот вариант окупается уже на 6-й год эксплуатации. В лучшем случае внутренняя норма доходности достигает 24,5%, а при 4-м варианте – 23,57%.

Суммарный риск инвестиционного проекта равен 31,95%. Для снижения влияния рисков на результаты проекта предлагаются следующие мероприятия: уменьшение капитальных вложений в части оптимизации систем подготовки газа, конденсата и нефти к транспорту, совершенствование систем разработки месторождений, производственной инфраструктуры, долевое участие других недропользователей, полечение налоговых льгот.

При вовлечении в освоение Большехетской впадины других недропользователей значительно увеличивается экономическая эффективность приоритетного варианта 2: повысится внутренняя норма доходности до 38,98% и поток реальных денег на 21,54 млрд.р., что является резервом для снижения цены на газ.

Получение налоговых льгот в связи с отнесением рассматриваемых месторождений к группе сложно построенных в геологическом отношении. При условии снижения налога на добычу газа с 16,5% до 10% повышается норма доходности с 22,8 до 26,7%. Срок окупаемости уменьшается на 1 год. При увеличении добычи газа до 24,11 млрд.м^3 внутренняя норма доходности повысится до 22,8% по сравнению с базовым вариантом 19,89%.

Максимум капитальных вложений ожидается на 3-6 гг., что обуславливает необходимость привлечения дополнительных финансовых средств в первые 4 года разработки. Начиная с 5-го года эксплуатации проект может финансироваться за счёт генерируемых проектом доходов.

Структура финансовых ресурсов проекта варьируется в зависимости от соотношения собственных и заёмных средств. Так, наиболее выгодным вариантом финансирования для инвестиционного проекта разработки месторождений Большехетской впадины является вариант В: финансирование 24% необходимых средств за счёт заёмного капитала, в том числе 21,6 млрд.р. – кредиты зарубежных учреждений (20%). Этот вариант финансирования имеет в структуре наибольший удельный вес доходов, генерируемых проектом во время его реализации.

Финансовое состояние ОАО «Ямалнефтегаздобыча», реализующего проект, оценивается как устойчивое, предприятие способно своевременно производить платежи, финансировать свою деятельность при разработке месторождений Большехетской впадины.

Таким образом, проект разработки газоконденсатных месторождений Большехетской впадины принесёт 34,8 млрд. р. дисконтированной прибыли, также позволит ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» увеличить объём добычи углеводородов и сохранить позиции лидера в добывающей промышленности России.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамов А.Е. Основы анализа финансовой, хозяйственной и инвестиционной деятельности предприятия. - М.: АКДИ Экономика и жизнь,2001г.-96с.

2. Абрамович В.Н., Уринсон Г.С. Экономика разработки месторождений сложного состава газа. М: Недра, 1993г.-126с.

3. Аверина Д.А. В чём ошибки инвесторов? // Нефть России. 2001г.-№2, с. 8-9.

4. Анализ финансово-хозяйственной деятельности предприятий (объединений)/ под ред. В. А. Раевского. – М.: Финансы и статистика, 1999г.-416с.

5. Андреев А.Ф., Бирлон А.В., Комзолов А.А. Стратегический метод оценки риска инвестиционных проектов в нефтяной и газовой промышленности//Экономика и управление нефтегазовой промышленности.- 2002.-№3, с.23-26.

6. Андреев А.Ф., Дунаев В.Ф.. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности. – М.:Недра, 1997г. – 452 с.

7. Баканов М. И., Шеремет А. Д. Теория экономического анализа. – М.: Финансы и статистика, 2001г.-208с.

8. Балабанов И.Т. Финансовый менеджмент. М.: Финансы и статистика, 1999г.- 224с.

9. Бахитов Р.Р. Принятие решения о выборе инвестиционного проекта // Управление, экономика и право. 2001. -№1, с.28-32.

10. Бердникова Т.Б. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятий. М: ИНФРА-М, 2001г. - 215с.

11. Беренс В. Руководство по оценке эффективности инвестиций. – М.: Интерэксперт, ИНФРА –М, 1995г.-256с.

12. Бирман Г., Шмидт С. Экономический анализ инвестиционных проектов. – М.: Банки и Биржи, ЮНИТИ, 1997г.-180с.

13. Бочаров В.В. Методы финансирования инвестиционной деятельности предприятий –М.: Финансы и статистика, 2001.- 160с.

14. Бренц А.Д., Брюгман А.Ф. Планирование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1989г.- 256с.

15. Бройде И. М. Финансы нефтяной и газовой промышленности: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1990г.-319с.