

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт управления бизнес-процессами и экономики

Экономика и организация предприятий энергетического
и транспортного комплексов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е. В. Кашина
подпись
« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01.03.09 «Экономика предприятий и организаций (нефтяная и газовая промышленность)»

РАЗРАБОТКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ПАО «ГАЗПРОМ»)

Руководитель	_____	<u>канд.экон. наук., доцент</u>	<u>М.В. Зубова</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>А.Ю. Рожкова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>Е.В. Бочарова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2016

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Разработка инвестиционного проекта нефтегазового месторождения (на примере ПАО «Газпром»)» содержит 109 страниц текстового документа, 2 приложения, 52 использованных источника.

ШЕЛЬФ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ, СОГЛАШЕНИЕ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ.

Объект исследования – ПАО «Газпром».

Цель бакалаврской работы: оценка экономической эффективности разработки Штокмановского месторождения на шельфе.

Достижение поставленной задачи предполагает решение следующих задач:

- 1 описать современное положение нефтегазовой отрасли России;
- 2 охарактеризовать технологии разработки шельфовых месторождений;
- 3 провести теоретический обзор методик экономической оценки эффективности разработки месторождения на шельфе;
- 4 охарактеризовать ПАО «Газпром» и разрабатываемое им Штокмановское месторождение;
- 5 проанализировать экономическую оценку эффективности разработки месторождения и провести анализ чувствительности по двум факторам;
- 6 оценить доходность для инвестора и государства при использовании Соглашения о разделе продукции. (СРП)

В процессе работы проведен анализ экономической эффективности реализации проекта освоения Штокмановского морского месторождения. Проведен анализ чувствительности. Предложен один из вариантов реализации проекта с применением Соглашения о разделе продукции.

По результатам исследования рассчитаны показатели экономической эффективности реализации проекта с учетом технологических особенностей и величина дохода государства и инвестора при применении режима СРП.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Теоретические аспекты нефтегазовых разработок в России	8
1.1 Экономическое состояние нефтегазовой отрасли	8
1.2 Технологии разработки нефтегазоконденсатных шельфовых месторождений	19
1.3 Методологические основы экономической оценки эффективности разработки месторождения на шельфе.....	30
2 Освоение Штокмановского нефтегазоконденсатного месторождения ПАО «Газпром».....	44
2.1 Организационно-экономическая характеристика деятельности ПАО «Газпром».....	44
2.2 Сырьевая база Штокмановского нефтегазового месторождения и значение его разработки	52
2.3 Этапы освоения Штокмановского нефтегазоконденсатного месторождения	59
2.4 Проблемы освоения Арктических нефтегазовых месторождений, в частности Штокмановского.....	64
3 Разработка и оценка инвестиционного проекта освоения Штокмановского нефтегазоконденсатного месторождения	72
3.1 Экономическая оценка эффективности проекта.....	72

3.2 Анализ чувствительности.....	81
3.3 Применение режима Соглашения о разделе продукции при освоении Штокмановского месторождения.....	91
Заключение.....	103
Список использованных источников	105
Приложение А-Б.....	111-113

ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает уникальной базой природных ресурсов. Главным сырьевым богатством Российской Федерации считается нефть. Нефтегазовая промышленность России тесно связана с большинством отраслей народного хозяйства и оказывает влияние на экономику всей страны. Доля России на мировом рынке нефти составляет примерно 10%. Это определяет сильную позицию страны в этой сфере, но технологическое отставание и несовершенство производственных отношений не позволяет России стать лидирующей страной и достичь высоких уровней эффективности в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслях. Положение нефтяной отрасли России можно охарактеризовать как достаточно сложное, однако способы улучшения сложившейся ситуации все же существуют.

Существенное влияние также на развитие нефтегазового комплекса России оказывает тенденция истощения в последнее время выявленных легкодоступных запасов углеводородов на континенте, и как следствие, большой интерес вызывает вопрос об освоении арктического российского шельфа, что позволит компенсировать падение добычи нефти и газа в России.

Актуальность работы заключается в оценке эффективности проектов, которые являются приоритетными для развития Арктического шельфа и нефтегазовой отрасли в целом. По современным оценкам этот регион обладает огромным углеводородным потенциалом. Около 90 % всей площади шельфа России, составляющей до 6,2 млн км², приходится на перспективные нефтегазоносные области, в том числе 2 млн км² – Западная Арктика (Баренцево и Карское моря – потенциальные запасы углеводородов 50-60 млн т условного топлива) и 1 млн км² – Восточная Арктика (море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря).

Баренцевоморский шельф является одним из самых экономически перспективных районов России. На этой территории открыто более 10 месторождений углеводородного сырья. Расположенное в центральной части

Баренцева моря Штокмановское месторождение – самое разведанное на российском арктическом шельфе и относится к числу уникальных. Его разведанные запасы 3,9 трлн.м³, что способно обеспечить добычу газа практически в таком же объеме, как все норвежские месторождения вместе взятые. Разработка Штокмана позволит не только возместить для Европы снижение добычи в Норвегии, но и частично удовлетворить в случае строительства завода сжиженного природного газа рынок США. Лицензия на разработку месторождения принадлежит АО «Росшельф», контрольным пакетом акций которого владеет ПАО «Газпром». Поэтому необходимость разработки Штокмановского месторождения является стратегической задачей для Мурманской области, развитие которой в перспективе имеет огромное значение, как для России, так и в частности, для Европейской части страны.

Разработки морских нефтегазовых месторождений позволят России обеспечить полноценное функционирование народно – хозяйственного комплекса и способствуют формированию значительной части консолидированного бюджета и валютных операций государства с внешними инвесторами. Формирование консолидированного бюджета во многом определяет социально – экономическое развитие добывающих регионов, оказывая непосредственное влияние на бюджетные доходы и развитие территориальной инфраструктуры.

Вопросами в области развития нефтегазового комплекса на сегодняшний день занимается достаточно большое количество экономистов. Так на протяжении нескольких лет исследованиями в области развития нефтегазового сектора государства и регионов, в частности, занимается Институт экономики и организации промышленного производства; Институт нефтегазовой геологии и геофизики; Всероссийский научно – исследовательский институт и другие.

Целью исследования является оценка экономической эффективности разработки Штокмановского месторождения и расчет показателей доходности при использовании режима соглашения о разделе продукции.

В соответствии с выделенной целью были поставлены следующие задачи:

1 проанализировать современное положение нефтегазовой отрасли России;

2 охарактеризовать технологии разработки шельфовых месторождений;

3 провести теоретический обзор методик экономической оценки эффективности разработки месторождения на шельфе;

4 дать характеристику ПАО «Газпром» и описать разрабатываемое компанией Штокмановского месторождения;

5 рассмотреть проблемы, связанные с освоением Российского шельфа и, в частности, Штокмановского месторождения;

6 дать экономическую оценку эффективности разработки месторождения и провести анализ чувствительности проекта;

7 оценить доходность для инвестора и государства разработки Штокмановского месторождения при использовании режима Соглашения о разделе продукции. (СРП)

Объектом исследования является деятельность компании ПАО «Газпром».

Предметом исследования является инвестиционная деятельность компании в направлении разработки Штокмановского нефтегазового месторождения.

В период экономического развития России вопросами экономической эффективности разработки нефтегазовых морских месторождений занимались следующие исследователи: Н.В. Черский, В.Г. Гельбрас, В.В. Новожилов, М.Н. Денисов, А.Э. Конторович и другие.

Методологической базой исследования выступили научные положения, используемые в процессе исследования в направлении развития производственных сил и региональной политики с учетом выявленных эффективных производств, за счет которых может обеспечиваться рациональное использование ресурсного потенциала недр.

Практическая значимость исследования состоит в попытке оценить экономическую значимость разработки шельфового проекта Штокмановского

месторождения и определить доход государства и потенциальных инвесторов при применении режима СРП, что может стать основой для разработки последующих шельфовых месторождений.

Структура работы включает в себя: введение, три главы, заключение, список использованной литературы, приложения.

1 Теоретические аспекты нефтегазовых разработок в России

1.1 Экономическое состояние нефтегазовой отрасли России

Нефтегазовая отрасль России играет важную роль в экономическом развитии страны. Территория России обладает огромным и еще не исчерпанным потенциалом углеводородного сырья. Но стоит отметить, что структура и качество ресурсов суши сегодня не удовлетворяют возрастающим потребностям промышленного производства. Более 75 % месторождений уже вовлечены в освоение, чья средняя выработанность приближается к 50 %. Возможности расширения потенциала освоенных районов суши ограничены. Многолетняя практика наращивания добычи за счет наиболее крупных месторождений привела к истощению фонда таких структур. В результате прирост запасов за год едва покрывает добычу, а по большинству нефтегазоносных провинций накапливается дефицит разведанных запасов. В этих условиях для изменения ситуации в нефтегазовой промышленности перспективным направлением становится освоение шельфа страны. [1]

Крупнейшим нефтегазовым регионом Российской Федерации является Западная Сибирь. В Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском Автономных округах добывается значительная часть природного газа и нефти. Добыча нефти по регионам РФ можно представить следующим образом:

- Западная Сибирь – 60%
- Урал и Поволжье – 22%
- Восточная Сибирь – 12%
- Север – 5%
- Северный Кавказ – 1%

Что касается добычи природного газа, то доля Западной Сибири еще выше, чем в добыче нефти:

- Западная Сибирь – 87%
- Дальний Восток – 4%

- Урал и Поволжье – 4%
- Восточная Сибирь и Якутия – 3%
- Северный Кавказ – 2%

Всего на территории России разрабатывается 2 352 нефтяных месторождения, из них 12 уникальных и 83 крупных. Из 12 уникальных месторождений – 5 находятся в Ханты-Мансийском АО, 3 в Красноярском Крае, 3 в Ямало-Ненецком АО и 1 в Республике Татарстан.

Одним из крупных месторождений в России является Самотлорское, предполагаемые запасы нефти которого составляют 7,1 млрд. тонн. Среднесуточная добыча держится на уровне около 65 тыс. тонн. Находится месторождение в Ханты-Мансийском АО. Разработку данного месторождения ведет нефтяная компания НК «Роснефть».

Структура нефтедобычи в России такова, что 8 крупнейших месторождений обеспечивают около 25% добытой нефти. (рисунок 1)

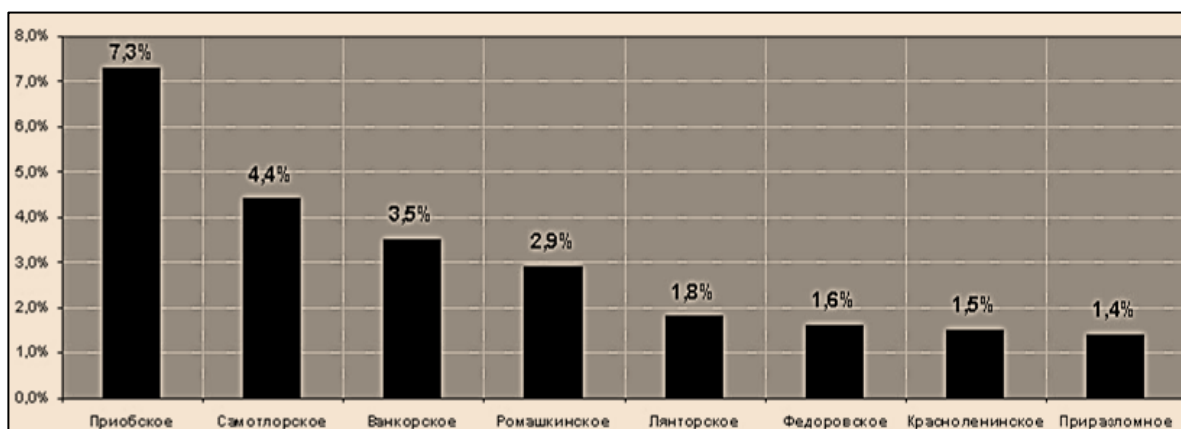


Рисунок 1 – Крупнейшие нефтяные месторождения РФ, % от общей добычи

Газовая добыча России сосредоточена в основном, в Ямало-Ненецком АО.

Здесь добывается около 81% российского природного газа. В этом автономном округе находятся 8 из 10 крупнейших российских газовых месторождений по количеству извлекаемого топлива.

Значительно от нефтедобычи отличается добыча газа, на долю 10 крупнейших газовых месторождений приходится значительная доля извлекаемого природного газа – более 61%. Стоит также отметить, что около 45% приходится на месторождения, входящих в тройку лидеров по добыче.

Производство нефтепродуктов и продуктов газопереработки – одна из важнейших составляющих нефтегазовой промышленности. По итогам 2015 года на переработку в России было направлено 288,7 млн. тонн нефти и более 70 млрд. куб. метров природного газа. При этом наблюдается положительная тенденция – с каждым годом увеличивается количество нефти, отправляемой на нефтепереработку по сравнению с нефтью, отправляемой на экспорт.

По итогам 2015 года НПЗ Российской Федерации было произведено:

- Автомобильного бензина – 35,1 млн. тонн;
- Дизельного топлива – 70,5 млн. тонн;
- Топочного мазута – 73,2 млн. тонн;
- Авиационного керосина – 9,8 млн. тонн. (рисунок 2)

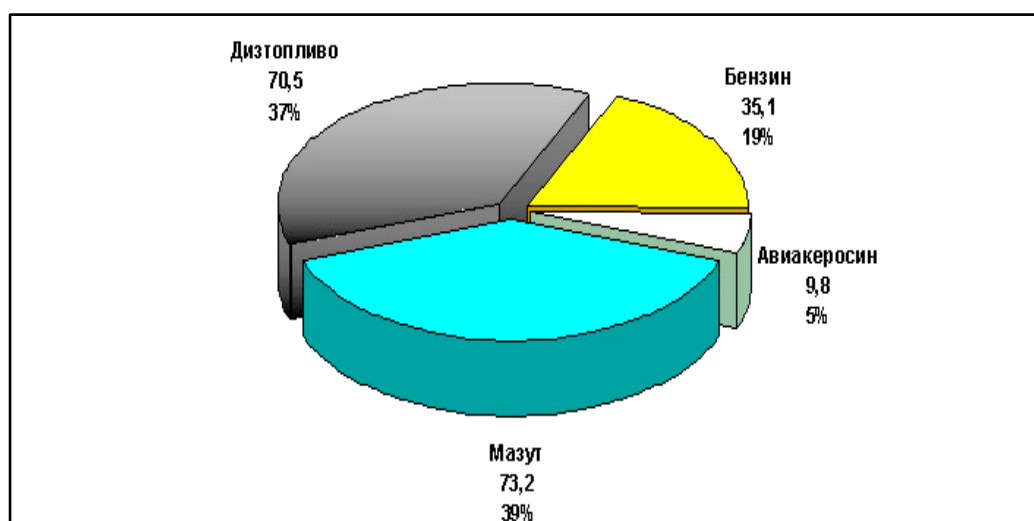


Рисунок 2 – Структура производства нефтепродуктов в России в 2015г.

Около 60% произведенных нефтепродуктов в 2015 году было экспортировано. В количественном выражении объем экспортируемых нефтепродуктов составил 165,3 млн. тонн на общую сумму 115,8 млрд.

долларов США. Общая стоимость экспорта нефтепродуктов составляет 72% от суммы полученной за экспорт сырой нефти.

На сегодняшний день газопереработка в России представлена 26 газоперерабатывающими заводами. По этому критерию Россия существенно отстает от США, где функционирует более 520 таких предприятий. Но необходимо отметить, что в России газопереработка осуществляется на крупных заводах, тогда как в США весомую долю ГПЗ составляют установки, расположенные непосредственно на месторождениях, главной функцией которых является подготовка к транспортировке газа на крупные заводы.

Самым крупным газоперерабатывающим заводом в России и мире является Оренбургский газоперерабатывающий завод. Его производственные мощности позволяют перерабатывать 15 млрд. куб. м. в год. Следующие по мощности ГПЗ – Астраханский и Сосногорский. На эти три завода приходится более 95% переработки всего попутного газа.

В нефтеперерабатывающей отрасли РФ работает около 100 предприятий. 38% из них нефтеперерабатывающие заводы, которые принадлежат вертикально-интегрированным компаниям, они производят около 85% всех нефтепродуктов. 14% от общего числа составляют независимые нефтеперерабатывающие предприятия, которые производят 11% продукции. На долю мини-НПЗ приходится 48% общего количества предприятий, на производство которых приходится 4% российских нефтепродуктов.

Больше всего нефтеперерабатывающих заводов входит в структуру компании «Роснефть» - 9 шт., общая производственная мощность которых 77,5 млн. тонн. А самый крупный российский НПЗ – Киришский, с производственной мощностью 22 млн. тонн принадлежит компании «Сургутнефтегаз». Другие крупные заводы страны – Омский НПЗ (производственная мощность 21,3 млн. тонн/год), Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез (производственная мощность 19 млн. тонн/год), Ярославнефтеоргсинтез (производственная мощность 14 млн. тонн/год). Большинство нефтеперерабатывающих заводов страны расположено в

европейской части России. Этот факт объяснен тем, что сырую нефть транспортировать намного дешевле, чем продукты нефтепереработки. Как правило, НПЗ строят в городах, где есть речные порты, чтобы экономить на затратах на транспортировку, поскольку доставка водным транспортом самая выгодная. Распределение мощностей НПЗ по Федеральным округам России выглядит следующим образом: (рисунок 3):

- Центральный Федеральный округ – 40,7 млн. тонн;
- Северо-Западный Федеральный округ – 25,2 млн. тонн;
- Уральский Федеральный округ – 6,75 млн. тонн;
- Приволжский Федеральный округ – 122,6 млн. тонн;
- Дальневосточный Федеральный округ – 11,7 млн. тонн;
- Сибирский Федеральный округ – 42,3 млн. тонн;
- Южный Федеральный округ – 27,9 млн. тонн.

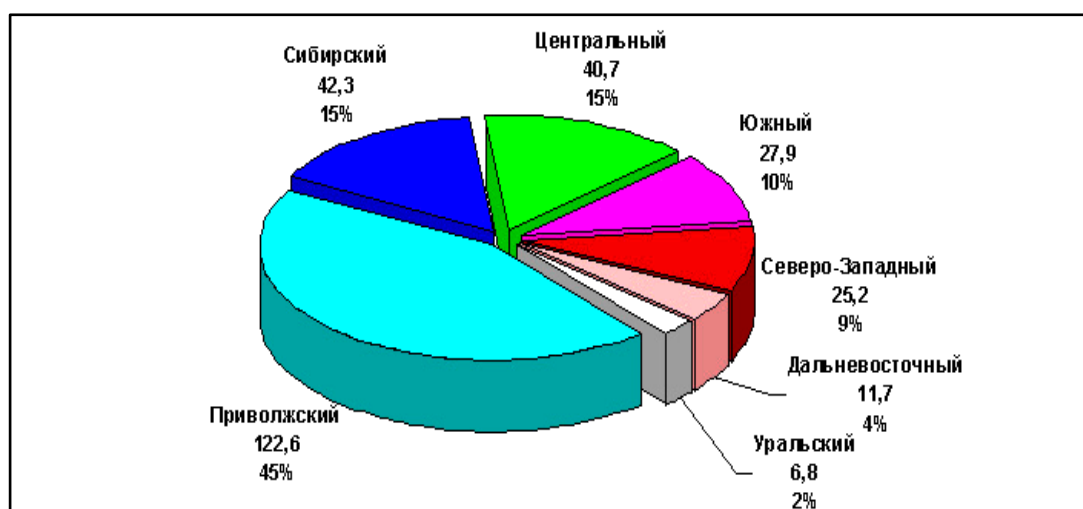


Рисунок 3 – Структура мощностей НПЗ РФ по Федеральным округам, млн.т

Современная нефтегазовая отрасль России представлена вертикально-интегрированными компаниями (ВИНК), созданными в 1990-е гг., а также независимыми нефтяными компаниями (ННК): средними и малыми. На начало 2015 г. добычу нефти в России осуществляли 325 организаций, из них 145 являются частью ВИНК, 177 являются независимыми добывающими компаниями, 3 компании работают на условиях соглашений о разделе

продукции. Более чем 90% всей добычи нефти и конденсата в России приходится на восемь ВИНК: ПАО «Газпром», НК «Роснефть», ПАО «Лукойл», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «АК «Транснефть», ПАО «Татнефть», ПАО АНК «Башнефть», ОАО «Новатэк».

ПАО «Газпром» – флагман российской экономики, компания, чей годовой оборот превышает бюджет некоторых европейских стран. Под контролем «Газпрома» находится более 150 тыс. км газопроводов и 22 подземных газовых хранилища. ПАО «Газпром» ведет разработку крупнейших месторождений РФ (кроме Юрхаровского). Это единственная российская компания обладающая правом экспортировать природный газ.

Крупнейшая российская нефтяная компания – ПАО «Роснефть». Компания ведет добычу нефти на крупнейших нефтяных месторождениях России – Приобском, Самотлорском и Ванкорском. Нефтеперерабатывающая отрасль компании включает в себя 9 крупных нефтеперерабатывающих завода и 3 мини-НПЗ.

По итогам 2015 года оборот «Роснефти» составил 5,1 трлн. рублей, общая прибыль равняется 593 млрд. рублей. Количество сотрудников компании превышает 170 тыс. человек.

ПАО «Лукойл» – вторая по объемам добычи российская нефтяная компания. Более 10 лет, «Лукойл» занимал лидирующую позицию на рынке, но в 2007 году уступил первенство «Роснефти», после ее поглощения «ЮКОСА». «Лукойл» ведет добычу нефти в Ханты-Мансийском АО, количество эксплуатируемых буровых установок компании более 27 000. Нефтеперерабатывающая отрасль представлена 4 крупными НПЗ с мощностью переработки – 45.6 млн. тонн. [2]

Нефтегазовая отрасль тесно связана с большинством секторов экономики и влияет на экономику целой страны. Современные тенденции в глобальном нефтяном развитии рынка указывают на значительное увеличение спроса на данный вид топлива, кроме этого, в данный момент нефть является весомым аргументом в поведении политических вопросов с различными странами. Доля

России на глобальном нефтяном рынке составляет 10%. Это определяет сильное положение страны в этой области. С другой стороны, техническая отсталость и несоответствующие трудовые отношения не позволяют России стать ведущей страной и достичь высокого уровня эффективности в добывающих и перерабатывающих отраслях промышленности. Положение российской нефтедобывающей промышленности может быть characterized как довольно сложное, но способы улучшить ситуацию все еще существуют: сокращение неудовлетворенной промышленности обслуживания вместе с активным преобразованием и созданием благоприятных условий для всех предприятий промышленности.

Высокая себестоимость в России обусловлена суровыми климатическими условиями в местах добычи, удаленностью месторождений от потребителей, глубиной залегания месторождений, высокой долей налогов и акцизов в себестоимости добычи, неумелой государственной политикой, обостряющей противоречия между компаниями и государством, низкой профессиональной подготовкой государственного менеджмента в этой области, а также изношенностью оборудования и др.

Значительный износ основных фондов. Износ основных фондов в сфере нефтедобычи и нефтепереработки составляет около 80% (при уровне 60-70% в других областях ТЭК).

Высокая степень износа объясняется следующими причинами:

- активное использование устаревшего оборудования;
- нежелание частных компаний вкладывать денежные средства в его обновление и замену.

В большинстве случаев желание российских нефтедобывающих компаний получить более высокую прибыль при наименьших затратах на практике приводят к загрязнению окружающей среды и снижению всех производственных показателей и, как следствие, к снижению эффективности и конкурентоспособности предприятий на мировом рынке.

Стоит отметить, что принимая во внимание увеличение объемов инвестиций в отрасль в последние годы и рост внутреннего спроса на продукты переработки нефти, с высокой степенью вероятности можно говорить об изменении тренда и появлении тенденций к модернизации оборудования. На сегодняшний день проблема износа оборудования остается актуальной, поскольку, помимо прочего, приводит к низкому качеству российских нефтепродуктов, к высокой энергозатратности при переработке нефти, к низкой глубине переработки нефти и к недостаточной загрузке производственных мощностей. [3]

Россия экспортирует небольшой объем нефтепродуктов с высокой добавленной стоимостью. НПЗ все еще продолжают производить относительно дешевые нефтепродукты, среди которых прямогонный бензин, вакуумный газойль, дизельное топливо и другие фракции низкого по сравнению с европейскими стандартами качества. Именно по этой причине на европейских рынках российские нефтепродукты торгуются как сырье для дальнейшей переработки, что в значительной степени усложняет процедуру продажи и сокращает объем экспортной выручки от продажи энергоносителей. Тем не менее, на сегодняшний день российские предприятия в основном ориентированы на вывоз сырой нефти, не принимая во внимание тот факт, что подобная политика усугубляет положение дел в отрасли по причине нежелания компаний увеличивать инвестиционные расходы на совершенствование технологий и снижение себестоимости нефтепродуктов.

Одно из ограничений, например, выпуска высококачественного моторного топлива, является присутствием в автопарках России устаревших моделей автомобилей, которые потребляют низкосортное топливо, что рождает спрос на его производство. Российское правительство принимает меры, чтобы улучшить ситуацию, в частности, применяя новые производственные графики, которые помогут уменьшить спрос на низкосортное топливо. Высокий уровень энергии и других ресурсов. По сравнению с другими странами Россия потребляет больше ресурсов, необходимых для производства или обработки

того же самого количества сырья. Использование устаревшего и энергоемкого технологического оборудования вызывает избыточный уровень потребления энергии в 2-3 раза по сравнению с иностранными аналогами. [4]

Негативное воздействие этого фактора, в первую очередь, затрагивает стоимость производства. Низкая глубина очистки нефти. Совершенствуя глубину – стоимость, показывая отношение объема очищенных нефтепродуктов к суммарному объему потребляется в очистке нефти. [5] В России число – приблизительно 71%, в то время как в других странах достигает 90-95% [6]. Причина этого лежит в том, чтобы, во-первых, в низкой технологичности оборудования, и во-вторых, в применении устаревшей технологии обработки. Модернизация российских НПЗ медленная. Минэнерго в свое время разработало программу по реконструкции и модернизации предприятий нефтеперерабатывающей промышленности. Обеспечение глубины 82-85%, соответственно, было отсрочено к 2020. Большинство российских НПЗ все еще использует оборудование и технологию производства Советского Союза, когда глубина очистки нефти и других индикаторов была значительно ниже, чем на сегодняшний день. Отсутствие высокой технологии и современные средства производства оказывают огромное влияние и на эффективность производства и на обработку и затраты на производство, и поэтому на производственных затратах.

Одна из отрицательных особенностей нефтегазовой промышленности – низкая загрузка производственных мощностей. Производственная мощность – это показатель, отражающий максимальную способность предприятия по выпуску продукции за определенный период [7]. Значения этого показателя определяются многими различными факторами: научный и технологический уровень производства, качество продуктов, доступность необходимых человеческих и технологических ресурсов, уровень организации труда и других. В России это число – приблизительно 78%, который свидетельствует об отставании по многим показателям. Таким образом аналогичный американский показатель составляет приблизительно 90%, арабские страны – приблизительно

85%, и в Венесуэле - 80%. Низкая загрузка производственных мощностей не позволяет российским компаниям входить в десятку лучших, потенциальный уровень продукции потребовал качества продукта и значительных объемов производства, и, следовательно, на экспорте сырья в целом. Существенное влияние на загрузку производственных мощностей есть отсутствие современной технологии и оборудования, которое является характерной особенностью развития этого сектора российской экономики.

Неоптимальное размещение нефтеперерабатывающего завода по всей территории России является второй характерной особенностью нефтегазовой отрасли. Значительное расстояние между местом добычи нефти и местом ее переработки или дальнейшей транспортировки значительно увеличивает стоимость перевозки и, как следствие, цен на нефтепродукты, так как транспортные расходы относятся к издержкам и влияют на цену конечного продукта. Неоптимальное размещение нефтеперерабатывающих заводов также увеличивает продолжительность процессов транспортировки, что уменьшает величину прибыли на единицу продукции. Она включает в себя такие явления, как, например, «Северный завоз» когда в некоторых регионах страны в целом или частично, нет производственной базы, а также низкий уровень развития инфраструктуры и географическое положение делают перевозки грузов нерентабельным, и в некоторых случаях и убыточным. [8]

Следующая черта НГК – это высокая зависимость экспорта нефти от курса национальной валюты. На сегодняшний день российский рубль не относится к числу свободно конвертируемых валют. Это является причиной того, что Россия не имеет возможность экспортировать энергоносители за национальную валюту. Сейчас нефть и нефтепродукты российских производителей торгуются на мировом рынке в долларах США. Очевидно, что размер прибыли от экспорта углеводородов напрямую зависит от обменного курса валюты.

При укреплении доллара США поступления в российский бюджет от экспорта нефти в рублевом выражении возрастают, а при повышении

обменного курса российского рубля величина экспортной выручки значительно снижается даже при условии сохранения объемов добычи и экспорта неизменными. В случае колебания валютного курса возможны случаи убыточности при экспорте нефти и нефтепродуктов. Поскольку выручка от экспорта нефти является одной из основных доходных статей бюджета России, зависимость от курса валюты может негативно сказаться на экономике страны в целом.

Одна из основных проблем нефтедобывающей отрасли – это высокая степень выработки легкодоступных месторождений (порядка 45-50%). По прогнозам аналитиков британской компании «ТНК ВР», нефть во всем мире закончится через 54 года в случае сохранения показателей добычи на уровне 2014 года. Россия, занимающая 8-е место по мировым запасам, собственной нефти обеспечена лишь на 23,5 лет.

Экспорт нефти является одной из основных статей дохода бюджета страны, но при этом принимая во внимание расширение сфер использования нефти и нефтепродуктов в автомобильном транспорте и других нефтеемких областях, спрос на этот вид сырья в обозримом будущем будет непрерывно увеличиваться, что позволяет прогнозировать положительные тенденции и перспективы для нефтегазовой промышленности России. [7]

Оценка ситуации относительно состояния и прогнозов развития сырьевой базы углеводородов, как в России, так и за рубежом позволяет выделить следующие угрозы равномерному и сбалансированному развитию нефтегазового комплекса в мировом масштабе:

- годовая добыча по большинству нефтедобывающих регионов не компенсируется приростами запасов;
- приближаются сроки исчерпания активных эксплуатируемых запасов;
- в структуре запасов быстро нарастает доля трудноизвлекаемых запасов и трудноосваиваемых месторождений;
- практически отсутствует резерв объектов на суше, на которых возможно получение существенных приростов запасов;

– резко ухудшилась структура новых открытий: практически все они относятся к разряду мелких и мельчайших скоплений углеводородов. [10]

В связи с этим тенденции развития мировой нефтегазодобычи будут связаны с увеличением доли добычи нефти и газа из морских месторождений. В настоящее время, по оценкам экспертов, на континентальном шельфе сосредоточено 30% мировой добычи углеводородов. [9]

1.2 Технологии разработки нефтегазоконденсатных шельфовых месторождений

Проекты освоения месторождений на шельфе существенно отличаются от проектов разработки наземных месторождений. На сегодняшний день разработан целый спектр технических средств освоения шельфа, выбор которых определяется совокупностью технологических, геолого-, гидрометеорологических, экономических, политических и других условий. Так, например, для выполнения работ по разведке, бурению скважин о добыче нефти и газа используются различные типы технических средств, которые представлены на рисунке 4.

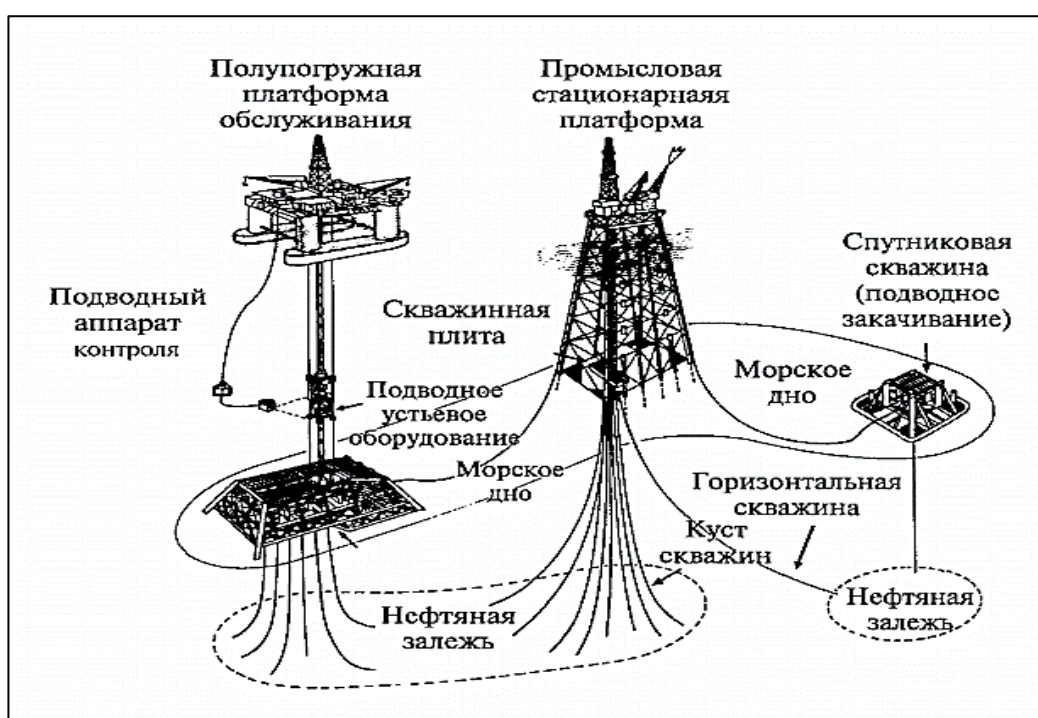


Рисунок 4 – Современные технические средства, используемые для разработки шельфовых нефтегазовых месторождений

Большой опыт в изучении этого труднодоступного региона накоплен Россией и Норвегией. В настоящее время Россия и Норвегия активно сотрудничают в изучении Западной Арктики. На российском шельфе обнаружены наиболее крупные месторождения (Штокмановское, Русановское, Ленинградское, Долгинское, Приразломное и др.) с запасами нефти и газа около 10 млрд. тонн. нефтяного эквивалента [12]. Особо следует отметить уникальность шельфа Баренцева моря не только в связи с его потенциалом нефтегазоносности, а скорее с тем, что в пределах этой акватории отрабатываются методы ведения поисково-разведочных работ в труднодоступных районах Арктики. Норвежский континентальный шельф также обладает значительными ресурсами нефти и газа, которые распределяются между тремя крупными акваториями: континентальным шельфом Северного моря (35%), Норвежского моря (36%) и Баренцева моря (29%). По оценке Норвежского нефтяного директората, норвежский континентальный шельф в настоящее время содержит 3,4 млрд тонн у.т. Запасы Северного Ледовитого океана до сих пор толком не изучены. Основные залежи углеводородных ресурсов располагаются на юге Карского и на востоке Баренцева морей и суммарно оцениваются в 98 миллиардов тонн нефтяного эквивалента. Это очень много, если принять во внимание, что все доказанные запасы нефти в мире составляют около 140 миллиардов тонн. Кроме того, совсем ничего не известно о резервах, которые в себе таит восток российского шельфа в Ледовитом океане, но эксперты подозревают, что и там запасы должны быть более чем солидные [13].

Основные проблемы шельфовых разработок – высокие затраты и недостаточность места для размещения оборудования. Для районов с суровыми условиями и глубокими водами, количество и размер платформ будет ограничиваться до минимума. Кроме ограничений на пространство тот факт,

что скважины можно бурить только в одном положении, ограничивает дренаж и ведет к использованию горизонтальных скважин большой протяженности. Кроме сурового арктического климата, на побережьях арктических морей практически отсутствует береговая инфраструктура, практически нет транспортной системы. Необходимо учитывать и жесткие экологические требования, предъявляемые при разработке месторождений нефти и газа в открытом море, где любая авария самым негативным образом может отразиться на всей экосистеме. Все эти специфические особенности приводят к тому, что освоение месторождений на российском шельфе требует существенных инвестиций, в том числе в закупку дорогостоящих технологий, которые позволят вести добычу при сложной ледовой обстановке и в суровых климатических условиях. Конечно, даже при высокой себестоимости освоения ресурсов в наиболее перспективных арктических районах шельфа открытие гигантских и уникальных по запасам месторождений уравнивает риски и компенсирует затраты по разведке и освоению месторождений [14].

Что касается технической стороны вопроса, то технологий подледного бурения незначительное количество, но и уже разработанные находятся на стадии доработки. Уровень современной технической оснащённости для шельфовых проектов играет значительную роль: он может сделать добычу не только нерентабельной, но и невероятно убыточной. Тем не менее, на сегодняшний день можно выделить следующие современные технологии: бурение скважин с плавучих и гравитационных установок, бурение скважин с берега, подводные буровые установки. Бурение скважин с плавучих и гравитационных установок является одним из основных способов. В офшорном бурении (на нефтяных «полях») используют в основном морские буровые установки, которые условно можно разделить на два типа – плавучие и стационарные или фиксированные (рисунок 5). Как известно, затраты на обустройство морских нефтегазовых месторождений составляют свыше 50% всех капиталовложений. Следует отметить, что стоимость отдельных нефтегазопромысловых платформ достигает 1–2 млрд. долл. [15]

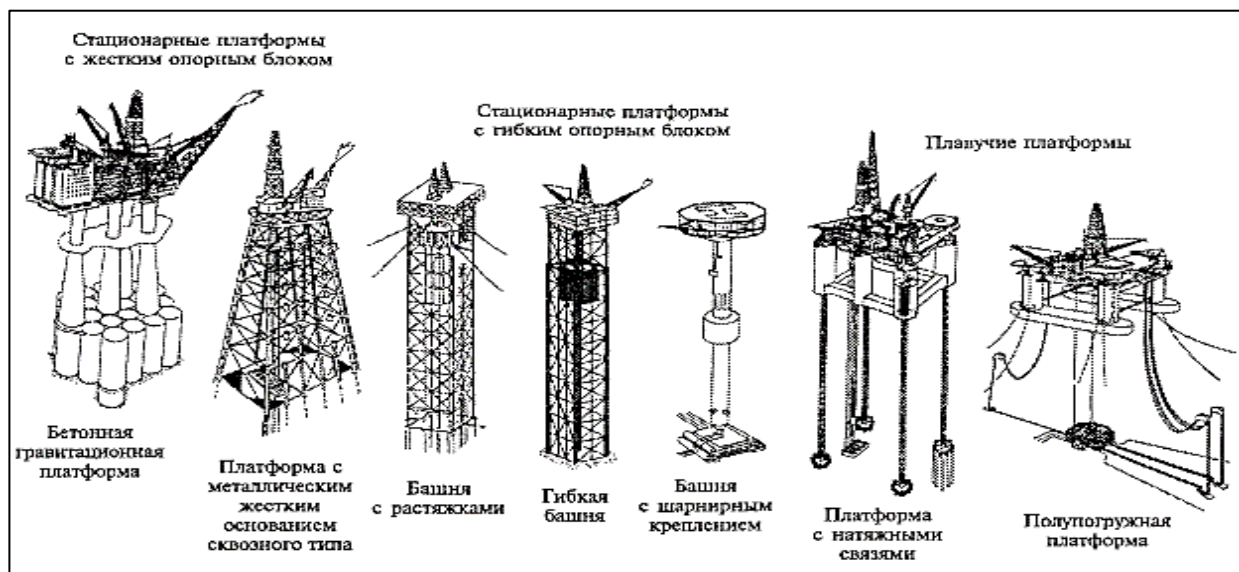


Рисунок 5 – Современные глубоководные платформы

Рассмотрим стационарные платформы с жестким опорным блоком. Основание буровой доставляется непосредственно в место над участком бурения, затапливается в требуемое положение с использованием технологии GPS и цементируется в углубление, подготовленное на морском дне. Укрепленное между дном и платформой основание, помимо точного местоположения бурения, учитывает также перемещения платформы на поверхности, которые неизбежны из-за влияния ветра и волнения моря.

Главное преимущество этого типа платформ – устойчивость. Засчет жесткого крепления на морском дне они менее других подвержены смещениям под влиянием ветра и водных масс.

Главный недостаток – небольшая глубина установки.

Следующий вид – стационарные платформы с гибким опорным блоком. В отличие от прочного основания неподвижной платформы, гибкая башня позволяет платформе работать на значительно больших глубинах, подвижная структура компенсирует основную часть воздействия ветра и моря. При этом смещения платформы достигают всего 2 % по вертикали и около 10 % – по горизонтали. Несмотря на свою компактность, более простую конструкцию и

подвижность, гибкое подводное основание платформы способно противостоять условиям урагана.

Плавучие платформы выделены в отдельный тип исключительно в связи с технологическими особенностями самого процесса добычи углеводородов. Основу их могут составлять как обычные полупогружные платформы, оснащенные буровым и нефтедобывающим оборудованием и закрепленные в районе месторождения с помощью массивных якорей, так и буровые суда, также имеющие оборудование законченного цикла добычи и закрепленные с помощью динамической системы расположения.

Отличительной особенностью при эксплуатации системы является положение буровых колодцев. Когда бурение скважины закончено, добывающий колодец или буровое устье размещается на дне океана, а не на платформе (рис. «г»). Извлеченная нефть транспортируется по трубопроводу из устья на производственное оборудование, которое находится уже на основной платформе. Эти нефтедобывающие системы могут работать на глубинах до 1800 метров.

Полупогружная буровая установка сочетает преимущества погружных конструкций со способностью проводить буровые работы на глубине более чем 1500 метров. Имеют опоры, обеспечивающие плавучесть платформы, а также большой вес для того, чтобы оставаться в вертикальном положении.

При передвижении полупогружная установка использует тот же принцип, что и предыдущий рассмотренный тип конструкций, с помощью закачивания и выкачивания воздуха из нижнего корпуса.

Основное различие состоит в том, что при выпуске воздуха полупогружная установка притапливается частично, не достигая морского дна, остается на плаву. Устойчивость, достигаемая заполнением нижнего корпуса водой во время буровых работ, а также укреплением тяжелыми 10-тонными якорями, гарантирует безопасность эксплуатации платформы в бурных морских водах. При необходимости ее также можно удерживать на одном месте с помощью активного рулевого управления. [16]

Например, эксплуатирующая в настоящее время глубоководная гравитационная платформа для месторождения Тролль в Северном море оценивается в сумму свыше 1 млрд. долл. [17]. При использовании передвижных

самоподъёмных буровых платформ, а также платформ полупогружного типа оборудование устья скважин после бурения может быть расположено на дне моря. Для таких случаев ряд фирм США, Великобритании, Франции разработали комплексы оборудования с дистанционным управлением. Однако, по мере увеличения глубины разработки, а также в акваториях морей с движущимися ледовыми полями более предпочтительным оказывается метод расположения

устьевого оборудования на дне [18].

Гравитационные платформы отличаются от металлических свайных платформ как по конструкции, материалу, так и по технологии изготовления, способу их транспортировки и установки в море. Общая устойчивость гравитационных платформ при воздействии внешних нагрузок от волн и ветра обеспечивается их собственной массой и массой балласта, поэтому не требуется их крепление сваями к морскому дну. Гравитационные платформы применяют в акваториях морей, где прочность основания морского грунта обеспечивает надежную устойчивость сооружения [17].

Аналогом данной технологии является платформа «Приразломная» (рисунок 6). (Приразломное месторождение находится на шельфе Печорского моря, в 60 км от берега (пос. Варандей)). Месторождение расположено на глубине – 19–20м. Проектные показатели:

- накопленная добыча нефти — 75 млн.т.;
- период рентабельной разработки — 22 года;
- максимальный уровень добычи — 6,6 млн.т/год [19].

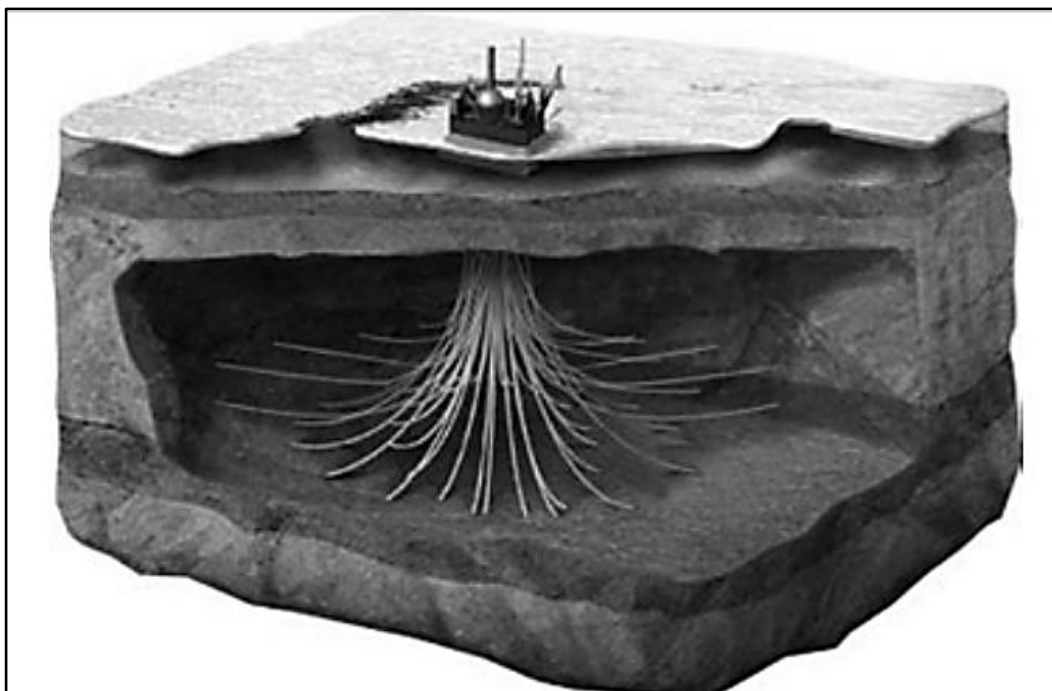


Рисунок 6 – Скважины от буровой установки «Приразломное»

Преимущества рассматриваемого вида разработки:

- наличие опыта строительства данного сооружения;
- данные установки предназначены не только для бурения скважин, но и для добычи и хранения нефти до отправки ее к месту переработки;
- прямая отгрузка нефти на танкеры.

Недостатки плавучих и гравитационных установок:

- недостаточность места для размещения оборудования;
- зависимость от климатических условий;
- установка подводного оборудования на морском дне, бурение (с плавучих установок), связь добывающих установок с главной платформой и обслуживание скважин с плавучих установок в течение всей продолжительности проекта крайне дорогостоящи;
- необходимость пребывания персонала на платформе в течение длительного времени.

Бурение скважин с берега с большим отходом забоя от вертикали делает возможным вскрытие подводных нефтяных и газовых залежей путем бурения с берега и исключает необходимость строительства дополнительных морских

сооружений и трубопроводов, а также проведение связанных с ними работ в районах, характеризующихся наличием льдов и высокой сейсмической активностью. Самая мощная в мире наземная буровая установка «Ястреб» расположена на буровой площадке Чайво на северо-восточном побережье острова Сахалин. Это сооружение высотой с 22-этажное здание было специально спроектировано для бурения наклонно-направленных скважин с большой протяженностью ствола, необходимых для разработки запасов месторождения Чайво, расположенного более 11 км от берега. Благодаря тому, что установка находится в обогреваемом корпусе, персонал «Ястреба» может работать в комфортных условиях даже когда море покрыто толстым слоем льда. Такая технология может также применяться и для разработки углеводородов в Ледовитом Океане, находящихся на больших расстояниях от берега [20].

Суммарные затраты на реализацию всего проекта Сахалин-1, который включает в себя месторождения Чайво, Одопту и Аркутун-Даги составили 57 млрд. долл. Валовый доход равен 148 млрд. долл., доход государства — 40 млрд. долл.

Преимущества технологии:

- сокращение высоких капитальных и эксплуатационных затрат на крупные морские сооружения, на строительство трубопроводов;
- возможность резко снизить отрицательное воздействие на экологически уязвимые прибрежные районы;
- бурение горизонтальных дренажных стволов, позволяет увеличить дебит куста эксплуатационных скважин, одновременно сократив их количество.

Недостатки бурения с берега:

- недостатки технологического характера ввиду большой протяженности горизонтальных скважин;
- высокая стоимость некоторых технических элементов (применение алюминиевых бурильных труб, систем измерений в процессе бурения, алмазные и поликристаллические долота и др.). [15]

Подводные системы – это нефтегазовые установки, расположенные прямо на морском дне. Они не выполняют функцию разведки и бурения, а устанавливаются только для того, чтобы извлекать и транспортировать добытые ресурсы. (рисунок 7)



Рисунок 7 – Подводная добывающая система

Извлеченная нефть и природный газ могут транспортироваться по трубопроводу к ближайшей стационарной платформе. Таким образом, этот тип установок позволяет одной стационарной крупной платформе обслуживать многочисленные скважины на достаточно большой территории шельфа. Подводные добывающие системы используют на глубинах, не превышающих 2100 метров. [16]

Метод освоения нефтегазовых месторождений при расположении устьевого оборудования на дне позволяет снизить затраты, а это означает, что можно разрабатывать месторождения с небольшими запасами. Подводное оборудование, размещаемое на дне, защищено от неблагоприятных метеорологических явлений на поверхности воды, а также оно не может быть повреждено движущимися айсбергами. Уменьшается возможность утечек нефти и газа, а, следовательно, улучшается решение проблемы предотвращения загрязнения воды. Метод устьевого оборудования на дне позволяет определить

эксплуатационные параметры и характеристики месторождения на ранних стадиях разработки, что создает условия для принятия решения о вводе месторождения в эксплуатацию очередями. Для транспортирования нефти и газа, извлеченных из подводного месторождения, на небольшие расстояния, особенно в ледовых условиях арктических морей, предпочтительно использование трубопроводных систем. Одним из главных преимуществ трубопроводных систем является непрерывность процесса транспортирования и независимость от погодных условий[15].

Конструкторское бюро ОАО ЦК Лазурит завершило первый этап технического проекта подводного бурового судна «Аквабур», разработанного для ПАО «Газпром». (рисунок 8) Способ и технологический комплекс добычи запатентован в России в 1999 г. Подводный буровой комплекс предназначен для обеспечения круглогодичного режима ведения буровых работ при освоении месторождений нефти и газа на глубоководном шельфе арктических морей России независимо от климатических условий и ледовой обстановки.

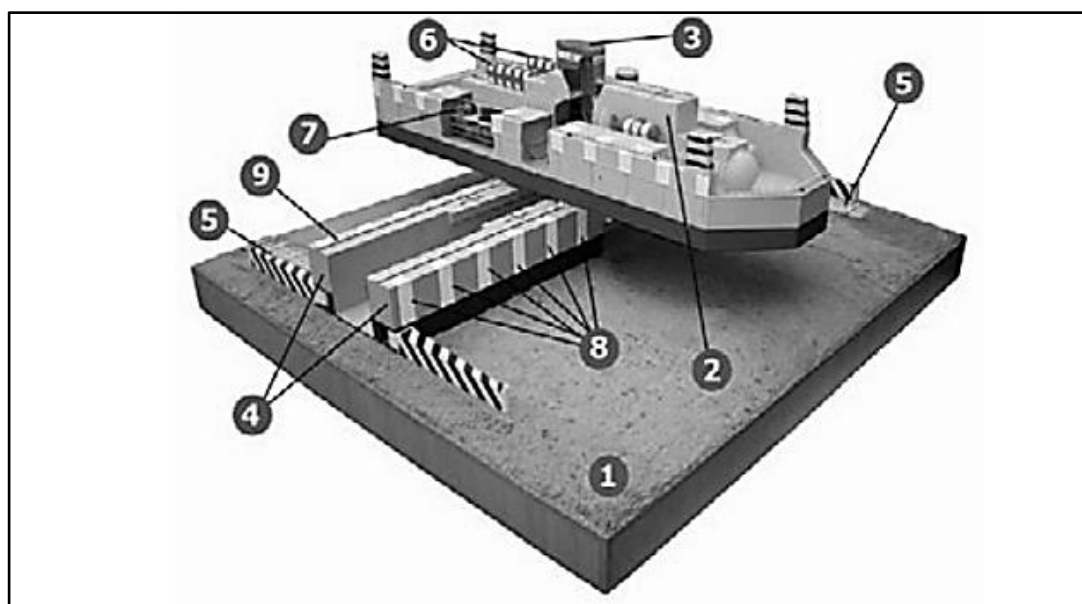


Рисунок 8 - Схема подводного бурового комплекса «Аквабур»
(1 — Шельф, 2 — Спасательная капсула, 3 — Рубка, 4 — Направляющие, 5 — Подводные трубопроводы и силовые кабели, 6 — Контейнеры с расходными материалами, 7 — Энергетическая установка, 8 — Скважины, 9 — Опорная плита)

Алгоритм работы комплекса следующий. В период краткосрочной навигации надводное судно устанавливает на глубинах от 6 до 400 метров донную опорную плиту массой 8900 т. Плита служит фундаментом для подводного бурового судна, перемещающегося по ней, как по рельсам. Само судно способно автономно работать под водой 3 месяца и имеет на борту запас расходных материалов для сооружения одной вертикальной скважины глубиной до 3,5 км. После этого к «Аквабуру» приплывает подводное судно снабжения, обновляющее контейнеры с запасами, и бурение продолжается. Каждая из опорных плит рассчитана на бурение до 8 скважин. После выработки всех скважин судно переплывает на новую опорную плиту. Подводное буровое судно спроектировано с таким расчетом, что в случае аварийной ситуации мгновенно отстыковывается от плиты и всплывает, проламывая своим корпусом любой арктический лед. Данная концепция пока не предусматривает подводных танкеров — углеводороды транспортируются от опорной донной плиты на берег по подводным трубопроводам. Обрато же тянется кабель с электропитанием и связью.

Технологические операции за бортом выполняются подводными роботами, а пассажирские перевозки и аварийно-спасательные операции — транспортно-спасательными подводными аппаратами системы внешней поддержки. Для создания пилотного опытно-промышленного подводного бурового комплекса потребуется 5-7 лет после начала технического проекта, а промышленного комплекса — 2-3 года после испытаний пилотного.

Комплексно ориентированный на безопасность метод проектирования обеспечивает высокую надежность и снижение риска, в частности, за счет:

- непрерывного компьютерного контроля параметров циркулирующего бурового раствора для предупреждения газопроявлений;
- 100% гидропривода силового бурового оборудования с негорючей жидкостью;
- складирования продуктов бурения в емкостях донной опорной плиты;

– возможности экстренного самостоятельного всплытия ПБС с проламыванием льда толщиной до 3-х метров без повреждения корпуса. [13]

Преимущества подводных буровых установок:

- расположение устьевого оборудования на дне снижает затраты;
- независимость от погодных условий;
- уменьшение возможности утечек нефти и газа;
- непрерывность процесса транспортировки.

Недостатки технологии:

- нет аналогов и опыта в бурении подводных буровых установок;
- сложность разработки телеуправляемого обитаемого аппарата. [15]

1.3 Методологические основы экономической оценки эффективности разработки месторождений на шельфе

Освоение запасов нефти и газа на континентальном шельфе является намного более сложной задачей в сравнении с разработкой нефтегазовых месторождений на суше. Разведка, подтверждение и разработка запасов нефти на российском морском шельфе в значительной степени характеризуется особенностями, которые влияют на возможности использования в оборот запасов нефти тех или иных структур. Содержание системы функционирования морского нефтегазового комплекса схематически может быть представлено в следующей форме (рисунок 9).

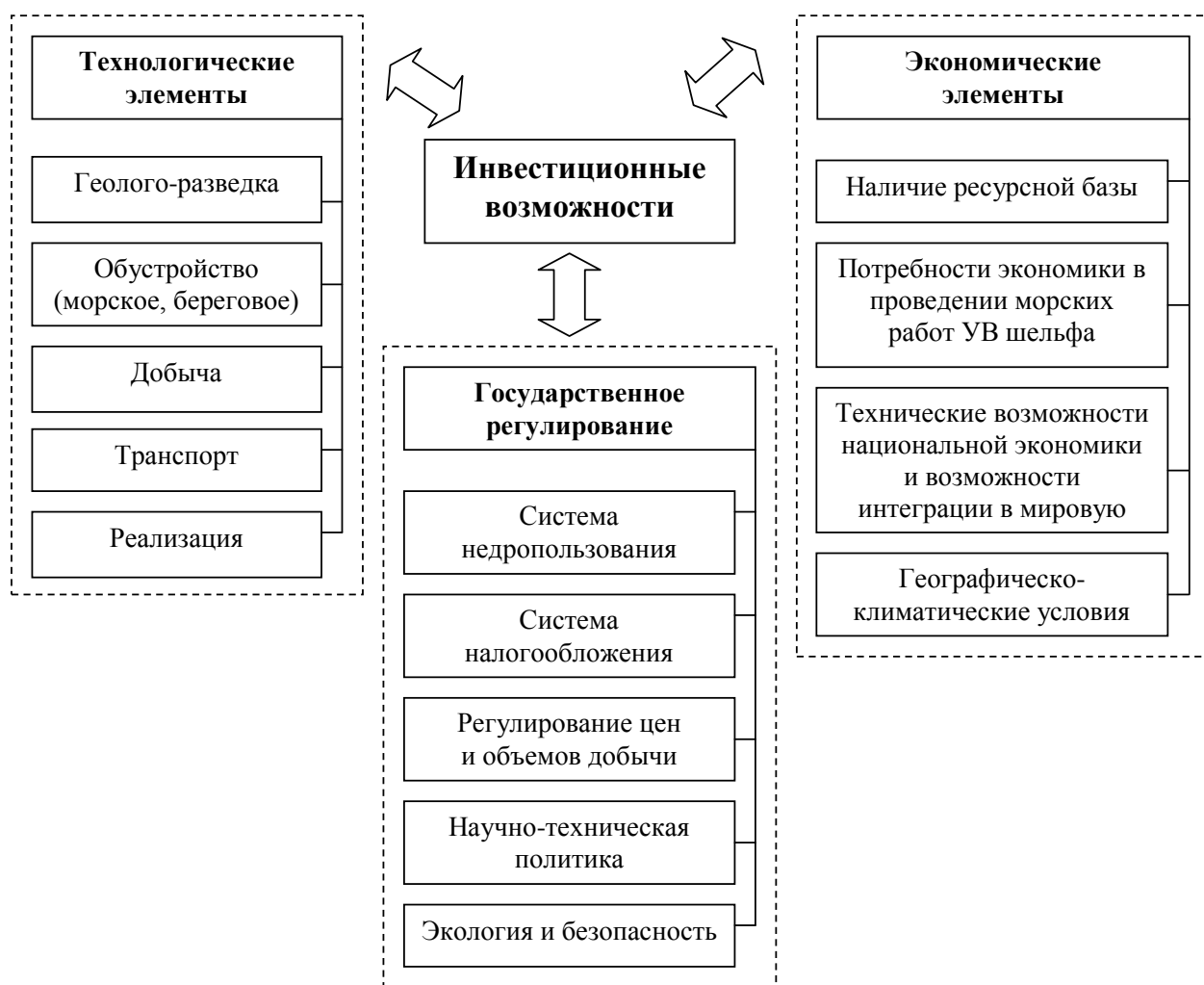


Рисунок 9 – Система морского нефтегазового комплекса

При этом экономическая эффективность освоения ресурсов нефти и газа отечественных морей показывает, что роль и значение нефтегазоносной акватории определяется совокупным влиянием ряда объективных предпосылок. К их числу можно отнести:

- наличие значительного доказанного ресурсного потенциала;
- потребности экономики в дополнительных источниках нефти и газа;
- наличие технических возможностей освоения ресурсов;
- наличие инвестиционных возможностей, обеспечивающих процесс освоения ресурсов акватории.

Следует подчеркнуть, что морская нефтегазодобыча является технологически более сложной производственной деятельностью по сравнению с континентальной. Организация и развитие нефтегазодобычи на шельфах

арктических морей усугубляется комплексом естественно-географических и климатических факторов.

В основе оценки экономической эффективности разработки морских ресурсов углеводородов лежит динамическое моделирование денежных потоков, которое предполагает ежегодный учет объемов реализуемой продукции, ее стоимости, капитальных и текущих затрат, а также необходимых платежей и налогов.

Применение такого моделирования при экономической оценке проектов в области разработки морских ресурсов углеводородов потребовало учета целого ряда особенностей. Эти особенности можно разделить на три группы. Первая – особенности, в целом присущие экономической оценке месторождений нефти и газа. Вторая – специфические черты освоения отечественных морских месторождений углеводородов. Третья группа связана с особенностями экономической оценки локализованных ресурсов акваторий.

Структура имитационной модели представлена следующими блоками моделирования:

- динамика геофизических показателей разработки месторождения;
- динамика фонда скважин (бурение, ввод и ликвидация скважин);
- обустройство месторождения;
- динамика капитальных вложений;
- динамика стоимости общепроизводственных фондов (ОПФ);
- динамика эксплуатационных затрат;
- накопление амортизации на ОПФ;
- формирование выручки;
- формирование прибыли;
- формирование средств на финансирование проекта;
- расчет значений показателей экономической эффективности по проекту.

На рисунке (приложение А) представлена схема причинно-следственных связей блоков имитационной модели экономической оценки освоения ресурсов шельфа. [21]

В рамках этого блока моделируется динамика капитальных вложений в процессе разработки и эксплуатации нефтегазового месторождения.

По мере перехода от первой к последующим стадиям проработки проектов величина капитальных вложений, как правило, возрастает (рисунок 10)

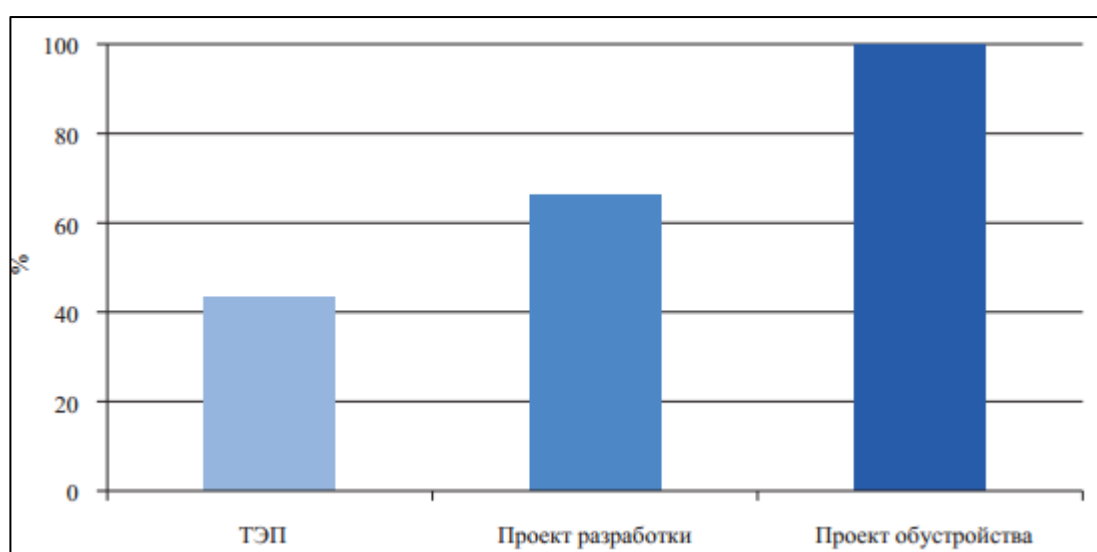


Рисунок 10 – Динамика изменений оценок капиталовложений проекта

Условно можно выделить следующие группы морских месторождений, существенно отличающиеся составом капитальных и текущих затрат:

- месторождения, осваиваемые с берега;
- месторождения со стационарными платформами;
- месторождения с подводными добычными системами;
- месторождения с плавучими технологическими комплексами.

Мировой опыт показал, что одним из наиболее перспективных способов обустройства морских месторождений является обустройство с использованием подводных систем добычи углеводородов. Применение подводных компрессоров позволяет значительно увеличить расстояния транспортировки

газа от подводных добычных комплексов до потребителей. Структура капитальных вложений для месторождения (рисунок 11), обустраиваемого подводными комплексами, отражает наиболее значимую статью затрат – расходы на бурение. [22]

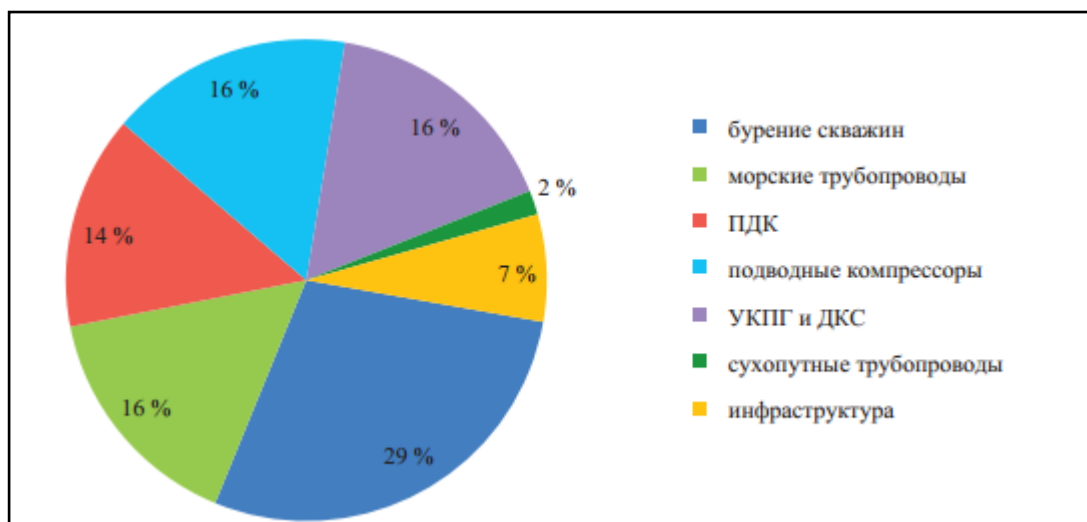


Рисунок 11 – Структура капитальных вложений для месторождения, обустраиваемого подводными комплексами

Общая стоимостная функция капитальных вложений может быть представлена в виде:

$$C = C_0 + C_i + \frac{C_d P_f (PVF)}{N_d} \quad (1)$$

где PVF – приведенная стоимость проекта;

C_d – резерв затрат на случай непредусмотренных планом затрат (поломка оборудования, разливы нефти, несчастные случаи);

P_f – вероятность возможных отклонений от плана, как плановых (подтверждение иных объемов запасов нефти), так и форс-мажорных (авария, воздействие природных и геологических факторов);

C_i – стоимость обустройства месторождения;

C_0 – функция стоимости проекта;

N_d – сроки освоения месторождения по проекту.

Цена обустройства и строительства C_i находится в линейной зависимости от вероятных нарушений проекта и/или графика работ, но, с другой стороны, резерв затрат снижается с увеличением «запаса прочности», так же как и вероятность возникновения отклонений от плана. В общем случае себестоимость извлекаемой нефти может быть выражена следующим образом:

$$C = \frac{Z}{Q} \quad (2)$$

где C – себестоимость;

Z – затраты;

Q – объем добытой продукции.

1 Затраты, зависящие от добычи жидкости $Z(Q_{ж})$ за определенный период (сутки, месяц, квартал, год), определяются:

$$Z(Q_{ж}) = Q_{ж} \times C_{ж} \times k = Q_{ж} \times C_{ж} \times \frac{k}{(1 - \beta_a)} \quad (3)$$

где $Q_{ж}$ – добыча жидкости в тоннах;

Q_n – добыча нефти в тоннах;

$C_{ж}$ – переменные затраты, зависящие от добычи жидкости, руб./т.;

β_a – обводненность добываемой продукции, доли ед.;

k – поправка на нелинейность затрат, зависящих от добычи жидкости; она зависит от отклонения фактических значений дебита жидкости от средних значений этих величин по группе скважин;

$C_{ж}$ рассчитывается путем суммирования статей калькуляции и делением их на добычу жидкости и на время в сутках, равное периоду калькулирования затрат:

$$C_{ж} = \frac{Z(Q)}{Q}$$

(4)

Затраты, зависящие от добычи жидкости, в общем случае не линейны и являются прогрессивными (быстрее чем растет добыча жидкости).

2 Затраты, зависящие от добычи нефти $Z(Q_n)$, определяются по следующей формуле:

$$Z(Q_n) = Q_n - C_n$$

(5)

где C_n – удельные переменные затраты, зависящие от добычи нефти в руб./т.;
 Q_n – стоимость добычи нефти в руб./т. [23]

Одним из наиболее важных аспектов экономических условий освоения морских месторождений является вопрос их налогообложения. В настоящее время при освоении морских месторождений можно выделить две законодательно принятые налоговые системы и ряд предложений по улучшению налогового климата для российских морских месторождений нефти и газа.

В первую очередь следует упомянуть действующую налоговую систему (ДНС). При ее применении для морских нефтяных месторождений предусмотрен ряд льгот по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ). (рисунок 12) Объем предоставляемых льгот зависит от рассматриваемых акваторий. Газовые и газоконденсатные объекты, расположенные на тех же акваториях, но в подчас более сложных природно-климатических условиях, в категорию льготных по данному налогу не попадают.

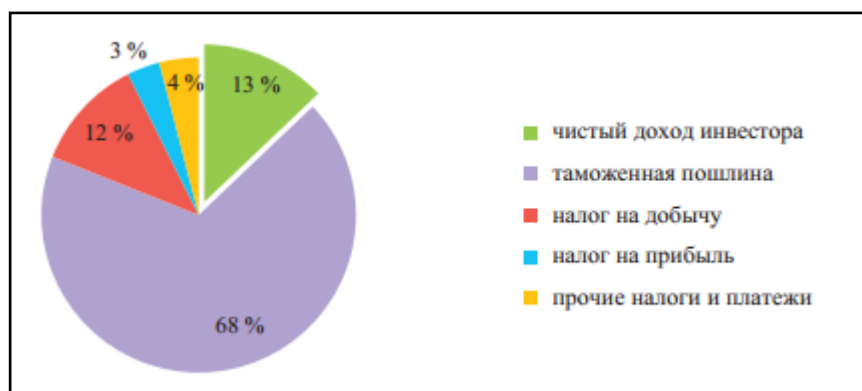


Рисунок 12 – Структура распределения дохода при ДНС

Вторым законодательно принятым режимом является специальная система налогообложения при выполнении соглашений о разделе продукции (СРП). Согласование условий СРП для каждого конкретного месторождения проводится Правительством РФ путем принятия соответствующих законодательных актов. Но следует отметить тенденцию, что на сегодняшний день эта форма налогообложения не имеет широкого распространения. [24]

В рамках анализируемой схемы моделируются значения показателей экономической эффективности по проекту: интегральный экономический эффект (чистый дисконтированный доход), внутренняя норма доходности, индекс доходности, срок окупаемости, приведенные затраты.

Итоги моделирования (рисунок 13) денежных потоков для морской структуры являются основой для расчета интегральных показателей эффективности инвестиционного проекта и определения экономических результатов на каждом шаге реализации проекта. Помимо этого, они позволяют определить потребности в привлечении дополнительных собственных и заемных средств. Сопоставление собственных источников финансирования и отрицательного сальдо реальных денег служит основой для определения необходимых объемов заимствования средств.

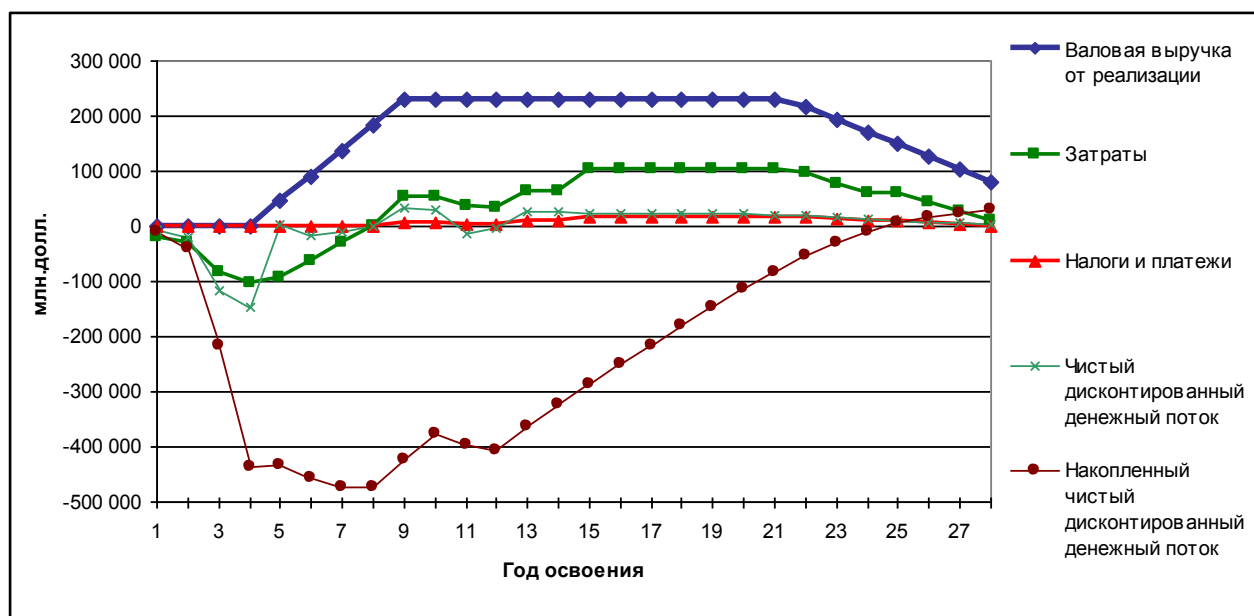


Рисунок 13 – Денежные потоки

Оценка экономической ситуации в стране показывает, что экономические условия освоения ресурсов нефти и газа подвержены непрерывным изменениям. Это относится к практически всем основным параметрам: уровню цен на продукцию нефтегазодобычи, размерам ставок платежей и налогов, системе налогообложения. В подобных условиях особую роль и значение приобретают вопросы оценки неопределенностей. Одним из способов такого учета служит определение устойчивости экономической оценки к изменению экономических условий освоения ресурсов. [25]

В основе расчета устойчивости оценок положен метод варьирования показателей, характеризующих экономические условия освоения ресурсов, и определение влияния задаваемых изменений на конечные показатели эффективности. На рисунок 14 приведен пример определения чувствительности экономической оценки одного из объектов Баренцева моря.

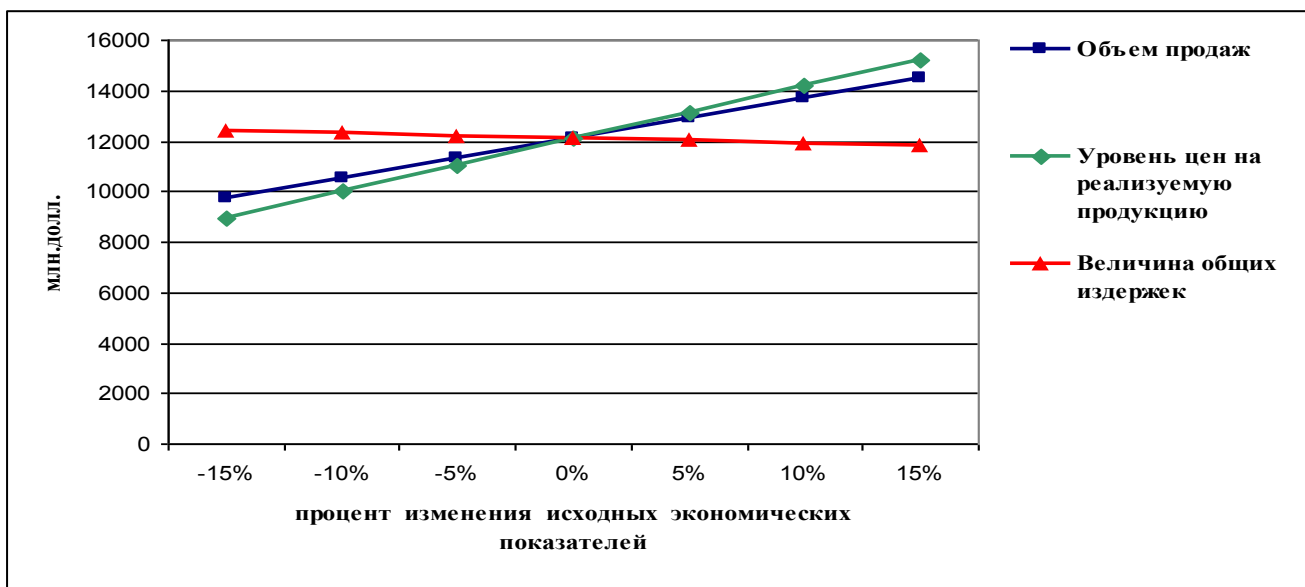


Рисунок 14 – Оценка чувствительности по интегральному экономическому показателю.

Освоение ресурсов УВС, аналогично прямым отраслевым, сопровождается совокупностью системных эффектов, в частности: социально-экономических, инновационно-технологических, экологических, региональных и геополитических. (таблица 1) [26]

Таблица 1 – Методические принципы комплексной оценки эффективности реализации проектов

Показатель	Составляющие
Экономический эффект	Федеральный уровень: поступления в федеральный бюджет; мультипликативные эффекты. Региональный уровень: поступления в региональный бюджет; газификация региона; строительство объектов инфраструктуры. Отраслевой уровень: влияние проекта на деятельность других организаций; доля участия российских компаний-подрядчиков.
Социальный эффект	Уровень социальной среды: улучшение качества жизни; снижение иммиграционного потока. Уровень рынка труда: увеличение спроса на профильные специальности; увеличение количества рабочих мест для обслуживания проекта; повышение требований к квалификации персонала.
Политический эффект	Внешний уровень: увеличение доли на мировом рынке углеводородов; увеличение уровня диверсификации поставок по странам; сотрудничество с крупнейшими мировыми нефтегазовыми компаниями; обеспечение бесперебойных поставок по контрактам.

Инновационный эффект	Технический и технологический уровень: технологии и техника, впервые применяющиеся в российской практике, впервые применяющиеся в международной практике. Научно-образовательный уровень: создание новых специальностей, разработка программ; увеличение НИОКР для НГК.
----------------------	--

Для количественного измерения системных эффектов (за исключением экологического) предлагается применять прогнозируемую величину дополнительного роста ВВП, обусловленного реализацией соответствующего проекта (мультипликативный эффект), который формируется за счет дополнительного развития смежных отраслей и производств, соответствующего развития инфраструктуры и социальной сферы (рисунок 15).



Рисунок 15 – Схема мультипликативного увеличения ВВП при освоении ресурсов УВС континентального шельфа РФ

(Штриховкой выделены сферы образования дополнительных объемов ВВП за счет прироста объемов промежуточного потребления.)

Использование мультипликаторов основывается на результатах расчета планируемого межотраслевого баланса. Мультипликатор в макроэкономике представляет собой численный коэффициент, показывающий, во сколько раз изменятся итоговые показатели развития экономики при росте инвестиций или производства в анализируемом виде деятельности. При расчетах мультипликативного эффекта от освоения ресурсов УВС континентального

шельфа необходимо учитывать объемы импорта технологий и оборудования, так как они снижают значения мультипликаторов. (таблица 2)

Таблица 2 – Оценка мультипликаторов в важнейших секторах экономики

Вид деятельности	Без учета влияния импорта	С учетом влияния импорта
Добыча сырой нефти	1,35	1,05
Добыча природного газа	1,31	1,01
Переработка нефти	1,88	1,58
Черная металлургия	1,65	1,18
Производство машин и оборудования	1,87	1,21
Производство морской техники и оборудования	2,20	1,34
Производство железнодорожного транспорта	2,57	1,53
Строительство	2,05	1,29

По итогу ожидаемый от освоения участков недр комплексный экономический эффект (ЭК) должен формироваться из трех составляющих, характеризующих различные аспекты его влияния на социально-экономическую систему:

- прямой совокупный экономический эффект, возникающий в процессе реализации проекта, который количественно оценивается суммой величины денежного потока проекта до налогов (ЧДД₀), рассчитываемый с учетом рисков;
- экономический эффект, возникающий в сопряженных отраслях (ЭСМ) в процессе реализации проекта;
- стоимостная оценка возможного экологического ущерба (УЭ).

В общем виде расчет комплексного экономического эффекта может быть представлен формулой:

$$ЭК = ЧДД_0 + ЭСМ - УЭ \quad (6)$$

Высокая капиталоемкость освоения шельфовых участков предполагает, что эффект в смежных отраслях должен оцениваться не только на стадии разработки с использованием производственного мультипликатора, но и на

инвестиционной стадии с оценкой и использованием инвестиционного мультипликатора по формуле:

$$\mathcal{E}_{CM} = (M_{И} \times \frac{\bar{K}}{\bar{D}} + M_{П}) \times \Delta \bar{D}, \quad (7)$$

где $M_{И}$ – инвестиционный мультипликатор;

$M_{П}$ – производственный мультипликатор;

\bar{D} – среднегодовая дисконтированная валовая выручка от добычи углеводородов;

\bar{K} – суммарные дисконтированные капитальные вложения;

$\Delta \bar{D}$ – прирост среднегодовой дисконтированной валовой выручки, который для новых инвестиционных проектов равен \bar{D} .

Величина инвестиционного мультипликатора рассчитывается по формуле:

$$M_{И} = \sum_{i=1}^P \alpha_i \times M_i, \quad (8)$$

где α_i – доля средств, расходуемых на продукцию i -ой отрасли в структуре суммарных капитальных затрат по проекту,

M_i – производственный мультипликатор i -ой отрасли;

P – количество отраслевых направлений, выделенных в составе капитальных затрат по проекту.

В связи с тем, что структура капитальных затрат может значительно отличаться по проектам в зависимости от геологических, природных и других факторов, а также от технологии освоения ресурсов конкретного участка недр, величина инвестиционного мультипликатора $M_{И}$ должна определяться для каждого участка индивидуально.

Экологическая составляющая является необходимым атрибутом оценки любого инвестиционного проекта. Ущерб от загрязнения окружающей среды имеется при принятии управленческого решения любого уровня, особенно учитывая обязанность нефтяных компаний компенсировать все затраты на ликвидацию последствий разлива, которые в условиях рассматриваемых территорий могут быть огромными. В первом приближении величина экологического ущерба (УЭ) может быть оценена по формуле:

$$U_{\text{э}} = k_{\text{э}} \times \bar{q} \times t, \quad (9)$$

где $k_{\text{э}}$ – ущерб (штраф) от разлива 1 т нефти;

q – суточный разлив нефти, т/сут;

t – продолжительность аварии, сут.

Величина удельного экологического ущерба от разлива 1 т нефти ($k_{\text{э}}$) с учетом доступных фактических данных оценивается нами в размере 60 тыс. долларов за 1 т разлитой нефти в случае аварии на континентальном шельфе и 6 тыс. долларов — в случае аварии на суше. Остальные параметры являются случайными величинами. Количественная оценка вероятного экологического ущерба в результате крупной аварии может быть получена с использованием методов имитационного моделирования, в частности метода Монте-Карло. Отметим, что в зависимости от расположения участка недр в той или иной акватории, либо регионе Дальнего Востока вероятность крупной аварии может изменяться от 1–2 % для регионов с развитой инфраструктурой до 8–10 % низкой изученности и тяжелых ледовых условий. Соответственно и продолжительность аварии может изменяться по регионам от нескольких суток до 5–6 месяцев.

Таким образом, обоснование государственной политики в области освоения минерально-сырьевой базы шельфовых месторождений, требует количественной оценки и учета возможных экологических последствий и

мультипликативных эффектов в экономике страны с целью максимизации темпов ВВП. Применение отечественных технологий и оборудования в таком случае должно стать приоритетным. В этом отношении последовательность освоения ресурсов шельфа должна определяться в соответствии со степенью взаимосвязи и готовности смежных отраслей. [28]

2 Освоение Штокмановского нефтегазоконденсатного месторождения компанией ПАО «Газпром»

2.1 Организационно-экономическая характеристика деятельности ПАО «Газпром»

ПАО «Газпром» – российская газодобывающая и газораспределительная компания, которая является мировым лидером отрасли. К основным направлениям ее деятельности относят: геологоразведку, добычу, транспортировку, хранение, переработку и реализацию углеводородов, а также производство и сбыт электрической и тепловой энергии.

Главной целью деятельности компании ПАО «Газпром» является эффективное сбалансированное обеспечение потребителей энергоресурсами, природным газом и другими продуктами их переработки.

«Газпром» обладает самыми богатыми в мире запасами природного газа. Его доля в мировых запасах составляет 17%, в российских – 72%. По состоянию на 31 декабря 2014 года запасы газа Группы «Газпром» по категориям А+В+С1 составили 36 трлн куб. м, нефти и конденсата – 3,3 млрд.т.

По состоянию на 31 декабря 2015 года на территории России ПАО «Газпром» разрабатывалось 139 месторождение углеводородов. (таблица 3) Стратегическими регионами добычи газа на долгосрочную перспективу являются полуостров Ямал, Восточная Сибирь, Дальний Восток и континентальный шельф России.

Таблица 3 – Производственный мощности ПАО «Газпром»

	2013год	2014год	2015год	Темп роста 2015г. по сравнению с 2014г.	Темп роста 2014г. по сравнению с 2013г.
Разрабатываемые месторождения, ед.	127	131	139	1,06	1,03
Действующие газовые эксплуатационные скважины, ед.	7226	7263	7293	1,00	1,01

Продолжение таблицы 3

	2013год	2014год	2015год	Темп роста 2015г. по сравнению с 2014г.	Темп роста 2014г. по сравнению с 2013г.
Действующие нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	6738	7246	7604	1,05	1,08
Проектная суммарная производительность УКПГ, млрд куб м	1072,9	1099,7	1119,8	1,02	1,02

Основные производственные показатели ПАО «Газпром» за последние три года представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Производственные показатели

Направление	2013 год	2014 год	2015 год	Темп роста 2015г. по сравнению с 2014г.	Темп роста 2014г. по сравнению с 2013г.
Добыча природного и попутного газа, млрд куб.м	487	487,4	443,9	0,91	1,00
Добыча нефти, млн т	33,3	33,8	35,3	1,04	1,02
Добыча газового конденсата, млн т	12,8	14,7	14,5	0,99	1,15
Транспортировка газа, млрд куб.м	666,2	659,4	627,5	0,95	0,99
Переработка природного и попутного газа, млрд куб.м	32,45	31,52	30,45	0,97	0,97
Переработка нефти и нестабильного газового конденсата, млн т	61,54	66,14	68,13	1,03	1,07

Из приведенных данных видно, что количество разрабатываемых месторождений за период 2013-2015 года имело тенденцию к увеличению. Показатель в 2015 году составил 139 единиц разрабатываемых месторождений, что на 12 месторождений больше, в сравнении с 2013 годом. Суммарная производительность нефтепродуктов в 2015 году возросла в сравнении с 2012 годом на 46,9 млрд. м³. Таким образом, можно сказать, что компания ПАО «Газпром» в 2015 году эффективно использовала собственные ресурсы для добычи, переработки и транспортировки нефтепродуктов.

Структура производства нефтепродуктов ПАО «Газпром» за 2015 год представлена на рисунке 16.

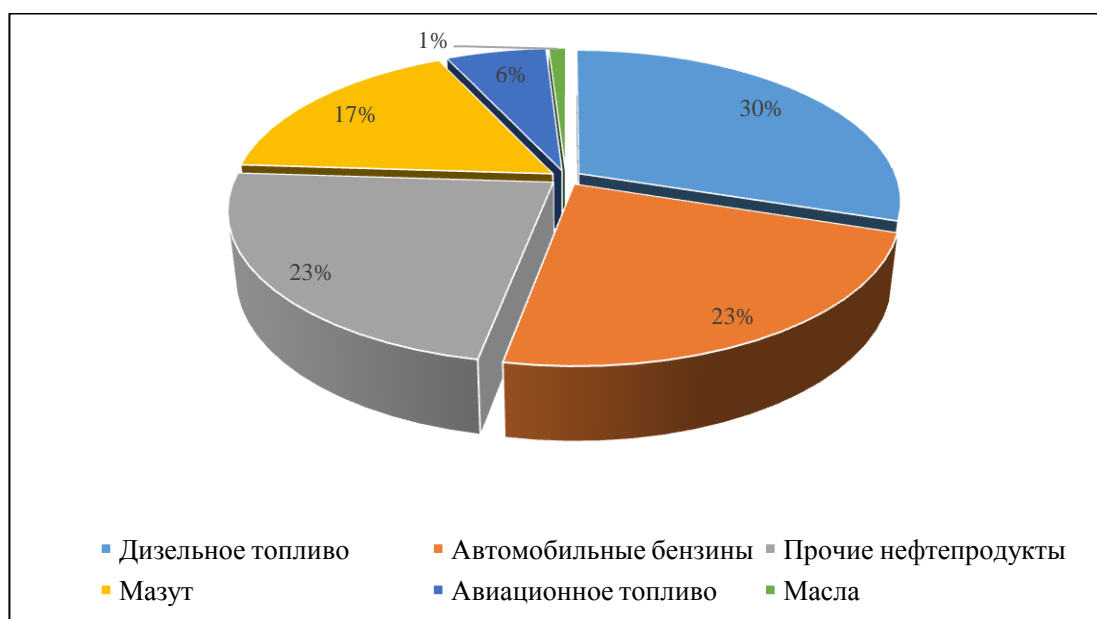


Рисунок 16 – Производство нефтепродуктов ПАО «Газпром»

Компании принадлежит крупнейшая в мире газотранспортная сеть, представляющая собой Единую систему газоснабжения России, общая протяженность которой составляет более 170,7 тысяч километров. На внутреннем рынке реализация газа ПАО «Газпрома» составляет больше половины реализуемого газа. Что касается внешнего рынка, то сегодня компания поставляет природный газ в более, чем в 30 стран дальнего и ближнего зарубежья.

Для понимания экономической эффективности текущей деятельности ПАО «Газпром», рассмотрим основные экономические показатели и проанализируем их (таблица 5).

Таблица 5 – Анализ объема добычи углеводородов компанией ПАО «Газпром» в регионах России за период 2015 года

Перечень регионов	Газ, млрд. м ³	Нефть, млн. т.	Конденсат, млн.т.
Северо-Западный округ	2,3	0,1	0,05
Уральский округ	409,9	29,6	16,3
Сибирский округ	3,3	2,9	0,3
Дальневосточный округ	0,4	-	0,05
Южный и Северо-Кавказский округа	11,2	0,1	3,6
Приволжский округ	16,7	2,4	0,2
Итого	443,9	35,3	14,5

Представим данные из таблицы в виде диаграммы (рисунок 17,18).

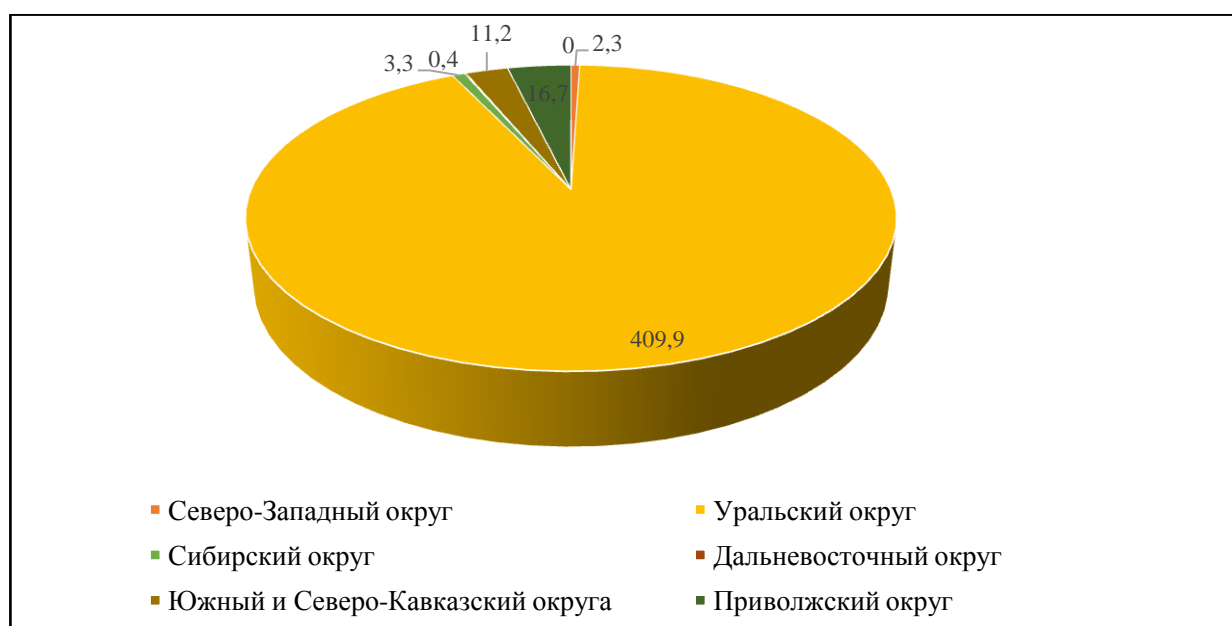


Рисунок 17 – Добыча природного газа по округам

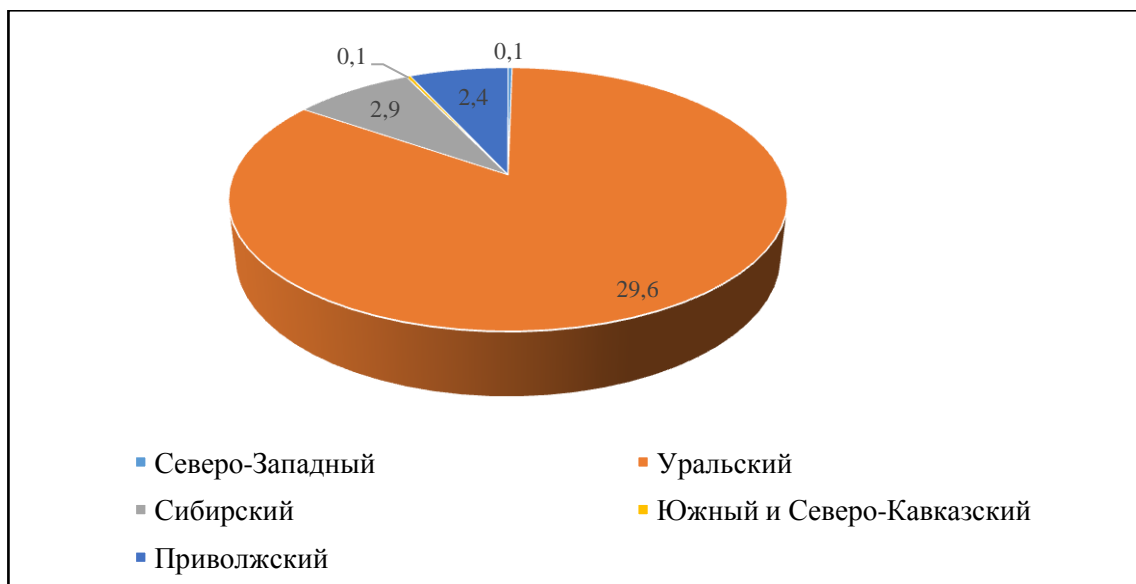


Рисунок 18 – Добыча нефти по округам

На основе приведенных данных видно, что наибольший показатель добычи природного газа приходится на Уральский округ. За 2015 год компанией ПАО «Газпром» было добыто 443,9 млрд. м³. Наименьший показатель добычи газа приходится на Дальневосточный округ (за 2015 год – 0,4 млрд. м³). Низкая добыча обусловлена высокими затратами и расположением месторождений в труднодоступных местах, что затрудняет работы по разведке и дальнейшей добыче нефтегазовых ресурсов.

Что касается добычи нефти, самый высокий показатель в Уральском округе (29,6 млн. тонн нефти), на Дальневосточном округе – не велось никаких разработок.

Это было обусловлено тем, что в каждом регионе ресурсный потенциал нефти и газа различается: в одних регионах может наблюдаться истощение ресурсной базы, в следствии чего, ведение выработок для компании нерентабельно из-за низких объемов добытого сырья, в других районах, наоборот, – работы по добыче и транспортировке не производятся из-за труднодоступности месторождений.

В состав ПАО «Газпром» входит более 70 дочерних компаний по всей территории России, а также 30 компаний – за рубежом. Организационная структура ПАО «Газпром» представлена на рисунке 19.

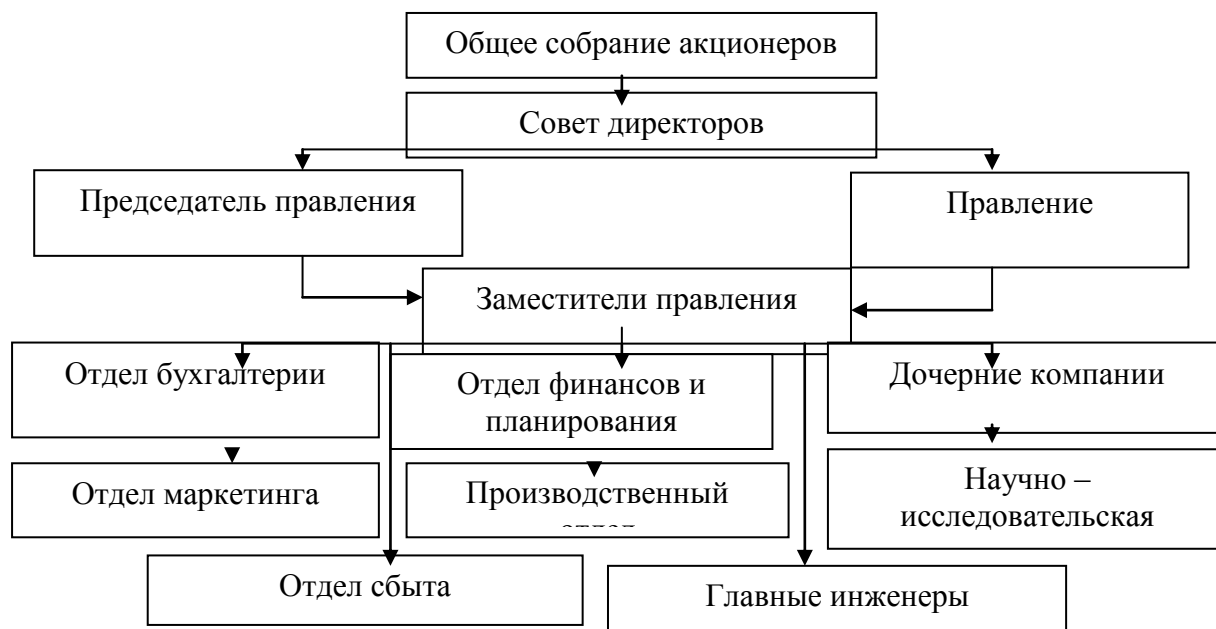


Рисунок 19 – Вертикально–интегрированная структура управления компании ПАО «Газпром»

Высшим органом управления Публичного акционерного общества «Газпром» является Общее собрание акционеров, которое проводится ежегодно.

Государство является собственником контрольного пакета акций «Газпрома» – 50,23%. Всего в обращении находится 23 673 512 900 обыкновенных акций.

Приоритетным направлением деятельности ПАО «Газпром» является обучение персонала и подготовка кадров. Число работников компании составляет 431 229 тысяч человек. Структура персонала имеет следующий вид (рисунок 20):

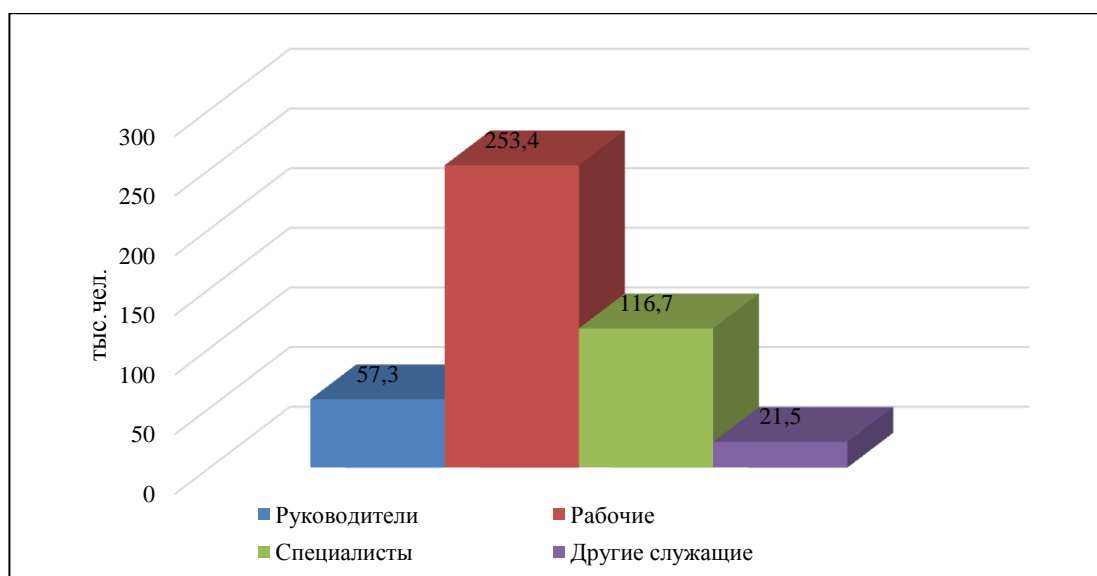


Рисунок 20 – Структура персонала

Рассмотрим технико-экономические показатели компании ОАО «Газпром» за период 2013-2015 года (таблица 6).

Таблица 6 – Основные технико-экономические показатели деятельности компании ПАО «Газпром» за период 2013-2015 г.

Показатель	Показатели в млн. руб.					
	2013 год	2014 год	2015 год	Отклонение 2014 года от 2013 года	Отклонение 2015 года от 2014 года	Темп роста 2015 года в сравнении с 2014 годом
Выручка от оказания услуг	3 933 335	3 990 280	4 334 293	56 944	344 013	1,09
Себестоимость услуг	187 562	2 029 844	2 265 357	1 842 281	235 513	1,12
Прибыль до налогообложения	164 947	278 081	434 489	113 134	156 408	1,56
Налог на прибыль	32 037	54 194	14 075	22 156	-40 119	0,26
Чистая прибыль	628 145	188 980	403 523	-439 165	214 543	2,14
Капитальные вложения	36 486	1 262	1 641	-35 223	379	1,30

На основании полученных данных можно сказать, что показатель выручки за 2015 год возрос на 4 334 293 миллионов рублей в сравнении с 2014 годом. Это было связано с увеличением объемов продаж и предоставлением оказываемых услуг.

Показатель себестоимости за 2015 год был увеличен в сравнении с 2014 годом на 12%. На увеличение себестоимости повлияло увеличение расходов на содержание компании. Чистая прибыль увеличилась на 114%, капитальные вложения – 30%.

Проанализируем структуру затрат компании ПАО «Газпром за период 2013-2015 года (таблица 7).

Таблица 7 – Структура затрат на компании ПАО «Газпром за период 2013-2015г

Элементы затрат	Абсолютный показатель			Показатели в тыс. руб. Удельный вес		
	2013	2014	2015	2013	2014	2015
Материальные расходы	267,823	247,138	284,107	1,65	1,49	1,56
Оплата труда	15345,26	15648,97	17289,34	94,71	94,89	95,05
Отчисления на социальные нужды	437,164	441,763	458,162	2,69	2,67	2,53
Амортизация	151,432	153,784	156,74	0,93	0,93	0,86
Итого	16201,68	16491,65	18188,34	100,00	100,00	100,00

На основании таблицы 6 можно сделать вывод, что наибольший удельный вес в структуре затрат за период 2015 года занимают расходы по оплате труда (95,05%) в сравнении с 2014 годом. Более наглядно рассмотрим, полученные результаты в ниже приведенной диаграмме (Рисунок 21).

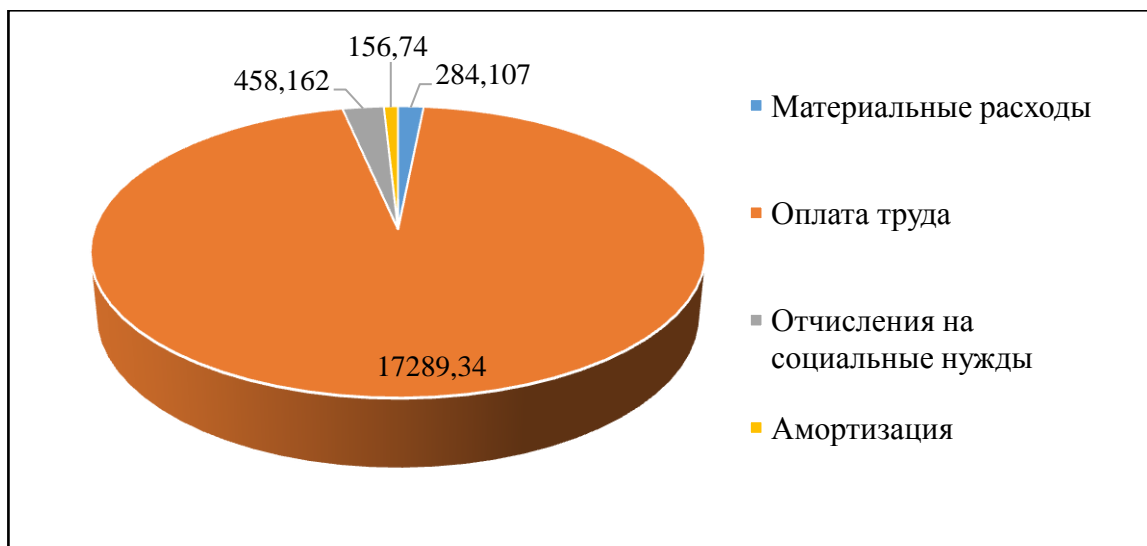


Рисунок 21 – Структура затрат компании ПАО «Газпром»

Для определения эффективности финансовой деятельности компании ПАО «Газпром» проведем горизонтальный анализ баланса (таблица в приложении Б).

Из проведенного горизонтального анализа баланса компании ПАО «Газпром» видно, что внеоборотные средства выросли на 46%, оборотные – на 15%. Рост оборотных средств обусловлен большей частью увеличением запасов и денежных средств. В целом валюта баланса увеличилась на 12%. Рост пассивной части обусловлен увеличением долгосрочных обязательств на 25% и краткосрочных – на 39%. [29]

Таким образом, финансовые и производственно-экономические показатели компании умеют стабильную тенденцию на увеличение, компанией разрабатывается множество крупномасштабных проектов. В связи с чем, проанализируем затраты по разработке Штокмановского месторождения.

2.2 Сырьевая база Штокмановского нефтегазоконденсатного месторождения и значение его разработки

Штокмановское нефтегазоконденсатное месторождение (ШГКМ) открыто в 1988 г. Оно расположено в центральной части Баренцева моря, на северо–востоке от г. Мурманска на расстоянии около 600 км. Глубина моря в

этом районе находится в пределах от 320 до 340 м. Разведанные запасы ШГКМ по категории С1 составляют 3,9 трлн куб. м газа и 56 млн тонн газового конденсата. Лицензия на разработку месторождения принадлежит АО «Росшельф», контрольным пакетом акций которого владеет ПАО «Газпром».

Штокмановское газоконденсатное месторождение расположено в центре Баренцева моря. Оно ограничено с севера и юга широтой $73^{\circ}30'$ и $72^{\circ}45'$, а с запада и востока долготой $43^{\circ}30'$ и $45^{\circ}00'$, соответственно. Уникальность месторождения заключается не только в его колоссальных запасах, но также и в условиях проведения работ по его обустройству и дальнейшей эксплуатации. Площадь месторождения относится к III категории сложности (особо сложные) по инженерно-геологическим условиям. Это обусловлено развитием с поверхности дна слабых глинистых грунтов мощностью до 15–20 м, сложным геологическим строением разреза, расчлененным рельефом дна, а также многочисленными разрывными нарушениями мезозойских пород. Дно моря в районе Штокмановского ГКМ расположено в зоне с круглогодичными отрицательными придонными температурами воды. Температура грунта в поверхностном слое отрицательная, до минус 0,5 С, и лишь на глубинах 10–15 м становится положительной. Прогнозировать поведение таких грунтов при создании на дне моря инженерных сооружений весьма сложно. При инженерных изысканиях запланирован детальный поиск благоприятных участков для оснований морских платформ и других объектов обустройства промысла. Район ШГКМ характеризуется ветрами скоростью до 40 м/сек с порывами до 53 м/сек и высотой волн 19,4 м. Обледенение надводных объектов возможно в период с октября по май. Максимальная масса льда, которая может отложиться при брызговом обледенении, составляет величину до 830 кг/м^2 . [30]

На территории Штокмановского ГКМ ледообразования не происходит. Лед сюда поступает из северных и восточных районов Баренцева моря. Толщина ровного льда составляет 1,49 м, максимальные размеры льдин – 13 км, преобладающие размеры льдин – 1,1 км. Максимальная скорость дрейфа – 0,9 м/сек. Рядом с Кольским полуостровом характер ледовой обстановки

смягчен водами и приблизительно две трети южной части трассы обычно не покрыто льдом в течение всего года. По совокупности этих факторов проект освоения Штокмана можно считать самым трудным на арктическом шельфе. Лед и айсберги – самые опасные элементы окружающей среды морей арктического шельфа, и их необходимо учитывать при разных стадиях разработки проекта. Важный аспект в развитии области – выбор начальных параметров окружающей среды, необходимый для технико-экономического обоснования (ТЭО) и проектирования с целью обосновать выбор типа гидротехнических сооружений особый интерес представляют значения характеристик льда и айсбергов.

В период принятия решений о разработке Штокмановского ГКМ появление айсбергов в центральной части Баренцева моря оценивалось как достаточно редкое явление. Максимальная масса айсберга, заложенная в проектную документацию, была получена в результате экспертной оценки и составляла 1,45 млн. т. Встречаемость большого количества айсбергов и обломков айсбергов (109шт.) в экспедиционных исследованиях 2003 г. на акватории ШГКМ в корне изменила это представление.

Проведенная аэрофотосъемка позволила оценить размеры и рассчитать массу некоторых из айсбергов. Этот параметр варьировался в широком диапазоне, средняя масса составила 870 тыс. т, а максимальная – 3,67 млн т. Значительно изменились оценки вероятности нахождения айсбергов в районе месторождения, а также вероятности сближения айсберга и платформы. Проблема айсберговой опасности перешла из гипотетической области в практическую, после обнаружения на акватории ШГКМ и вблизи нее большого количества айсбергов и их обломков. Возникла реальная угроза воздействия на проектируемую платформу и ее коммуникации, предназначенные для отгрузки углеводородов. Решение этой проблемы в общем виде разделяется на два направления:

– мониторинг айсбергов, имеющий конечной целью разработку моделей дрейфа айсбергов и систем предупреждения и включающий в себя

использование дистанционных средств и методик (ИСЗ, авиационная ледовая разведка), исследование осадки и формы айсбергов различными методами;

– проблема защиты гидротехнического сооружения от айсбергов (различные методы буксировки и разрушения) – «активная борьба с айсбергами». [31]

Для успешной реализации проекта разработки Штокмановского месторождения имеются следующие необходимые предпосылки:

– наличие огромных запасов газа обеспечивает стабильные долгосрочные поставки;

– имеется возможность диверсификации поставок (параллельное ведение поставок трубопроводного и сжиженного природного газа в Европу и в США с варьированием направлений в зависимости от рыночных условий);

– возможность существенного расширения производства газа в зависимости от рыночной ситуации;

– благоприятный состав сырья позволяет минимизировать затраты по очистке и подготовке газа;

– низкие температуры в регионе позволяют снизить энергозатраты на сжижение газа;

– отсутствие транзитных стран на пути природного газа Штокмановского месторождения в Германию повышает конкурентоспособность проекта;

– наличие развитой инфраструктуры на Кольском полуострове создает положительные предпосылки для реализации проекта;

– сравнительно небольшие расстояния от сырьевой базы до рынков сбыта (восточное побережье США, Канада, Мексика) обеспечат конкурентоспособность российского СПГ;

– отсутствие льдов и вечной мерзлоты – благоприятный фактор для разработки Штокмановского месторождения в сравнении с другими арктическими месторождениями.

Особенной чертой шельфовых проектов, таких как Штокмановское ГКМ, является повышенное требование надежности, эксплуатационной готовности,

высоких требованиях к промышленной и экологической безопасности, финансовой устойчивости, а также к гарантиям по качеству и срокам. С точки зрения модернизация российских судостроительных предприятий с целью выпуска штучной продукции для разработки шельфовых месторождений может стать катализатором развития смежных отраслей (мультипликативный эффект), в том числе машиностроительных. И как следствие, совершенно справедливо рассматривать ведущую роль нефтегазового комплекса России в современных условиях модернизации национальной экономики, прежде всего, через особенности инвестиционных возможностей нефтегазового сектора. Необходимо также учитывать, что предприятия нефтегазового комплекса в настоящее время переходят от инерционного развития к инновационному, активно внедряют и осваивают новые технологии, оборудование, результаты научных исследований и разработок. В выполнении заказов предприятий нефтегазового комплекса участвуют организации самых разных отраслей (рисунок 22), причем они также должны использовать новые решения, чтобы соответствовать предъявляемым требованиям.



Рисунок 22 – Сопряженность отраслей НГК

При довольно длительных сроках реализации проекта возрастает значение изменений конъюнктуры рынка. Важным фактором внешней угрозы является переизбыток СПГ на европейском рынке, причиной которого стала резко выросшая добыча сланцевого газа в США. Поставщики СПГ вынуждены переориентировать поставки с американского рынка на европейский, вследствие чего цены на СПГ в Европе значительно снизились. [32]

Между тем Штокмановский проект задумывался именно в связи с производством СПГ и его поставками на североамериканский рынок. Позже приоритеты проекта изменились, но строительство завода по сжижению газа не отошло. Изначально будет подготовлено решение о трубопроводном газе, а несколько позднее – о СПГ. Это полностью изменило первоначальную концепцию, согласно которой производство СПГ было приоритетом. Изначально проект ориентировался исключительно на СПГ, но уже после создания компании «Shtokman Development AG» речь пошла о решении 50 на 50 между трубопроводным и сжиженным газом.

Актуальность Штокмановского проекта может повыситься из-за того, что запасов газа на норвежском шельфе окажется меньше, чем считалось ранее. Специалисты утверждают, что добыча газа в Норвегии достигнет пика раньше 2030 года. С тех пор как в 1997 году открыто норвежское месторождение «Ормен Ланге», на шельфе не находили столь же больших месторождений. В этих условиях европейским потребителям не удастся снизить зависимость от российского газа, напротив – роль России как главного поставщика увеличится. По прогнозам МЭА, импорт газа в ЕС вырастет к 2030 году на целых 90%, но к этому сроку Норвегия сможет поставлять на европейский рынок всего 20–30 млрд. кубометров газа против сегодняшних 100 млрд. Российские поставки возрастут, хотя их будет все же недостаточно для покрытия разрыва между спросом и предложением. Можно обоснованно предположить, что стоимость газа увеличится, а значит, разработка арктических шельфовых месторождений, и в первую очередь Штокмановского, станет более рентабельно.

Предусматривается появление новых производств (завода по производству сжиженного газа), а значит и дополнительных рабочих мест. Улучшатся условия для роста населения, в целом повысится привлекательность северного региона. Помимо этого, освоение Штокмановского месторождения предоставит возможность полностью газифицировать важнейший административно-территориальный субъект России – Мурманскую область. Это достаточно крупный регион, в котором проживает свыше 700 тыс. человек в более чем 70 населенных пунктах. Областной центр город Мурманск дает начало северному морскому пути, наиболее короткому к океанским магистралям. На его территории расположен порт с большой пропускной способностью. Область – богатейший край, располагает залежами никеля, меди, алюминия, апатитового и нефелинового концентрата. На долю Мурманской области приходится 15% рыбных промыслов в стране. В этой связи предстояло решить комплекс социально-экономических задач, и одна из них – газификация. Надо заметить, что вплоть до сегодняшнего дня теплоснабжение области осуществляется практически полностью с использованием мазута. Все это объясняет, почему на Штокмановское месторождение делалась большая ставка. [33]

Инвестиционный проект освоения Штокмановского месторождения углеводородов предполагает обустройство территории, введение в эксплуатацию жилищных и социально-бытовых объектов. Будут возведены 29 четырехэтажных жилых домов, детские сады, школы, спортивно-оздоровительный комплекс, клуб, универсам, кафе, мини-завод по переработке морепродуктов, современные котельные, больница, поликлиника. В сферу обслуживания завода и порта предполагается привлечь около 200 местных жителей. Таким образом, намерения компании согласовываются с актуальными проблемами жизнеобеспечения местного сообщества и повышения качества жизни.

С другой стороны, появление завода приведет к трансформации направленности экономической деятельности территории, повлияет на развитие

работающих здесь предприятий, повысит потребность в обслуживающих производствах, преобразует социально-экономическую структуру региона. В частности, будет востребована сельскохозяйственная продукция, расширится гарантированный рынок сбыта молочной и мясной продукции.

Начало реализации Штокмановского проекта становится реальным шансом для развития местных сообществ и социального обустройства территории. [34]

2.3 Этапы освоения Штокмановского нефтегазоконденсатного месторождения

Разработка Штокмановского месторождения разделена на три фазы. Ввод в эксплуатацию объектов первой фазы позволит ежегодно добывать на месторождении 23,7 млрд куб. м газа, второй – 47,4 млрд куб. м. В ходе выполнения третьей фазы месторождение будет выведено на проектную мощность – 71,1 млрд куб. м газа в год. Объемы годовой добычи газа на месторождении будут соизмеримы с годовым потреблением газа в такой стране, как Германия.

Также есть вероятность, что будет принято решение о запуске четвертой фазы проекта, в результате чего максимальные ежегодные объемы добычи газа могут быть увеличены до 95 млрд. куб. м. Проект разработки Штокмановского месторождения предусматривает ежегодный объем добычи около 71 млрд. куб. м природного газа и 0,6 млн. тонн газового конденсата. Это сопоставимо с годовой добычей газа одного из крупнейших поставщиков в Европу – Норвегии. [35]

По итогам реализации первых фаз при благоприятной конъюнктуре на целевых рынках и соответствующем спросе на газ предусмотрена возможность увеличения добычи на месторождении. С выходом на проектную мощность будет добываться от 71 до 95 млрд.м³ газа. (таблица 9)

Таблица 9 – Варианты схем подачи газа со Штокмановского месторождения

Показатели	Единица измерения	Варианты			
		1	2	3	4
Добыча газа	млрд.м ³	71	71	94,6	94,6
Производство СПГ	млн. т	45	30	45	30
Подача для потребления в Мурманской области	млрд.м ³	4,7	4,7	4,7	4,7
Подача в газопровод Видясово-Волхов	млрд.м ³	-	25,8	27	49,2

По своим масштабам Штокмановский проект превосходит все мировые аналоги. К примеру, мощности планируемого завода СПГ в 3-4 раза превысят объем производства завода по сжижению газа на острове Мелкойя (проект Snehvit, Норвегия). Подготовка к освоению ШГКМ ведется более 15 лет, но ряд ключевых вопросов все еще остается неразрешенным. [36]

21 февраля 2008 года «Газпром», Total и StatoilHydro подписали Соглашение акционеров о создании Компании специального назначения Shtokman Development AG («Штокман Девелопмент АГ») для реализации первой фазы проекта. В капитале компании «Газпрому» принадлежит 51%, Total – 25%, Statoil – 24%.

Лицензию на месторождение и все права на маркетинг продукции ПАО «Газпром» сохранил за собой.

В апреле 2011 г. решением Совета директоров «Штокман Девелопмент АГ» в качестве технической концепции проекта был утвержден двухфазный поток. Концепция двухфазного потока предполагает доставку газа и газового конденсата с месторождения на берег с последующим разделением их на берегу. Двухфазный поток позволяет сократить морские операции, упростить состав оффшорного оборудования и избежать хранения и отгрузки газового конденсата в суровых условиях Арктики, что особенно важно для первого проекта в этом регионе. (рисунок 23)

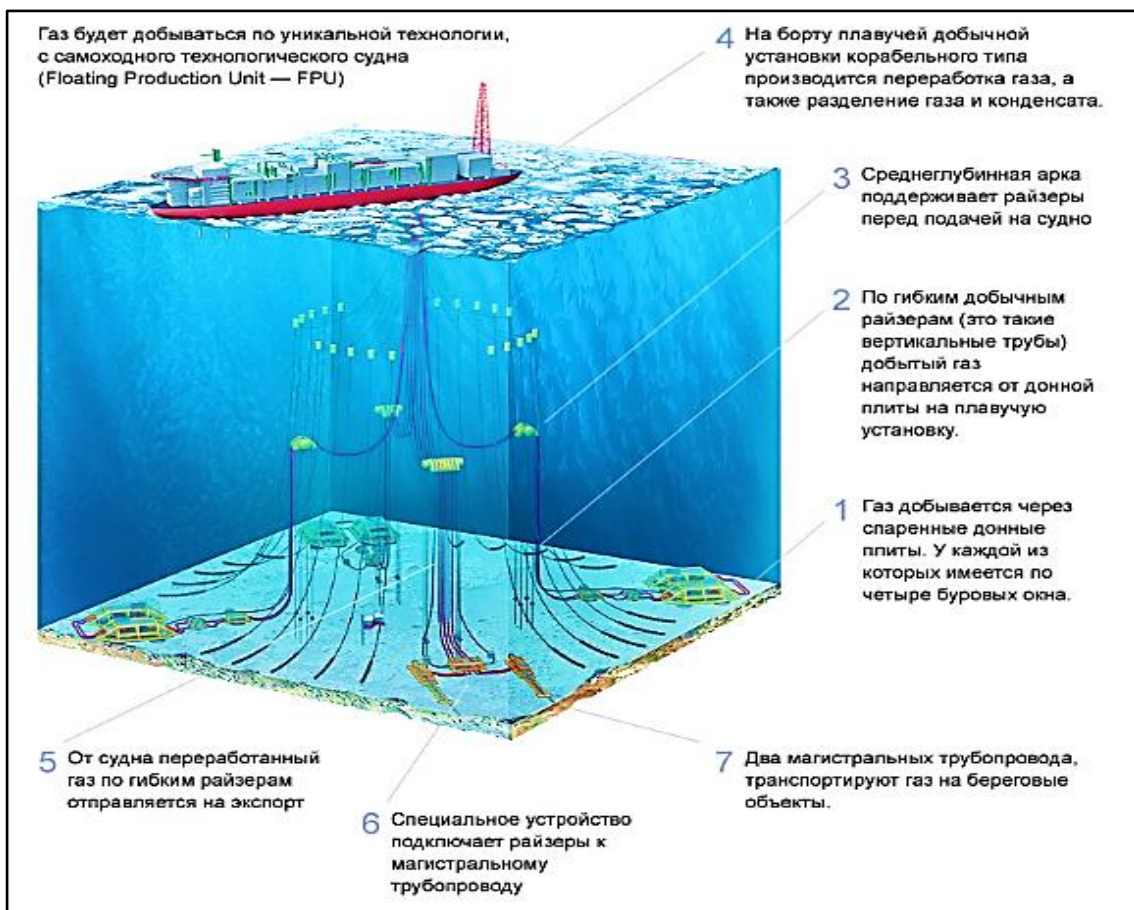


Рисунок 23 – Самоходное технологическое судно для добычи газа

Таким образом, в рамках первой фазы освоения Штокмановского месторождения отрабатывается инновационная модель привлечения крупнейших международных нефтегазовых компаний к освоению российских недр, отвечающая национальным интересам России, которая может быть использована при освоении других шельфовых проектов.

Компанией «Штокман Девелопмент АГ» был разработан интегрированный базовый проект по всей технологической цепочке от бурения скважин до передачи владельцу лицензии готовой продукции для поставок на рынки сбыта. Проведены комплексные инженерные изыскания и исследования, разработана проектная документация по международным (FEED) и российским стандартам, подготовлен комплект специальных технических условий. Выполнена оценка рисков проекта и определены методы их снижения. Завершена предварительная государственная экспертиза морских объектов. [32]

В рамках подготовки к реализации второй и третьей фазы Штокмановского проекта выполнены десятки изыскательских работ, способствующих принятию решений по проектированию объектов Штокмановского ГКМ:

- 6 инженерно-геологических экспедиций;
- 9 инженерно-гидрометеорологических и ледовых экспедиций;
- 4 инженерно-геодезических экспедиций;
- 3 экологических экспедиции;
- 1 экспедиция на обнаружение взрывоопасных предметов;
- 5 комплексных экспедиций.

В ходе ледовых экспедиций проведен комплекс ледоисследовательских работ, обобщены данные ледовых исследований предыдущих лет и разработаны Локальные технические условия по элементам ледового режима в районе Штокмановского ГКМ. [37]

Компанией «Штокман Девелопмент АГ» в течение 2008–2010 гг. также было организовано значительное количество инженерно-экологических изысканий в морской, прибрежной и береговой зонах проекта. Данные, полученные в ходе изыскательских работ, используются для изучения состояния окружающей среды и конструкторских проработок.

В рамках выполнения прибрежных исследований на протяжении четырех сезонов года в пределах губ Териберской, Долгой и Опасова проводились океанографические, гидрохимические, радиологические и гидробиологические исследования с использованием, как дистанционных методов отбора проб, так и водолазного оборудования.

Добыча будет организована с помощью подводных добычных комплексов и специальных технологических платформ судового типа (FPSO/FPU) с возможностью быстрого отсоединения и увода с траектории движения айсбергов. Добытый газ будет доставляться по подводным магистральным трубопроводам на берег в район п.Териберка, где будут расположены завод

по производству СПГ (мощностью 7,5 млн тонн в год), портовый транспортно-технологический комплекс и другие производственные объекты.

Для разработки и дальнейшей реализации проекта по выработке нефтегазовых ресурсов на Штокмановском месторождении компания ПАО «Газпром» осуществляет классификацию технологических операций, путем их распределения от сложного к простому с соблюдением всей необходимой технологической последовательности. Более наглядно, представим организацию последовательных действий при реализации проекта в следующей схеме (рисунок 24).

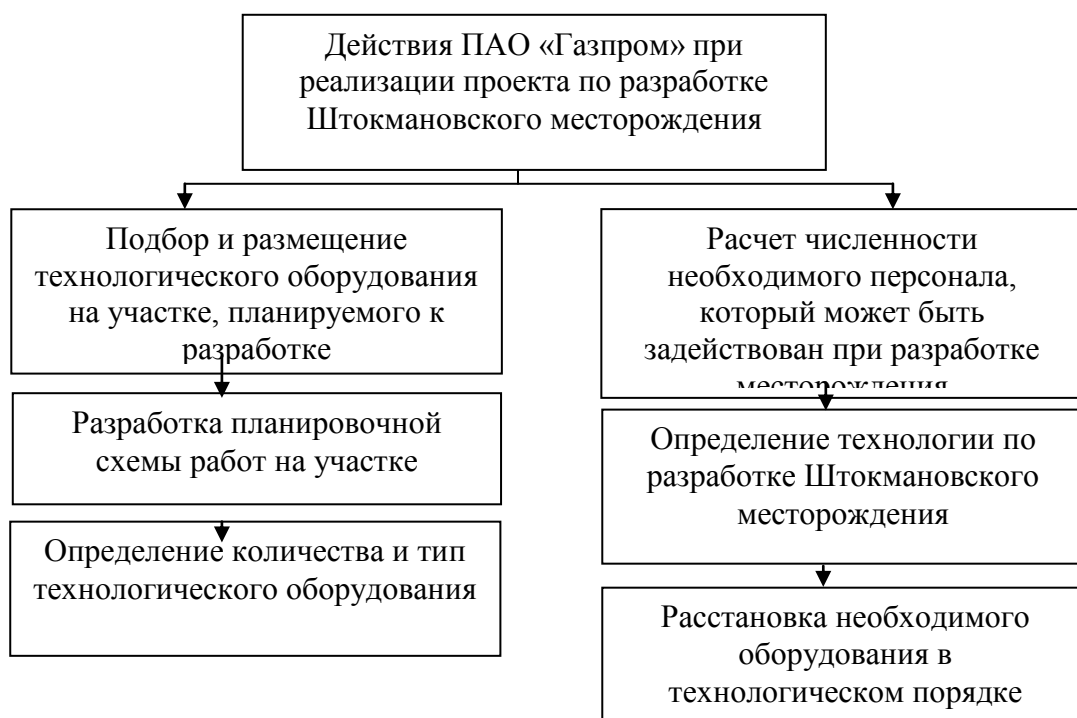


Рисунок 24 – Действия ПАО «Газпром» при реализации проекта по разработке Штокмановского месторождения

2.4 Проблемы освоения Арктических нефтегазовых месторождений, в частности Штокмановского

Изменяющаяся мировая конъюнктура рынка углеводородов определяет в настоящее время приоритетное значение Арктического региона как объекта

инвестиционной деятельности страны в целом. Арктический шельф может стать в ближайшие десятилетия основным источником углеводородного сырья как для самой России, так и для мирового рынка. Из 6,2 млн км² российского континентального шельфа интерес для поиска нефти и газа представляют 6 млн км², т.е. почти вся его площадь, из них 4 млн км² составляют наиболее перспективные участки. По экспертным оценкам, начальные извлекаемые ресурсы достигают 100 млрд т у. т. (в том числе 15,5 млрд т нефти и 84,5 трлн м³ газа), что составляет 20–25 % мировых ресурсов. [38]

К основным специфическим чертам российской Арктики как особого объекта государственного регулирования и поддержки относятся: экстремальные природно-климатические условия: крайняя уязвимость окружающей природной среды и необратимость ее нарушений; значительная доля коренных малочисленных народов Севера в общей численности населения, возросшая в последнее время в связи с выездом отсюда тысяч переселенцев, а также полная зависимость современной социальной и экономической деятельности от поставок топлива, продовольствия, оборудования и других товаров промышленного и гражданского назначения по Северному морскому пути. [39]

Таблица 10 – Основные сложности при освоении Российских арктических шельфовых месторождений [40]

Факторы	Проблемы	Решения
Природные	Низкая температура	Использование специализированных технологий, разработанных для экстремальных погодных условий
	Сильный ветер	
	Плавающие айсберги	Использование ледостойких платформ
	Круглогодичное заледенение акватории	Технологических решений пока нет
	Сейсмическая активность региона	Использование специализированных технологий, характеризующихся повышенной сейсмостойкостью

Продолжение таблицы 10

Факторы	Проблемы	Решения
Инфраструктурные	Отсутствие береговой транспортной инфраструктуры	Строительство дорожно-транспортных сетей, магистральных нефте- и газопроводов, морских портов, причалов для перевалки нефти, СПГ- терминалов
	Отсутствие инфраструктуры материально-технического снабжения	Обустройство региональных месторождений стройматериалов, строительство складских комплексов, административных комплексов, береговых объектов промышленной подготовки и переработки углеводородного сырья (КС, УППГ, УКПП).
	Небольшая продолжительность навигационного периода	Технологических решений пока нет
Геологические	Слабая изученность шельфа	Увеличение объемов, проводимых геолого-разведочных работ государственными и частными организациями
	Наличие многолетнемерзлых пород	Использование специализированных технологий при бурении
	Неглубокие придонные залежи свободного газа	
Экологические	Отсутствие опыта ликвидации последствий разлива нефти в арктических условиях	Разработка концепции ликвидации последствий разлива нефти в арктических условиях
	Повышенное негативное влияние разливов нефти на арктическую экосистему	Формирование и размещение недалеко от месторождения службы быстрого реагирования и ликвидации последствий разлива нефти
Технологические	Отсутствие в России необходимого оборудования	Создание новых производственных мощностей, импорт технологий из других стран
	Отсутствие технологий ликвидации последствий разлива нефти в арктических условиях	Разработка технологий ликвидации последствий разлива нефти в арктических условиях
	Наличие многочисленных захоронений ядерных отходов на дне морей (особенно Карского моря)	Очистка морского дна от захоронений отходов

Необходимым и приоритетным направлением является также разработка и принятие законов, определяющих правовые отношения на территории континентального шельфа – законов, регулирующих владение и использование морских территорий, получение лицензий на добычу полезных ископаемых и ряда других законопроектов, направленных на интенсивное освоение морских месторождений в пределах континентального шельфа России и определение правового регулирования экономической, социальной, природоохранной и других видов деятельности, в том числе установленной оборонной и

хозяйственной деятельности в Арктике. Формирование и устойчивое функционирование нефтегазового комплекса в Мурманской и Архангельской областях, как и в целом в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, является выгодным для всех государств Баренцрегиона и особенно Норвегии и Финляндии, и в значительной мере для российской стороны Баренцрегиона – Мурманской и Архангельской областей и Республики Карелия. Поэтому это основная сфера для привлечения зарубежных инвестиций на основе научно-технического сотрудничества с крупными западными нефтяными и строительными – диверсифицированными – компаниями: Statoil, NORSK-HYDRO, SAGA, Barlindhaugh (Норвегия), NESTE и Kvarner Masa Y.(Финляндия) и др. [41]

Для достижения стабильного экономического роста арктических регионов России необходимы эффективные стратегии развития хозяйственной деятельности во взаимосвязи с обеспеченностью функционирования арктической морской транспортной системы, какой является Северный морской путь в зоне Арктики. Необходимо разработать механизм согласования нормативных и правовых документов по ее осуществлению, который будет способствовать ускорению и эффективности использования нефтегазовых ресурсов шельфа арктических морей и прибрежных месторождений с перспективой на расширение стратегических и геополитических интересов страны.

Требуется исследование проблем формирования арктических грузопотоков, этапов развития арктической транспортной системы, развития рынка транспортных услуг и перспектив использования Северного морского пути на коммерческой основе, обеспечивающей его самокупаемость и рост коммерческой эффективности. Важным направлением является также исследование проблем интеграции Северного морского пути в мировую транспортную систему и основ государственного регулирования хозяйственной деятельности во взаимосвязи с оборонной деятельностью. [42]

В частности, проблем освоения шельфа Баренцева моря много, одна из ключевых – высокая себестоимость добычи, обусловленная, в первую очередь, расположением в широтах с тяжелыми климатическими условиями. Низкие отрицательные температуры требуют стойких как людских, так и технических ресурсов. Даже при высокой себестоимости освоения ресурсов в наиболее перспективных арктических районах шельфа открытие гигантских и уникальных по запасам месторождений уравнивает риски и компенсирует затраты по разведке и освоению месторождений. Но стоит отметить, что срок окупаемости инвестиций достаточно длителен – он может превышать десятилетия.

Также стоит учитывать, что в подобных условиях последствия загрязнения окружающей среды будут необратимыми. Поскольку при низких температурах замедляется процесс разложения загрязняющих веществ, и при этом ни одна компания мира не имеет опыта аварийных работ по предотвращению последствий разливов нефти в акваториях Арктики. Поэтому необходима оптимизация нормативно-правовой базы, нахождение методов прогнозирования и моделирования возникновения кризисных ситуаций, в том числе тех, которые могут стать последствием катастрофических природных явлений; подготовка квалифицированных кадров для ликвидации последствий разливов нефти.

Положение усугубляется слабой научной базой и отсутствием технологий, позволяющих провести глубоководную разработку, включая подледную. На сегодняшний день научно-исследовательский флот Министерства Природных Ресурсов России насчитывает около 11 специализированных судов, но негативный фактор заключается в изношенности данных средств, поскольку большая часть судов построена в советский период. Средний износ научного флота превышает значение в 75%. В данной неблагоприятной ситуации предпринимаются попытки взаимодействия предприятий нефтегазового и оборонного комплексов для создания необходимых транспортных средств, промышленных объектов, но

они носят единичный характер и находятся в стадии становления. Иначе говоря, необходимо строить инфраструктуру с нуля, что займет по меньшей мере десятилетие.

В условиях отсутствия необходимых технологий и опыта оптимальным шагом будет взаимодействие с иностранными концернами, имеющими передовой мировой опыт и инновационно-технические решения по обустройству и разработке месторождений на шельфе. В силу высокой капиталоемкости освоения шельфовых месторождений и высоких сроков окупаемости проектов, разработка арктических месторождений на основе действующей системы налогообложения, как правило, малопривлекательная. В сложившейся ситуации одним из вариантов решения является создание соглашения о разделе продукции.

Однако недоработки российского законодательства, его непрозрачность и сложность, а также недостатки действующей налоговой системы, которая сводит разработку таких проектов на грань доходности, что значительно препятствует сотрудничеству. Ситуация может изменить в установленный срок принятые поправки к законодательству, нацеленному на создание благоприятных условий для сотрудничества с ведущими компаниями в направлении сложных шельфовых технологий. При этом не стоит допускать аккумуляции в руках иностранных инвесторов контрольного пакета акций. Опыт развитых шельфовых стран показывает, что разработка морских месторождений углеводородов требует не только привлечения новых технологий, но и высококвалифицированных специалистов, подготовленных для работы в сложных арктических условиях. Сам масштаб и характер планируемых работ только в Баренцевом море свидетельствует о том, что без подготовленного, квалифицированного и обученного персонала по широкому спектру специальностей в области освоения шельфовых месторождений углеводородов, данные задачи решить невозможно. Однако, вопреки амбициозным планам отечественного правительства и отечественных компаний по разработке нефтегазовых месторождений российского шельфа, подготовке и

воспитанию квалифицированных специалистов для работы на шельфе до сих пор не уделяется должного внимания. [43]

Наконец, положение осложняют споры за территорию между Россией и странами Запада о принадлежности большой спорной территории. Наличие «серой зоны» – территории спорной юрисдикции между Россией и Норвегией долгое время накладывало мораторий на какие-либо геологоразведочные работы спорных районах Баренцева моря. Таким образом, существует реальная опасность того, что российская нефтяная промышленность не успеет разработать континентальный шельф к моменту полного использования имеющихся морских и материковых месторождений. Для этого нет ни договоренности с крупными энергетическими компаниями, ни материально-технической базы, ни юридических преимуществ, так как международное сообщество еще признало однозначные права России на ее шельфовую зону.

Освоение арктического шельфа и, в частности, месторождений Баренцева моря имеет стратегическое значение для России, поскольку может существенно укрепить экономику и существенно повысить уровень жизни населения северных районов европейской части страны. Кроме того, укрепление топливно-энергетического баланса Севера России и начало освоения шельфа арктических морей в период 2015–2020 гг. должны сыграть стабилизирующую роль в динамике добычи нефти и газа, компенсируя отмеченный в последнее время спад уровней добычи по континентальным месторождениям. Таким образом, только комплексное решение создавшихся проблем может эффективно и, главное, экологически безопасно развивать авангард арктических ресурсов – шельф Баренцева моря, что в будущем позволит нашей стране совершить не только технологический рывок, но и обеспечить мощный источник энергетической стабильности, а значит, и устойчивого развития нашего государства. [44]

Что касается рассматриваемого месторождения, самым уязвимым местом Штокмановского проекта остается налоговый режим. У России нет опыта в экспорте сжиженного природного газа ранее не экспортировала, поэтому

таможенное ведомство предполагает пошлину взимать за него такую же как за сжиженный пропан или бутан, – 40 евро за тонну. [45]

В отношении Штокмана на сегодняшний день нет конкретного стратегического плана. Зато есть много косвенных предпосылок, что ситуация в ближайшее время не прояснится с главным вопросом – финансированием. Согласно декларации 2005 г. газ с ШГКМ будет поступать в Северо-Европейский газопровод (СЕГ). Между тем проект СЕГ пока не решил проблемы с будущими рынками сбыта. Почти никто из европейских контрагентов не заявил о реальной заинтересованности в газе, поступающим только BASF, но это не более 5 млрд.м³ газа, а в июне 2006 г. было заявлено, что

совокупная мощность двух ниток СЕГ составит 55 млрд.м³. При этом о степени приоритетности Северо-Европейского газопровода говорит то, что на его инвестирование в 2005-2007 гг. «Газпром» выделяет столько же средств, сколько на освоение Ямала. [42]

Тем не менее, развитие Штокмановского месторождения – одна из самых важных геэкономических задач России, который покажет, во-первых, что страна начала систематически и долгосрочное развитие шельфа и, во-вторых, что у этого есть необходимые финансовые, технологические и организационные ресурсы. В целом, можно утверждать, что использование относительно Штокмана режим СРП, привлекающий иностранных инвесторами как возможность потенциального существенного дохода, несмотря на его высокую стоимость. Но необходимо принять во внимание, что первоначальная стоимость \$20 миллиардов-. занижена даже для первой стадии. Эта оценка установлена политическими соображениями, в действительности будет более дорогой, но покажет позже после одобрения проекта. При этих обстоятельствах следует очень тщательно оценить условия для раздела продукции по данному соглашению. Это прежде всего относится к государству и областям, на территории которых будет обеспечена возможность применения соглашения о разделе продукции. [46]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Нефтегазовая отрасль России является основополагающей для развития экономического потенциала страны, но на сегодняшний день ей присущи проблемы, связанные, в первую очередь, с неподготовленностью смежных отраслей для развития нефтегазопереработки, также основной фонд скважин находится на стадии завершения, что заставляет переориентироваться на новые регионы, в частности на Дальний Восток и Арктический шельф.

В процессе написания бакалаврской работы были рассмотрены проблемы освоения шельфовых месторождений. Отметим, что основные проблемы связаны с отсутствием технологического оборудования для добычи на шельфе, неблагоприятным налоговым климатом, с суровыми природными условиями и экологическим риском загрязнения морских акваторий.

Приоритетным проектом развития российского шельфа является освоение Штокмановского месторождения, расположенного в центральной части Баренцева моря и которое относится к месторождениям уникального типа. Разработку ведет ПАО «Газпром», данный проект находится на стадии проектирования, поэтому перспективным является оценка его экономической эффективности.

Освоение Штокмановского нефтегазоконденсатного месторождения предполагается по двум вариантам: со строительством двух или трех платформ. При этом необходимо отметить, что строительство дополнительной платформы требует больших инвестиций (дополнительно необходимо 812 544 млн. руб.), и как следствие, незначительно снижает показатели экономической эффективности: чистый дисконтированный доход снижается с 73266 до 68068 млн. руб; индекс доходности – с 1,07 до 1,04; запас прочности снижается на 1%, дисконтированный срок окупаемости увеличивается на 4 года.

Анализ чувствительности проекта проведен для варианта со строительством 3-х платформ, так как в этом случае проект менее эффективен и более экономически рискованный. При анализе рисков было выявлено, что

проект остается доходным при низкой, средней и высокой степени риска, при расчете показателей при ставке дисконтирования выше 16% чистый дисконтированный доход становится отрицательным, а проект – убыточным.

Перспективным направлением реализации данного проекта может стать режим Соглашения о разделе продукции, который предполагает раздел прибыльной продукции между государством и потенциальным иностранным инвестором. При этом как в первый год реализации проекта, так и в последний применение раздела продукции обеспечивает доходность как для потенциального инвестора, так и для государства.

В первый год добычи общая доля государства составит 126 млрд. руб., при этом общая доля инвестора 260 млрд. руб., в последний год реализации проекта аналогичные показатели составили 524 млрд. руб. и 1084 млрд. руб. соответственно с учетом строительства 3-х платформ и 347 млрд. руб. и 717 млрд. руб. с учетом строительства 2-х платформ. Можно сделать вывод, что применение соглашения о разделе продукции на базе Штокмановского месторождения экономически оправдано и обеспечит получение существенного экономического эффекта для инвестора и государства.

Оценка эффективности инвестиционного проекта показала, что исследуемый проект является прибыльным, и компании целесообразно вкладывать свои денежные средства в него, также он является потенциально привлекательным для иностранных инвесторов при применении режима Соглашения о разделе продукции.

Цель и задачи бакалаврской работы выполнены.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Овинникова К. Н. Современное состояние нефтегазового комплекса России и его // Вестник науки Сибири. – Томск, 2013 – № 4 (10) – С. 156–157.
- 2 Портал трейдеров. [Электронный ресурс] : Экономика России, цифры и факты. Часть 6 – Нефтегазовая отрасль. – Москва, 2015. – Режим доступа: <http://utmagazine.ru/posts>
- 3 Галаев А.П. Возможности и проблемы инвестиционного обеспечения развития нефтегазового сектора Российской Федерации / А.П. Галаев // Экономика и управление народным хозяйством – Москва, 2015. – № 9. – С.130-135.
- 4 Информационно-аналитический портал «Нефть России». [Электронный ресурс] – Москва, 2014. – Режим доступа: <http://www.oilru.com>
- 5 Электронный журнал «OIL.Эксперт.» [Электронный ресурс] – Москва, 2015. – Режим доступа: <http://www.oilexp.ru>.
- 6 Комплексный интернет-портал, посвященный нефти и газу. [Электронный ресурс] – Санкт-Петербург, 2015. – Режим доступа: <http://www.nefti-gaz.ru>
- 7 Деловой портал BFM.ru. [Электронный ресурс] – Москва, 2014. – Режим доступа: <http://www.bfm.ru/news>
- 8 Подольский Ю.В. Нефтяной потенциал России. Проблемы его оценки и освоения / Ю.В. Подольский // Нефтегазовая геология. Теория и практика – Санкт-Петербург, 2008 – №3. – С. 123
- 9 Рыженко В.Ю. Нефтяная промышленность России: состояние и проблемы / В.Ю. Рыженко // Перспективы науки и образования – Москва, 2014 – №7. – С. 301-307
- 10 Скуфьин П.К. Нефтяная альтернатива человечества/ П.К. Скуфьин // Вестник Кольского научного центра РАН – Мурманск, 2012 – № 1. – С.38-43

11 Фадеев А.М. Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз/ А.М. Фадеев// Экономика природопользования – Москва, 2010 – № 3. – С.61-64

12 Шерер В.А. Значение Арктического шельфа и экологические проблемы освоения Российской Арктики/ В.А. Шерер // Морской сборник – Москва, 2012. – № 6 – С. 50–58.

13 Ступакова А.П. Подготовка с морским уклоном / А.П. Ступакова// Нефть России – Москва, 2007. – №1 – С. 14–18.

14 Трутнев Ю.П. О повышении эффективности освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа Российской Федерации /Ю.П. Трутнев// Минеральные ресурсы России. Экономика и управление – Москва, 2006.

15 Аношина К.В. Современные технологии разработки нефтегазовых месторождений арктического шельфа/ К.В. Аношина// Экспозиция Нефть и газ. – Краснодар, 2013. – №3 – С.87

16 Воробьев А.Е. Инновационные технологии освоения месторождений газовых гидратов: учеб. пособие. - 2-е изд., Москва, 2009. – 289 с.

17 Колдин В.В. Гравитационно-свайные МСП. Упругие башни. Жесткие МСП. Лекции «Освоение шельфовых месторождений» – Санкт-Петербург – 2005

18 Вовк В.С. Главморнефть – начало освоения нефтяных месторождений/ Османов В.К., Евдошенко Ю.В. // Нефтяное хозяйство, – Москва, 2008. С. 210-215.

19 Новостной сайт «Хибины.com». Арктическая нефтяная платформа «Приразломная» готова к работе. [Электронный ресурс] – Москва, 2015. – Режим доступа: <http://www.hibiny.com/news/archive/46456>

20 Информационный портал «Судостроение. Энергетика. Транспорт». [Электронный ресурс] – Мурманск, 2015. – Режим доступа: <http://www.setcorp.ru/main/>

21 Коноплев Р.В. Экономическая оценка освоения морских газовых месторождений/ Р.В. Коноплев // Шельфовые месторождения, – Москва, 2006. – С.145

22 Никитин П.Б. Учет перспективных экономических условий при проектировании разработки морских месторождений углеводородов / П.П. Никитин, И.А. Зюзина, Е.В. Бажанов // Вести газовой науки – Москва, 2013 – №3 – С.14

23 Бородин К.А. Экономическая оценка освоения нефтяных месторождений арктического континентального шельфа : дис. канд.экон.наук: 08.00.05/ Бородин Константин Александрович, – Мурманск, 2014. – С.215

24 Зюзина И.А. Учет перспективных экономических условий при проектировании разработки морских месторождений углеводородов / Зюзина И.А. // Вести газовой науки – Москва, 2013 – №3 – С.14

25 Форозин В.В. Экономическая оценка освоения нефтяных месторождений: дис. канд.экон.наук: 08.00.05/ Бородин Константин Александрович, – Мурманск, 2014. – С.215

26 Толстоногов А.А. Оценка экономической целесообразности инвестиций в разработку шельфовых месторождений с учетом воздействия рисков /А.А. Толстоногов// Экономика промышленности – Санкт-Петербург, 2009 – №1 – С.34

27 Сультани А.Н. Организационно-экономический механизм реализации проектов освоения нефтегазовых месторождений западно-арктического шельфа : дис. канд.экон.наук: 08.00.05/ Сультани Анни Нур Мохаммад, – Санкт-Петербург, 2012. – С.74

28 Газеев М.Х. Методические рекомендации по экономической оценке участков недр континентального шельфа Российской Федерации/ Газеев М.Х.// Наукоедение – Тюмень, 2013 – № 6 – С.145

29 Публичное Акционерное Общество «Газпром» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.gazprom.ru>

30 Большакова М.А. Газоконденсаты Штокмановского месторождения/ Т.А. Кирюхина// Вокруг газа – Москва, 2010 – № 4 – С.123.

31 Рыбаков А.Г. Штокман: начало пути по освоению природных богатств арктической зоны России/ Е.И. Демидова// Арбикон – Москва, 2015 – № 4 – С. 31

32 Чаброва И.И. Экономическая эффективность разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения/ И.И. Чаброва// Бизнес в законе – Москва, 2011 – № 1 – С. 33

33 Кульпин В.А. Штокмановское газоконденсатное месторождение в Баренцевом море как морской природно-техногенный объект/ Кульпин В.А.// – Мурманск, 2012 – № 3

34 Михайлов К.Л. Социально-экологические аспекты освоения Штокмановского месторождения и оценка рисков в восприятии местного населения/ Михайлова Г.В.// Региональные исследования – Смоленск, 2013 – №1

35 Публичное Акционерное Общество «Газпром» [Электронный ресурс] – Проекты – Штокмановский проект – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/shp/>

36 Селин В.С. Экономические условия и инновационные возможности обеспечения конкурентоспособности месторождений углеводородного сырья арктического шельфа / Цукерман В.А., Виноградов А.Н. // Апатиты, 2008 – С.205

37 Обухов С.А. Реализация проекта на строительство скважины на Штокмановском ГКМ: программа буровых работ/ А.А. Парамонов, Д.Н. Молчанов, Р.В. Иванычев, К.Э. Халимов, А.Ф. Бутузов // Мурманск, 2009 – С.207

38 Пыткин А.Н. Основные инвестиционные риски разработки нефтегазовых месторождений арктического шельфа/ Д.А. Баландин// Российское предпринимательство – Москва, 2014. – С.45

39 Истомин А.В. Углеводородные ресурсы шельфа Западной Арктики России: проблемы, перспективы освоения/ К.В. Павлов, В.С. Селин// Проблемы экономики и управления – Мурманск, 2007. – №5 – С. 78

40 Мочалов Р.М. Ключевые проблемы и особенности освоения месторождений углеводородов на шельфе арктических и дальневосточных морей/ Мочалов Р.М.// Интерэкспо Гео-Сибирь – Новосибирск, 2013. – №1

41 Пономарев И.А. Потенциал арктического шельфа и перспективы его освоения/ Пономарев И.А.// Арктический шельф – Краснодар, 2007. – №4

42 Жилина И.В. Анализ ресурсной базы углеводородов и выбор приоритетных направлений нефтегазодобычи с учетом рисков, сопутствующих разработке месторождений на суше и шельфе России/ А.В. Ершов О.В. Новикова// Проблемы нефтегазового бизнеса – Москва, 2014. – №2

43 Федоровский Ю.Ф. Инвестиционная привлекательность освоения нефтегазового потенциала Российского шельфа Западной Арктики и некоторые проблемы недропользования/ Е.В. Захаров// Нефтегазовый потенциал России – Саратов, 2014 – №4

44 Зелинко К.М. Проблемы освоения континентального шельфа Баренцева моря – Москва, 2009.

45 Иванов Е.К. Штокмановское месторождение: подробные сведения о сложном и интересном проекте – Калининград, 2012

46 Васильев В.В. Организационно-экономические и правовые проблемы в освоении ресурсов Арктического шельфа/ А.В.Истомин, В.С.Селин// Север и рынок – Москва, 2012 – №4 – С. 45

47 Сультани А.Н. Организационно-экономический механизм реализации проектов освоения нефтегазовых месторождений западно-арктического шельфа: дис. канд.экон.наук: 08.00.05/ Сультани Анни Нур Мохаммад, – Санкт-Петербург, 2012. – С.74

48 Шамалов Ю.В. Эффективность инновационного развития газодобывающего комплекса на западно-арктическом шельфе России : дис. канд.экон.наук: 08.00.05/ Шамалов Юрий Васильевич –Москва, 2009. – С.78

49 Сайт для экономистов «Studme» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://studme.org/135908236859/investirovanie>

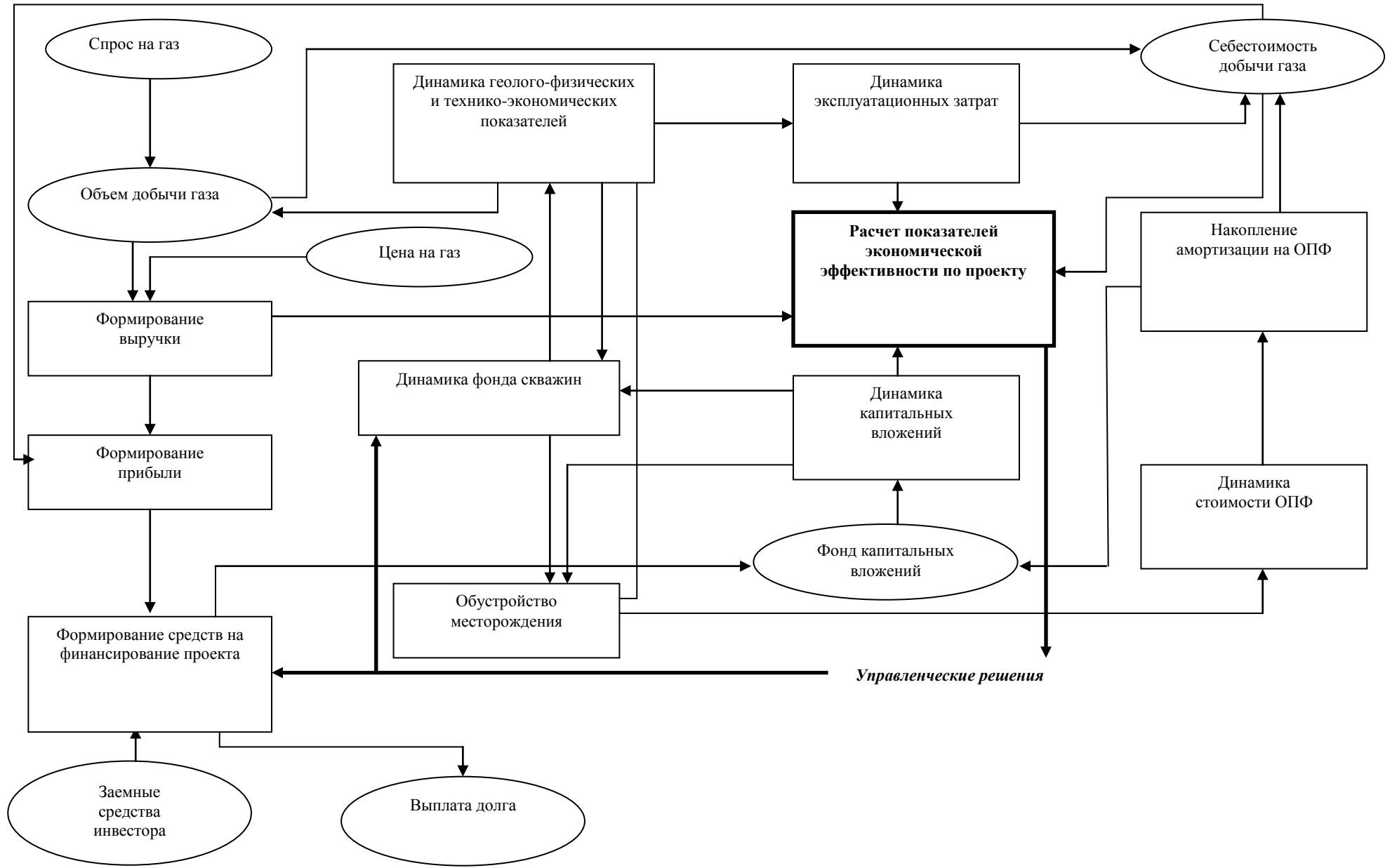
50 Козьменко С.Ю. Об арктической морской политике РФ/С. Ю. Козьменко, В. С. Селин, А. А. Щеголькова // Морской сборник, 2014. – № 5.– С.45-49

51 О соглашении о разделе продукции : федер. закон Российской Федерации от 30.12.1995 № 225-ФЗ

52 Новостной сайт «Forbes» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.forbes.ru/news>

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)

Причинно-следственные связи имитационной модели



ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(обязательное)

Горизонтальный анализ баланса ПАО «Газпром» за период 2014–2015гг.

АКТИВ	На 31.12.2014г., млн. руб.	На 31.12.2015г., млн. руб.	Абсолютное отклонение, млн. руб.	Темп роста 2015г. по сравнению с 2014г.	ПАССИВ	На 01.01.2014, млн. руб.	На 01.01.2015г., млн. руб.	Абсолютное отклонение, млн. руб.	Темп роста 2015г. по сравнению с 2014г.
Внеоборотные активы	11716315	17052040	5335725	1,46	Капитал и резервы	10120021	10914622	794601	1,08
Оборотные средства, в том числе:	3461155	3993722	532567	1,15	Долгосрочные обязательства	3201502	4012717	811215	1,25
Денежные средства	1038191	1359095	320904	1,31	Краткосрочные обязательства, в том числе:	464782	646372	181590	1,39
Дебиторская задолженность	1045936	1114207	68271	1,07	Кредиторская задолженность	1217141	1298006	80865	1,07
Запасы	671916	804364	132448	1,20	Заемные средства	464782	646372	181590	1,39
Краткосрочные финансовые активы	10735	12570	1835	1,17					
НДС к возмещению	289287	229626	-59661	0,79					
Денежные средства с ограничением к использованию	2085	1815	-270	0,87					
Прочие оборотные активы	403005	472045	69040	1,17					
АКТИВ итого	15177470	17052040	1874570	1,12	ПАССИВ итого	15177470	17052040	1874570	1,12