https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

| **Тема работы** |
| --- |
| **Экономический анализ способов транспортировки нефтегазовых ресурсов при освоении Арктического шельфа** |

УДК 338.242

Томск – 2016 г.

https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 114 с., 9 рис., 19 табл., 85 источников, 1 прил.

Ключевые слова: арктический шельф, углеводородные ресурсы, способы транспортировки.

Объектом исследования является транспортная составляющая в проектах освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа.

Цель работы – разработка методического инструментария для экономической оценки и выбора способа транспортировки углеводородов при освоении нефтегазовых ресурсов арктического шельфа России.

В процессе исследования проведен анализ научной литературы по соответствующей тематике. Основой для анализа послужили публикации отечественных и зарубежных авторов, посвященные вопросам транспортировки углеводородов с арктического шельфа России, в том числе выбору экономически целесообразных способов транспортировки добытых углеводородов на мировые рынки сбыта.

В результате исследования была выбрана и обоснована наилучшая организационная схема транспортировки углеводородов с участков российского арктического шельфа.

Область применения: информационно-аналитическое руководство при подготовке рекомендаций по выбору схемы транспортировки углеводородов с арктического шельфа; справочный материал по вопросам освоения углеводородных ресурсов российского шельфа и способах их транспортировки на мировые энергетические рынки.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в разработке предложений и материалов по формированию научно-методического аппарата выбора экономически целесообразных способов транспортировки углеводородных ресурсов с арктического шельфа.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

## Оглавление

Введение.....11

1 Сложность изучения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа с учетом способов их транспортировки .....14

1.1 Основные характеристики континентального шельфа России.....14

1.2 Современные подходы к экономической оценке освоения и транспортировки углеводородов .....20

1.3 Классификация участков российского шельфа по сложности освоения с учетом схем транспортировки углеводородов .....26

2 Технико-экономическая модель оценки экономической эффективности транспортировки шельфовых углеводородов.....33

2.1 Алгоритм выбора схемы транспортировки при освоении ресуров углеводородов континентального шельфа.....33

2.2 Определение доступных режимов налогообложения при освоении ресурсов углеводородов континентального шельфа.....43

2.3 Обоснование выбора параметров технико-экономической модели.....53

3 Экономическая оценка транспортировки углеводородов при освоении участка на арктическом шельфе.....61

3.1 Общая характеристика выбранного участка шельфа.....61

3.2 Оценка затрат на транспортировку углеводородов в структуре капитальных и эксплуатационных затрат освоения участков.....64

3.3 Результаты экономической оценки и рекомендации по выбору схемы транспортировки углеводородов.....71

Заключение .....82

Список использованных источников.....85

Приложение А Classification of plots according to the complexity of the Russian shelf, taking into account the development of schemes transportation of hydrocarbons.....95



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

## Введение

Одним из наиболее перспективных по объему ресурсов углеводородов и наименее исследованных нефтегазоносных районов является российский континентальный шельф, большая часть которого располагается вдоль северной и восточной границ нашей страны. Российский континентальный шельф общей площадью более 6,2 млн кв. км (20% от мирового шельфа) содержит свыше 11 млрд т (14% от общероссийского показателя) начальных суммарных ресурсов нефти и более 74 трлн куб. м (29% от общероссийского показателя) природного газа. Вовлечение этих ресурсов в хозяйственное освоение позволит в долгосрочной перспективе обеспечить устойчивое развитие для всего нефтегазового комплекса страны.

Большая удаленность дальневосточного и арктического шельфа от добывающих регионов, от перспективных мировых рынков сбыта углеводородов и от территорий с высокой численностью населения и развитой инфраструктурой определяет существенную роль транспортного фактора в реализации проектов освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа.

Для континентальных месторождений углеводородов наиболее эффективной схемой транспортировки является трубопроводная схема, с помощью которой транспортируется 98% российской нефти, однако в силу различных особенностей шельфа данный способ транспортировки не всегда экономически целесообразен и возможен. Отсутствие развитой береговой инфраструктуры, специфические природно-климатические условия, большая удаленность от рынков сбыта обуславливает потребность поиска пренципиально новых подходов к организации транспортировки углеводородов с российского арктического шельфа.

Необходимость разработки методического инструментария выбора экономически целесообразных способов транспортировки углеводородов при реализации проектов освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа определяет высокую актуальность темы данного исследования.

Данное исследование посвящено решению задач в рамках проблемы



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

экономической оценки транспортировки углеводородов при реализации проектов на континентальном шельфе, в том числе выбору экономически целесообразных способов организации транспортировочного процесса добытых углеводородов на традиционные рынки сбыта.

**Цель исследования** – разработка методического инструментария для экономической оценки и выбора схемы транспортировки углеводородов при реализации проектов освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа.

В связи с целью исследования были поставлены и решены следующие **задачи:**

- рассмотреть основные характеристики российского континентального шельфа;
- выявить современные подходы к экономической оценке освоения и транспортировки углеводородного сырья;
- провести классификацию участков российского шельфа на группы по сложности освоения на основе расчета интегрального показателя сложности освоения участка шельфа с учетом способов транспортировки углеводородов;
- систематизировать возможные варианты транспортировки углеводородных ресурсов с континентального шельфа и на их основе в зависимости от ключевых факторов разработать алгоритм выбора экономически целесообразных способов транспортировки;
- определить доступные режимы налогооблажения при освоении углеводородных ресурсов континентального шельфа;
- произвести оценку экономической эффективности транспортировки углеводородов с различных участков российского континентального шельфа на основе разработанной технико-экономической модели;
- детально изучить характеристику выбранного участка арктического шельфа;
- с учетом различных способов провести экономическую оценку транспортировки углеводородов с шельфа Карского моря.
- выявить экономически целесообразную схему транспортировки

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

углеводородного сырья на основе результатов экономической оценки транспортировки с шельфа Карского моря.

**Объект исследования** – транспортная составляющая в проектах освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа.

**Предмет исследования** – теоретические основы и методика оценки эффективности транспортировки углеводородов при освоении углеводородных ресурсов континентального шельфа.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

# 1 Сложность изучения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа с учетом способов их транспортировки

## 1.1 Основные характеристики континентального шельфа России

По оценкам специалистов, степень разведанности запасов углеводородных ресурсов на континентальном шельфе России составляет 5,3% при начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти в 11 млрд т или более 14% НСР нефти России. Данный факт определяет высокую перспективность проведения геолого-разведочных работ и вероятность открытия новых месторождений [3,57] .

Степень разведанности запасов природного газа на континентальном шельфе РФ составляет 9,8% при НСР более 74 трлн куб. м или более 29% НСР газа России [47,77].

Шельфы дальневосточных и арктических морей содержат около 85% НСР нефти всех шельфовых территорий России и более 95% НСР природного газа. НСР углеводородов российского арктического шельфа, по оценкам Министерства природных ресурсов России, составляют около 76,4 млрд т у.т., из которых только 9,6 млрд т у.т. – запасы. При этом 84 % НСР приходится на газ, а оставшиеся 16 % – на нефть [6,14].

Российский арктический шельф характеризуется крайне низкой степенью геологической изученности. Плотность покрытия сейсмическими работами в наиболее перспективных акваториях арктических морей (за исключением Баренцева моря) не превышает 0,15 км на 1 кв. км, а для восточных морей – менее 0,1 км на 1 кв. км. [23,33].

Последняя официальная количественная переоценка ресурсов западно-арктических морей была проведена ФГУП «ВНИИОкеанология» в 2002 г., а ресурсов восточно-арктических и дальневосточных морей – в 1993 г. [32] (рис.1.1).



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

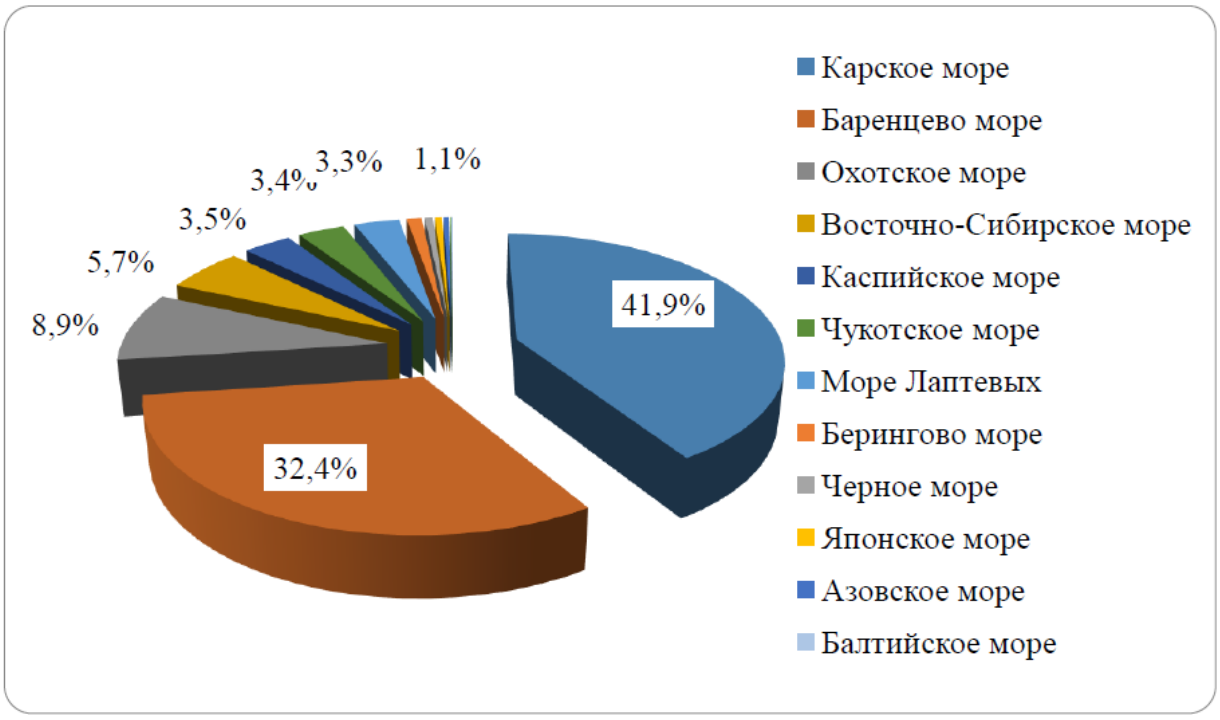


Рисунок 1.1 – Структура НСР углеводородов континентального шельфа РФ по данным [13]

Наибольшая доля НСР нефти приходится на моря Западной Арктики - Баренцево и Карское моря, а также дальневосточное Охотское море, степень разведанности которого (17,7%) наибольшая среди арктических и дальневосточных шельфовых акваторий и по шельфам России уступает только Балтийскому морю (32,1%) [11,35].

Значительными запасами и ресурсами природного газа располагают Баренцево и Карское моря – около 70% НСР газа шельфов России. Углеводородные месторождения шельфовых акваторий этих двух морей являются стратегическим резервом нефтегазового комплекса Российской Федерации на перспективу [16].

В целом, изученность арктического шельфа невысока и неравномерна. Наименее изучен шельф морей восточно-арктического сектора – моря Лаптевых, Чукотского и особенно Восточно-Сибирского моря [18].

В большей степени изучены моря западной Арктики. На шельфе Баренцева и Карского морей имеются запасы и ресурсы нефти и газа (табл. 1.1).



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Таблица 1.1 – Запасы и ресурсы углеводородов на шельфе России [13]

| Море | НСР на 01.01.2002, млн т | Добыча и потери с начала разработки, млн т | Запасы | | Ресурсы | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Всего, млн т | Доля от шельфа,% | Всего, млн т | Доля от шельфа, % |
| Баренцево море | 30 314 | 0 | 4 519 | 42 | 25 794 | 29 |
| Карское море | 41 210 | 74 | 3 731 | 34 | 37 478 | 43 |
| Море Лаптевых | 3 260 | 0 | 0 | 0 | 3 260 | 4 |
| Чукотское море | 3 335 | 0 | 0 | 0 | 3 335 | 4 |
| Берингово море | 1 075 | 0 | 0 | 0 | 1 075 | 1 |
| Охотское море | 8 735 | 114 | 1 737 | 16 | 6 977 | 8 |
| Каспийское море | 3 453 | 0 | 801 | 7 | 2 651 | 3 |
| Черное море | 634 | 0 | 0 | 0 | 634 | 1 |
| Азовское море | 412 | 9 | 23 | 0 | 389 | 0 |
| Балтийское море | 66 | 5 | 9 | 0 | 56 | 0 |
| Японское море | 485 | 0 | 4 | 0 | 481 | 1 |
| **Шельф, всего** | **98 562** | **202** | **10 824** | **100** | **87 713** | **100** |
| **Россия, всего** | **330 000** | **36 000** | **110 000** | **-** | **220 000** | **-** |
| Доля шельфа в России, % | 30 % | 1 % | 10 % | - | 40 % | - |

Более 67 % запасов нефти российского шельфа находятся в Баренцевом и Охотском морях. Наибольшая часть запасов природного газа (80%) сконцентрирована в Баренцевом и Карском морях [28,71].

На арктическом и дальневосточном шельфах в распределенном фонде находится 93 % запасов нефти и 72 % запасов природного газа [27,51].

Всего на российском арктическом шельфе открыто 18 месторождений нефти и газа, все они расположены на акваториях двух морей: Баренцева и Карского. На дальневосточном шельфе открыто 12 месторождений [7,39].

В *Баренцевом море* открыто четыре нефтяных и одно нефтегазоконденсатное месторождение. Крупнейшими месторождениями по запасам нефти в Баренцевом море являются Долгинское (59% от запасов Баренцева моря), Медынское море (19%) и Приразломное месторождения (18%). Крупнейшими владельцами лицензий



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

являются ОАО «Газпром» (77% от запасов Баренцева моря), ЗАО «Арктикшельфнефтегаз» (20%), ОАО «НК «Роснефть» (3%) [31,80].

Также на шельфе *Баренцева моря* открыто семь газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. Крупнейшим месторождением по суммарным извлекаемым запасам природного газа является Штокмановское газоконденсатное месторождение (3,9 трлн куб. м газа). Месторождение содержит 82% всех запасов природного газа Баренцева моря. Крупнейшим владельцем газовых месторождений в Баренцевом море является ОАО «Газпром», владеющая лицензией на Штокмановское газоконденсатное месторождение, а также компания ОАО «НК «Роснефть» (одно месторождение) [84].

*В Карском море* запасы нефти отсутствуют, но в то же время открыто четыре газовых и три газоконденсатных месторождения. Доля крупнейших четырех месторождений составляет более 66% от всех суммарных запасов извлекаемого природного газа в Карском море. Крупнейшими по суммарным запасам природного газа являются газоконденсатное Ленинградское месторождение (25% от запасов Карского моря), газоконденсатное Русановское месторождение (18%), газовое месторождение Каменомысское-море (13%) и газоконденсатное Северо-Каменомысское месторождение (10%) [56].

В *Охотском море* находится восемь нефтегазоконденсатных месторождений. С начала разработки месторождений здесь было добыто свыше65 млн т нефти. К крупнейшим месторождениям Охотского моря по запасам нефти относятся Аркутун-Дагинское (29%), Пильтун-Астохское (28%) и Чайво (19%). С 1996 г. лицензия на разработку Пильтун-Астохского и Лунского месторождений принадлежит консорциуму «Сахалин Энерджи» [46].

Также в *Охотском море* находится 12 месторождений с запасами природного газа (одно газовое, три газоконденсатных, восемь нефтегазоконденсатных). С начала разработки месторождений уже было добыто 48 млрд куб. м природного газа. К основным, по суммарным извлекаемым запасам природного газа на шельфе Охотского моря, относятся нефтегазоконденсатное месторождение Лунское (31%), нефтегазоконденсатное месторождение Чайво

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

(22%), газоконденсатное месторождение Южно-Киринское (17%), нефтегазоконденсатное месторождение Пильтун-Астохское (9%), доля которых превышает 79% от общего объема запасов природного газа по шельфу Охотского моря [49].

*Добыча нефти на дальневосточном шельфе* осуществляется в Охотском море с 1999 г. в рамках проекта «Сахалин-2» (консорциум «Сахалин Энерджи») и с 2005 г. по проекту «Сахалин-1» (консорциум «Эксон Нефтегаз Лимитед»). Участниками проекта «Сахалин-1» являются ExxonMobil (30%), ОАО «НК «Роснефть» (20%), ONGC (20%), SODECO (30%). В проекте «Сахалин-2» участвуют ОАО «Газпром» (50%+1), Shell (27,5%-1), Mitsui (12,5%), Mitsubishi (10%) [29,30].

*Добыча природного газа на дальневосточном шельфе* осуществляется в Охотском море с 2005 г. на месторождении Чайво (проект «Сахалин-1»), с 2009 г. на Лунском месторождении (проект «Сахалин-2») и с 2013 г. на Киринском месторождении (проект «Сахалин-3»)

Динамика добычи нефти на шельфе Охотского моря отражена в табл.1.2.

Таблица 1.2 – Добыча нефти на шельфе Охотского моря, млн т [68]

| Компании | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Проект «Сахалин-1» | - | 0,4 | 2,6 | 8,9 | 9,6 | 8,2 | 7,0 | 7,9 | 7,1 | 7,0 |
| Проект «Сахалин-2» | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,7 | 1,4 | 5,5 | 6,0 | 5,8 | 5,5 | 5,4 |
| **Объем добычи на шельфе Охотского моря** | **1,6** | **2,0** | **4,2** | **10,6** | **11,1** | **13,7** | **13,0** | **13,7** | **12,6** | **12,4** |
| Объем добычи в России | 458,8 | 470,0 | 480,5 | 491,3 | 488,5 | 494,2 | 505,1 | 511,4 | 518,1 | 523,3 |
| Доля шельфа Охотского моря в общероссийской добыче нефти, % | 0,3 | 0,4 | 0,9 | 2,2 | 2,3 | 2,8 | 2,6 | 2,7 | 2,4 | 2,4 |



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

Динамика добычи газа на шельфе Охотского моря отражена в табл. 1.3.

Таблица 1.3 – Добыча природного газа* на шельфе Охотского моря, млрд куб. м [68]

| Компании | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Проект «Сахалин-1» | - | 0,2 | 0,8 | 6,4 | 8,2 | 9,0 | 7,7 | 8,8 | 9,2 | 9,9 |
| Проект «Сахалин-2» | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,2 | 9,1 | 15,4 | 16,2 | 17,4 | 17,6 |
| **Объем добычи на шельфе Охотского моря** | **0,3** | **0,4** | **1,0** | **6,7** | **8,4** | **18,2** | **23,1** | **25,1** | **26,6** | **27,5** |
| Объем добычи в России | 633,5 | 641,0 | 656,2 | 654,1 | 664,9 | 596,4 | 665,5 | 687,5 | 671,5 | 683,9 |
| Доля шельфа Охотского моря в общероссийской добыче газа, % | **0,0** | **0,1** | **0,2** | **1,0** | **1,3** | **3,0** | **3,5** | **3,6** | **4,0** | **4,0** |

*С учетом объемов, закачиваемых в пласт и сжигаемых в факелах.

*Добыча нефти на арктическом шельфе* началась в 2013 г. с вводом в эксплуатацию Приразломного нефтяного месторождения, расположенного в Юго-Восточной части Баренцева моря в 60 км от берега. Лицензией на разведку и добычу углеводородов на месторождении владеет ООО «Газпром нефть шельф» - 100-процентное дочернее общество ОАО «Газпром». Запасы нефти месторождения составляют 72 млн т. Основным объектом обустройства месторождения является морская ледостойкая нефтедобывающая платформа «Приразломная». В конструкции платформы «Приразломная» изначально заложена возможность приема нефти с других месторождений. Это позволит без строительства аналогичных платформ вовлечь в рентабельную разработку соседние месторождения, благодаря снижению удельных затрат на их обустройство. Проектный объем добычи составит 6,6 млн т нефти в год и будет достигнут к 2019 г. [58,63].

*Добыча природного газа на арктическом шельфе* в данный момент не осуществляется. Самым многообещающим проектом арктического шельфа в течение последних десяти лет являлся Штокмановский проект. В 2008 г. была создана компания «Штокман Девелопмент АГ», участниками которой являлись



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

ОАО «Газпром» (51%), Total (25%), Statoil (24%). В августе 2012 г. истек срок акционерного соглашения и Statoil продала свою долю (24%) в совместном предприятии ShtokmanDevelopment основному акционеру – ОАО «Газпром». Высокая неопределенность относительно реализации данного проекта объясняется тем, что первоначально значительные объемы добытого газа в форме СПГ планировалось экспортировать в США, но в последние годы в США из-за роста добычи сланцевого газа существенно снизилась цена природного газа. Это сделало нерентабельным поставки природного газа Штокмановского месторождения на североамериканский рынок [53,86].

## 1.2 Современные подходы к экономической оценке освоения и транспортировки углеводородов

В настоящее время основным методологическим принципом экономической оценки добычи и транспортировки полезных ископаемых является представление природного ресурса в качестве объекта инвестирования, поэтому дальнейшее развитие методов оценки полезных ископаемых продолжается в направлении развития *методов оценки эффективности инвестиций*.

Как правило, отраслевые методические подходы основываются на «Методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов», утвержденных в 2000 г. [41]. Данные методические рекомендации являются универсальными и применимы для оценки эффективности инвестиционных проектов в различных отраслях экономики. Наряду с этой методикой в России также применяются методики Министерства регионального развития РФ (2009 г.), Торгово-промышленной палаты РФ (2010 г.), а также институтов РАН.

Российские универсальные методические подходы, в свою очередь, основаны на зарубежных методиках оценки эффективности инвестиционных проектов, среди которых наиболее распространенными являются методики Всемирного банка, ЮНИДО и Европейского союза. Данные методики



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

устанавливают базовые принципы проведения оценки инвестиционных проектов, а также устанавливают показатели эффективности инвестиционных проектов.

Зарубежные отраслевые методики оценки ресурсов углеводородов разрабатываются в крупных нефтегазодобывающих компаниях и представляют собой сложные программные комплексы, использующие большое количество исходной как геологической, так и экономической информации. Как правило, данные программные комплексы не находятся в открытом доступе.

Была выполнена классификация методик оценки инвестиционных проектов (рис. 1.2). В ней сопоставлены известные российские и зарубежные методики оценки инвестиционных проектов, сгруппированные по отраслевому и универсальному принципам.




Рисунок 1.2 – Классификация основных методик оценки инвестиционных проектов



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Методики оценки инвестиционных проектов

Рассмотрим *российские универсальные методики*.

Основным документом, определяющим процедуру выполнения оценки инвестиционных проектов в России, являются «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов 2000 г.» [41]. Данная методика имеет достаточно широкую сферу действия, по ней можно оценивать любые инвестиционные проекты, в том числе инновационные, в различных сферах деятельности, отраслях и регионах. По этой методике основными критериями эффективности инвестиционных проектов являются: внутренняя норма доходности, чистый дисконтированный доход, индекс доходности и срок окупаемости и индекс доходности. В 2004 г. была частично одобрена третья редакция Методических рекомендаций…», но окончательно она не была утверждена в связи с проведением реформы системы государственного управления. Основные недостатки используемых «Методических рекомендаций…» состоят в отсутствии положительных и отрицательных сторон критериев эффективности, а также специфики их использования для оценки эффективности инвестиционного проекта; отсутствии обоснования расчета ставки дисконтирования; недостаточном учете условий налогообложения при оценке эффективности инвестиционных проектов; недостаточном обосновании механизма выбора наилучшего инвестиционного проекта, а также критериев и правил принятия решений по нескольким инвестиционным проектам.

За последнее десятилетие на основе этих рекомендаций было разработано несколько новых усовершенствованных методик оценки инвестиционных проектов. С 2006 г. по 2008 г. в России действовала «Методика расчета показателей и применения критериев эффективности инвестиционных проектов, претендующих на получение государственной поддержки за счет средств Инвестиционного фонда Российской Федерации» (приказ № 139/82н от 23 мая 2006 г.) [61].

Одной из наиболее распространенных методик оценки инвестиционных проектов является методика институтов РАН (Институт системного анализа, Центральный экономико-математический институт и др.). Данная методика



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

включает в себя не только прикладные аспекты оценки, но и большое количество теоретических обоснований. Также в этой методике представлено рассмотрение различных аспектов эффективности проекта, таких как: общественная эффективность, финансовая эффективность, бюджетная эффективность, эффективность для предприятия, эффективность для отрасли и региона.

Используемые в расчетах показатели финансовой эффективности похожи на классические показатели (например, чистый дисконтированный доход), но в методике также приводятся и дополнительные показатели (ставка дохода финансового менеджмента, модифицированная ВНД). Особенностью методики является глубокое теоретическое обоснование каждого показателя, применяемого для оценки, а также большое количество примеров расчетов и указаний по применению тех или иных показателей.

Среди российских *отраслевых методик* широкое распространение получили методики геолого-экономической оценки ресурсов углеводородов, входящие в состав специализированных программных комплексов. Одним из наиболее распространенных программных комплексов является комплекс «Стратегия», разработанный группой специалистов «СНИИГГиМС» под руководством А.А. Герта [10]. Программный комплекс осуществляет стоимостную оценку таких объектов различной степени изученности и масштабности, как лицензионные участки, нелокализованные прогнозные ресурсы, залежи, ловушки, месторождения.

Среди *зарубежных универсальных методик* наиболее распространенной в мировой практике является методика Всемирного Банка экономической оценки инвестиционных проектов. Особенностью инвестиционной деятельности Всемирного банка является детальная оценка инвестиционных проектов, что требует учета различных аспектов анализа, включая маркетинговый, технический, институциональный, социальный, экологический, финансовый и экономический.

Основными показателями в методике Всемирного банка являются чистая приведенная ценность (аналог чистого дисконтированного дохода), внутренняя ставка дохода (аналог внутренней нормы доходности), отношение дисконтированных выгод к дисконтированным затратам и период окупаемости



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

капитальных вложений (число лет, требуемых для возмещения капиталовложений за счет чистых выгод проекта). Эта методика устанавливает общие принципы оценки эффективности инвестиционных проектов для различных отраслей экономики. Специфика методики Всемирного Банка заключается в том, что она направлена на оценку инвестиционных проектов со стороны организаций-кредиторов.

Еще одна распространенная методика оценки инвестиционных проектов уже длительное время развивается в ООН. Это «Руководство по подготовке промышленных технико-экономических исследований» [65]. Впервые этот документ был опубликован ЮНИДО (Организация ООН по проблемам промышленного развития) в 1978 г. Это «Руководство...» предоставило развивающимся странам инструмент для повышения качества инвестиционных предложений и способствовало стандартизации промышленных технико-экономических исследований при оценке инвестиционных проектов. Эта концепция технико-экономического обоснования быстро стала общепринятым во всем мире стандартом. Благодаря широкому распространению ее использование облегчает создание совместных предприятий и международное инвестирование. В настоящее время действует переработанное и дополненное второе издание.

Следует выделить особенности методики ЮНИДО, состоящие в большом количестве рекомендаций в смежных направлениях (таких как маркетинг, сырье, поставки, проектирование, технологии, трудовые ресурсы); обобщении опыта ранее действовавших международных организаций; направленности методики на оценку проектов в промышленных отраслях; ориентированности методики на максимальное упрощение проблем, доведение их возможного решения до уровня рекомендаций в определенных ситуациях.

Одним из преимуществ методики ЮНИДО является относительная легкость проведения оценки инвестиционных проектов за счет наличия стандартных форм для заполнения, большого количества примеров, а также использования специализированного программного обеспечения. Методика ЮНИДО сопровождается несколькими компьютерными моделями для технико-



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

экономического анализа и составления отчетов. Основными недостатками методики ЮНИДО являются отсутствие учета рисков, сопровождающих осуществление инвестиционных проектов; трудности в проведении оценки инвестиционных проектов применительно к российской налоговой системе; отсутствие рекомендаций по установлению цен на продукцию и объемов ее производства.

В Европейском союзе в 2008 г. была утверждена своя методика оценки инвестиционных проектов. Это «Руководство по анализу выгодности затрат инвестиционных проектов» [64]. Данная методика также предполагает проведение как финансового, так и экономического анализа. В финансовый анализ включаются анализ инвестиционных затрат, текущих расходов и доходов, финансовой отдачи, анализ источников финансирования, финансовой устойчивости финансовой окупаемости капитальных вложений. В экономическом анализе выделяется пять этапов. Это конверсия рыночных цен в постоянные цены; монетизация нерыночных воздействий на инвестиционный проект; включение дополнительных непрямых эффектов; дисконтирование переоцененных в постоянные цены доходов и расходов; расчет экономических показателей эффективности, таких как экономическая чистая текущая стоимость, экономическая норма рентабельности и отношение полученной прибыли к затратам.

В данном руководстве достаточно большое внимание уделено теоретическим и практическим способам расчета ставки дисконтирования, используемой при финансовом анализе инвестиционных проектов. В руководстве предлагается использование минимальной ставки дисконтирования в 5% и ее увеличение в зависимости от страны и макроэкономических условий.

Отметим, что за рубежом широкое распространение получили разработки в области программного обеспечения, создан ряд комплексов, позволяющих упростить техническую сторону получения оценки ресурсов и эффективности их освоения. Это так называемые отраслевые методики, позволяющие рассчитать результат, однако они не решают проблему получения полноценной базовой информации о геологическом строении ресурсов, выбора исходных данных, сырьевой базе, исходных стоимостных характеристиках, которым присуща доля

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

субъективности, поскольку нередко они получаются экспертным способом, по аналогии. Наиболее известными зарубежными программными комплексами являются SCA (Subsurface Consultants & Associates), Schlumberger, Exxon Mobil, EPA (Environmental Protection Agency), LandmarkGraphics, Ernst&Young и др.

## 1.3 Классификация участков российского шельфа по сложности освоения с учетом схем транспортировки углеводородов

Участки российского континентального шельфа различаются по геологическим характеристикам, климатическим условиям, расстояниям до российских портов и мировых рынков сбыта, уровням развития прибрежной инфраструктуры. Эти особенности должны учитываться при составлении программ и планов освоения арктического шельфа России, в том числе при расчете налоговых льгот, предоставляемых государством недропользователям при разработке шельфовых месторождений, а также при формировании транспортной стратегии.

Реализация методического подхода для классификации участков российского континентального шельфа по сложности освоения состоит из трех этапов: аналитического, расчетного и этапа апробации.

*На аналитическом этапе* происходит выделение факторов, определяющих сложность освоения шельфа.

Всего учитывается более 20 факторов, разделенных на шесть групп (табл.1.4):

Таблица 1.4 – Факторы, определяющие освоение шельфовых месторождений

| Группы факторов | Факторы | Показатели |
|---|---|---|
| Климати-ческие | Низкая температура | Среднегодовая температура, °С |
| | Сильный ветер | Среднегодовая сила ветра, м/с |
| | Волнение моря | Средняя высота волн, м |
| | Плавучие айсберги | Средняя толщина айсбергов в зимнее время, м |
| | Заледенение акватории | Число месяцев в году постоянного заледенения акватории, кол-во |



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Продолжение таблицы 1.4

| Группы факторов | Факторы | Показатели |
|---|---|---|
| Транспорт-ные | Удаленность от рынков сбыта | Расстояние до европейского и азиатского рынков, км |
| | Удаленность от снабженческих баз | Расстояние до ближайшего города, км |
| | Уровень развития береговой транспортной инфраструктуры | Объем грузооборота ближайших портов, в т.ч. объем грузооборота нефтеналивных портов и терминалов СПГ |
| Геологиче-ские | Уровень изученности шельфа | Объем разведанных запасов, количество пробуренных поисково-разведочных скважин, объем проведенных сейсморазведочных работ 2D и 3D |
| | Неровный рельеф дна | Средние перепады высот на поверхности шельфа, м |
| | Глубина моря | Преобладающая глубина, наибольшая глубина шельфа, глубина за границей шельфа, м |
| | Эмиссия газа метанового состава, высокое пластовое давление, придонные залежи свободного газа, сейсмическая активность | Нет данных |
| Экологиче-ские | Сложность ликвидации разливов нефти | Материалы ГРИНПИС и международного союза охраны природы, балл |
| | Влияние разливов нефти на экосистему | Материалы ГРИНПИС и международного союза охраны природы, балл |
| | Наличие захоронений ядерных отходов на дне некоторых морей | Объем захороненных ядерных отходов на шельфе(только для Карского моря), т |
| Технологи ческие | Возможность производства необходимого оборудования в России | Оценка возможностей отечественной промышленности, балл |
| | Опыт формирования транспортной инфраструктуры при освоении шельфовых месторождений | Применение схем транспортировки углеводородов в российских шельфовых проектах, балл |
| | Возможность применения существующих технологий для освоения ресурсов углеводородов российского континентального шельфа | Количество технологически доступных вариантов мобильных морских буровых установок и схем транспортировки углеводородов, шт. |
| Ресурсные | Плотность размещения ресурсов поплощади шельфа | Плотность размещения ресурсов по площади шельфа, млн т н.э./кв. км |
| | Качество нефти (высокое содержание серы, высокая плотность и др.) | нет данных |

Источник: составлено по данным [17,19,24,34,35,45,48,55,66,67,78]



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Рассмотрим подробнее наименее изученные и наиболее сложные неблагоприятные факторы, характерные для российского арктического и дальневосточного шельфа: ледовые нагрузки и заледенение акватории.

Одной из характеристик большинства участков шельфа России является присутствие льда (ледовых нагрузок). Это ограничивает выбор концепции освоения и увеличивает как размер капитальных вложений (необходимость использования ледостойких сооружений), так и операционные затраты (необходимость контроля ледовой обстановки). В настоящее время мы можем ориентироваться всего на несколько реализованных проектов строительства нефтегазодобывающих сооружений в Арктике или в схожих условиях – платформа «Приразломная» (Россия), «Сахалин-1» (Россия), «Сахалин-2» (Россия), Hibernia (Канада), TerraNova (Канада), несколько проектов в море Бофорта (США).

Еще одной сложностью при освоении углеводородных ресурсов на арктическом шельфе является необходимость постоянного контроля ледовой обстановки. К контролю ледовой обстановки относятся следующие виды работ: мониторинг ледовой обстановки и снижение ледовой нагрузки на морские нефтегазодобывающие сооружения и танкеры на этапах бурения, отгрузки в танкеры, эксплуатации; поддержание требуемых ледовых условий в акватории порта; обеспечение прохождения судов и танкеров в сложных ледовых условиях.

В арктических условиях дополнительную сложность для контроля ледовой обстановки представляют необходимость работы в условиях полярной ночи и неразвитость систем мониторинга. Поэтому необходимо развивать следующие направления: спутниковый мониторинг; комплексный мониторинг ледовой обстановки в районах добычи и в направлении транспортных путей; технологии идентификации многолетних льдов [25].

Ресурсные и геологические характеристики участков российского шельфа представлены в табл. 1.5.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Таблица 1.5 – Ресурсные и геологические характеристики участков российского континентального шельфа [50]

| Участки шельфа | Доля от площади всего моря, % | Площадь, тыс. кв. км | НСР, млн т у.т. | Плотность ресурсов, млн т у.т./тыс. кв. км | Накопленная добыча углеводородов, млн т у.т. |
|---|---|---|---|---|---|
| Азовское море | 100 | 39 | 412 | 11 | 1 |
| Каспийское море | 36 | 134 | 3453 | 26 | 2 |
| Черное море | 20 | 84 | 635 | 8 | 0 |
| Балтийское море | 100 | 419 | 66 | 0 | 6 |
| Японское море | 28 | 301 | 486 | 2 | 0 |
| Охотское море | 40 | 640 | 8735 | 14 | 180 |
| Баренцево море | 100 | 1424 | 30314 | 21 | 1 |
| Карское море | 100 | 833 | 41210 | 49 | 0 |
| Берингово море | 40 | 926 | 1075 | 1 | 0 |
| Лаптевых море | 70 | 463 | 3260 | 7 | 0 |
| Восточно-Сибирское море | 100 | 913 | 5583 | 6 | 0 |
| Чукотское море | 100 | 595 | 3335 | 6 | 0 |

Транспортные и инфраструктурные характеристики участков российского шельфа представлены в табл. 1.6.

Таблица 1.6 – Транспортные и инфраструктурные характеристики участков российского континентального шельфа [72,82,85]

| Участки шельфа | Расстояние до ближайшего города, км | Объем грузооборота портов моря, млн т | Расстояние по морю до Голландии, км | Расстояние по морю до Японии, км |
|---|---|---|---|---|
| Азовское море | 200 | 20 | 6500 | 17500 |
| Каспийское море | 100 | 8 | - | - |
| Черное море | 100 | 154 | 6000 | 17000 |
| Балтийское море | 100 | 215 | 1000 | 15000 |
| Японское море | 300 | 94 | 15000 | 200 |
| Охотское море | 600 | 51 | 13000 | 2000 |
| Баренцево море | 1000 | 43 | 3500 | 11500 |
| Карское море | 1500 | 3 | 5500 | 9500 |



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Продолжение таблицы 1.6

| Участки шельфа | Расстояние до ближайшего города, км | Объем грузооборота портов моря, млн т | Расстояние по морю до Голландии, км | Расстояние по морю до Японии, км |
|---|---|---|---|---|
| Берингово море | 2000 | 0 | 11000 | 4000 |
| Лаптевых море | 1500 | 0 | 7500 | 7500 |
| Восточно-Сибирское море | 1500 | 0 | 9000 | 6000 |
| Чукотское море | 1500 | 0 | 10000 | 5000 |

Природно-климатические характеристики участков российского шельфа представлены в табл. 1.7.

Таблица 1.7 – Природно-климатические характеристики участков российского континентального шельфа [48]

| Участки шельфа | Средне-годовая температура, ‘С | Средне-годовая скорость ветра, м/с | Глубина, м | | | Присутствие льда | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | преобладающая | самого глубокого места шельфа | за границей шельфа | занимаемая площадь, % | толщина льда, м | длител., мес. |
| Азовское море | +10 | 3 | 7 | 13 | - | 30 | 0,6 | 3 |
| Каспийское море | +10 | 4 | 25 | 150 | 1025 | 30 | 0,6 | 3 |
| Черное море | +10 | 5 | 140 | 110 | 2210 | 10 | 0,3 | 2 |
| Балтийское море | +5 | 3 | 50 | 150 | - | 25 | 0,5 | 6 |
| Японское море | +8 | 5 | 150 | 200 | 3699 | 25 | 0,6 | 5 |
| Охотское море | 0 | 6 | 130 | 250 | 3521 | 75 | 0,9 | 7 |
| Баренцево море | -5 | >7 | 200 | 250 | - | 70 | 1,1 | 9 |
| Карское море | -10 | >7 | 90 | 150 | - | 90 | 1,5 | 9 |
| Берингово море | -3 | >7 | 160 | 250 | 4097 | 25 | 4,3 | 10 |
| Лаптевых море | -15 | >7 | 60 | 200 | 3385 | 100 | 2,1 | 11 |
| Восточно-Сибирское море | -15 | >7 | 70 | 250 | - | 100 | 3,2 | 11 |
| Чукотское море | -12 | >7 | 80 | 200 | - | 100 | 1,8 | 11 |



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

*На расчетном этапе* происходит расчет частных индексов сложности освоения для каждой группы факторов для всех участков шельфа и определение интегрального показателя сложности освоения каждого участка шельфа. Интегральный показатель сложности освоения участка шельфа рассчитывается методом средневзвешенного значения:

$$IP = \frac{\sum_{i=1}^{6} P_i * l_i}{\sum_{i=1}^{6} l_i}, \quad (1.1)$$

где $IP$ – интегральный показатель сложности освоения участка шельфа;

$Pi$– частные индексы сложности (ресурсные, транспортные и др.);

$li$– веса частных индексов сложности.

Значения $Pi$ и $IP$ находятся в интервале от 0 до 10. Чем выше значение интегрального показателя, тем более сложным является данный участок шельфа для освоения ресурсов углеводородов.

*На этапе апробации* проводится классификация участков российского континентального шельфа на основе интегрального показателя. Категории сложности формируются на основе разброса значений интегрального показателя, которые упорядочиваются с помощью метода ранжирования.

В соответствии со значениями интегрального показателя было выделено пять категорий сложности освоения шельфа (табл. 1.8).

Таблица 1.8 – Классификация участков российского континентального шельфа по сложности освоения [52]

| Участки шельфа | Индекс сложности освоения | | | | | | Интегральный показатель |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Ресурсный | Климатический | Геологический | Транспортный | Экологический | Технологический | |
| 1-я категория сложности | | | | | | | |
| Азовское море | 5 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1,7 |
| Каспийское море | 3 | 3 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2,2 |
| 2-я категория сложности | | | | | | | |
| Черное море | 7 | 2 | 5 | 1 | 1 | 1 | 2,8 |
| Балтийское море | 9 | 5 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3,9 |



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Продолжение таблицы 1.8

| Участки шельфа | Индекс сложности освоения | | | | | | Интегральный показатель |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Ресурсный | Климатический | Геологический | Транспортный | Экологический | Технологический | |
| 3-я категория сложности | | | | | | | |
| Японское море | 10 | 5 | 5 | 4 | 5 | 5 | 5,7 |
| Охотское море | 5 | 8 | 6 | 6 | 5 | 6 | 5,9 |
| 4-я категория сложности | | | | | | | |
| Баренцево море | 3 | 8 | 7 | 7 | 8 | 7 | 6,8 |
| Карское море | 1 | 9 | 8 | 8 | 9 | 7 | 7,0 |
| 5-я категория сложности | | | | | | | |
| Берингово море | 10 | 9 | 10 | 10 | 7 | 7 | 8,8 |
| Лаптевых море | 7 | 10 | 8 | 9 | 10 | 10 | 9,0 |
| Восточно-Сибирское море | 7 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9,5 |
| Чукотское море | 7 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9,5 |

Таким образом, разработанный методический подход позволяет составить детализированную классификацию участков шельфа и на ее основе оценить эффективность предоставления налоговых льгот при разработке различных участков российского континентального шельфа.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

# 2 Технико-экономическая модель оценки экономической эффективности транспортировки шельфовых углеводородов

## 2.1 Алгоритм выбора схемы транспортировки при освоении ресуров углеводородов континентального шельфа

Транспортный фактор является наиболее важным фактором, влияющим на сложность освоения участков российского арктического шельфа по следующим причинам:

1) большая удаленность от традиционных энергетических рынков сбыта;

2) суровые природно-климатические условия, существенно влияющие на доступные схемы транспортировки углеводородов.

При транспортировке углеводородов, добытых на континентальных месторождениях, в настоящее время используются трубопроводный, железнодорожный, автомобильный и водный способы транспортировки.

В России транспортировка нефти и природного газа в основном осуществляется *трубопроводным способом*. В зависимости от направлений транспортировки выделяют три вида трубопроводов. Промысловые трубопроводы транспортируют углеводороды от скважины до различных объектов на промыслах. Межпромысловые трубопроводы транспортируют углеводороды от месторождений до магистральных трубопроводов. Магистральные трубопроводы транспортируют углеводороды от месторождений до центров перевалки, переработки и потребления. В настоящее время протяженность российских магистральных трубопроводов превышает 221 тыс. км, из которых 153 тыс. км – это магистральные газопроводы, около 70 тыс. км – магистральные нефтепроводы, более 20 тыс. км – магистральные нефтепродуктопроводы [42,62]. В настоящее время в России транспортировку нефти по магистральным нефтепроводам осуществляет компания ОАО «АК Транснефть», транспортировку природного газа по магистральным газопроводам – ОАО «Газпром».

Основными преимуществами использования трубопроводного способа транспортировки являются низкая себестоимость транспортировки, низкие



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

экологические риски и всесезонность использования. Недостатками этого способа транспортировки являются необходимость осуществления крупных единовременных капитальных вложений в строительство, высокие затраты на ремонт и отсутствие возможности изменять направления и объемы поставок [2,4].

*Железнодорожный способ* транспортировки нефти является одним из первых способов транспортировки, получивший широкое распространение в конце XIX – начале XX в. В настоящее время перевозка нефти железнодорожным способом распространена в значительно меньшей степени, чем трубопроводным способом. Для перевозки нефти по железной дороге используются специальные вагоны-цистерны грузоподъёмностью от 50 до 120 т [1]. Стоимость транспорта для транспортироки 1 т нефти и нефтепродуктов оценивается в 180-200 руб/сут.

Основными преимуществами использования железнодорожного способа транспортировки являются всесезонность использования, высокая скорость транспортировки, низкие капитальные вложения при использовании существующей железнодорожной инфраструктуры, связывающей большинство городов и промышленных центров страны. Недостатками этого способа транспортировки являются ограниченная пропускная способность железнодорожных путей, низкая эффективность использования мощности подвижного состава (вагоны-цистерны в обратном направлении идут незагруженными), необходимость строительства специальных сливно-наливных пунктов и пунктов зачистки вагонов-цистерн [37,69].

*Водный способ* транспортировки разделяется на речной способ– повнутренним водным путям страны (рекам, озерам) и морской – по морям и океанам. При транспортировке нефти по рекам используются баржи и речные танкеры, грузоподъемностью 2-5 тыс. т. Морской способ транспортировки нефти и природного газа осуществляется с помощью морских танкеров большой грузоподъемности [20]. Стоимость транспорта для транспортироки 1 т нефти и нефтепродуктов оценивается в 50-70 руб/сут.

Основными преимуществами использования водного способа транспортировки являются высокая пропускная способность водных путей, низкие



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

эксплуатационные затраты, низкие капитальные вложения при использовании существующей портовой инфраструктуры. Недостатками этого способа транспортировки являются высокая зависимость от пропускной способности портов и каналов, высокая зависимость от природно-климатических условий, низкая скорость транспортировки [26].

*Автомобильный способ* транспортировки используется в большей степени для транспортировки нефтепродуктов по центрам потребления на расстояние в несколько десятков километров. Стоимость транспорта для транспортироки 1 т нефти и нефтепродуктов оценивается в 580-700 руб/сут. Для транспортировки нефти и природного газа этот способ практически не используется.

Основные преимущества автомобильного способа транспортировки – доставка груза от пункта погрузки до пункта потребления без промежуточной перегрузки, быстрая доставка небольших объемов на небольшое расстояние, возможность транспортировки в регионах с низким уровнем развития транспортной инфраструктуры. Недостатками этого способа транспортировки являются высокие эксплуатационные затраты, небольшая грузоподъемность, зависимость от наличия и технического состояния дорог.

При транспортировке больших объемов нефти и природного газа по суше наиболее распространенным способом транспортировки является трубопроводный способ, а при невозможности его использования – железнодорожный способ (только для нефти и нефтепродуктов).

В силу специфических особенностей шельфа традиционные подходы к выбору схемы транспортировки углеводородов  не вполне подходят.

Одной из таких особенностей транспортировки углеводородов с континентального шельфа является двухэтапная транспортировка углеводородов до берегового комплекса: танкерами-челноками или морским трубопроводом. Преимущества и недостатки этих вариантов представлены в табл. 2.1.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог  дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Таблица 2.1 – Преимущества и недостатки различных вариантов транспортировки углеводородов с шельфа до берега

| Морской трубопровод | | Танкеры-челноки | |
|---|---|---|---|
| Преимущества | Недостатки | Преимущества | Недостатки |
| Высокая надежность, всепогодность и всесезонность | Невозможность изменять направление транспортировки | Возможность осуществлять транспортировку одновременно по нескольким направлениям | Прерывистый характер отгрузки и доставки углеводородов |
| Более короткое расстояние транспортировки (прямая линия) | Крупные единовременные капитальные вложения в строительство | Возможность быстро изменять объемы поставок | Подверженность влиянию природно-климатических условий |
| Обеспечение непрерывных поставок | Большие сроки строительства морских трубопроводов | Возможность быстро изменять направления поставок | Высокие экологические риски |
| Низкие потери транспортируемых углеводородов | Невозможность увеличить количество направлений поставок | Отсутствие ограничений на максимальное расстояние транспортировки | Необходимость создавать крупные запасы продукции в терминале отгрузки и в хранилище потребителей |
| Низкие экологические риски | Невозможность увеличения объемов транспортируемой продукции | Возможность использования в арктических условиях (в сопровождении ледоколов) | Необходимость строительства отгрузочного и приемного терминалов |
| Низкие эксплуатационные затраты | Ограниченное максимальное расстояние транспортировки | Неограниченная пропускная способность водных путей | Загрязнение акватории проходящими через нее танкерами |
| Высокая скорость доставки | Невозможность использования трубопроводов в заледенелых акваториях | Снижение удельных эксплуатационных затрат при увеличении дальности транспортировки | Высокие эксплуатационные затраты |

Источник: составлено по данным [5,12,38,40,43,59,70,79]

Одной из наиболее сложных проблем проектирования транспортной инфраструктуры в арктических условиях является выбор места размещения порта-терминала для отгрузки углеводородов на экспорт. Порт можно разместить как в непосредственной близости от шельфового месторождения, так и на расстоянии в сотни километров от месторождения. При решении этой проблемы необходимо сравнивать затраты на формирование службы ликвидации разливов нефти по акватории с капитальными затратами на строительство магистрального трубопровода, а также капитальные затраты на строительство портовой инфраструктуры, вспомогательного и транспортного флота.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Для вывоза шельфовой нефти в мире уже находятся в работе или спроектированы различные морские перегрузочные сооружения: одноякорное, подводный револьверный буй, монобуй, плавучие нефтехранилища, стационарные гравитационные сооружения башенного типа и др. [21].

Для выбора типа морского перегрузочного сооружения в первую очередь необходимо учитывать природно-климатические условия конкретного региона.

Природные условия Тимано-Печорской провинции (Россия) во многом схожи с условиями моря Бофорта (США). В настоящее время в Тимано-Печоре используется одноякорное перегрузочное сооружение. Данный тип морского перегрузочного сооружения ограничен мощностью объемов перевалки, имеются значительные трудности: низкая экологическая безопасность перегрузки, отгрузка нефти в ледовых условиях, привлечение к перевозкам танкеров с носовым погрузочным устройством.

Перспективность использования другого перегрузочного сооружения - типа подводный револьверный буй – связана с хорошими результатами модельных испытаний в ледовом бассейне данного сооружения в ураганных (высота волн 16,2 м) и ледовых (толщина 1,6 м) условиях. Но использование этого типа сооружения ограничивается глубиной моря 80-350 м, а выход на глубину хотя бы 80 м в Баренцевом море значительно увеличивает капитальные вложения в подводный трубопровод [21].

Для обеспечения надежного функционирования и достижения экономической эффективности терминал должен обладать следующими характеристиками: высокой безопасностью погрузочных работ, одновременностью погрузочных работ минимум на два танкера, возможностью отгрузки с любой стороны терминала, отгрузкой как через бортовые манифольды так и через носовое погрузочное устройство, минимальными экологическими рисками, возможностью демонтажа по окончании эксплуатации без нанесения вреда окружающей среде, обеспечение мощности отгрузки до 15-20 млн т в год.

Согласно вышеуказанным критериям для арктических природно-климатических условий в настоящее время наиболее подходящим является тип



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

ледостойкого гравитационного сооружения, основанный на концепции использования крупногабаритного фрагмента крупнотоннажного корпуса танкера секонд-хенд.

Данный вариант имеет несколько преимуществ перед гравитационным терминалом башенного типа.

1. Сокращение времени и средств на сооружение и запуск ледостойкого терминала: срок реализации такого проекта оценивается в 1,5 года, а стоимость в 50 млн долл., что разы меньше, чем строительство терминала башенного типа.

2. Возможность отгрузки с любого борта в зависимости от погодных и ледовых условий благодаря возможности оперативно маневрировать в зависимости от природно-климатических условий по сравнению с терминалом башенного типа, где диаметр сооружений составляет 35 м.

Такая концепция была реализована в проектах буровых платформ «CEEDS»и «MOLIKPAQ», используемых на дальневосточном шельфе в проектах «Сахалин-1» и «Сахалин-2» [21].

Выбор схемы транспортировки углеводородов с континентального шельфа основан на учете следующих факторов: глубина моря, географическое положение акватории, расстояние транспортировки, объем транспортируемой продукции и другие.

На основе анализа российского и зарубежного опыта было сформулировано *7 способов транспортировки углеводородов* с континентального шельфа:

1. Транспортировка углеводородов с шельфа до берегового комплекса с помощью танкеров-челноков, а далее по берегу наземным трубопроводом.

2. Транспортировка углеводородов с шельфа до берегового комплекса с помощью морского трубопровода, а далее по берегу наземным трубопроводом.

3. Транспортировка углеводородов с шельфа до берегового комплекса с помощью танкеров-челноков, а далее по берегу с помощью инфраструктуры общего пользования (железная дорога, автомобильная дорога).

4. Транспортировка углеводородов с шельфа до берегового комплекса с помощью морского трубопровода, а далее по берегу с помощью инфраструктуры



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

общего пользования (железная дорога, автомобильная дорога).

5. Транспортировка углеводородов с шельфа до берегового комплекса с помощью танкеров-челноков, а далее по морю линейными танкерами.

6. Транспортировка углеводородов с шельфа до берегового комплекса с помощью морского трубопровода, а далее по морю линейными танкерами.

7. Транспортировка углеводородов с шельфа до рынка сбыта по морю линейными танкерами без использования берегового комплекса.

Шесть вариантов являются двухэтапными, т.е. предполагают вначале транспортировку углеводородов на ближайший берег, где осуществляется их подготовка и отгрузка для дальнейшей транспортировки. Седьмой вариант предполагает отказ от строительства вспомогательных объектов на берегу и предусматривает размещение всех объектов непосредственно в море, на добывающей платформе или на специальном судне.

Для определения доступных схем транспортировки углеводородов с континентального шельфа необходимо учитывать следующие факторы: заледенение акватории, глубину моря, удаленность от берега, расстояние до рынка сбыта, уровень развития береговой транспортной инфраструктуры,.

Алгоритм выбора схемы транспортировки углеводородов с континентального шельфа состоит из двух этапов.

На первом этапе необходимо выявить доступные схемы транспортировки углеводородов с континентального шельфа, которых может оказаться несколько.

Методика выявления доступных схем транспортировки углеводородов с континентального шельфа показана на рис. 2.1.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

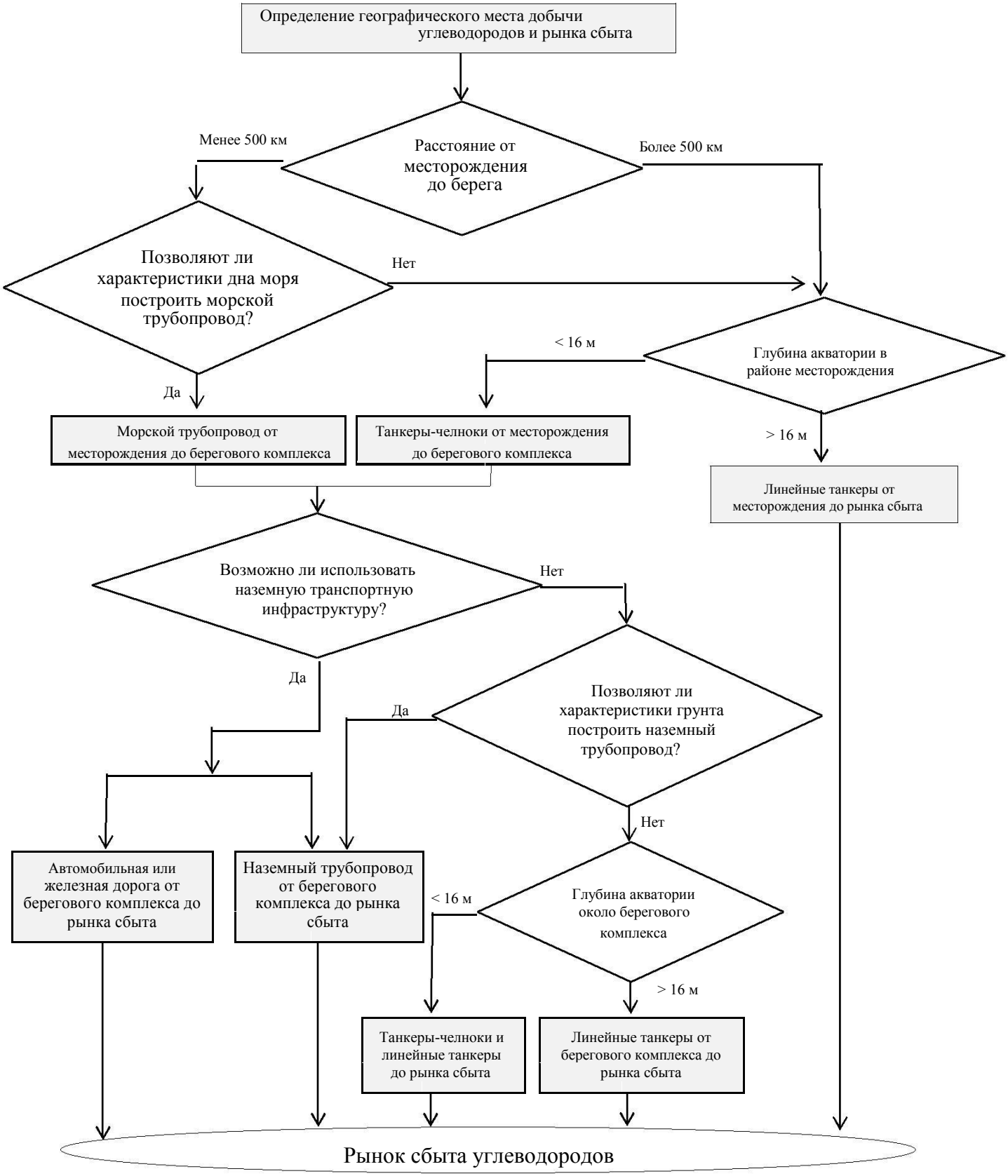


Рисунок 2.1 – Методика определения доступных схем транспортировки углеводородов с континентального шельфа[58].



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

На втором этапе проводится расчет диапазона удельных затрат на транспортировку углеводородного сырья для каждой доступной схемы транспортировки. При расчете удельных затрат необходимо воспользоваться формулой:

$$SS = (KV + EZ) / \sum_{i=1}^{N} Q_i \qquad (2.1)$$

где *SS* – удельные затраты на транспортировку углеводородного сырья;

*KV*– капитальные вложения в строительство транспортной инфраструктуры;

*EZ*– суммарные транспортные эксплуатационные затраты (без амортизации), рассчитанные с учетом дисконтирования денежных потоков;

*N*– срок работы транспортной инфраструктуры;

*Qi*– объем добычи углеводородов в году i.

В зависимости от объема добываемых углеводородов, соотношения жидких и газообразных углеводородов, плотности размещения углеводородов по площади шельфа, расстояния от месторождений до берега и других факторов удельные затраты на транспортировку углеводородов будут значительно различаться.

Сведения по удельным затратам на транспортировку углеводородов с шельфа приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2 – Удельные затраты на транспортировку углеводородов с различных участков российского континентального шельфа

| Участки шельфа | Европейский рынок сбыта | | Азиатский рынок сбыта | |
|---|---|---|---|---|
| | Вариант схемы транспортировки углеводородов | Удельные затраты на транспортировку нефти, руб. за т | Вариант схемы транспортировки углеводородов | Удельные затраты на транспортировку нефти, руб. за т |
| Азовское море | 1,3 | 525-780 | 1,3 | 2835-3570 |
| Каспийское море | 1,3 | 570-840 | 1,3 | 2955-3705 |
| Черное море | 2,4 | 495-735 | 2,4 | 2715-3330 |
| Балтийское море | 1,5,7 | 405-600 | 1,3,5 | 2640-1545 |
| Японское море | 5,6,7 | 2745-3375 | 5,6,7 | 510-750 |
| Охотское море | 5,6,7 | 2550-3000 | 5,6,7 | 555-825 |
| Баренцево море | 1,5,6,7 | 810-1350 | 6,7 | 2520-3165 |
| Карское море | 6,7 | 1020-1680 | 6,7 | 2055-2685 |
| Берингово море | 6,7 | 2490-2865 | 6,7 | 915-1530 |



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Продолжение таблицы 2.2

| Участки шельфа | Европейский рынок сбыта | | Азиатский рынок сбыта | |
|---|---|---|---|---|
| | Вариант схемы транспортировки углеводородов | Удельные затраты на транспортировку нефти, руб. за т | Вариант схемы транспортировки углеводородов | Удельные затраты на транспортировку нефти, руб. за т |
| Лаптевых море | 6,7 | 1515-2025 | 6,7 | 1425-1995 |
| Восточно-Сибирское море | 6,7 | 1935-2475 | 6,7 | 1305-1890 |
| Чукотское море | 6,7 | 2130-2670 | 6,7 | 1125-1725 |

На основе полученных результатов можно сделать вывод, что для проектов освоения ресурсов углеводородов на шельфах Японского, Охотского, Восточно-Сибирского, Берингова, Чукотского морей и моря Лаптевых наименьшие удельные транспортные затраты будут достигнуты при экспорте углеводородов на азиатский рынок сбыта. Соответственно, для проектов освоения ресурсов углеводородов на шельфах Каспийского, Азовского, Балтийского, Черного, Карского и Баренцева морей наименьшие удельные транспортные затраты будут достигнуты при экспорте углеводородов на европейский рынок сбыта.

Наиболее универсальной схемой транспортировки углеводородов с континентального шельфа является транспортировка линейными танкерами с добывающей платформы непосредственно на рынок сбыта, без промежуточной остановки на берегу. Однако данный вариант предполагает и наибольшие затраты в связи с тем, что объекты хранения, подготовки и отгрузки углеводородов приходится размещать на ограниченной площади морской платформы.

Таким образом, разработанный алгоритм выбора схемы транспортировки углеводородов позволяет провести расчет диапазона удельных затрат на транспортировку углеводородов с российского шельфа на европейский и азиатский рынки, что крайне важно в условиях недостатка информации, а также определить доступные схемы транспортировки углеводородов с континентального шельфа для каждого участка шельфа.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

## 2.2 Определение доступных режимов налогообложения при освоении ресурсов углеводородов континентального шельфа

В настоящее время в российском недропользовании действуют два режима налогообложения. Наиболее распространенным является административный режим на базе действующей налоговой системы, регулируемой Налоговым Кодексом РФ и Федеральным Законом № 2395-1 «О недрах» от 21.02.1992 г. [73]. Вторым является гражданско-правовой режим на базе специального налогового режима, регулируемый Федеральным Законом № 225 «О соглашениях о разделе продукции (СРП)» от 30.12.1995 г. [75] и Налоговым кодексом РФ (часть 2, раздел 8, глава 26.4.) [52]. Этот специальный режим налогообложения предполагает заключение соглашения о разделе продукции.

По различным административным и политическим причинам режим СРП в России не получил широкого распространения, за последние 15 лет не было начато ни одного проекта на условиях СРП. Но в настоящее время в связи с задачей освоения высококапиталоемких углеводородных месторождений арктического шельфа и необходимости привлечения к этому процессу иностранных компаний стоит пересмотреть преимущества и недостатки действующей системы налогообложения и специального режима СРП. Преимущества соглашения о разделе продукции представлены в табл. 2.3.

Таблица 2.3. – Преимущества СРП для государства и инвестора [8,15,36,60]

| Преимущества для государства | Преимущества для инвестора |
|---|---|
| Получение стабильного и предсказуемого дохода, защищенного от нестабильности мировых цен на углеводороды | Упрощение налогообложения в связи с необходимостью платить меньшее количество налогов |
| Возможность организации специального налогообложения для каждого месторождения с учётом его уникальных характеристик | Перераспределение налогового бремени на послеокупаемый период проекта |



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Продолжение таблицы 2.3

| Преимущества для государства | Преимущества для инвестора |
|---|---|
| Уплата налогов производится «с проекта», а не «с компании», что повышает прозрачность денежных потоков при освоении конкретного месторождения | Пониженный объем налоговых платежей |
| Приобретение инвестором необходимого технологического оборудования российского происхождения в объеме не менее 70 % от общей стоимости приобретенного оборудования | Обеспечение неизменных долгосрочных экономических условий деятельности в связи с принципом приоритета условий соглашения перед возможными изменениями законодательства страны |
| Предоставление российским компаниям (подрядчикам, поставщикам, перевозчикам) преимущественного права на участие в работах по СРП, а также передача опыта и технологий российским компаниям | Более удобный договорная (а не административная) форма ведения переговоров с государственными органами |
| Привлечение инвестором работников граждан РФ, количество которых должно составлять не менее 80 % состава всех привлеченных работников | Возможность принимать участие в формировании экономических (налоговых) условий соглашения |

Соглашение о разделе продукции в России реализуются следующим образом: государство предоставляет инвестору в долгосрочное пользование определенный участок недр, который тот разрабатывает вкладывая свои инвестиции. Инвестор освобождается от уплаты большей части налогов в обмен на долю добытой продукции определенную условиями конкретного соглашения. Специфика трех реализующихся в России проектов на условиях СРП заключается в том, что до полной окупаемости проекта государство практически не получало денежных поступлений (за исключением платежей за пользование недрами). Это было связано с тем, что российское законодательство позволяло инвестору увеличивать расходы, что приводило к снижению рентабельности проекта и доли государства в прибыльной продукции [81].

Тем не менее, благодаря реализации сахалинских проектов (на основе СРП) на Дальнем Востоке был сформирован крупный центр шельфовой нефтегазодобычи, включающий первый для нашей страны завод по сжижению природного газа. Это позволило России выйти на азиатские энергетические



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

рынки, улучшить социально-экономическую ситуацию в прежде депрессивном регионе и вывести его в число наиболее благополучных регионов страны [125].

В настоящее время согласно *действующей налоговой системе* российские нефтегазодобывающие компании платят следующие налоги:

- налог на прибыль;
- налог на добавленную стоимость;
- налоги, относимые на себестоимость:
  - налог на добычу полезных ископаемых;
  - регулярные платежи за пользование недрами;
  - страховые взносы;
- налоги, финансируемые за счет валовой прибыли:
  - налог на имущество;
  - прочие налоги и платежи;
- таможенные платежи.

В России за последние годы произошло существенное изменение законодательства в области налогообложения проектов на континентальном шельфе, что серьезно повысило их конкурентоспособность. В итоге в настоящее время налоговые льготы при добыче на шельфовых месторождениях распространяются на экспортную пошлину, налог на добычу полезных ископаемых, налог на добавленную стоимость, налог на прибыль, налог на имущество и транспортный налог.

Кардинальное изменение налогообложения шельфовых проектов произошло в связи с принятием Федерального закона № 268 от 30.09.2013 «О внесении изменений в Налоговый кодекс РФ в связи с осуществлением мер налогового и таможенно-тарифного стимулирования деятельности по добыче углеводородного сырья на континентальном шельфе РФ» [74].

Рассмотрим отмеченные аспекты льготного налогообложения подробнее.

Закон устанавливает применение дифференцированных адвалорных ставок налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) на природный газ,



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

нефть и газовый конденсат к шельфовым проектам в зависимости от их уровня сложности. По уровню сложности все шельфовые проекты разделены на четыре категории: обычная, повышенная, высокая и арктическая. В зависимости от местоположения шельфового месторождения ставки НДПИ установлены от 30% от стоимости добытых углеводородов для категории обычной сложности до 1% для арктической категории сложности. Ставки НДПИ устанавливаются на определенный срок, который отсчитывается с начала промышленной добычи углеводородов. При расчете налоговой базы НДПИ необходимо из совокупной выручки от реализации продукции вычитать следующие расходы: НДС, акциз и транспортные расходы реализуемой продукции (т.е. выручка на выходе из скважины). В табл. 2.4 указаны применяемые ставки НДПИ, сроки и условия их применения при разработках, проводимых в шельфовой зоне РФ.

Таблица 2.4. – Разделение участков континентального шельфа РФ на группы по сложности освоения в Налоговом Кодексе РФ [74]

| Категория сложности | Акватория | Адвалорная ставка НДПИ, % | Срок действия с момента получения нефти/газа | Нулевая экспортная пошлина |
|---|---|---|---|---|
| Обычная | Азовское море | 30 | 5 лет, но не позднее 2022 г. | до 2032 г. |
| | Балтийское море | | | |
| Повышенная | Чёрное море (до 100 м глубиной) | 15 | 7 лет, но не позднее 2032 г. | до 2032 г. |
| | Печорское море | | | |
| | Белое море | | | |
| | Охотское море (к югу от 55° с.ш.) | | | |
| | Каспийское море | | | |
| | Шельф острова Сахалин | | | |
| Высокая | Чёрное море (глубже 100 м) | 10 (нефть), 1,3 (газ) | 10 лет, но не позднее 2037 г. | до 2042 г. |
| | Охотское море (к северу от 55° с.ш.) | | | |
| | Баренцево море (к югу от 72° с.ш.) | | | |
| Арктическая | Баренцево море (к северу от 72° с.ш.) | 5 (нефть), 1 (газ) | 15 лет, но не позднее 2042 г. | до 2042 г. |
| | Карское море | | | |
| | Море Лаптевых | | | |
| | Восточно-Сибирское море | | | |
| | Чукотское море | | | |
| | Берингово море | | | |



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Расчеты уплачиваемых налогов в технико-экономической модели осуществляются согласно вышеуказанным налоговым льготам по следующим формулам.

Расчет НДПИ производится следующим образом:

$$= + , \quad (2.2)$$

где – налог на добычу полезных ископаемых;

– налог на добычу полезных ископаемых в период действия льгот;

– налог на добычу полезных ископаемых после окончания периода действия льгот.

$$= * , \quad (2.3)$$

где – налог на добычу полезных ископаемых в период действия льгот;

– объем добытых углеводородов вида i;

– ставка НДПИ на углеводороды вида i;

= 1...2 – вид добываемого углеводорода.

$$= * , \quad (2.4)$$

где – налог на добычу полезных ископаемых после окончания периода действия льгот;

– объем добытых углеводородов вида i;

– ставка НДПИ на углеводороды вида i;

= 1...2 – вид добываемого углеводорода.

Согласно ФЗ № 268 «О внесении изменений в Налоговый кодекс РФ в связи с осуществлением мер налогового и таможенно-тарифного стимулирования деятельности по добыче углеводородного сырья на континентальном шельфе РФ» [74], налоговая ставка по налогу на прибыль в отношении шельфовых месторождений устанавливается в размере 20%. Сумма налога на прибыль в полном объеме подлежит уплате в федеральный бюджет, поэтому она не может быть уменьшена по решению региональных органов власти. Важным изменением является то, что налоговая база для каждого месторождения определяется отдельно. При этом если налогоплательщик



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

осуществляет добычу углеводородов на двух и более месторождениях, то налоговая база определяется отдельно по каждому такому месторождению. Прибыль от добычи углеводородов на шельфовом месторождении не уменьшается на суммы убытков от добычи углеводородов на других месторождениях. В случае получения убытка от добычи углеводородов на шельфовом месторождении налогоплательщик вправе перенести этот убыток на будущие периоды.

Расчет налога на прибыль производится следующим образом:

$$= \quad * \quad , \qquad (2.5)$$

где – налог на прибыль;

– объем прибыль до уплаты налога на прибыль;

– ставка налога на прибыль.

Углеводороды, добытые на шельфовом месторождении и вывезенные с континентального шельфа РФ за пределы территории РФ, подлежат налогообложению по налогу на добавленную стоимость (НДС) по ставке 0%. Услуги по перевозке и транспортировке углеводородов с континентального шельфа РФ за пределы территории РФ, признаются международными перевозками и подлежат налогообложению по ставке НДС в размере 0%.

Расчет налога на добавленную стоимость производится следующим образом:

$$= \quad *( \quad - \quad - \quad - \quad - \sum( \quad + 2 \quad =1 \quad ), \qquad (2.6)$$

где – налог на добавленную стоимость;

– ставка налога на добавленную стоимость;

– объем выручки;

– капитальные вложения;

– материальные затраты;

– затраты на ремонт оборудования;

i – стоимость подготовки к отгрузке и отгрузки углеводорода вида i;

i – стоимость транспортировки углеводорода вида i;

= 1...2 – вид добываемого углеводорода.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Законом установлено, что имущество, расположенное на континентальном шельфе РФ освобождается от налога на имущество (включая имущество, переданное по договорам аренды). Указанное освобождение применяется в том случае, если имущество используется при разработке шельфовых углеводородных месторождений (включая геологическое изучение, разведку, подготовительные работы) и используется не менее 90 дней в течение одного календарного года.

Закон освобождает от уплаты транспортного налога, если разработка шельфовых месторождений ведется с применением морских стационарных и плавучих платформ, морских передвижных буровых установок, буровых судов и судов, используемых для международных перевозок грузов, разведки и разработки минеральных ресурсов морского дна и его недр.

Законом устанавливаются сроки, в течение которых будет применяться освобождение от экспортных таможенных пошлин для углеводородов (нефть, природный газ и газовый конденсат), добытых на шельфовых месторождениях.

Отметим, что соглашение о разделе продукции предполагает принципиально другой подход к системе налогообложения. При освоении месторождений на основе соглашения о разделе продукции инвестор освобождается от уплаты некоторых федеральных, региональных и местных налогов и сборов (за исключением налога на прибыль, платежей за пользование недрами, обязательного социального страхования). Вместо уплаты некоторых налогов инвестор передает в собственность государства часть произведенной продукции. Согласно российскому законодательству существует два способа раздела продукции (полученной в результате добычи и переработки минерального сырья) – традиционный и прямой.

При *традиционном способе раздела продукции* часть произведенной продукции (компенсационная продукция) передается в собственность инвестора для возмещения его капитальных вложений, операционных затрат, а также налогов и сборов, относимых на себестоимость. Доля компенсационной продукции не должна превышать 90% от общего объема произведенной



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

продукции для шельфовых месторождений. Если же этого количества продукции (90%) недостаточно для компенсации инвестору возмещаемых расходов, то непокрытые затраты инвестора будут возмещены ему в следующем году. Оставшаяся продукция делится на продукцию, эквивалентную сумме налога на добычу полезных ископаемых, и прибыльную продукцию, распределяемую между государством и инвестором. Отметим, что налог на добычу полезных ископаемых и страховые взносы инвестор уплачивает с начала реализации проекта (рис. 2.2).

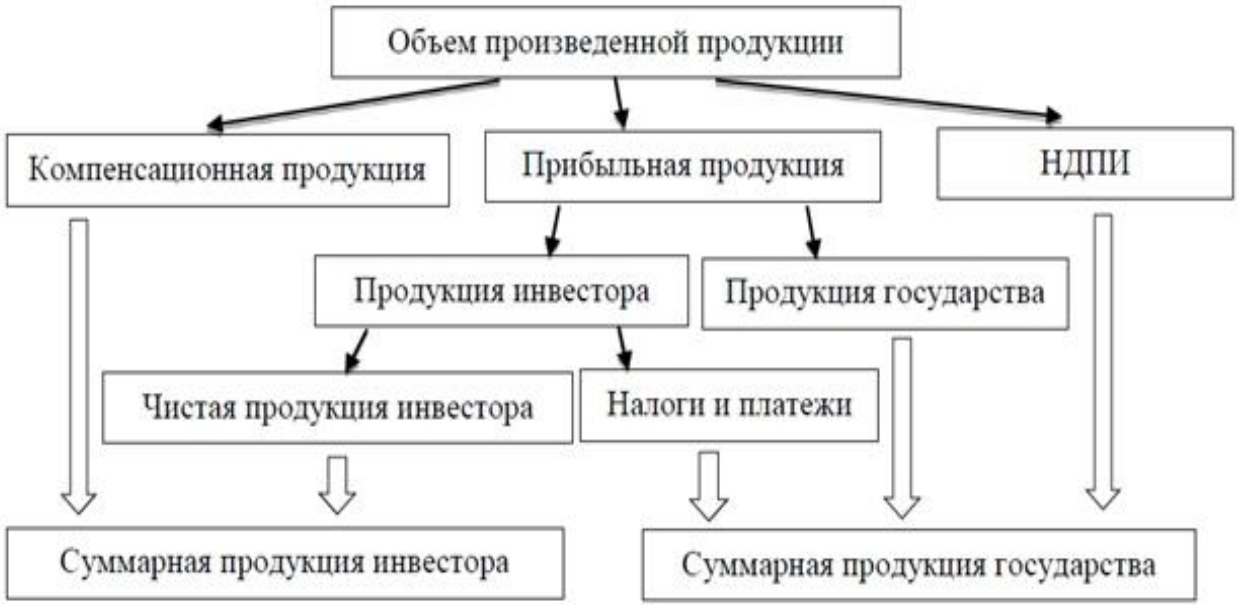


Рисунок 2.2 – Схема раздела продукции при традиционном СРП

В соответствии с соглашением о разделе продукции доходом инвестора признается стоимость прибыльной продукции, принадлежащей инвестору, а также его внереализационные доходы.

После того как инвестору возмещены суммарные капитальные вложения, в проекте начинается раздел прибыльной продукции, а также с инвестора начинают взиматься налоги. В состав налогов, которые взимаются с инвестора после начала раздела продукции, включаются следующие налоги:

- налог на прибыль;
- налог на добавленную стоимость (в случае экспорта товаров из России вся сумма начисленного налога на добавленную стоимость подлежит



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

возмещению);

- таможенные сборы (в случае экспорта углеводородов с шельфовых месторождений Карского моря действует нулевая экспортная пошлина до 2042 г.).

- прочие налоги и платежи (платежи за пользование природными ресурсами, плата за негативное воздействие на окружающую среду, водный налог, государственная пошлина, земельный налог, акциз, за исключением акциза на подакцизное минеральное сырье).

В настоящее время все проекты, заключенные на условиях соглашения о разделе продукции («Сахалин-1», «Сахалин-2» и Харьягинское месторождение), работают по варианту традиционного способа раздела продукции.

При *прямом способе раздела продукции* не происходит расчета компенсационной продукции, а также инвестор не платит налог на прибыль. В этом варианте пропорции раздела продукции рассчитываются в зависимости от геолого-экономической и стоимостной оценки участка недр, а также показателей технико-экономического обоснования соглашения. При прямом способе раздела продукции доля инвестора не должна превышать 68 % от общего объема продукции (рис. 2.3).

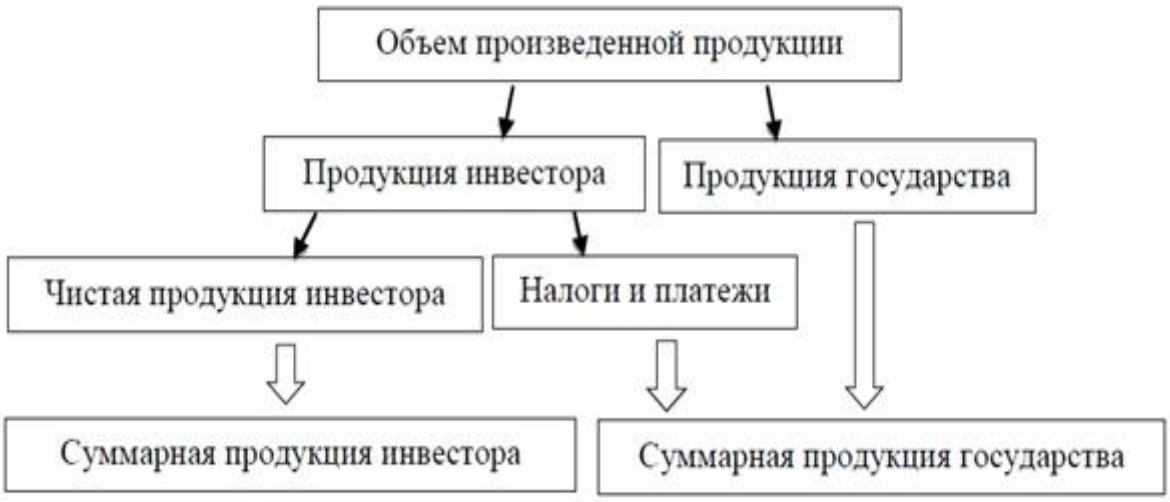


Рисунок 2.3 – Схема раздела продукции при прямом СРП



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

При прямом разделе продукции инвестор платит следующие налоги и сборы:

- страховые взносы;

- налог на добавленную стоимость (в случае экспорта товаров из России вся сумма начисленного налога на добавленную стоимость подлежит возмещению);

- таможенные сборы (в случае экспорта углеводородов с шельфовых месторождений Карского моря действует нулевая экспортная пошлина до 2042 г.);

- прочие налоги и платежи (плата за негативное воздействие на окружающую среду, государственная пошлина).

Так как компенсационная продукция не выделяется, то раздел продукции начинается сразу после начала коммерческой добычи углеводородов. Доля инвестора и доля государства в общей добываемой продукции зафиксированы в соглашении. Также в соглашении может быть зафиксировано увеличение доли государства в общей добытой продукции при достижении определенных значений основных финансовых показателей инвестором. При прямом разделе продукции, в отличие от традиционного, не предусматривается возмещение уплаченных налогов.

Отметим, что независимо от выбранного способа раздела продукции (традиционный или прямой) инвестор может быть освобожден от уплаты местных и региональных налогов, если законодательные органы субъекта РФ и местного самоуправления примут соответствующие решения. Также инвестор освобождается от уплаты таможенных пошлин на товары, ввозимые на территорию РФ для выполнения работ, а также на продукцию, произведенную и вывозимую с территории Российской Федерации.

Сравнительная характеристика действующей системы налогообложения и соглашения о разделе продукции (традиционная и прямая формы) представлена в табл. 2.5.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Таблица 2.5. – Налогообложение при различных организационно-правовых формах освоения шельфовых месторождений в Карском море [52,74,75,73,83]

| Налог | Традиционный СРП | Прямой СРП | Действующая система налогообложения |
|---|---|---|---|
| Раздел продукции | + | + | - |
| Определение компенсационной продукции | + | - | - |
| Налог на добычу полезных ископаемых | + | - | + |
| Налог на прибыль | + | - | + |
| Страховые взносы | + | + | + |
| Платежи за пользование недрами | + | + | + |
| Таможенные сборы | + | + | + |
| Налог на добавленную стоимость | возмещается | возмещается | возмещается |
| Платежи за негативное воздействие на окружающую среду | возмещается | + | + |
| Государственная пошлина | возмещается | + | + |
| Водный налог | возмещается | - | + |
| Земельный налог | возмещается | - | + |
| Акциз | возмещается | - | + |
| Региональные и местные налоги | - | - | + |
| Транспортный налог | - | - | - |
| Налог на имущество | - | - | - |

## 2.3 Обоснование выбора параметров технико-экономической модели

Экономическую оценку эффективности транспортировки шельфовых углеводородов для конкретного проекта сложно получить без проведения комплексного анализа шельфового проекта, включающего анализ геологических, технологических, экономических и финансовых факторов. В связи с этим была разработана технико-экономическая модель, состоящая из пяти блоков (рис. 2.4).



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву




Рисунок 2.4 – Принципиальная схема технико-экономической модели оценки экономической эффективности транспортировки шельфовых углеводородов

1. В *сырьевом блоке* выполняется прогноз запасов на основе имеющихся данных о начальных суммарных ресурсах участка шельфа.

2. В *геолого-промысловом блоке* проводится моделирование разработки



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

месторождения при условии максимизации объема добычи углеводородов.

Ежегодный объём добычи определяется последовательным умножением и интегрированием числа ежегодно вводимых добывающих скважин и величины добытых ими углеводородов в соответствующем году. Дополнительными уравнениями определяется начальный дебит добывающей скважины, скорость его падения в течение эксплуатации, количество ежегодно вводимых добывающих скважин и суммарный фонд скважин.

3. В *технико-экономическом блоке* проводится прогноз капитальных и эксплуатационных затрат освоения шельфового месторождения на основе экономически обоснованных нормативов затрат. Выделены следующие разделы: капитальные вложения и эксплуатационные затраты.

В разделе *«Капитальные вложения»* проводится оценка стоимости необходимых геологоразведочных работ, бурения скважин и затрат на формирование добывающей и транспортной инфраструктуры.

Расчет капиталловложений производится следующим образом:

$$= \quad + \quad + \quad + \quad , \qquad (2.7)$$

где *KV* – суммарные капитальные вложения;

*INVd*– затраты на добывающую инфраструктуру;

*INVt*– затраты на транспортную инфраструктуру;

*GRR*– затраты на проведение геологоразведочных работ;

*BUR*– затраты на бурение добывающих скважин.

Разработанный алгоритм выбора схемы транспортировки углеводородов позволяет определить доступные схемы транспортировки для конкретного участка шельфа. Это необходимо для последующего определения объектов транспортной инфраструктуры.

В объекты транспортной инфраструктуры входят линейные нефтяные танкеры, танкеры-челноки для перевозки нефти и сжатого газа, береговой терминал по приему нефти с танкеров-челноков, береговое хранилище нефти и т.д.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Соответственно затраты на транспортную инфраструктуру рассчитываются как сумма затрат на вышеперечисленные суда, платформы и строения.

Выбор и обоснование объектов добывающей инфраструктуры является сложной задачей в связи с большим разнообразием различных стационарных платформ и мобильных морских буровых установок. В связи с этим было проведено исследование, результатом которого стала классификация и периодизация технологий для шельфовой добычи углеводородов.

При определении нормативов для расчета затрат на геологоразведочные работы на арктических участках российского континентального шельфа учитывались оценки компании ОАО «НК «Роснефть». Также учитывался опыт компании «CairnEnergy» при бурении скважин около о. Гренландия в 2011 г. Удельная стоимость проведения сейсморазведочных работ 2D составляет 1 050 тыс. руб. за 1кв. км, сейсморазведочных работ 3D – 4 000 тыс. руб. за 1 кв. км, бурения поисковой скважины – 4 500 тыс. руб. за 1 м, разведочной скважины – 3 800 тыс. руб. за 1 м [9].

Порядок расчета стоимости геологоразведочных работ описывается следующей формулой:

$$= \quad x \quad + \quad 2 \; x \quad 2 \; + \quad 3 \; x \quad 3 \; + \quad x \quad x \quad + \quad x \quad x \; STr \; , \qquad (2.8)$$

где − затраты на проведение геологоразведочных работ;

− количество необходимых сейсморазведочных судов;

− стоимость сейсморазведочного судна;

2 − объем проведения сейсморазведочных работ 2D;

2 − удельная стоимость проведения сейсморазведочных работ 2D;

3 − объем проведения сейсморазведочных работ 3D;

3 − удельная стоимость проведения сейсморазведочных работ 3D;

− количество поисковых скважин;

− глубина поисковой скважины;

− удельная стоимость бурения одного метра поисковой скважины;



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

− количество разведочных скважин;

− глубина разведочных скважин;

Количество необходимых добывающих скважин для каждого года рассчитывалось на основе прогнозируемых объемов добычи углеводородов и среднесуточного дебита скважины, который составляет для нефтяных скважин 80 т нефти, для газовых скважин – 300 тыс. куб. м. При определении удельной стоимости бурения добывающих скважин учитывались оценки компании ОАО «НК Роснефть». Удельная стоимость бурения добывающей газовой скважины составляет 800 тыс. руб. за 1 м, добывающей нефтяной скважины –750 тыс. руб. за 1 м.

Расчет затрат на бурение скважин проводился по следующей формуле:

$$= \frac{}{} \times \times + \times , \qquad (2.9)$$

где − инвестиции в бурение добывающих скважин;

= 1…2 − вид добываемого углеводорода;

− общий объем добычи углеводорода вида i;

− дебит одной добывающей скважины углеводорода вида i;

− глубина добывающей скважины углеводорода вида i;

− удельная стоимость бурения одного метра добывающей скважины углеводорода вида i;

− необходимое количество мобильных морских буровых установок;

− стоимость мобильной морской буровой установки.

В разделе *«Эксплуатационные затраты»* проводится расчет эксплуатационных затрат на основе удельных нормативов.

Эксплуатационные затраты освоения участков на российском арктическом континентальном шельфе включают материальные затраты (100 руб. за 1 т у.т.), заработную плату персонала (150 тыс. руб. в месяц), страховые взносы (30%), страхование от несчастных случаев на производстве (7,4 %), затраты на ремонт оборудования (500 млн руб. на 1 платформу в год), амортизационные отчисления (20 лет), налог на добычу полезных ископаемых



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

(в зависимости от выбранного режима налогооблажения), регулярные платежи за пользование недрами ( 20 тыс. руб. за 1 тыс. кв. км), затраты на производство и отгрузку (3,6 руб. за 1 куб. м газа), затраты на отгрузку (0,1 тыс. руб. за 1 т нефти) [54].

В общем виде расчет эксплуатационных затрат описывается формулой:

= x + (12 x x $h$ x ) x (1 + + ) + + + +

+ , (2.10)

где − эксплуатационные затраты;

– общий объем добычи углеводородов в т у.т.;

– материальные затраты на 1 т у.т.;

– затраты на заработную плату для 1 человека в месяц;

$h$ – количество человек, работающих на одной добывающей платформе;

– количество работающих добывающих платформ;

– ставка страховых взносов;

– ставка страхования от несчастных случаев на производстве;

– затраты на ремонт (оборудование в добывающей и транспортной инфраструктуре);

− налог на добычу полезных ископаемых;

− амортизация;

− регулярные платежи за пользование недрами;

– стоимость подготовки к отгрузке и отгрузки углеводорода вида i;

– стоимость транспортировки углеводорода вида i;

= 1...2 – вид добываемого углеводорода.

Эксплуатационные затраты на транспортировку углеводородов морским способом представляют собой произведение норматива транспортировки углеводородов на объем добытой продукции.

Эксплуатационные затраты на транспортировку углеводородов рассчитываются следующим образом:

= x x , (2.11)



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

где – затраты на транспортировку углеводородов;

– объем транспортируемых углеводородов вида i;

– удельная стоимость морской транспортировки углеводородов вида i;

– расстояние транспортировки углеводородов вида i;

= 1...2 – вид добываемого углеводорода.

4. В *финансово-экономическом блоке* расчеты проводятся в два этапа. На первом этапе происходит расчет выручки и размера уплачиваемых налогов в зависимости от режима налогообложения.

Весь объем добываемых углеводородов предполагается экспортировать на азиатские рынки, в том числе в Японию. В соответствии с современной ценовой конъюнктурой на азиатском газовом рынке предполагаемая цена реализации СПГ составит 400 долл. за 1 000 куб. м природного газа. В соответствии с современной ценовой конъюнктурой на мировом рынке нефти предполагаемая цена реализации нефти составит 800 долл. за 1 т нефти. Предполагается умеренный темп роста мировых цен на углеводороды на уровне 2,5% в год. Выручка от реализации углеводородов рассчитывается следующим образом:

$$= \quad x \quad , \qquad (2.12)$$

где − выручка от реализации углеводородов;

– общий объем добычи углеводорода вида i;

– цена на углеводород вида i;

= 1...2 – вид добываемого углеводорода.

На втором этапе проводится расчёт системы показателей, отражающих коммерческую и бюджетную эффективность освоения объекта оценки. Также рассчитывается группа показателей инвестиционной привлекательности, как-то: чистый дисконтированный доход, внутренняя норма доходности, индекс доходности, срок окупаемости. В расчетах используется ставка дисконтирования 10% [76].

5. В *результирующем блоке* проводится сравнительный анализ вариантов реализации проекта освоения шельфовых углеводородов на основе



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

финансово-экономических показателей. Проводится окончательный выбор режима налогообложения и способа транспортировки углеводородов.

Таким образом, разработанная технико-экономическая модель позволяет оценить экономическую эффективность транспортировки шельфовых углеводородов для конкретного шельфового проекта, а также дать заключение о целесообразности или нецелесообразности реализации проекта.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

# 3 Экономическая оценка транспортировки углеводородов при освоении участка на арктическом шельфе

## 3.1 Общая характеристика выбранного участка шельфа

Для проведения экономической оценки транспортировки углеводородов при освоении месторождений, расположенных на шельфе, был выбран объект, состоящий из трех лицензионных участков под названием «Восточно-Приновоземельский-1-2-3», расположенных на российском участке арктического шельфа в Карском море.

Проект добычи углеводородов в Карском море отличается крайне сложными климатическими условиями, обуславливающими применение высокозатратных технологий добычи и транспортировки, а также высокими прогнозными ресурсами углеводородов, реализация которых позволит окупить высокие затраты на приобретение и использование арктического оборудования.

Глубина Карского моря составляет 40-350 м, море характеризуется сложной ледовой обстановкой (покрыто льдом 270-300 дней в году). Здесь крайне низкие зимние температуры (до минус 46˚С), толщина льда достигает 1,2-1,6 м.

По оценке специалистов ОАО «НК «Роснефть», извлекаемые ресурсы лицензионных участков «Восточно-Приновоземельский-1-2-3» имеют следующие характеристики.

1. Лицензионный участок «Восточно-Приновоземельский-1»:

- нефть – 3,33 млрд т;
- природный газ – 3,32 млрд куб. м.

2. Лицензионный участок «Восточно-Приновоземельский-2»:

- нефть – 1,82 млрд т.
- природный газ – 2,73 млрд куб. м.

3. Лицензионный участок «Восточно-Приновоземельский-3».

- нефть – 1,12 млрд т.
- природный газ – 8,54 млрд куб. м.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

На участках в Карском море уже выделено 23 перспективных структуры с суммарными извлекаемыми ресурсами в 11,36 млрд т нефтяного эквивалента (н.э.).

Совместное предприятие ОАО «НК «Роснефть» и ExxonMobil предварительно утвердило комплексную программу геологоразведочных работ. Вначале наибольшее внимание будет сосредоточено на участке «Восточно-Приновоземельский-1» на Университетской структуре, извлекаемые ресурсы которой оцениваются в 1,25 млрд т н.э.

Лицензионный участок «Восточно-Приновоземельский-1» уже исследован с помощью методов 2D-сейсмики. В настоящее время на участке производится сейсморазведка 3D на площади в 3 тыс. кв. км. В работах участвуют три судна: сейсморазведочное «Вестерн Трайдент» и два российских судна сопровождения «Нефтегаз-61» и «Капитан Косолапов».

На участке «Восточно-Приновоземельский-2» проводится сейсморазведка 2D. В работах участвуют российское сейсморазведочное судно «Геолог Дмитрий Наливкин» и судно сопровождения Sleipner.

Нефтегазовая компания ОАО «НК «Роснефть» приступила к бурению первой поисково-разведочной скважины «Университетская» в августе 2014 г. Всего на Университетской структуре предстоит пробурить две поисково-оценочные скважины глубиной примерно 2,3 тыс. м. Глубина моря в районе бурения достигает 80 м.

Для бурения поисковых скважин планируется использовать современные буровые установки полупогружного типа. Бурение одной поисково-разведочной скважины в Карском море, где безледовый период составляет 45 дней, происходит в два сезона. В первый сезон бурится скважина, во второй сезон проводится перфорация (соединение скважины с пластом месторождения).

Существующие оценки ресурсов лицензионных участков «Восточно-Приновоземельский-1-2-3» позволяют обеспечить добычу нефти на уровне 47,5 млн т; природного и попутного газа – до 54,6 млрд куб. м. По результатам



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

геологоразведочных работ на каждом из лицензионных участков «Восточно-Приновоземельский-1-2-3» ожидается открытие двух крупных нефтегазоконденсатных месторождений, а также нескольких небольших месторождений-сателлитов.

В целом в рамках Восточно-Приновоземельских проектов для освоения ожидаемых запасов лицензионных участков планируется пробурить более 2 000 эксплуатационных скважин.

Инвестиции в шельфовые проекты в Карском море оцениваются в 200-300 млрд долл. Окончательное инвестиционное решение по разработке месторождений Карского моря компании ОАО «НК «Роснефть» и ExxonMobil намерены принять на рубеже 2016-2017 гг.

Основными проблемами для организации транспортировки углеводородов в этом регионе являются крайне суровые климатические условия региона, большая удаленность его от рынка сбыта, а также современный низкий уровень развития инфраструктуры в прибрежном регионе. Возможность строительства морских трубопроводов от добывающих платформ до береговой инфраструктуры отсутствует в связи со сложной ледовой обстановкой и малыми глубинами акватории. В этих условиях возможны два основных варианта транспортировки жидких и газообразных углеводородов с шельфа Карского моря.

Первый вариант основан на схеме транспортировки «танкеры». Принцип его реализации состоит в том, что нефть с выносного отгрузочного терминала нефтедобывающей платформы перегружается в танкеры международного класса грузоподъемностью до 150 тыс. т и транспортируется на рынок сбыта. Для природного газа схема доставки следующая. Рядом с газодобывающей платформой предполагается размещение плавучего завода сжиженного природного газа (СПГ), куда природный газ будет поступать с газодобывающей платформы и далее производиться продукт, пригодный для транспортировки, - СПГ. Далее сжиженный природный газ будет отгружаться в линейные СПГ танкеры, которые будут его транспортировать на рынок сбыта.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Второй вариант предусматривает схему транспортировки «танкеры-танкеры». В этом варианте нефть с выносного отгрузочного терминала нефтедобывающей платформы перегружается в танкеры-челноки, которые доставляют груз нефти на береговой комплекс (п-ов Ямал), где она размещается в береговом нефтехранилище, проходит подготовку к транспортировке и перегружается в линейные танкеры грузоподъемностью до 150 тыс. т. В этом случае предусматривается строительство берегового комплекса, включающего нефтехранилище и терминал по приему и отгрузки нефти. Транспортировку природного газа планируется осуществлять в сжатом виде с газодобывающих платформ до берегового комплекса. Для этого на газодобывающих платформах необходимо разместить установки по сжатию природного газа и отгрузке в танкеры-челноки. На береговом комплексе природный газ будет сжижаться на заводе СПГ и далее транспортироваться на рынок сбыта линейными СПГ танкерами вместимостью 150 тыс. куб. м.

## 3.2 Оценка затрат на транспортировку углеводородов в структуре капитальных и эксплуатационных затрат освоения участков

Для организации транспортировки углеводородов с шельфа Карского моря потребуются как береговые, так и морские объекты транспортной инфраструктуры.

В группу морских объектов входят суда для хранения и отгрузки нефти, плавучие заводы СПГ, линейные нефтяные танкеры, линейные СПГ-танкеры, нефтяные танкеры-челноки и танкеры-челноки для перевозки сжатого газа.

В группу береговых объектов входят хранилище нефти, терминал по приему нефти, терминал по отгрузке нефти, терминал по приему сжатого газа, терминал по экспорту СПГ и береговой завод СПГ.

Для проекта освоения лицензионных участков на шельфе Карского моря было рассмотрено два варианта: «танкеры» (рис. 3.1) и «танкеры-танкеры» (рис. 3.2).



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

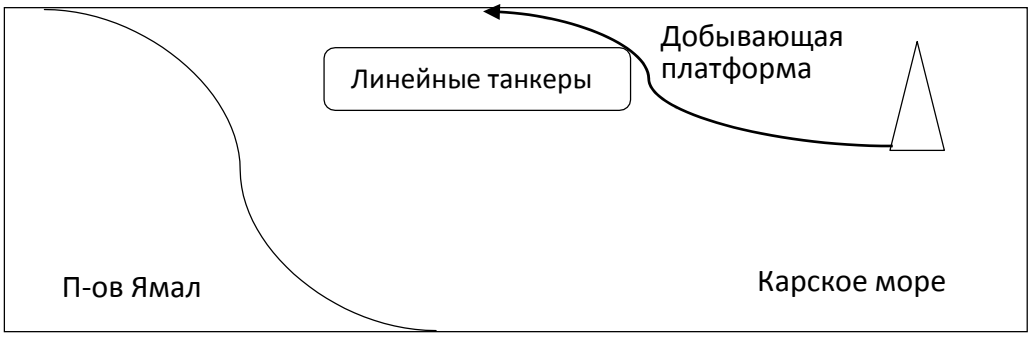


Рисунок 3.1 - Схема транспортировки «танкеры» на шельфе Карского моря

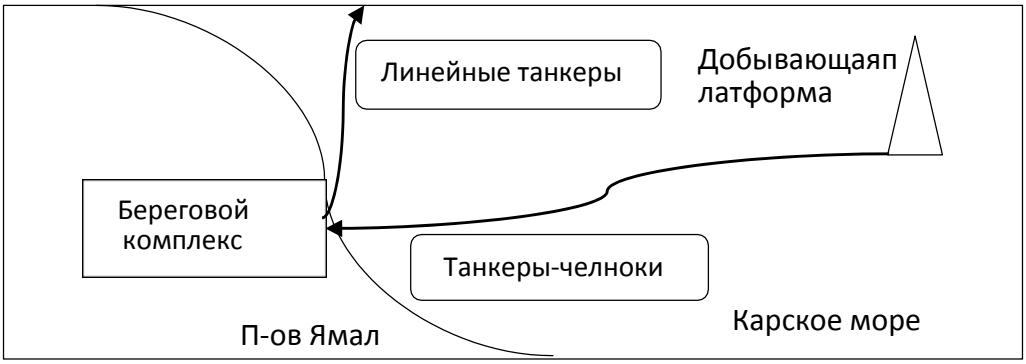


Рисунок 3.2 - Схема транспортировки «танкеры-танкеры» на шельфе Карского моря

Вариант «танкеры» предполагает транспортировку углеводородов с шельфового месторождения на рынок сбыта с помощью только линейных танкеров. В этом варианте строительство береговой транспортной инфраструктуры не предполагается, так как все оборудование для хранения углеводородов, их подготовки к транспортировке и их отгрузки будет располагаться на специальных судах, находящихся поблизости.

Для реализации этой схемы транспортировки углеводородов с шельфа потребуются следующие объекты транспортной инфраструктуры:

- суда для хранения и отгрузки нефти мощностью 8 млн т/год и стоимостью 35,0 млрд руб. в количестве 6 шт.;

- плавучие заводы СПГ мощностью 18 млрд куб. м/год и стоимостью 1 137,0 млрд руб. в количестве 3 шт.;

- линейные нефтяные танкеры грузоподъемностью 150 тыс. т и стоимостью 2,0 млрд руб. в количестве 48 шт.;



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

- линейные СПГ-танкеры вместимостью 150 млн куб. м и стоимостью 6,0 млрд руб. в количестве 78 шт.

Для этого варианта инвестиции в формирование транспортной инфраструктуры составят 4 185 млрд руб., в том числе на плавучие заводы СПГ – 3 411 млрд руб. (80% от всех капитальных вложений в транспортную инфраструктуру), линейные СПГ-танкеры – 468 млрд руб. (11 %), суда для хранения и отгрузки нефти – 210 млрд руб. (5%), линейные нефтяные танкеры – 96 млрд руб. (4%).

Высокие затраты на плавучие заводы СПГ объясняются тем, что эта технология в настоящее время еще не получила широкого распространения. Несколько крупнейших нефтегазовых компаний уже строят подобные объекты. Так, Нидерланско-британская компания Shell строит плавучий завод по сжижению газа для австралийского морского месторождения Prelude, а малазийская компания Petronas – для своего шельфового месторождения. Ввод в эксплуатацию этих заводов СПГ предполагается в 2017 гг.

Вариант «танкеры-танкеры» предполагает транспортировку углеводородов танкерами-челноками с шельфового месторождения на береговой комплекс, где будет осуществляться их хранение, подготовка к транспортировке и отгрузка в линейные танкеры большой вместимости для транспортировки на рынки сбыта.

Для реализации этой схемы транспортировки углеводородов с шельфа потребуются следующие суда танкерного флота:

- линейные нефтяные танкеры грузоподъемностью 150 тыс. т и стоимостью 2,0 млрд руб. в количестве 48 шт.

- линейные СПГ танкеры вместимостью 150 тыс. куб. м и стоимостью 6,0 млрд руб. в количестве 78 шт.

- нефтяные танкеры-челноки грузоподъемностью 20 тыс. т и стоимостью 0,8 млрд руб. в количестве 12 шт.

- танкеры-челноки для перевозки сжатого газа грузоподъемностью 20 тыс. т и стоимостью 1,8 млрд руб. в количестве 12 шт.

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Также в рамках данного варианта предполагается строительство берегового комплекса, включающего:

- береговой терминал по приему нефти мощностью 48 млн т/год и стоимостью 123,4 млрд руб.;

- береговое хранилище нефти мощностью 2,4 млн т и стоимостью 39,4 млрд руб.;

- береговой терминал по отгрузке нефти мощностью 48 млн т/год и стоимостью 102,4 млрд руб.;

- береговой терминал по приему сжатого газа мощностью 54 млрд куб. м/год и стоимостью 128,7 млрд руб.;

- береговой завод СПГ мощностью 54 млрд куб. м/год и стоимостью 2 100 млрд руб.;

- береговой терминал по отгрузке СПГ мощностью 40 млн т/год и стоимостью 168 млрд руб.

Для этого варианта инвестиции в формирование транспортной инфраструктуры составят 3 257 млрд руб., в том числе на береговой завод СПГ – 2 100 млрд руб. (64% от всех капитальных вложений в транспортную инфраструктуру), линейные нефтяные и СПГ танкеры – 564 млрд руб. (17%), береговые терминалы по приему и отгрузке нефти и СПГ – 521 млрд руб. (16%), береговое хранилище нефти – 39 млрд руб. (1%) и танкеры-челноки – 31 млрд руб. (1%).

Высокие затраты на береговой завод СПГ объясняются тем что в связи с очень сложным производственным процессом для сооружения этого завода требуются дорогостоящее оборудование. В настоящее время ОАО «Газпром» планирует построить береговой завод СПГ во Владивостоке к 2018 г.

Суммарные капитальные вложения в освоение участков шельфа Карского моря составят 10 633 млрд руб. для варианта «танкеры» и 9 705 млрд руб. для варианта «танкеры-танкеры» (табл. 3.1)

Кроме капитальных вложений в формирование транспортной инфраструктуры также предполагаются затраты на бурение добывающих



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

скважин, геологоразведочные работы и формирование добывающей инфраструктуры.

Инвестиции в добывающую инфраструктуру включают приобретение мобильных морских буровых установок водоизмещением 75 тыс. т (3 шт.), полупогружных нефтедобывающих платформ мощностью 8 млн т/год (6 шт.) и полупогружных газодобывающих платформ мощностью 9 млрд куб. м/год (6 шт.).

Также предполагается приобретение платформ и судов вспомогательного назначения: ледоколов (12 шт.), судов снабжения водоизмещением 4 400 т (96 шт.), сейсморазведочных судов водоизмещением 2 100 т (12 шт.), буксирных судов водоизмещением 2 500 т (48 шт.), многоцелевых судов водоизмещением 9 800 т (24 шт.) и аварийно-спасательных судов водоизмещением 5 100 т (24 шт.).

Объем инвестиций в добывающую инфраструктуру одинаков для обоих вариантов и составляет 1 694 млрд руб. В обоих вариантах около половины капитальных вложений в добывающую инфраструктуру приходится на нефтедобывающие и газодобывающие платформы, представляющие собой важнейшую часть добывающей инфраструктуры. Также значительную долю в капитальных вложениях занимают суда обеспечения, необходимые для успешного функционирования добывающих платформ.

Стоимость геологоразведочных работ и бурения скважин для обоих вариантов одинакова и составляет 714 млрд руб. и 4 041 млрд руб. соответственно.

В структуре капитальных вложений в транспортную инфраструктуру строительство завода по сжижению природного газа занимает 80% в варианте «танкеры» и 65% в варианте «танкеры-танкеры». Завод по производству СПГ необходим, так как для подготовки природного газа к транспортировке на большие расстояния морским способом наилучший вариант – сжижение.

Суммарные эксплуатационные затраты в освоение участков шельфа Карского моря в варианте «танкеры-танкеры» составят 21 628 млрд руб. В



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

структуре эксплуатационных затрат более 45% занимает амортизация добывающего и транспортного оборудования, что объясняется большими капитальными вложениями, сделанными в небольшой начальный промежуток времени, а также длительным периодом прогнозирования. Транспортные затраты, включая подготовку нефти и газа к транспортировке, отгрузку и непосредственную транспортировку до рынка сбыта, занимают около 36% в общих эксплуатационных затратах. Этим подтверждается высокая важность транспортного фактора при освоении ресурсов углеводородов на арктическом шельфе.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Таблица 3.1. – Инвестиции в освоение лицензионных участков в Карском море

| Объект инфраструктуры | Удельная мощность | Стоимость, млрд руб. | Количество, шт. | | Инвестиции, млрд руб. | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Вариант «танкеры» | Вариант «танкеры-танкеры» | Вариант "танкеры" | Вариант «танкеры-танкеры» |
| **Добывающая инфраструктура** | | | | | | |
| Сейсморазведочные суда | водоизмещ. 2100 т | 6,3 | 12 | 12 | 75,6 | 75, |
| Мобильные морские буровые установки | водоизмещ. 75000 т | 35,0 | 3 | 3 | 105 | 105 |
| Ледоколы | водоизмещ. 10000 т | 5,0 | 12 | 12 | 60 | 60 |
| Полупогружные нефтедобывающие платформы | 8 млн т/год | 70,0 | 6 | 6 | 420 | 420 |
| Полупогружные газодобывающие платформы | 9 млрд куб. м/год | 70,0 | 6 | 6 | 420 | 420 |
| Суда снабжения | водоизмещ. 4400 т | 3,2 | 96 | 96 | 302,4 | 302,4 |
| Буксирные суда | водоизмещ. 2500 т | 2,1 | 48 | 48 | 100,8 | 100,8 |
| Многоцелевые суда | водоизмещ. 9800 т | 4,9 | 24 | 24 | 117,6 | 117,6 |
| Аварийно-спасательные суда | водоизмещ. 5100 т | 3,9 | 24 | 24 | 92,4 | 92, |
| ***Добывающая инфраструктура, итого*** | | | | | ***1 694*** | ***1 694*** |
| **Транспортная инфраструктура** | | | | | | |
| Судно для хранения и отгрузки нефти | 8 млн т/год | 35,0 | 6 | 0 | 210 | 0 |
| Плавучий завод СПГ | 18 млрд куб. м/год | 1137 | 3 | 0 | 3411 | 0 |
| Линейные нефтяные танкеры | 150 тыс. т | 2,0 | 48 | 48 | 96 | 96 |
| Линейные СПГ-танкеры | 150 тыс. куб. м | 6,0 | 78 | 78 | 468 | 468 |
| Нефтяные танкеры-челноки | 20 тыс. т | 0,8 | 0 | 12 | 0 | 9,6 |
| Танкеры-челноки для перевозки сжатого газа | 20 тыс. т | 1,8 | 0 | 12 | 0 | 21, |
| Береговой терминал по приему нефти | 48 млн т/год | 123, | 0 | 1 | 0 | 123,4 |
| Береговое хранилище нефти | 2,4 млн т | 39,4 | 0 | 1 | 0 | 39, |
| Береговой терминал по отгрузке нефти | 48 млн т/год | 102, | 0 | 1 | 0 | 102,4 |
| Береговой терминал по приему сжатого газа | 54 млрд куб. м/год | 128, | 0 | 1 | 0 | 128,7 |
| Береговой завод СПГ | 54 млрд куб. м/год | 2100 | 0 | 1 | 0 | 2100 |
| Береговой терминал по отгрузке СПГ | 40 млн т/год | 168, | 0 | 1 | 0 | 168 |
| ***Транспортная инфраструктура, итого*** | | | | | ***4 185*** | ***3 257*** |
| ***Геологоразведочные работы, итого*** | | | | | **714** | **714** |
| ***Бурение добывающих скважин, итого*** | | | | | **4041** | **4041** |
| **ИНВЕСТИЦИИ, всего** | | | | | **10 633** | **9 705** |



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

## 3.3 Результаты экономической оценки и рекомендации по выбору схемы транспортировки углеводородов

Для проекта освоения ресурсов углеводородов на шельфе Карского моря рекомендуется использовать схему транспортировки углеводородов с шельфа на основе варианта «танкеры-танкеры» – транспортировка добытых углеводородов танкерами-челноками на береговой комплекс для их последующей подготовки к транспортировке и отгрузке в линейные танкеры большой вместимости для транспортировки на рынок сбыта (рис. 3.5).

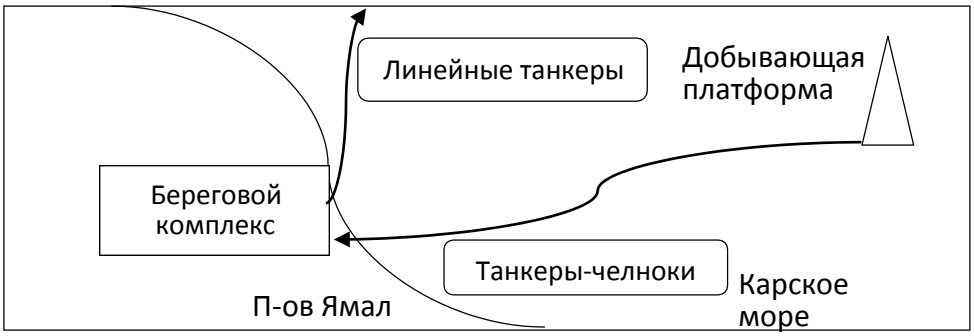


Рисунок 3.5 - Схема транспортировки «танкеры-танкеры» на шельфе Карского моря

Размещение объектов по хранению, подготовке углеводородов к транспорту и их отгрузке в море на специальном судне-платформе не является экономически целесообразным в связи с большим объемом добычи углеводородов и крайне сложными природно-климатическими условиями, в том числе ледовой обстановкой. Поэтому предполагается строительство берегового комплекса, на который добытые на месторождении углеводороды будут доставляться с добывающих платформ с помощью танкеров-челноков в связи с отсутствием технологической возможности строительства морского трубопровода. Береговой терминал включает нефтехранилище, терминалы по приему сжатого природного газа и нефти с танкеров-челноков, завод по производству сжиженного природного газа и терминалы по отгрузке нефти и сжиженного природного газа в линейные танкеры большой грузоподъемности для



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

дальнейшей транспортировки углеводородов на азиатский энергетический рынок по северному морскому пути.

В этом варианте капитальные вложения в транспортную инфраструктуру составят 3 257 млрд руб. что составляет 34% от общего объема капитальных вложений.

Транспортные эксплуатационные затраты, включающие затраты на подготовку нефти и природного газа к транспортировке, на их отгрузку в линейные танкеры и на транспортировку до рынка сбыта составят 7 857 млрд руб., что составляет 36% от общего объема эксплуатационных затрат.

Экономическая оценка реализации проекта освоения ресурсов углеводородов в Карском море дала следующие результаты по бюджетной эффективности (табл. 3.3).

Таблица 3.3. – Налоговые поступления в бюджет РФ от освоения месторождений углеводородов шельфа Карского моря

| Показатель | Вариант «танкеры», млрд руб. | | | Вариант «танкеры–танкеры», млрд руб. | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | ДНС | СРП (90/10) | СРП (50/50) | ДНС | СРП (90/10) | СРП (50/50) |
| Налог на прибыль | 7413 | 6094 | 3386 | 7646 | 6418 | 3565 |
| Налог на добычу полезных ископаемых (нефть) | 2363 | 5295 | 5295 | 2363 | 5295 | 5295 |
| Налог на добычу полезных ископаемых (газ) | 299 | 343 | 343 | 299 | 343 | 343 |
| Регулярные платежи за пользование недрами | 64 | 44 | 44 | 64 | 46 | 46 |
| Страховые взносы | 30 | 23 | 23 | 30 | 24 | 24 |
| Страхование от несчастных случаев на пр-ве | 7 | 6 | 6 | 7 | 6 | 6 |
| Доля государства в прибыльной продукции | - | 3386 | 1692 | - | 3565 | 1782 |
| Всего | **1017** | **1519** | **2602** | **1040** | **1569** | **2710** |

Для государства как получателя налоговых отчислений максимизация налоговых поступлений происходит в вариантах соглашения о разделе продукции, что объясняется участием самого государства в разделе прибыльной продукции.

В российской практике реализации проектов на основе соглашения о разделе продукции предусмотрено установление соотношения раздела



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

прибыльной продукции между государством и инвестором для каждого проекта в отдельности. Было рассмотрено два варианта раздела прибыльной продукции между государством и инвестором. Согласно первому варианту инвестор и государство получают равные доли прибыльной продукции (СРП 50/50), согласно второму варианту инвестор получает 90% прибыльной продукции, а государство 10 % (СРП 90/10).

При разделе прибыльной продукции между инвестором и государством в соотношении 50/50 налоговые поступления в бюджет РФ составят 26 024 млрд руб. в варианте «танкеры» и 27 107 млрд руб. в варианте «танкеры-танкеры». В обоих вариантах около 65% доходов поступают в бюджет государства за счет доли государства в разделе прибыльной продукции, 18% - за счет налога на добычу полезных ископаемых, 13% - за счет налога на прибыль. При разделе прибыльной продукции между инвестором и государством в соотношении 90/10 налоговые поступления в бюджет РФ составят 15 190 млрд руб. в варианте «танкеры» и 15 697 млрд руб. в варианте «танкеры-танкеры». В обоих вариантах только 22% доходов поступают в бюджет государства за счет доли государства в разделе прибыльной продукции, 40% - за счет налога на прибыль, 35% - за счет налога на добычу полезных ископаемых.

При реализации проекта освоения углеводородных ресурсов шельфа Карского моря в варианте действующей налоговой системы основными источниками доходов государства являются налог на прибыль в размере 7 413 млрд руб. (72%) в варианте «танкеры» и 7 646 млрд руб. (72%) в варианте «танкеры-танкеры» и налог добычу полезных ископаемых – 2 363 млрд руб. (23%) в обоих вариантах.

Экономическая оценка реализации проекта освоения ресурсов углеводородов в Карском море дала следующие результате по коммерческой эффективности (табл. 3.4).



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Таблица 3.4. – Экономические показатели освоения шельфа Карского моря

| Показатель | Вариант «танкеры» | | | Вариант «танкеры-танкеры» | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | ДНС | СРП (90/10) | СРП (50/50 | ДНС | СРП (90/10) | СРП (50/50) |
| Накопленный объем добычи газа, | 913 | 913 | 913 | 913 | 913 | 913 |
| Накопленный объем добычи | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 |
| Выручка от реализации, млрд руб. | 59 | 59 715 | 59 | 59 | 59 715 | 59 715 |
| Сжиженный природный газ на | 21 | 21 415 | 21 | 21 | 21 415 | 21 415 |
| Нефть и конденсат на экспорт | 38 | 38 300 | 38 | 38 | 38 300 | 38 300 |
| Капитальные вложения, млрд руб. | 10 | 10 633 | 10 | 9705 | 9705 | 9705 |
| Геологоразведочные работы | 714 | 714 | 714 | 714 | 714 | 714 |
| Бурение | 4 041 | 4 041 | 4 041 | 4 | 4 041 | 4 041 |
| Объекты добывающей | 1 694 | 1 694 | 1 694 | 1 | 1 694 | 1 694 |
| Объекты транспортной | 4185 | 4185 | 4185 | 3 | 3 257 | 3 257 |
| Эксплуатационные затраты, млрд | 22 | 9 443 | 9 443 | 21 | 9 242 | 9 242 |
| Налоги, млрд руб. | 10 | 15 190 | 26 | 10 | 15 697 | 27 107 |
| Чистая прибыль, млрд руб. | 29 | 24 529 | 13 | 30 | 25 152 | 13 743 |
| Чистый дисконтированный доход, | 2 846 | 1 944 | 513 | 3 | 2 097 | 510 |
| Внутренняя норма доходности, % | 17 | 15 | 12 | 17 | 15 | 12 |
| Срок окупаемости без учета | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 |
| Срок окупаемости с учетом | 16 | 17 | 22 | 15 | 17 | 22 |
| Индекс рентабельности, ед. | 1,5 | 1,4 | 1,1 | 1,6 | 1,4 | 1,1 |

На основании полученных результатов можно утверждать, что наиболее привлекательным для инвестора с точки зрения коммерческий эффективности является вариант освоения группы участков Карского моря «танкеры-танкеры» в условиях действующей налоговой системы.

Полученные показатели эффективности говорят о том, что проект освоения ресурсов углеводородов шельфа Карского моря по этому варианту является экономически эффективным. Чистый дисконтированный доход по этому варианту, по расчетам, составит 3 130 млрд руб. Внутренняя норма доходности в этом варианте составит 17%. Индекс рентабельности составит 1,6.

Другой вариант – «танкеры», предполагающий хранение, подготовку к транспортировке и отгрузку добытых углеводородов непосредственно в море с близлежащих специальных судов в рамках действующей налоговой системы – характеризуется более низкими показателями эффективности, но при этом также является экономически эффективным. Чистый дисконтированный доход по этому



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

варианту по нашим расчетам составит 2 846 млрд руб. Внутренняя норма доходности в этом варианте составит 17%. Индекс рентабельности составит 1,5.

Освоение углеводородных ресурсов на шельфе Карского моря на условиях соглашения о разделе продукции является менее привлекательным для инвестора в связи с значительно большим объемом уплачиваемых налогов и соответственно более низкими показателями эффективности.

При разделе прибыльной продукции между инвестором и государством в соотношении 50/50 чистый дисконтированный доход инвестора для обоих вариантов («танкеры», «танкеры-танкеры») составит 510-513 млрд руб. Внутренняя норма доходности для обоих вариантов составит 12%, а индекс рентабельности - 1,1.

При разделе прибыльной продукции между инвестором и государством в соотношении 90/10 показатели эффективности показывают более высокие значения. Так, чистый дисконтированный доход инвестора для варианта «танкеры» составит 1 944 млрд руб., для варианта «танкеры-танкеры» - 2 097 млрд руб. Внутренняя норма доходности для обоих вариантов составит 15%, а индекс рентабельности - 1,4.

Анализ чувствительности основных показателей экономической эффективности к изменению ключевых параметров технико-экономической модели проводился с помощью метода рациональных диапазонов, метода критических точек и метода сценарного анализа.

Использование метода рациональных диапазонов показало, что проект чувствителен практически ко всем факторам риска, но наибольшую чувствительность эффект от проекта проявляет к ценам реализации продукции и к объемам добываемой продукции.

С помощью метода критических точек были найдены значения показателей-факторов, при которых чистый дисконтированный доход достигает нуля. Критическое значение (опорная точка) составляет для:

- капитальных вложений – 16,4 трлн руб. (на 70% выше проектного показателя);



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

- эксплуатационных затрат – 42,8 трлн руб. (на 95% выше проектного показателя);

- цен на нефть и СПГ – 520 долл. за 1 т нефти и 260 долл. за 1 млрд куб. м газа (что составляет 65% от проектного показателя);

- объема добычи газа – 457 млрд куб. м, объема добычи нефти – 418 млн т (на 49% ниже проектного показателя);

Использование метода сценарного анализа позволило получить основные показатели эффективности проекта для трех различных сценариев, предполагающих увеличение/уменьшение базовой цены на нефти и СПГ на 25%.

- в «базовом» сценарии чистый дисконтированный доход составит 3 130 млрд руб., внутренняя норма доходности – 17 %;

- в «негативном» сценарии чистый дисконтированный доход составит 829 млрд руб., внутренняя норма доходности 12 %.

- в «позитивном» сценарии чистый дисконтированный доход составит 5 440 млрд руб., внутренняя норма доходности 22 %.

Таким образом, реализация проекта в Карском море является наиболее эффективной при выборе схемы транспортировки углеводородов вида «танкеры-танкеры» в режиме действующей налоговой системы. Основные показатели эффективности проекта включают: чистый дисконтированный доход – 3 130 млрд руб., внутреннюю норму доходности – 17 %.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

# 4 Социальная ответственность ООО «ЗапСибБурНефть»

Корпоративная социальная ответственность – международная бизнес-практика, которая прочно вошла в корпоративное управление в конце XX века. В настоящее время внедрение мероприятий КСО становится неотъемлемой частью успешной компании.

Корпоративная социальная ответственнсть бизнеса – концепция, согласно которой бизнес, помимо соблюдения законов и производства качественного продукта/услуги, добровольно берет на себя дополнительные обязательства перед обществом.

Так как ООО «ЗапСибБурНефть» реализует внешние и внутренние программы корпоративной социальной ответственности, можно проанализировать эффективность данных программ.

К внутренней социальной ответственности бизнеса относят:

- безопасность условий труда;

- стабильная заработная плата;

- предоставление помощи работникам предприятия в критических жизненныхситуациях и т.д.

К внешней социальной ответственности бизнеса относят:

- корпоративная благотворительность, спонсорство;

- готовность к участию в кризисных ситуациях;

- несение ответственности перед потребителями товаров и услуг, и т.д.

Анализ эффективности программ корпоративной социальной ответственности состоит из четырех основных этапов:

1) Определение стейкхолдеров предприятия.

2) Определение структуры программ КСО.

3) Определение затрат на программы КСО.

4) Оценка эффективности и выработка рекомендаций.

**Этап 1.** Определение стейкхолдеров организации



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Стейкхолдеры - заинтересованные стороны, на которые деятельность организации оказывает как прямое, так и косвенное влияние.

Таблица 4.1 – Стейкхолдеры ООО «ЗапСибБурНефть»

| Прямые стейкхолдеры | Косвенные стейкхолдеры |
|---|---|
| Клиенты | Местное население |
| Сотрудники | Экологические сообщества |
| Собственники | Представители государственной и муниципальной властей |
| | Организации здравоохранения |
| | Общественные организации |

**Этап 2.** Определение структуры программ КСО.

Структура программ корпоративной социальной ответственности рисует общий портрет и направленность социальной ответственности предприятия. В таблице 4.2 представлен перечень мероприятий, реализуемых в рамках корпоративной социальной ответственности на ООО «ЗапСибБурНефть».

Таблица 4.2 – Структура программ КСО на ООО «ЗапСибБурНефть»

| Наименование мероприятия | Элемент | Стейкхолдеры | Сроки реализации мероприятия | Ожидаемый результат от реализации мероприятия |
|---|---|---|---|---|
| Предоставление социального пакета- оплату дополнительных медицинских услуг; -материальную помощь особо нуждающимся сотрудникам; - предоставление ссуд; -подарки детям работников к Новому году. | Социальные инвестиции | Сотрудники предприятия | Ежемесячно | Дополнительное материальной и нематериальное стимулирование сотрудников, улучшение уровня их жизни |



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Продолжение таблицы 4.2

| Наименование мероприятия | Элемент | Стейкхолдеры | Сроки реализации мероприятия | Ожидаемый результат от реализации мероприятия |
|---|---|---|---|---|
| Предоставление обучающих программ (например, ведение бухгалтерского учета в «1С:Предприятие 8») и курсов повышения квалификации | Социальные инвестиции | Сотрудники предприятия | Ежегодно | Профессиональное развитие персонала, устойчивость кадрового потенциала |
| Поддержка малоимущих и незащищенных слоев населения путем предоставления скидки на услуги организации. | Социально значимый маркетинг | Клиенты; Население; Общественные организации, представители государственной и муниципальнойвласти | Ежемесячно | Улучшение и поддержания качества жизни малоимущих и незащищенных слоев населения |
| Предоставление обучающих программ (например, ведение бухгалтерского учета в «1С:Предприятие 8») и курсов повышения квалификации | Социальные инвестиции | Сотрудники предприятия | Ежегодно | Профессиональное развитие персонала, устойчивость кадрового потенциала |
| Поддержка малоимущих и незащищенных слоев населения путем предоставления скидки на услуги организации. | Социально значимый маркетинг | Клиенты; Население; Общественные организации, представители государственной и муниципальной власти | Ежемесячно | Улучшение и поддержания качества жизни малоимущих и незащищенных слоев населения |



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Структура программ корпоративной социальной ответственности показывает, что на ООО «ЗапСибБурНефть» реализуется преимущественно внутренняя социальная ответственность, которая направлена, как правило, как на развитие социального капитала, путем укрепления связей, в том числе и неформальных.

**Этап 3.** Определение затрат на программы КСО

Учитывая результаты, полученные в таблице 4.2, можно определить бюджет программ корпоративной социальной ответственности ООО «ЗапСибБурНефть».

Таблица 4.3 – Затраты на мероприятия КСО

| Мероприятие | Единица измерения | Стоимость реализации (в год) |
|---|---|---|
| Проведение корпоративных праздников, культурно-массовых мероприятий | Рубли | 430 000 |
| Предоставление социального пакета | Рубли | 177 500 |
| Мероприятия, направленные на сохранение и поддержание здоровья сотрудников | Рубли | 48 000 |
| Поддержка малоимущих и незащищенных слоев населения | Рубли | 230 000 |
| Предоставление обучающих программ и курсов повышения квалификации | Рубли | 58 000 |
| Мероприятия, направленные на охрану окружающей среды | Рубли | 53 000 |
| ИТОГО: | | 996 500 |

**Этап 4.** Оценка эффективности программ и выработка рекомендаций

Корпоративная социальная ответственность является успешным механизмом для формирования благоприятного имиджа предприятия ООО«ЗапСибБурНефть». В соответствии с миссией компании, одной из целей компании является качественное и оперативное обеспечение клиентов



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

технической документацией, программа повышение квалификации сотрудников способствует реализации данной цели. Остальные программы КСО также отвечают целям миссии и стратегии компании.

ООО «ЗапСибБурНефть», реализуя программы КСО, получает целый ряд ощутимых преимуществ. Это, несомненно, улучшение финансовых показателей, снижение эксплуатационных расходов, повышение объема продаж, привлечение и сохранение клиентуры, рост производительности труда сотрудников, улучшение качества их работы и т.д.

В качестве рекомендаций ООО «ЗапСибБурНефть» следует развивать внешнюю КСО для привлечения новых клиентов и улучшения уровня жизни населения г. Томска.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

## Заключение

В результате проведенного исследования магистерской диссертации:

1. Рассмотрены основные характеристики российского континентального шельфа;
2. Выявлены современные подходы к экономической оценке освоения и транспортировки углеводородного сырья;
3. Проведена классификация участков российского шельфа на группы по сложности освоения, основанная на учете ресурсных, климатических, геологических, инфраструктурных, экологических и технологических факторов;

Данная классификация может быть использована при определении размера налоговых льгот при разработке различных участков шельфа, а также может быть использована специалистами нефтегазовых компаний при планировании транспортных направлений для экспорта углеводородов с российских шельфовых месторождений.

4. Систематизированы возможные варианты транспортировки углеводородных ресурсов с континентального шельфа и на их основе в зависимости от ключевых факторов разработан алгоритм выбора экономически целесообразных способов транспортировки;

Разработанный алгоритм позволяет рассчитать диапазон удельных затрат на транспортировку углеводородов с различных участков российского шельфа в зависимости от ключевых параметров (глубина моря, удаленность от берега и природно-климатические условия). Результаты расчета удельных затрат на транспортировку шельфовых углеводородов на европейский и азиатский рынки сбыта позволяют выявить наиболее перспективные транспортные направления для транспортировки углеводородов с каждого участка российского континентального шельфа.

5. Определены доступные режимы налогообложения при освоении углеводородных ресурсов континентального шельфа;



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

6. Произведена оценка экономической эффективности транспортировки углеводородов с различных участков российского континентального шельфа на основе разработанной технико-экономической модели;
7. Детально изучены характеристики выбранного участка арктического шельфа;
8. Проведена экономическая оценка доступных способов транспортировки углеводородов с шельфа Карского моря;
9. На основе результатов экономической оценки транспортировки с шельфа Карского моря выбрана и обоснована рекомендуемая организационная схема транспортировки углеводородов с шельфа Карского моря.

Реализация проекта добычи углеводородов на шельфе Карского моря является наиболее эффективной при выборе схемы транспортировки углеводородов «танкеры-танкеры» в режиме действующей налоговой системы. Данная схема транспортировки углеводородов с шельфа предполагает использование танкеров-челноков для доставки добытых углеводородов на береговой комплекс, где происходит их хранение, подготовка к транспортировке и перегрузка в линейные танкеры большой вместимости для последующей транспортировки на рынки сбыта. Основные показатели эффективности проекта следующие: чистый дисконтированный доход 3 130 млрд руб., внутренняя норма доходности 17%.

На российском континентальном шельфе успешно реализуются четыре проекта добычи углеводородов «Сахалин-1», «Сахалин-2», «Сахалин-3», «Приразломное месторождение», в которых применяются самые современные подходы к организации транспортировки углеводородов с шельфовых месторождений. Кроме того, российские нефтегазодобывающие компании ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Газпром» и ОАО «НОВАТЭК» в настоящее время совместно с иностранными нефтегазодобывающими компаниями ExxonMobil, Statoil, Eni, Total, China National Petroleum Corporation разрабатывают технологическое и экономическое обоснование реализации проектов освоения различных участков российского континентального шельфа в Баренцевом,



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Карском и Охотском морях. Одним из наиболее сложных аспектов освоения шельфовых ресурсов углеводородов в этих морях является выбор схемы транспортировки углеводородов в связи со сложными природно-климатическими условиями, сложной ледовой обстановкой, большой удаленностью от прибрежных регионов и предполагаемых рынков сбыта. В этих условиях особую значимость приобретает предварительный анализ доступных и выбор экономически целесообразных схем транспортировки добытых на шельфе углеводородов.

Результаты настоящего исследования могут быть использованы при экономической оценке и выборе схем транспортировки углеводородов с месторождений российского континентального шельфа для новых российских шельфовых проектов добычи углеводородов.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

## Список использованных источников

1. Алекперов В.Ю. Нефть страны Советов. Проблемы истории нефтяной промышленности СССР. М.: Древлехранилище, 2011. – 618 с.

2. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. М.: Недра, 2008. – 368 с.

3. Ананьев В.В. Проблемы и перспективы освоения ресурсной базы углеводородов в арктических акваториях России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 3. – С. 42–47 .

4. Баталин Ю.П. Новое поколение трубопроводов - веление времени // Газовая промышленность. – 2011. – № 9. – С. 44–46.

5. Богатырева Е.В. Анализ систем и технических средств транспорта углеводородов с морских месторождений // Вестн. Ассоциации буровых подрядчиков. – 2013. – № 3. – С. 26–30.

6. Богоявленский В.И. Нефтегазодобыча в Мировом океане и потенциал российского шельфа // ТЭК стратегии развития. – 2014. – № 6. – С. 44–52.

7. Богоявленский В.И. Углеводородные богатства Арктики и Российский геофизический флот: состояние и перспективы // Морской сборник. М.: ВМФ, 2012. – № 9. – С. 53–62.

8. Выгон Г., Рубцов А., Ежов С., Козлова Д. Арктический шельф. Система регулирования в России. М.: Энергетический центр Московской школы управления Сколково, 2015. – 110 с.

9. Газеев М.Х., Волынская Н.А. Методические рекомендации по экономической оценке участков недр континентального шельфа Российской Федерации // Науковедение. Электронный научный журнал. № ФС77–39378. URL: http://naukovedenie.ru/PDF/184EVN613.pdf (Дата обращения: 02.05.2013).

10. Герт А.А. Программный комплекс «Стратегия» как инструмент оценки финансово-экономической эффективности геологоразведочных работ // Технологии ТЭК. – 2008. – № 4. – С. 88–93.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

11. Глухарёва Е.К. Перспективы добычи и транспортировки нефтегазовых ресурсов запада российской Арктики // Проблемы прогнозирования. – 2013. – № 5. – С. 65–75.

12. Глухарева Е.К. Челночные характеристики морской транспортировки углеводородного сырья в регионах российской Арктики // Нефть, газ и бизнес. – 2014. – № 9. – С. 17–20.

13. Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Савченко В.И., и др. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 4. – С. 14–69.

14. Жилина И.В., Ершов А.В., Новикова О.В. Анализ ресурсной базы углеводородов и выбор приоритетных направлений нефтегазодобычи с учетом рисков, сопутствующих разработке месторождений на суше и шельфе России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2015. – № 7. – С. 24–28.

15. Земцов Р.Г. Государственное регулирование транспортировки нефти. Теоретические и практические закономерности современной экономики / отв. ред. А.Г. Коржубаев. Новосибирск: НГУ, 2006. – 151 с.

16. Иванов В.Л. Восточно-арктический шельф России ждет своих исследователей // Горный журнал. – 2015. – № 3. – С. 71–76.

17. Иванова В.В., Белова Е.С., Анохин В.М. Оценка экологических рисков при освоении месторождений углеводородов арктического шельфа // Горный журнал. – 2015. – № 11. – С. 30–34.

18. Ильинский А.А., Мнацаканян О.С., Череповицын А.Е. Нефтегазовый комплекс Северо-Запада России. Стратегический анализ и концепции развития. СПб.: Наука, 2009. – 476 с.

19. Ишков А.Г., Романов К.В., Бадюков И.Д. и др. Стратегическая экологическая оценка при освоении северозападного сектора Арктики // Газовая промышленность. – 2015. – № 688. – С. 18–21.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

20. Калашникова С.Е., Мостовая И.Е. По разные стороны океана // Трубопроводный транспорт нефти. – 2012. – № 6. – С. 24–26.

21. Касаткин Р.Г. Перспективы развития шельфовых месторождений нефти и газа в мире // Российский внешнеэкономический вестник. – 2008. – № 1. – С. 57–61.

22. Касаткин Р.Г. Система морской транспортировки сжиженного природного газа из Арктики. М.: ЛКИ, 2011. – 104 с.

23. Каспаров О.С., Хлебников П.А., Варламов А.И. и др. Итоги геологоразведочных работ на углеводородное сырье в 2013 г. на территории России и ее континентальном шельфе и задачи на 2014 г. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 2. – С. 9–19.

24. Клячко Л.М., Глазачев Д.О., Зеленецов А.В. и др. Безопасность добычи углеводородов в российском секторе Арктики нуждается в автоматизации процессов управления // Морской вестник. – 2013. – № 1. – С. 37–42.

25. Кожина Л.Ю., Черкасов В.А., Баранов Ю.Б. и др. Исследования динамики ледяного покрова на арктическом шельфе методами космического радиолокационного зондирования с целью обеспечения промышленной безопасности добычи и транспорта углеводородов // Вести газовой науки (научно-технический сборник). – 2015. – № 3. – С. 79–91.

26. Колесников В.И. Анализ развития мультимодальных перевозок сжиженного природного газа и перспективные маршруты его транспортировки // Бюллетень транспортной информации. – 2011. – № 10. – С. 3–12.

27. Конопляник А.А. Нефть и газ как шестой инновационный кластер российской экономики // Нефть России. – 2014. – № 4. – С. 34–38.

28. Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М. и др. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 51. № 1. – С. 7–17.

29. Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Стратегия формирования газового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока // Бурение и нефть. – 2010. – № 2. – С. 6–9.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

30. Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мочалов Р.А. и др. Энергетическая кооперация с АТР как фактор обеспечения экономических и геополитических интересов России в мире: предпосылки, стратегические ориентиры, проекты / под ред. А.Г. Коржубаева, И.И. Меламеда. Владивосток: Изд-во Дальневост. фед. ун-та, 2013. – 625 с.

31. Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Нефтегазовый комплекс России: состояние, проекты, международное сотрудничество. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2012. – 295 с.

32. Котомин А.Б. Оценка изученности шельфа российских северных морей // Север и рынок: формирование экономического порядка. – 2014. – Т. 2. № 30. – С. 111–116.

33. Краснов О.С., Назаров В.И., Прищепа О.М. и др. Геолого-экономические проблемы воспроизводства минерально-сырьевой базы нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 6. № 1. – С. 12–18.

34. Крупенникова М.А. Экологические аспекты разведки и освоения месторождений природных углеводородов на шельфе Арктики // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2013. – Т. 4. – С. 46–49.

35. Лаверов Н.П., Дмитриевский А.Н., Богоявленский В.И. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России // Арктика: экология и экономика. – 2012. – № 1. – С. 26–37.

36. Лахаузова А.В. Нормативное обеспечение морских нефтегазовых проектов на уровне национальной стандартизации // Газовая промышленность. – 2012. – № 11. – С. 60–62.

37. Лисютин А.М., Островский А.М. Железнодорожные перевозки нефти и нефтепродуктов: перспективы и проблемы развития // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2013. – № 2. – С. 35–39.

38. Макинтош Э., Ноубл П., Рамлахан К. Морская транспортировка природного газа. М.: Нефтегазовое обозрение, 2010. – 16 с.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

39. Маргулис Л.С., Подольский Ю.В., Боровиков И.С. и др. Состояние и проблемы воспроизводства сырьевой базы углеводородов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 19–49.

40. Маркушина Е.В. Организация освоения месторождений нефти и газа в Арктике // Вестник ИНЖЭКОНа. Серия: Экономика. – 2013. – № 5. – С. 442–444.

41. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Официальное издание. (Вторая редакция). Минэкономики РФ, Минфин РФ, ГК РФ по стр-ву, архит. и жил. политике / рук. авт. коллектива В.В. Коссов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров. М.: Экономика, 2012. – 421 с.

42. Министерство энергетики российской федерации: справочные материалы по транспортировке углеводородов. URL: http://minenergo.gov.ru/activity/oil/oildirection/transport/ (Дата обращения: 14.11.2012).

43. Мовсумзаде Э.М. и др. Морская нефть: трубопроводный транспорт и переработка продукции скважин / под ред. А.М. Шаммазова. СПб.: Недра, 2009. – 192 с.

44. Мочалов Р.А. Арктический шельф как возможность инновационного развития России // Трофимуковские чтения-2013: материалы Всерос. молодежной научной конф. с участием иностранных ученых. Новосибирск, 8-14 сент. 2013 г. / ред. кол. М.А. Фомин и др.; Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосиб. нац. исслед. гос. ун-т. Новосибирск, 2015. – С. 403–406.

45. Мочалов Р.А. Ключевые проблемы и особенности освоения месторождений углеводородов на шельфе арктических и дальневосточных морей // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2015. – Т. 3. № 1. – С. 148 –154.

46. Мочалов Р.А. Нефтегазовый комплекс – важнейший элемент российской экономики в настоящем и будущем // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2012: VIII Междунар. науч. конгресс и выставка [10-20 апреля 2012 г., Новосибирск]. Сб. материалов в 4-х т. Новосибирск: СГГА, 2014. – Т. 1. – С. 169–175.

47. Мочалов Р.А. Нефтегазовый комплекс в экономике России и системе международных отношений // Студент и научно-технический прогресс: материалы 50-й юбилейной Междунар. науч. студ. конф. 13-19 апр. 2012 г. Экономика / Новосиб. гос. ун-т, Сиб. отд-е РАН. Новосибирск, 2013. – С. 60–61.

48. Мочалов Р.А. Основные проблемы освоения континентального шельфа России // Проблемы и перспективы модернизации российской экономики: Сб. науч. тр. / отв. ред. А.В. Алексеев, Л.К. Казанцева. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2015. – С. 263–271.

49. Мочалов Р.А. Перспективы освоения углеводородных месторождений российского арктического и дальневосточного шельфа // IX Осенняя конференция молодых ученых в Новосибирском академгородке: Актуальные вопросы экономики и социологии: Сб. тез. докл. науч. - практ. конф. молодых ученых, 21-23 окт. 2013 г. / отв. ред. А.А. Горюшкин. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2015. – С. 22–23.

50. Мочалов Р.А. Современное состояние и перспективы освоения шельфовых месторождений России // Инновационный потенциал экономики России: состояние и перспективы: Сб. науч. тр. / отв. ред. А.В. Алексеев, Л.К. Казанцева. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2015. – С. 235–245.

51. Мочалов Р.А. Экономические аспекты освоения углеводородных ресурсов российского континентального шельфа // Интерэкспо ГЕОСибирь-2014. X Междунар. науч. конгресс и выставка, 8-18 апр. 2014 г. Сб. материалов. Новосибирск: СГГА, 2014. – Т. 1. – С. 127–132.

52. Налоговый Кодекс Российской Федерации. // СПС «Гарант» (Дата обращения: 24.10.2013).

53. Неведеева Е.Р. Арктический шельф России: современное состояние и перспективы освоения // Газовая промышленность. – 2015. – № 01 (685). – С. 15–17.

54. Нехаев С.А. Экономическое обоснование параметров системы разработки морского нефтяного месторождения // Вестник Тамбовского университета. Серия: Гуманитарные науки. – 2014. – № 11 (127). – С. 68–73.

55. Никитин Б.А., Захаров Е.В., Комаров В.С. Основные проблемы освоения морских месторождений нефти и газа и пути их решения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 1. – С. 4–9.

56. Огнев А.Ф., Митрофанов А.Д., Коробейников А.А. и др. Нетривиальные подходы к доразведке и освоению морских частей газовых и газоконденсатных залежей Харасавэйского и Крузенштернского месторождений на приямальском шельфе // Газовая промышленность. – 2013. – № 13. – С. 72–76.

57. Остроумова Е.Г. Континентальный шельф России – уникальный источник углеводородов // Газовая промышленность. – 2014. – № 11. – С. 86–87.

58. Официальный сайт ОАО «Газпром». Материалы о проекте «Приразломное месторождение». URL: http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/pnm/ (Дата обращения: 17.06.2014).

59. Петров М.П., Лубенко В.Н. Математическое моделирование оптимального состава челночных танкеров для транспортировки углеводородов российских месторождений каспийского шельфа // Вестн. Астраханского гос. техн. ун-та. Серия: Морская техника и технология. – 2012. – № 1. – С. 13–18.

60. Потеряев А.Г., Торопов С.В. Выбор экономических параметров соглашения о разделе продукции (СРП) // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2010. – № 2. – С. 25–30.

61. Приказ Минэкономразвития РФ и Минфина РФ от 23 мая 2006 г. № 139/82н "Об утверждении Методики расчета показателей и применения критериев эффективности инвестиционных проектов, претендующих на получение государственной поддержки за счет средств Инвестиционного фонда Российской Федерации" // СПС «Консультант Плюс» (Дата обращения: 04.02.2013).

62. Проворная И.В. Трубопроводный транспорт России в системе поставок углеводородов // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2012. – Т. 2. – № 2. – С. 3–8.

63. Пыткин А.Н., Баландин Д.А. Основные инвестиционные риски разработки нефтегазовых месторождений арктического шельфа // Актуальные

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

проблемы экономики и управления на предприятиях машиностроения, нефтяной и газовой промышленности в условиях инновационно-ориентированной экономики. – 2013. – № 1. – С. 74–80.

64. Руководство ЕС по анализу выгодности затрат инвестиционных проектов.URL:http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/guides/cost/guide2008_en.pdf (Дата обращения: 10.03.2013).

65. Руководство ЮНИДО по подготовке промышленных техникоэкономических исследований. URL: http://www.unido.org/manual-for-thepreparation-of-industrial-feasibility-studies.html (Дата обращения: 07.05.2013).

66. Самсонов Р.О., Илатовский Ю.В., Пыстина Н.Б., и др. Климат п-ова Ямал и последствия его изменения, осложняющие добычу и транспорт углеводородов // Газовая промышленность. – 2012. – № 2. – С. 82–84.

67. Сочнев О.Я., Жуковская Е.А. Техническая доступность российского шельфа для освоения в современных условиях // Арктика: экология и экономика. – 2014. – № 2 (10). – С. 48–61.

68. Статистический сборник. Сводные показатели производства энергоресурсов в Российской Федерации // Инфо ТЭК. – 2015. – № 1. – 532 с.

69. Тетельмин В.В. Нефть в семи проекциях. М.: Сайнс-Пресс, 2004. – 256 с.

70. Толочкин О.Ю. Перспективная система разработки оффшорных месторождений LNG LITETM // Газовая промышленность. – 2013. – № 668. – С. 32–33.

71. Тоскунина В.Э. Проблемы и перспективы освоения нефтегазовых ресурсов на Северо-Западе России. Екатеринбург: УрО РАН, 2011. – 227 с.

72. Транспорт в России. Статистический сборник. М.: Федеральная служба гос. статистики, 2009. – 215 с.

73. Федеральный закон Российской Федерации от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О Недрах» // СПС «Гарант» (Дата обращения: 18.11.2013).

74. Федеральный закон Российской Федерации от 30.09.2013 г. № 268 «О внесении изменений в Налоговый кодекс РФ в связи с осуществлением мер



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

налогового и таможенно-тарифного стимулирования деятельности по добыче углеводородного сырья на континентальном шельфе РФ» // СПС «Гарант» (Дата обращения: 02.05.2014).

75. Федеральный закон Российской Федерации от 30.12.1995 г. № 225 «О соглашениях о разделе продукции» // СПС «Гарант» (Дата обращения: 14.05.2013).

76. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Бабиков А. Обоснование выбора ставки дисконтирования при оценке инвестиционных проектов нефтегазового комплекса // Экологический вестник России. – 2014. – № 1. – С. 4–10.

77. Филиппова О.В. Освоение континентального шельфа – важная задача для России // Газовая промышленность. – 2014. – № 2 (702). – С. 76–77.

78. Шибакин Р.С., Шибакин С.И. Функциональные платформы для освоения месторождений мелководного шельфа // Газовая промышленность. – 2013. – № 2 (686). – С. 66–69.

79. Шумовский С.А. Перспективы освоения нового маршрута транспортировки углеводородов за счет создания нефтяного и газового терминалов на архипелаге Новая Земля // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. Электронный научный журнал. № ФС77–36038. URL: http://oilgasjournal.ru/vol_4/shumovski.html (Дата обращения: 10.02.2014).

80. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Мочалов Р.А. Организационная и региональная структура нефтяной промышленности России // Экологический вестник России. – 2013. – № 7. – С. 10–15.

81. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А., Комарова А.В., и др. Нефтегазовый комплекс России как основа формирования доходов государства // Экологический вестник России. – 2013. – № 10. – С. 4–9.

82. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А., Ламерт Д.А. Экспортные поставки газа из России: организационная структура и направления транспорта // Транспорт: наука, техника, управление. – 2014. – № 2. – С. 28–32.

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

83. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А., Савельева А.В. Нефтегазовый комплекс в экономике России // Экологический вестник России. – 2014. – № 10. – С. 4–10.

84. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А., Савельева А.В. Российский газовый рынок в 2011 году // Экологический вестник России. – 2012. – № 9. – С. 4–14.

85. Эдер Я.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Мочалов Р.А. Экспортные поставки нефти из России: организационная структура и направления транспорта // Транспорт: наука, техника, управление. – 2013. – № 10. – С. 33–36.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

# Приложение А
**(обязательное)**

Abschnitt 1.3

Classification of plots according to the complexity of the Russian shelf, taking into account the development of schemes transportation of hydrocarbons

Abschnitt 2.2

Definition of available tax regimes in the development of hydrocarbon resources of the continental shelf

Студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|
| 3-2ЭМ42 | Шкурапат Алексей Александрович | | |

Консультант кафедры (аббревиатура кафедры) :

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| Доцент | Вазим А.А | к.э.н., доцент | | |

Консультант – лингвист кафедры (аббревиатура кафедры) :

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

## 1.3 Classification of plots according to the complexity of the Russian shelf, taking into account the development of schemes transportation of hydrocarbons

Russian continental shelf sites differ in geological characteristics, climatic conditions, distances to Russian ports and world markets of hydrocarbons, the levels of development of the coastal infrastructure. These features should be taken into account when drawing up programmes and plans for the development of the continental shelf of Russia, including in the calculation of the tax benefits granted by the State Subsoil users when developing offshore fields, as well as in formulating national transport strategy.

For the classification of plots according to the complexity of the Russian continental shelf development implementation of methodical approach consists of three stages: analytical, design and testing phase.

*At the analytical stage* selects the factors determining the complexity of the shelf, shelf for each section, as well as the definition of numerical indicators that characterize these factors.

Just counted more than 20 factors, divided into six groups (table A.1):

Table A.1-determinants of uptake of offshore fields

| Group factors | Factors | Indicators |
|---|---|---|
| Climate | Low temperature | The average annual temperature in° c |
| | Strong wind | The average annual wind speed, m/s |
| | The excitement of the sea | Average wave height, m |
| | Floating icebergs | The average thickness of icebergs in the winter time, m |
| | Zaledenenie water area | The number of months in the year permanent icy area number |
| Transport | Remoteness from markets | Distance to European and Asian markets, km |
| | Remoteness from supply bases | Distance to nearest town km |
| | The level of development of the coastal transport infrastructure | The volume of cargo turnover of ports nearby, including the amount of the turnover of the oil ports and LNG terminals |



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Table A.1

| Group factors | Factors | Indicators |
|---|---|---|
| Geology | The level axis shelf | The volume of proven reserves, drilled exploratory wells, volume of 2D and 3D seismic |
| | Uneven bottom relief | The average elevation changes on the surface of the shelf, m |
| | The sea depth | The prevailing depth, maximum depth shelf depth shelf abroad, m |
| | Emission of methane gas composition, high reservoir pressure, bottom deposits free gas seismic activity | No data |
| Environmental | The complexity of the oil spill | Materials, GREENPEACE and the International Union for conservation of nature, mark |
| | Impact of oil spill on the ecosystem | Materials, GREENPEACE and the International Union for conservation of nature, mark |
| | The existence of the burial of nuclear waste at the bottom of some of the seas | The amount of buried nuclear waste on the shelf (only for the Kara Sea) |
| Technological resource | The possibility of production the necessary equipment in Russia | Author's assessment of the capacity of the domestic industry, mark |
| | Experience the formation of transport infrastructure master shelf deposits | Application of hydrocarbon schemes in Russian offshore projects, mark |
| | The ability to apply existing technologies to develop hydrocarbon resources of the Russian continental shelf | Number of technologically available options mobile offshore drilling units and schemas transportation of hydrocarbons, PCs. |
| | Poploshhadi resource shelf densities | Resource density on square shelf million tons/sq. km. |
| | Quality oil (high content of sulfur, high density, etc.) | No data |

Source: compiled from data [17, 19, 24, 34, 35, 45, 48, 55, 66, 67, 78]

Let's take the least studied and most complex risk factors specific to the Russian Arctic and far East shelf: ice load and zaledenenie waters.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

One of the characteristics of most plots shelf of Russia is the presence of ice (ice loads). This limits the choice of concept development and increases as the size of capital investments (need to use ice-resistant structures) and operating costs (the need for monitoring ice conditions). We are now able to navigate just a few realized projects of construction of oil and gas installations in the Arctic or in similar conditions-platform «prirazlomnaya» (Russia), Sakhalin-1» (Russia), Sakhalin-2» (Russia), Hibernia (Canada), TerraNova (Canada), several projects in the Beaufort Sea (United States).

Another complexity in the development of hydrocarbon resources in the Arctic Shelf is the need for continuous monitoring of ice conditions. To control ice conditions include the following activities: monitoring ice conditions and reduction of ice loads on offshore oil facilities and tankers at the stages of drilling, shipping, tankers; maintaining the required ice conditions in the port water area; ensuring the passage of ships and tankers in difficult ice conditions.

Now the basic methodological principle of economic evaluation of mineral extraction and transportation is a representation of the natural resource as the object of investing, so further development of methods for evaluating minerals continues towards the development of *methods for assessing the effectiveness of investments*.

As usually, sectoral methodological approaches are based on the "methodological recommendations for assessing the effectiveness of the investment projects approved in 2000 [41]. these guidelines are universal and applicable to evaluating the effectiveness of investment projects in various sectors of the economy. Along with this technique in Russia also applied the methodology of the Ministry of regional development of the Russian Federation (2009), the Chamber of Commerce and industry of the Russian Federation (2010), as well as the institutes of RAS.

Russian generic methodological approaches, in turn, are based on foreign investment projects efficiency evaluation methods, among which the most common are techniques of the World Bank, UNIDO and the European Union. These techniques set the basic principles of investment project evaluation, as well as establish indicators of efficiency of investment projects.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Foreign industry techniques to assess hydrocarbon resources are developed in major oil and gas companies and are complex software systems that involve a large number of the original as the geological and economic information generally. software data are not publicly available.

The classification was performed assessment of investment projects (fig. 1.2) it matched known Russian and foreign investment projects evaluation techniques, grouped by industry and universal principles.

The main document determining the procedure for the evaluation of investment projects in Russia, are "methodical recommendations on the evaluation of efficiency of investment projects, 2000." [41]. This methodology has a sufficiently broad scope, it can evaluate any investment projects, including innovative, in various spheres of activities, industries and regions. In this technique, the main criteria of investment projects efficiency are: IRR, NPV, payback and yield index and the index of profitability. In 2004,. was partially approved the third edition of methodical recommendations ... ", but finally it has not been approved in connection with the reform of the public administration system. The main disadvantages of used "methodical recommendations." consist in the lack of positive and negative aspects of performance criteria, as well as their use for effectiveness evaluation of the investment project; the absence of justification for the calculation of discount rates; lack of registered taxation conditions when evaluating investment projects efficiency; insufficient substantiation of selection mechanism best investment project, as well as the criteria and rules for decision-making on several investment projects.

Over the last decade, on the basis of these recommendations, we developed several new improved methodologies for evaluating investment projects from 2006 to 2008, Russia acted "method of calculating and applying the criteria of efficiency of investment projects claiming to receive State support at the expense of Investment Fund of the Russian Federation "(order No. 139/82н dated 23 May 2006 g.) [61].

One of the most common methods of investment project evaluation is a technique the institutes of RAS (Institute for system analysis, central economic-mathematical Institute, etc.). This technique involves not only the applied aspects of



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

assessment, but also a large number of theoretical studies. This methodology also presented the various aspects of the efficiency of the project, such as: public efficiency, cost-effectiveness, cost-effectiveness, efficiency for the enterprise, efficiency for the industry and the region.

Used in the calculation of financial performance indicators similar to the classic indicators (such as NPV), but also includes methodology and additional indicators (rate of return financial management, retrofit GNI). Feature of the technique is a deep theoretical substantiation of each indicator used to evaluate, as well as a large number of examples of calculations and indications for use of those or other indicators.

Among the Russian *branch of techniques* widely used methods of geological-economic evaluation of hydrocarbon resources that are included in specialized program complexes. One of the most common software systems is the complex of "strategy" developed by the specialists of "SNIIGGiMS" under the leadership of A.a. Hertha [10]. carries out the valuation of such objects of varying degrees of knowledge and scale as licensed plots, Nonlocalized prognostic resources of deposits, the trap field.

Among *foreign generic methods* most commonly used in the world is the World Bank's methodology of economic evaluation of investment projects. Feature of investment activities of the World Bank is a feasibility assessment of investment projects, which requires consideration of the various aspects of the analysis, including marketing, technical, the institutional, social, environmental, financial and economic.

The main indicators of the World Bank methodology are net present value (equivalent to net income discounted), internal rate of return (internal rate of return), the ratio of discounted benefits to diskontirovannym costs and the payback period of investment (the number of years required to recoup the investment through the net benefits of the project). This method establishes the General principles of assessment of efficiency of investment projects for various industries. Specificity of the methodology of the World Bank is that it aims at the assessment of investment projects by organizations.

In Arctic conditions additional complexity for monitoring ice conditions are the need to work in conditions of polar night and weak monitoring systems. It is therefore



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

necessary to develop the following areas: satellite monitoring, includes the provision of high-quality satellite data (information) on plots with regularity once daily; comprehensive monitoring of ice conditions in mining areas and transportation routes; identification technology of multi-year ice; towing and deviation of icebergs, while the presence of icebergs and ice fields [25].

Resource and geological characteristics of the plots of the Russian shelf are presented in table A.2.

Table A.2 - resource and geological characteristics of the plots of the Russian continental shelf [50]

| Plots shelf | The share of square total Sea,% | Area, ths. kV. km | NDS, million tonnes w.t. | Density resources, Mt w.t. thous. kV. km | The accumulated extraction hydrocarbons, million c.f. |
|---|---|---|---|---|---|
| Azov Sea | 100 | 39 | 412 | 11 | 1 |
| The Caspian Sea | 36 | 134 | 3453 | 26 | 2 |
| Black Sea | 20 | 84 | 635 | 8 | 0 |
| The Baltic Sea | 100 | 419 | 66 | 0 | 6 |
| Sea of Japan | 28 | 301 | 486 | 2 | 0 |
| Sea of Okhotsk | 40 | 640 | 8735 | 14 | 180 |
| Barents Sea | 100 | 1424 | 30314 | 21 | 1 |
| Karskoe sea | 100 | 833 | 41210 | 49 | 0 |
| Bering Sea | 40 | 926 | 1075 | 1 | 0 |
| Laptev sea | 70 | 463 | 3260 | 7 | 0 |
| East Siberian Sea | 100 | 913 | 5583 | 6 | 0 |
| The Chukchi Sea | 100 | 595 | 3335 | 6 | 0 |

Transport and infrastructural characteristics sections of the Russian shelf are presented in table A.3.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Table A.3 - transport and infrastructural characteristics sections of the Russian continental shelf [72, 82, 85]

| Plots shelf | Distance to the nearest City, km | Volume turnover sea ports, million tonnes | Distance to Sea up to Holland, km | Distance to Sea to Japan, km |
|---|---|---|---|---|
| Azov Sea | 200 | 20 | 6500 | 17500 |
| The Caspian Sea | 100 | 8 | - | - |
| Black Sea | 100 | 154 | 6000 | 17000 |
| The Baltic Sea | 100 | 215 | 1000 | 15000 |
| Sea of Japan | 300 | 94 | 15000 | 200 |
| Sea of Okhotsk | 600 | 51 | 13000 | 2000 |
| Barents Sea | 1000 | 43 | 3500 | 11500 |
| Karskoe sea | 1500 | 3 | 5500 | 9500 |
| Bering Sea | 2000 | 0 | 11000 | 4000 |
| Laptev sea | 1500 | 0 | 7500 | 7500 |
| East-Siberian Sea | 1500 | 0 | 9000 | 6000 |
| The Chukchi Sea | 1500 | 0 | 10000 | 5000 |

*In the current stage* the calculation of private development complexity indices for each group of factors for all sections of the shelf and the definition of an integral measure of the complexity of mastering each shelf. Indices of difficulty development for groups of factors is held kvalimetricheskim method and method of assignment. Ihi difficulty mastering plot shelf is calculated by the method of weighted average:

$$IP = \frac{\sum_{i=1}^{6} P_i * l_i}{\sum_{i=1}^{6} l_i},$$

where *IP* -integrated indicator of the complexity of the plot development of the shelf;

*Pi* -private indices of difficulty (resource, transportation, etc.);



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

*li* -private weight indices of difficulty.

The value of *Pi* and *IP* are in the range from 0 to 10. The higher the value of the integral indicator, the more complex is the site of the shelf to absorb hydrocarbon resources.

*At the stage of testing* the classification of sites is carried out on the basis of the russian shelf integral indicator. Category of difficulty is based on the dispersion of values integral indicator which are ordered using the ranking (table A.4).

In accordance with the values of the integral indicator was identified five categories of difficulty mastering shelf.

Table A.4-classification of plots according to the complexity of the Russian continental shelf development [52]

| Plots shelf | Mastering complexity index | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Resource | Climate | Geology Engineering | Transportation | Ecological Engineering | Technology | Integral indicator |
| 1-category complexity | | | | | | | |
| Azov Sea | 5 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1,7 |
| The Caspian Sea | 3 | 3 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2,2 |
| 2-category complexity | | | | | | | |
| Black Sea | 7 | 2 | 5 | 1 | 1 | 1 | 2,8 |
| The Baltic Sea | 9 | 5 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3,9 |
| 3-category complexity | | | | | | | |
| Sea of Japan | 10 | 5 | 5 | 4 | 5 | 5 | 5,7 |
| Sea of Okhotsk | 5 | 8 | 6 | 6 | 5 | 6 | 5,9 |
| 4-category complexity | | | | | | | |
| Barents Sea | 3 | 8 | 7 | 7 | 8 | 7 | 6,8 |
| Karskoe sea | 1 | 9 | 8 | 8 | 9 | 7 | 7.0 |



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Table A.4

| Plots shelf | Mastering complexity index | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Resource | Climate | Geology Engineering | Transportation | Ecological Engineering | Technology | Integral indicator |
| 5-category complexity | | | | | | | |
| Bering Sea | 10 | 9 | 10 | 10 | 7 | 7 | 8,8 |
| Laptev sea | 7 | 10 | 8 | 9 | 10 | 10 | 9,0 |
| East-Siberian Sea | 7 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9,5 |
| The Chukchi Sea | 7 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9,5 |

There the methodical approach developed for the classification of the Russian continental shelf according to the complexity of the development of a more detailed classification of plots of the Russian continental shelf and on its basis, assess the effectiveness of the tax benefits in the development of various sections of the Russian continental shelf.

## 2.2 Definition of available tax regimes in the development of hydrocarbon resources of the continental shelf

Currently, the Russian subsoil use, there are two most common taxation regime is an administrative regime on the basis of the current tax system, regulated by the tax code of the Russian Federation and the Federal Law No. 2395-1 "on subsoil» from 21.02.1992 g. [73]. The second is the civil law regime on the basis of the special tax regime governed by federal law No. 225 "on production sharing agreements (PSA)" dated 30.12.1995 g. [75] and the tax code of the Russian Federation (part 2, section 8, Chapter 16.4.) [52]. This special tax treatment implies the production sharing agreement.

On the various administrative and political reasons, the PSA regime in Russia is not yet widespread, over the last 15 years was not no draft was begun on conditions, but at the present time in connection with the task of mastering the highly capital-intensive



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

hydrocarbon deposits of the Arctic Shelf and the necessity of involving foreign companies worth to review the advantages and disadvantages of the current system of taxation and the special regime of the PSA. Advantages of production sharing agreements are presented in table A.5.

Provided a tool for developing countries to improve the quality of investment proposals and contributed to the standardization of industrial feasibility studies when evaluating investment projects. This concept feasibility study quickly became the accepted worldwide standard. Due to the wide spread of its use facilitates the creation of joint ventures and international investing. At present, there are revised and expanded second edition.

Particularities of UNIDO should be allocated in a large number of recommendations in related areas (such as marketing, raw materials, supplies, design, technology, manpower); lessons learned earlier international organisations; focus on assessing methods of projects in industrial branches; orientation technique for maximum simplification of the issues, bringing them a possible solution to a level the recommendations in certain situations.

One of the advantages of UNIDO methodology is the relative ease of evaluation of investment projects due to the presence of standard forms to fill out, a large number of examples, as well as the use of specialized software. The UNIDO Methodology is accompanied by several computer models for the techno-economic analysis and reporting. The main disadvantages of UNIDO methodology are the lack of risk accompanying the implementation of investment projects; difficulties in evaluating investment projects in relation to the Russian tax system; the absence of recommendations on setting product prices and volumes of production.

In the European Union in 2008, was approved by its methods of evaluating investment projects. this "Guide to cost-benefit analysis of investment projects" [64]. This methodology also involves both financial and economic analysis. In financial analysis includes an analysis of the investment costs, operating expenses and income, financial returns, analysis of the sources of sinansirovanija, the financial sustainability of the financial payback of capital investments. In economic analysis is allocated five



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

stages. This conversion market prices at constant prices; monetizing non-market impacts on investment project; the inclusion of additional indirect effects; discounting revalued in constant prices, incomes and expenditures; calculation of economic efficiency indicators, such as economic net present value, economic rate of return and the ratio of profits to costs.

In this guide, a sufficiently large attention is given to theoretical and practical methods of calculating discount rates, used in financial analysis of investment projects. the manual proposes the use of a minimum 5% discount rate and its increasing depending on the country and the macroeconomic environment.

Note that widespread abroad in the field of software development, a number of complexes, designed to make the technical side of receiving an assessment of the resources and effectiveness of their development. This so-called industry techniques that enable you to calculate the result, but they do not solve the problem of obtaining a full baseline information about the geological structure of resources, select source data, raw base, original cost characteristics, which is inherent in the proportion of subjectivity, since they often obtained expert way by analogy

Production sharing agreement in Russia are implemented as follows: the State provides the investor in long-term use a specific area of the subsoil, which develops the investing investment investor shall be exempt from payment of the greater part of the taxes in Exchange for a share of a product produced by the terms of the specific agreement. The specificity of the three realized projects in Russia on the terms of the PSA is that until full recoupment State almost did not get the cash receipts (excluding payments for subsoil use). This was due to the fact that Russian law allowed the investor to increase costs that lead to a decrease in the profitability of the project and the State share in the lucrative production [81].

However, thanks to the implementation of the Sakhalin projects (based on SRP) in the far East was formed by major centre shelf oil and gas production, including the first for our country, natural gas liquefaction plant. It allowed Russia to go to Asian energy markets, improve the socio-economic situation in the first depressive region and display it among the more affluent regions of the country [125].

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Table A.5 -The benefits of PSA for the State and the investor [8, 15, 36, 60]

| The benefits to the State | Advantages for investors |
|---|---|
| Getting stable and predictable income protected from instability world prices for hydrocarbons | Simplification of taxation in connection with the need to pay less the amount of taxes |
| The possibility of Organization Special taxation for each deposit with its unique characteristics | Redistribution of the tax burden after the project period period more profitable road |
| Tax payment is made "with the project, rather than "with companies", that increases the transparency cash flows while mastering a specific deposits | A reduced amount of tax payments |
| Acquisition Investor required technological equipment Russian origin of at least 70% of the total the cost of the acquired equipment | Provide stable long-term economic conditions of activities in relation with the principle of priority of terms and conditions before any change in the legislation of the country |
| The provision of Russian companies (contractors, suppliers, carriers) the preemptive law on participation in SPR works, as well as the transfer of experience and technologies for Russian companies | More convenient contract (not administrative) form of negotiations with public authorities |
| Attraction Investor workers–citizens of the Russian Federation, the number of which should be not less than 80% the composition of all the involved employees | The opportunity to participate in formation of economic (tax) terms and conditions |

Currently, according to the *current tax system of* the Russian oil companies pay the following taxes:

- income tax;
- value added tax;
- taxes charged to cost:
  - tax on mineral extraction;
  - recurring payments for subsoil use;
  - insurance premiums;



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

- funded by taxes gross profit:
  - property tax;
  - other taxes and charges;
- Customs payments.

In Russia over the past years there has been a significant change in the tax law projects on the continental shelf, which has greatly increased their competitiveness. As a result, currently, tax breaks on offshore mining deposits are subject to export duty, mining tax, value added tax, income tax, property tax and vehicle tax.

Radical changes in the taxation of offshore projects has occurred in connection with the adoption of the Federal Law No. 268 from 30.09.2013 «On amendments to the tax code of the Russian Federation in connection with the implementation of the measures of tax and customs-tariff incentives hydrocarbon activities on the continental shelf of the Russian Federation [74].

Consider marked aspects of preferential taxation in detail.

The law establishes the application of differentiated ad valorem tax rates for mining (EXTRACTION) of natural gas, crude oil and gas condensate for offshore projects, depending on their difficulty level. In terms of complexity all offshore projects are divided into four categories: Basic, enhanced, and high Arctic. Depending on the location of the mestorozhd shelvesof the TAX rates set from 30% of the value of the extracted hydrocarbons for normal category of difficulty up to 1% for Arctic complexity. The TAX Rates are established for a specified period, which shall begin to run from the beginning of the industrial production of hydrocarbons. When calculating the tax base, the TAX must be from the total revenues from sales of goods to deduct the following: VAT, excise and transportation costs of products sold (i.e., revenue at the outlet of the borehole). In table A.6 lists the applicable TAX rates the terms and conditions of their use in development held in offshore Russia.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Table A.6 -Division of the continental shelf of the RUSSIAN FEDERATION according to the complexity in the tax code of the RUSSIAN FEDERATION [74]

| Category the complexity of the | Water area | Ad valorem rate TAX,% | The term actions with the moment obtaining oil /gas | Zero export fee |
|---|---|---|---|---|
| The usual | Azov Sea | 30 | 5 years, but not later 2022 g. | until 2032 g. |
| | The Baltic Sea | | | |
| Increased | Black Sea (up to 100 m deep) | 15 | 7 years but not later 2032 g. | until 2032 g. |
| | Pechora sea | | | |
| | White Sea | | | |
| | Sea of Okhotsk (South of 55° n) | | | |
| | The Caspian Sea | | | |
| | Shelf of Sakhalin Island | | | |
| High | Black Sea (below 100 m) | 10 (oil), 1.3 (gas) | 10 years, but not later 2037 g. | until 2042 g. |
| | Sea of Okhotsk (North of 55° n) | | | |
| | Barents Sea (South of 72° n) | | | |
| Arctic | Barents Sea (North of 72° n) | 5 (oil), 1 (gas) | 15 years, but not later 2042 g. | until 2042 g. |
| | Kara Sea | | | |
| | Laptev Sea | | | |
| | East Siberian Sea | | | |
| | The Chukchi Sea | | | |
| | Bering Sea | | | |

Taxes calculations in techno-economic models are carried out according to the above tax benefits by means of the following formulae.

The TAX calculation is as follows:

= +

where -tax on mineral extraction;

-tax on mineral extraction within the lifetime of benefits; -mining tax after the end of the period of benefits.

= * ,

where -tax on mineral extraction within the lifetime of benefits;

-the volume of extracted hydrocarbons type i;



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

-TAX rate for hydrocarbons types i;

= 1 ... 2-view extracted hydrocarbons.

= *

where -mining tax after the end of the period of benefits;

-the volume of extracted hydrocarbons type i;

-TAX rate for hydrocarbons types i;

= 1 ... 2-view extracted hydrocarbons.

According to the Federal Law No. 268 "on amendments to the tax code of the Russian Federation in connection with the implementation of fiscal and customs-tariff incentives hydrocarbon activities on the continental shelf of the Russian Federation [74], the tax rate for income tax in respect of offshore fields is established at a rate of 20%. The amount of income tax payable in full in the federal budget, so it cannot be diminished by the decision of the regional authorities. An important change is that the tax base is determined separately for each deposit. However, if the taxpayer carries out the extraction of hydrocarbons in two or more fields, the tax base shall be determined separately for each field. Profit from the extraction of hydrocarbons offshore is not reduced by the amount of damages from the extraction of hydrocarbons in the other fields. In the case of a loss of production of hydrocarbons in offshore taxpayer shall be entitled to transfer this loss in future periods.

Calculation of income tax shall be calculated as follows:

= *

where -profit tax;

-the amount of pretax profit;

-profit tax rate.

Hydrocarbons obtained on offshore and transferred to the continental shelf of the RUSSIAN FEDERATION outside the territory of the RUSSIAN FEDERATION, subject to tax on the value added tax (VAT) at the rate of 0%. Transport services and transport of hydrocarbons from the continental shelf of the RUSSIAN FEDERATION outside the territory of the RUSSIAN FEDERATION, recognized by international transport and is taxable at the rate of VAT at the rate of 0%.

Calculation of value added tax shall be calculated as follows:

$$= \quad * ( \quad - \quad - \quad - \quad - \sum ( \quad + 2 \quad = 1 \quad )$$

where -value added tax;

-the rate of value added tax;

-revenues;

-capital investments;

-material costs;

-cost to repair equipment;

(i) the cost of preparing for shipment and shipment of hydrocarbon type i;

i-the cost of transporting hydrocarbons type i;

= 1 ... 2-view extracted hydrocarbons.

The law provides that the property, located on the continental shelf of the RUSSIAN FEDERATION shall be exempt from tax on property (including property transferred leases). this exemption applies if the property is used when developing offshore hydrocarbon fields (including the geological study, exploration, preparation works) and used at least 90 days during one calendar year.

The law exempts from paying vehicle tax if the development of offshore fields is conducted with application of marine fixed and floating platforms and mobile offshore drilling rigs, drill ships and vessels used for international cargo transportation, exploration and exploitation of mineral resources of the seabed and subsoil.

The law establishes the time frame within which you will apply an exemption from export customs duties for hydrocarbons (oil, natural gas and gas condensate), extracted the offshore oilfields.

It should be noted that production sharing agreement implies a fundamentally different approach to taxation. In the production based on production sharing agreements, the investor shall be exempt from payment of certain federal, State, and local taxes and charges (except for income tax payments for subsoil use, compulsory social insurance). Instead of paying some taxes an investor transfers property to the State portion of the production. According to Russian law, there are two ways to

partition products (obtained from the extraction and processing of mineral raw materials) is a traditional and direct.

When *the traditional method of production* part of the production (compensating products) is passed to the property investor to recover its capital investments, operating costs as well as taxes and fees related to the cost. The share of the compensation products must not exceed 90% of the total production for offshore fields. If this amount of products (90%) It is not enough to compensate the investor recovery, uncovered expenses will be reimbursed to him next year. The remaining products are divided into products, equivalent to the amount of tax on mineral extraction, and profitable products, distributed between the State and the investor. Note that a tax on mining and investor shall pay insurance premiums since the beginning of the project.

In accordance with the agreement on product Division income investor recognizes the value of profitable products, owned by the investor, as well as its extraordinary revenues. cost of profitable production is defined as the product of the volume of profitable products and prices of manufactured products as determined by the agreement (with the exception of oil prices).

After the investor reimbursed the total capital investment, the project begins a section of profitable products, as well as with an investor begin to incur taxes. the taxes that are levied on investor after the start of production, the following taxes:

- income tax;
- value added tax (in the case of exports from Russia, the entire amount of the accrued value added tax is refundable);
- customs fees (in the case of exports of hydrocarbons from offshore deposits in the Kara Sea operates a zero export duty until 2042).

-other taxes and payments (payments for the use of natural resources, the fee for a negative impact on the environment Wednesday, water tax, stamp duty, land tax, excise tax, with the exception of excise on mineral podakciznoe).

Currently all projects entered into on the terms of production sharing agreements ("Sakhalin-1", "Sakhalin-2" and the Har'jaginskoe deposit), work on the traditional method of production.

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

When *Live mode of production* does not occur for the calculation of the compensation products, as well as the investor does not pay income tax. this version of the product section of the aspect ratio is calculated depending on the geological-economic and valuation of the plot, as well as a feasibility study agreement. The direct investor's share of production method should not exceed 68% of total production.

The direct investor pays the following taxes and fees:

- insurance premiums;

-value added tax (in the case of exports from Russia, the entire amount of the accrued value added tax is refundable);

- customs fees (in the case of exports of hydrocarbons from offshore deposits in the Kara Sea operates a zero export duty until 2042 g.);

- other taxes and charges (charges for environmental impact Wednesday, stamp duty).

Because compensating products are released, the production begins immediately after the commencement of commercial production of hydrocarbons. The share of the investor and the State share in total production recorded in the agreement also in the agreement may be recorded an increase in the percentage of State in total product obtained when reaching certain values of key financial indicators investor. The direct product section Unlike traditional does not provide for the refund of taxes.

Note that regardless of the product section (traditional or direct) the investor may be exempted from payment of local and regional taxes, if the subject of the Russian Federation and legislative bodies of local self-government will take appropriate decision. Also an investor shall be exempt from payment of customs duties for commodities imported to the territory of the RUSSIAN FEDERATION for the execution of works, as well as to products manufactured and exported from the territory of the Russian Federation.

Comparative characteristics of the current system of taxation and production sharing agreements (traditional and direct forms) presented in the table. A.7.



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК

https://право.информ2000.рф
Бесплатная электронная библиотека по экономике и праву

Table A.7 -Taxation of various organizational-legal forms of development of offshore fields in the Kara Sea [52, 74, 75, 73, 83]

| Tax | Traditional PSA | Direct PSA | Acting System taxation |
|---|---|---|---|
| Product section | + | + | - |
| Definition of compensation products | + | - | - |
| Tax on mineral extraction | + | - | + |
| Tax on profit | + | - | + |
| Insurance premiums | + | + | + |
| Payments for subsoil use | + | + | + |
| Customs fees | + | + | + |
| Value added tax | refundable | refundable | refundable |
| Payments for negative impact on surrounding Wednesday | refundable | + | + |
| State duty | refundable | + | + |
| Water tax | refundable | - | + |
| Land tax | refundable | - | + |
| Excise tax | refundable | - | + |
| Regional and local taxes | - | - | + |
| Transport tax | - | - | - |



https://право.информ2000.рф/ng3/ng3.htm
Вернуться в каталог дипломов по ТЭК