Правительство Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение

Высшего профессионального образования

Национальный исследовательский университет
«Высшая школа экономики»

**Факультет Мировой Экономики и Мировой Политики**

**Кафедра энергетических и сырьевых рынков**

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

На тему **«**Анализ взаимодействия нефтегазовых и подрядных компаний с позиции экологической безопасности (на примере Дипвотер Хоризон)**»**

Студентки 2 курса магистратуры

Специализация: РЭСР

Королевой Екатерины Владимировны

Научный руководитель:

 Зав. кафедрой, профессор,

Член-корреспондент РАН

 Крюков Валерий Анатольевич

Москва, 2014

Оглавление

[*Введение* 2](#_Toc388192702)

[*1.* *Состояние и перспективы развития нефтесервисного рынка в России и в мире* 4](#_Toc388192703)

[1.1. Анализ форм взаимодействия между участниками нефтегазовых проектов 4](#_Toc388192704)

[1.2. Структура рынка нефтесервисных услуг 8](#_Toc388192705)

[1.3. Текущая ситуация и основные тенденции на рынке нефтесервисных услуг 13](#_Toc388192706)

[1.4. Российский рынок нефтесервисных услуг 15](#_Toc388192707)

[1.5. Проблемы на рынке нефтесервисных услуг 22](#_Toc388192708)

[1.6. Выводы. 24](#_Toc388192709)

[*2.* *Анализ инцидента на месторождении «Макондо» в Мексиканском заливе (2010): распределение рисков и ответственности между участниками проекта;* 25](#_Toc388192710)

[2.1. Анализ национальной и международной законодательных баз, регулирующих добычу нефти на шельфе в разрезе управления экологическими рисками 25](#_Toc388192711)

[2.2. Анализ инцидента Deepwater Horizon в Мексиканском заливе: распределение рисков и ответственности между участниками проекта 35](#_Toc388192712)

[2.3. Особенности международных контрактов в области нефтесервиса для проектов по добыче нефти и газа на шельфе. 44](#_Toc388192713)

[2.4. Рекомендации и меры по организации эффективного взаимодействия нефтедобывающих и нефтесервисных компаний для минимизации экологических рисков. 55](#_Toc388192714)

[2.5. Выводы 60](#_Toc388192715)

[*3.* *Оценка моделей взаимодействия нефтедобывающих и нефтесервисных компаний в разрезе экологических рисков* 62](#_Toc388192716)

[3.1. Методика определения эффективности проекта по добыче нефти и газа 65](#_Toc388192717)

[*4.* *Заключение* 75](#_Toc388192718)

[*5.* *Приложение* 79](#_Toc388192719)

[*6.* *Список литературы* 82](#_Toc388192720)

# Введение

Экологическая безопасность в нефтегазовой отрасли обуславливается различными факторами, главными из которых считаются сложность месторождений и используемых технологий, сбалансированность общего плана управления рисками. Важным элементом комплексного плана управления рисками является сбалансированное распределение ответственности между основными участниками технологической цепочки. Поскольку каждый участник технологической цепочки старается оптимизировать собственные затраты следует выстраивать процессы управления рисками таким образом, чтобы необходимые активности не пропадали «между стульями» отдельных участников.

**Целью** данной работы является анализ взаимодействия нефтедобывающих и нефтесервисных компаний в разрезе рисков экологической безопасности.

Последствия аварии в Мексиканском заливе в апреле 2010 г. выявили проблемы в отрасли, связанные с распределением рисков и ответственности между участниками нефтегазовых проектов. Извлеченные из катастрофы в Мексиканском заливе уроки крайне важны для повышения эффективности дальнейшего регулирования нефтегазовых разработок на шельфе и в море с точки зрения экологической безопасности.

**Объектом** исследования выступают нефтедобывающие и подрядные компании.

**Предмет** исследования – это взаимодействие нефтедобывающих и подрядных компаний в контексте совместной разработки месторождения.

 При проведении исследований в рамках данной работы будут решены следующие **задачи**:

* + - * Оценка нефтесервисного рынка и роли сервисных компаний в процессе управления рисками при освоении нефтегазовых месторождений; проведен анализ национальной и международной законодательных баз, регулирующих добычу нефти на шельфе в разрезе управления экологическими рисками;
* Анализ инцидента Deepwater Horizon в Мексиканском заливе; рассмотрены типовые совместные договора нефтедобычи в нефтяной отрасли в разрезе распределения ответственности при возникновении инцидентов;
* Оценка двух основных моделей взаимодействия нефтедобывающих и нефтесервисных компаний в разрезе экологических рисков;
* Сформированы выводы и рекомендации по организации более эффективного взаимодействия нефтедобывающих и нефтесервисных компаний для целей экологической безопасности.

# Состояние и перспективы развития нефтесервисного рынка в России и в мире

## Анализ форм взаимодействия между участниками нефтегазовых проектов

**В мировой практике сложились различные формы реализации нефтяных проектов, и на текущий момент существует несколько разновидностей контрактов и форм взаимодействия между государством и инвестором в процессе реализации проектов по нефтедобыче.**

**Анализируя проекты в нефтегазовой отрасли, целесообразно оценивать экономическую эффективность и экологические риски с точки зрения сторон-участников проекта, а именно инвестора (одна или несколько компаний) и государства.**

 Формы взаимодействия между участниками варьируются для сектора «upstream», который включает поиск, разведку, обустройство и эксплуатацию месторождений (разведка и добыча) и «downstream», концентрирующемся на переработке и продаже газа, нефти, и нефтепродуктов.

Условно все разновидности форм взаимодействия в рамках реализации нефтегазовых проектов в России можно разделить на следующие типы:

* лицензии;
* концессии;
* соглашения о разделе продукции;
* сервисные контракты.

В основе классификации таких систем лежит отношение к праву собственности на минеральные ресурсы.  Административное предоставление прав путем выдачи лицензий на разработку месторождения закрепляет право государства на разрабатываемое месторождение, а лицензиат получает право на добываемые минеральные ресурсы. Нефтедобывающие компании получают лицензии посредством участия в конкурсах, тендерах и аукционах.

Согласно лицензионному соглашению «все минеральное сырье, добытое на предоставленном в долгосрочное пользование участке недр, поступает в собственность лица или группы лиц, которым государство предоставило такое исключительное право на основании лицензии».

Концессии представляют собой договора между инвестором и государством, обычно длительные, в результате которых у инвестора появляется право на добычу углеводородов за фиксированную плату, а добытые нефть и газ становятся собственностью компании-оператора.

Лицензионная система регулируется Законом «О недрах» и основывается на административном праве, в то время как контрактная - основана на гражданском праве и регулируется Законом «О соглашениях о разделе продукции» (СРП).

СРП и сервисные контракты являются частью контрактной системы. В этом случае между государством и инвестором заключается договор, в котором прописываются условия и обязательства сторон, в т.ч. ответственность по охране окружающей среды.

Результатом лицензии для государства являются доходы, полученные в денежной форме. В случае с СРП доходы поступают в виде добытой продукции (или ее части). В рамках контрактной системы (СРП и сервисные контракты) нефтяные компании получают право только на часть продукции или доходов согласно договору о разделе продукции. Такая форма контракта подразумевает, что все добытые минеральные ресурсы делятся между компанией и государством (в т.ч. в форме национальной нефтегазовой компанией) в определенной пропорции по согласованию. В некоторых случаях, инвестор и государство создают совместное предприятие для разработки месторождения.

Основные отличия между указанными формами взаимодействия состоят не только в форме прибыли, получаемой на выходе, но и в том, что лицензию государство может забрать в одностороннем порядке, а договор этого не предусматривает. Условия договора не могут быть изменены, в то время как лицензионная система может изменяться при изменении налогового законодательства.

Сервисные контракты - это также разновидность контрактной формы взаимодействия, которая заключается в том, что подрядчик выполняет геологоразведочные работы и работы по добыче полезных за вознаграждение. Все добытые ресурсы принадлежат государству, и в этом случае подрядчик сам предоставляет капитал для разведки и разработки углеводородов. В сервисные контрактах без риска условия отличаются тем, что государство само несет все риски, связанные с геологоразведкой.

Наиболее очевидный способ снижения уровня экологических рисков при добыче на шельфе заключается в более жестком контроле выдачи лицензий, что на текущий момент реализовывается в недавно принятом (декабрь 2012 года) Законе «О защите морей от нефтяного загрязнения», который будет более подробно рассмотрен во второй главе.

В секторе «upstream» взаимодействие между операторами и подрядчиками происходит также путем:

* Совместной эксплуатации нефтегазовых месторождений через заключение «Совместного операционного соглашения» и «Договора о совместной эксплуатации нефтегазовых месторождений»;
* Обустройства месторождений через заключение «Основного соглашения о предоставлении услуг и материалов».

Формы участия в проектах по добыче нефти и газа в России могут варьироваться в зависимости от функционала, а также роли и места компании в разделе рисков. Как правило, нефтегазовая компания выделяет для себя три формы участия в проекте[[1]](#footnote-1):

* Оператор;
* Сооператор;
* Участник проекта.

В совместном операционном соглашении[[2]](#footnote-2) стороны назначают так называемого оператора от своего имени. Оператор занимается разработкой и эксплуатацией месторождения. Оператор берет на себя роль, не предполагающую получение какой-либо прибыли и в то же время исключающую какие-либо убытки для него, связанные с непосредственной эксплуатацией месторождения. В контрактах детально прописываются права и обязанности оператора, процедура контроля над его расходами и отчетностью. Оператор должен быть мотивирующей стороной в выполнении перспективной работы путем предложения бюджета и плана развития актива. Как один из вариантов вознаграждения, оператор может получать прибыль (например, заранее оговоренный % от стоимости 1 барреля нефти) с каждого n-ого добытого барреля нефти сверхустановленного уровня. Оператор также выступает в качестве агента (представителя) при контактах с какой-либо третьей стороной, включая и связь с правительственными структурами с согласия на то других сторон.

В случае с ролью сооператора предполагается участие двух и более нефтегазовых компаний, объединившихся для совместной разработки месторождения, в роли оператора.

В свою очередь, участник проекта имеет право на процентный доход, который определяет право каждой из сторон на владение собственностью и прибыль, ответственность за расходы и риск. Он также определяет право на голосование, которое имеет определяющее значение в повседневном руководстве совместной деятельностью актива. Предпосылка совместного предприятия должна предусматривать личную долю ответственности и доходов (прибыли) в соответствии с долей доходов каждой из сторон-участников проекта.

Реализация проектов в нефтегазовом секторе невозможна без выполнения работ подрядчиками, которые одновременно являются сооператорами и осуществляют до 90% работ. События в Мексиканском заливе продемонстрировали, насколько серьёзными могут оказаться требования к оператору по возмещению ущерба. Это показывает, насколько услуги в секторе «upstream» сопряжены с большими рисками и что для успешной реализации проекта важно составить контракт с учетом всех возможных рисков, в т. ч. правильно распределить ответственность между сторонами контракта.

Важный вопрос заключается в том, стоит ли реализовать проект своими силами или же передавать проект на аутсорсинг.

Для дальнейшего понимания роли и места компаний-подрядчиков в экономике  и в разделе рисков при освоении нефтегазовых месторождений перейдем к анализу рынка нефтесервисных услуг.

## Структура рынка нефтесервисных услуг

Все активы проходят полный жизненный цикл, который укрупненно можно разделить на три этапа, представленные на Рисунке 1:

*Рисунок 1 Жизненный цикл типового месторождения*

В Таблице 1 справочно приведена характеристика этапа и под-этапов, перечень типов работ, проводимых в рамках данного этапа, и его длительность.

*Таблица 1 Жизненный цикл типового месторождения*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование этапа | Характеристика этапа | Номенклатура работ | Длительность этапа, лет |
| 1 | 1. Поиск, разведка и оценка
 | Поиск новых месторождений и бурение оценочных скважин. Разработка программ разведки и бурения | * Геологоразедочные работы
* Бурение оценочных скважин
 | 2- 10 |
| 2 | 1. Разработка
 |  |  | 15 - 30 |
|  | 1. Разбуривание
 | Высокие затраты капитального характера и относительно малые эксплуатационные затраты. Опережающая добыча | * Строительство эксплуатационных скважин
* Строительство объектов инфраструктуры
 | 5 – 10 |
|  | 1. Добуривание
 | В связи с ростом обводненности скважинной жидкости требуется некоторое воздействие на пласт. Улучшения направлены на оптимизацию затрат и повышение нефтеотдачи | * Строительство нагнетательных скважин
* Применение различных методов, повышающих проницаемость пласта и призабойных зон
 | 3 – 7 |
|  | 1. Снижение добычи
 | Продолжает увеличиваться обводненность продукции, практически все скважины переводятся на механических способ добычи; запасы и добыча сокращаются; улучшения направлены на сокращение затрат | * Бурение новых скважин для поддержания годового объема добычи
* Проведение работ по доразведке на отдельных участках месторождения
 | 7 - 15 |
|  | 1. Завершение разработки
 | Средняя обводненность продукции достигает 80 – 85%. 80 – 90% извлекаемых запасов добыто. Ставится вопрос об экономической эффективности продолжения добычи и ликвидации скважин | * Вывод из эксплуатации, продажа или ликвидация скважин
* Сокращение общего объема буровых работ
 | 10 - 15 |
| 3 | 1. Закрытие месторождения
 | Скважины и месторождения становятся нерентабельными, участки добычи закрываются | * вывод из эксплуатации, продажа или ликвидация скважин
* перебазирование оборудования
* сокращение или перевод на другие проекты рабочих мест
 | 2- 3 |

К настоящему времени предоставление определенного типа услуг в нефтегазовом секторе специальными подразделениями нефтегазодобывающих предприятий, а также независимыми нефтесервисными компаниями, специализирующимися на каждом конкретном виде работ, трансформировалось в развитый рынок нефтесервисных услуг.

В системе подрядных работ принимают участие:

* «крупнейшие нефтегазовые компании-заказчики;
* генеральные подрядчики, отвечающие за закупки и строительство;
* крупные субподрядчики (по строительству трубопроводов, заводов по производству сжиженного природного газа, строительству портов и т.д.);
* средние и мелкие субподрядчики (дорожные работы, сведение леса, поставки материалов, предоставление услуг)»[[3]](#footnote-3).

**Крупнейшим сегментом мирового нефтесервисного рынка является оффшорное бурение** (см. Рисунок 2).

*Рисунок 2 Структура нефтесервисного рынка в мире, %, 2012. Источник: Специализированный Журнал «Бурение и Нефть», Август, 2012*[***http://burneft.ru/archive/issues/2012-08/3***](http://burneft.ru/archive/issues/2012-08/3)

За последние десять лет на шельфе было обнаружено более 50% всех новых углеводородных ресурсов. По прогнозам аналитиков, к 2030 году морская добыча нефти будет обеспечивать треть мировых потребностей.[[4]](#footnote-4)

Это обусловлено следующими факторами:

* Стоимость нефтесервисных услуг при морском бурении гораздо выше, чем при наземном бурении.
* Месторождения на суше становятся более труднодоступные для добычи углеводородов и происходит усложнение процессов бурения. Соответственно морская добыча становится более экономически выгодной.

**Статистические данные свидетельствуют о том, что количество буровых установок в мире постоянно растет** (См. График 1). Это значит, что обеспечивается соответствующий спрос на проведение буровых работ сервисными компаниями.

*График 1. Количество буровых установок в мире. Источник: Drilling and Production Outlook, Spears and Associates, Inc. June, 2011*

Другим перспективным сегментом является сектор услуг по повышению нефтеотдачи. Это объясняется истощением эксплуатируемых месторождений, что снижает нефтеотдачу. Помимо этого увеличиваются объемы бурения и добычи на более труднодоступных месторождениях.

Таким образом, рынок нефтесервисных услуг представляет собой динамично растущий сектор (см. График 2).

*График 2. Динамика мирового нефтесервисного рынка, млрд.$. Источник: Информационно-аналитический портал «Нефть России»*

После спада, вызванного мировым экономическим кризисом, мировой нефтесервисный рынок динамично растет с 2010-го года. В 2013 году объем мирового рынка нефтесервисных услуг продемонстрировал 11% рост по сравнению с 2012 годом.

Капитальные вложения в разведку и добычу, как уже было отмечено, растут высокими темпами. Стабильно высокий уровень демонстрируют и цены на нефть. Все это обуславливает повышение спроса на услуги нефтесервисных компаний.

Обратимся к текущей ситуации на и основным тенденциями на рынке нефтесервисных услуг, которые определяют условия взаимодействия операторов и подрядчиков.

## Текущая ситуация и основные тенденции на рынке нефтесервисных услуг

Важной тенденцией мирового нефтесервисного рынка является тот факт, что в последнее время в этом сегменте **наблюдается заключение ряда крупных сделок по слиянию и поглощению.** Региональную структуру сделок можно увидеть на Рисунке 3.

*Рисунок 3 Региональная структура сделок в сегменте нефтесервисных услуг.*

Порядка 25-30% мирового рынка нефтесервиса сегодня приходится именно на США, где присутствует около 8 тыс. сервисных компаний, результатом деятельности которых является годовой доход, превышающий 100 млрд. долларов.

Касательно слияний и поглощений, в 2012 году количество таких операций увеличилось на 64% по сравнению с 2011. При этом более 40% сделок пришлось на Северную Америку.

Согласно оценкам компания «Шлюмберже» в ближайшие четыре года начнётся освоение около 200 новых глубоководных месторождений.

**В целом, прогнозируется дальнейшая консолидация нефтедобывающих компаний, что не может не ускорить процессы по слиянию и поглощению.**

Что касается европейских нефтесервисных корпораций, они довольно активно заключают сделки, чтобы завоевать стратегические позиции и получить доступ к новым рынкам, технологиям и международным клиентам.

В частности, Норвежская национальная компания «Statoil» подписала договор на сумму 1,9 млрд. долларов о работе на континентальном шельфе сроком на восемь лет с компанией «Aker Solutions». Компания уже приступила к разведке и освоению ресурсов Баренцева моря.

Дальнейшее развитие рынка нефтесервиса зависит от таких факторов, как:

* географическая диверсификация;
* технологии, позволяющие снизить себестоимость работ и увеличить нефтеотдачу;
* взаимодействие с национальными нефтяными компаниями;
* экологическая и трудовая безопасность.

##  Российский рынок нефтесервисных услуг

Отметим, что в России на одну вертикально-интегрированную компанию приходится порядка 300 и более предприятий, оказывающих услуги нефтяного сервиса. Значителен этот рынок с точки зрения обеспечения занятости. В частности, на территории Ханты-Мансийского АО добывается более 50% нефти страны. При этом в нефтесервисном секторе округа работает 300 компаний, на предприятиях занято более 91 тыс. человек, что составляет показатель больший, чем в добыче.

В последние несколько лет наблюдается следующая тенденция: нефтегазовые компании стремятся вывести непрофильные нефтесервисные активы. Такие компании, как «Лукойл», «ТНК-ВР», «Шелл» освободились от своих сервисных активов.

**Таким образом, основная часть вертикально-интегрированных компаний уже вывела нефтесервис из своих активов, сформировался и активно работает сервис малых и средних нефтегазосервисных компаний с узконаправленным видом услуг**. Такие услуги включают: геологоразведку, бурение, геофизические работы, ремонт скважин, технологические решения, производство нефтепромыслового оборудования и пр.

Почему наличие собственного нефтесервиса в активах нефтегазовых компаний считается неэффективной ситуацией?

Во-первых, стоит сказать о незначительности вклада нефтесервисных компаний в общий финансовый результат работы нефтедобывающей компании. Из этого вытекает недостаточность инвестиций в технологическое развитие нефтесервисных компаний.

Во-вторых, формирование глобального рынка услуг в области нефтяного сервиса ускоряет процессы специализации и интеграции рынка. Это создает условия для более эффективного рыночного взаимодействия. Соответственно, и для нефтедобывающих компаний поддержка нефтесервиса на рыночном уровне обходится дороже.

Для многих ВИНК нефтесервис - непрофильный актив также в силу следующих причин. Во-первых, нефтяным компаниям невыгодно с географической точки зрения (многие компании работают по всей России и за рубежом) перемещать сервисные подразделения. В случае, если у материнского холдинга отсутствует соответствующий спрос на работы, сервисной компании приходится самостоятельность финансировать свои услуги. Кроме того, для нефтесервисной компании, работающей в составе ВИНК, возникают сложности с поиском заказов вне холдинга. Зачастую одна нефтесервисная компания не может обеспечить полностью потребности всей ВИНК. Таким образом, теоритически всех этих проблем при обособлении от конкретной ВИНК можно избежать.

Несмотря на это в настоящее время в России все же существуют компании, которые «оставили» нефтесервис в своих активах - «Сургутнефтегаз», «Роснефть», «Татнефть» и «Башнефть».

Не выводя нефтесервис из активов, компании, безусловно, получили определенные преимущества, такие, как возможность самим устанавливать цены на услуги и выстраивать организационные отношения внутри компании.

Как аргумент к отмеченному, Игорь Сечин в феврале 2014 года поддержал идею создания сервисного государственного холдинга на базе "Роснефти" или "Роснефтегаза", отметив высокую долю иностранцев на рынке (40%).[[5]](#footnote-5) По словам президента «Роснефти» ценообразование у нефтесервисных компаний сильно завышено, основные участники рынка сильно демпингуют цены, что обуславливает сложность заключения выгодных контрактов.

Обозначим основные сегменты российского рынка нефтесервисных услуг.

**Структура российского рынка нефтесерисных услуг.**

В структуре российского нефтесервиса можно выделить следующие сегменты:

* Бурение и обустройство скважин
* Повышение нефтеотдачи
* Геологоразведка
* Ремонт нефтяных и газовых скважин

**Нефтесервисный рынок довольно неоднороден: услуги различаются как в технологическом, и в экономическом плане** (См. Рисунок 4).



*Рисунок 4 Российский нефтесервисный рынок, структура услуг.*

Текущий и капитальный ремонт скважин традиционно являются услугами эксплуатационного характера, в то время как бурение, геофизика и обустройство требуют больший объем капитальных вложений и относятся к услугам инвестиционного типа. Такие услуги представлены на открытом рынке, в то время как транспорт, энергосервис, ИТ доминируют на закрытых рынках с более мелкими игроками. Объем подобных рынков оценивается в диапазоне 1,5-4 млрд. долл. Тем не менее, прогнозируется консолидация на таких рынках и формирование компаний федерального масштаба.

Рисунок 5 позволяет можно оценить емкость рынка российского нефтегазового сервиса.

*Рисунок 5 Источник: ЦДУ ТЭК. Емкость российского рынка нефтесервисных услуг, 2012.*

Годовая емкость нефтегазового сервиса оценивается примерно в 15 млрд. долларов. Рисунок 5 наглядно демонстрирует процентное соотношение видов нефтесервисных услуг по объему емкости рынка в России. **На бурение приходится практически половина всех нефтесервисных услуг, далее следует ремонт нефтяных и газовых скважин, сейсморазведка и гидроразрыв пласта.**

Сегмент услуг бурения является более волатильным и более дорогостоящим, чем услуги по геологоразведке и капитальному и текущему ремонту скважин.

Объемы услуг по бурению имеют схожий тренд с динамикой себестоимости проходки одного метра, которая также зависит от конъюнктуры рынка. Стремление сервисных компаний реализовывать более сложные технологии повышения нефтеотдачи обеспечивает увеличение стоимости метра проходки. Отметим, что лидеры сервисного рынка бурения обслуживают в основном материнские структуры.

Второй по объему рынок нефтесервиса, текущий и капитальный ремонт скважин, является одним из самых конкурентных рынков нефтесервисных услуг и представлен несколькими десятками компаний. Объём рынка текущего и капитального ремонта скважин зависит от количества скважин в работе. Качество услуг в этом секторе находится примерно на одном уровне. Соответственно, ориентиром для нефтегазовых компаний является стоимость.

**В России в секторе нефтесервисных услуг наблюдаются процессы консолидации,** как и во всем мире, начатые еще в 2010 г. Приведем пример подобной сделки:

В декабре 2011 года между «Газпромбанком», одним из крупнейших российских банков и Eriell GroupInternational Ltd., международной нефтесервисной компанией, предоставляющей услуги бурения и капитального ремонта скважин по всему миру, была осуществлена сделка на сумму 3,752 млрд рублей. В результате сделки, Газпромбанк стал владельцем 46% акций компании Eriell.

**Основные участники рынка нефтесервисных услуг.**

На сегодняшний день основные игроки на рынке составляют следующие группы участников: независимые сервисные компании, компании с иностранным капиталом, международные сервисные «мейджоры», аффилированные с ВИНК компании, собственный сервис ВИНК.

**На долю нефтесервисных услуг, оказываемых аффилированными с ВИНК компаниями (ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Башнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», и пр.), приходится половина российского рынка нефтесервисных услуг.**

Особо стоит отметить большое количество предприятий, возникших в результате приватизации, акционирования и других процессов. Такого рода компании постепенно интегрировались в более крупные компании и, таким образом, смогли выдержать конкуренцию рынка. Основная проблема, с которой столкнулись такие образования - малый опыт функционирования в таких условиях по сравнению с западными ВИНК с 50-ти летней историей развития. У крупных компаний изначально больше преимуществ: они предлагают более широкий спектр услуг и обладают большим опытом. Помимо этого, у крупных иностранных игроков есть возможность привлекать кредиты под более низкий процент, чем в России.

Не будем углубляться в историю развития нефтесервисного рынка РФ, это не является целью нашей работы. Однако, отметим основные и наиболее важные моменты в этой области.

Фактическое зарождение рынка пришлось на период 1999 – 2002 гг. Профильные министерства трансформировались в нефтяные компании и отраслевые институты, НИИ. Были созданы дочерние сервисные компании на базе нефтяных компаний, которые работали и продолжают работать на заказы от материнской компании. Параллельно в РФ пришли и начали активно работать иностранные сервисные ТНК, такие как «Шлюмберже», «Halliburton» и другие.

С 2002 года началось активное формирование нефтесервисной отрасли. **Интенсивно нарастает процесс слияний и поглощений, динамика которого на данный момент положительна.**

Структура российского рынка нефтесервисных услуг практически не меняется с 2005 года. Дочерние сервисные компании нефтяных холдингов занимают половину рынка (См. Рисунок 6).

*Рисунок 6* *Структура российского рынка нефтесервисных услуг*

Российские независимые компании и компании с долей иностранного капитала более 50% делят оставшуюся половину пополам. При этом доля иностранных компаний неуклонно растет.

В чем заключается особенность структуры рынка нефтесервисов России?

Главной особенностью является **наличие трех сегментов, связанных с предложением нефтесервисных услуг, которые фактически не пересекаются** (см. Рисунок 7).

*Рисунок 7. Структура предложения российского сервисного рынка по уровню применяемых технологий*

* **«Нетехнологический» сектор**, который характеризуется избытком предложения и высоким уровнем ценовой конкуренции. Переход в следующий технологический сегмент затруднен из-за большого объема требуемых инвестиций в модернизацию.
* В **технологическом сегменте** оперируют независимые российские сервисные компании, с высокой долей дочерних сервисных компаний.
* **Высокотехнологический сервис** представляют западные компании. Цена услуг может быть на порядок выше технологического сегмента из-за высокой маржи, связанной технологическим и финансовым превосходством над российскими «технологичными» компаниями.

**Иностранный сервисный бизнес показывает стремительный тренд наращивания доли на российском рынке нефтесервиса**, поглощая более мелкие российские компании. У зарубежных гигантов есть важное конкурентное преимущество, которое позволяет (и позволит в перспективе) увеличивать долю рынка, глобальный характер бизнеса, а значит, и наличие возможностей по оптимизации логистики. Например, компания «Шлюмберже» поглотила «Петроальянс», «Тюменьпромгеофизика», «Сибирская сервисная компания», «Красноярский УГР», «Геофит» и др.

Подводя итоги, на российском рынке также наблюдаются процессы консолидации- фактически основными игроками на рынке нефтегазосервиса являются пять ВИНК, плюс Газпром и небольшие по размеру компании.

При этом фактор несоразмерности некоторых подрядчиков и заказчиков сложно оспорить. Чистая прибыль нефтяных компаний составляет величину, составляющую три размера нефтесервисного рынка в целом. Вообще сравнение нефтесервисных компаний, например, США, Китая и России наглядно демонстрирует разрыв в выручки оперирующих на рынке игроков. У американской «Шлюмберже» выручка в 2011 году в 5 раз превышает российскую «Росгеофизику».

## Проблемы на рынке нефтесервисных услуг

Отметим, что к государственной политике по развитию нефтегазового сервиса, в частности, наукоёмкого геофизического бизнеса подход зарубежных стран сильно отличается от российского.

Серьезная проблема, которая существует в России **-** это **слабый объем инноваций, технологий и инвестиций в нефтедобывающее оборудование.** Учитывая тот факт, что рентабельность российских нефтяных компаний в разы меньше, чем у компаний за рубежом, у них просто нет возможности инвестировать в переоборудование технопарка. Кроме того, остается проблема существенного налогового бремени для нефтяных компаний **-** экспортной пошлины и НДПИ.

Комитет Госдумы по бюджету и налогам на заседании 19 сентября 2013 года поддержал поправки о повышении НДПИ на нефть и снижении предельной ставки экспортной пошлины на нефть. Данные положения закона вступают в силу с 1 января 2014 года.
В 2014 году базовая ставка НДПИ на нефть повышается на 4,9% — до 493 рублей с 470 рублей за тонну. При этом планируется поэтапно снижать предельную ставку экспортной пошлины на нефть с 60% до 59% от стоимости в 2014 году, 57% — в 2015 году и до 55% — в 2016 году.

Таким образом, чистый эффект от снижения экспортной пошлины, на самом деле, будет полностью нивелирован ростом НДПИ. Соответственно, и чистый доход нефтяных компаний останется на том же уровне. По словам экспертов Ernst & Young, «улучшение отдачи нефти повышает стоимость добычи более чем втрое; чтобы обеспечить доход инвестору в $10 с барреля, налоговое изъятие не должно превышать $45 с барреля при его цене в $110. Это примерно 80% нынешней экспортной пошлины».

Таким образом, у нефтяных компаний просто отсутствует возможность планово покупать и модернизировать оборудование, учитывая также длительные сроки на изготовление и модернизацию, налоги и относительно низкую рентабельность. Это негативно влияет на уровень затрат по проекту, препятствуя развитию.

Рынок нефтесервисных услуг довольно молод и требует внедрения ряда мер по повышению эффективности функционирования. В данной работе основной фокус сместится на экологическую безопасность при проведении проектов по разработке и добыче нефтегазовых месторождений. Обозначив основные базисы и векторы рынка нефтесервисных услуг, перейдем к развитию контрактных отношений на рынке нефтесервисных услуг с позиции экологической безопасности.

Проведем анализ инцидента «Deepwater Horizon» в Мексиканском заливе, чтобы понять распределение рисков и ответственности между участниками проекта. Попробуем ответить на ряд важных вопросов для нефтесервисной отрасли в мире и в России, в частности: Как обеспечить качество на соответствующее распределение рисков по будущим контрактам? Насколько эффективно и своевременно действовали операторы и подрядчики в случае с аварией в Мексиканском заливе? Каковы недостатки в политике безопасности и корпоративной политики крупных нефтяных компаний? И, наконец, как найти баланс регулятивных и рыночных инструментов, минимизирующих риск возникновения подробных инцидентов в будущем?

##  Выводы.

По результатам анализа, проведенного в 1 Главе, были сделаны следующие выводы:

* Нефтесервисный рынок (российский и мировой) динамично развиваются с тенденцией заключения крупных сделок по слиянию и поглощению. Крупнейшим сегментом мирового нефтесервисного рынка является оффшорное бурение. Подрядчики выполняют до 80% работ в нефтедобывающих проектах.
* Особенность российского нефтесервисного рынка – высокая доля дочерних нефтяных и иностранных компаний.
* Основная часть вертикально-интегрированных нефтяных компаний вывела нефтесервис из своих активов. Цены на услуги нефтесервисных компаний на рынке высоки, что побуждает нефтегазовые компании возвращаться к традиционному включению нефтесервиса в состав собственных активов.

# Анализ инцидента на месторождении «Макондо» в Мексиканском заливе (2010): распределение рисков и ответственности между участниками проекта;

## Анализ национальной и международной законодательных баз, регулирующих добычу нефти на шельфе в разрезе управления экологическими рисками

Каждый тип работ и услуг, оказываемых подрядчиками в рамках проектов по добыче нефти и газа на всех этапах технологической цепочки, характеризуется своим уровнем экологических рисков.

Исследуемая тема касается, в первую очередь, экологических рисков, сопровождающих взаимодействие участников технологической цепочки разведки и добычи углеводородов, поэтому попробуем идентифицировать экологические риски и их минимизацию, закрепленные в международной и российской нормативно-правовой и контрактной базе.

Обозначим подход к определению и оценке экологического риска. Экологическим риском называют «возникновение негативных изменений в окружающей среде вследствие отрицательного воздействия на нее». Основные положения об экологическом риске отражены в общем экологическом законодательстве и также имеют место в международных стандартах или гармонизированных с ними - это общая схема, как для России, так и для других стран.

**Экологические риски, закрепленные в «Соглашениях о разделе продукции».**

Согласно федеральному закону № 225-ФЗ от 30 декабря 1995 «О соглашениях о разделе продукции», соглашением СРП предусматриваются обязательства инвестора по:

* осуществлению мер, направленных на предотвращение вредного влияния указанных работ на окружающую природную среду, а также по ликвидации последствий такого влияния;[[6]](#footnote-6)
* страхованию ответственности по возмещению ущерба в случае аварий, повлекших за собой вредное влияние на окружающую природную среду;[[7]](#footnote-7)
* ликвидации всех сооружений, установок и иного имущества по завершении работ по соглашению, а также по очистке от загрязнения территории, на которой проводились работы по соглашению.[[8]](#footnote-8)

Таким образом, вся ответственность за экологический риск лежит на инвесторе

**Экологические риски, закрепленные в «Законе о недрах».**

Взаимодействие операторов и подрядчиков в форме предоставления лицензий регулируется «Законом о недрах». Согласно статье 51 (Возмещение вреда, причиненного недрам вследствие нарушения законодательства Российской Федерации о недрах):

«Лицензиант должен возместить вред, причиненный недрам вследствие нарушения законодательства Российской Федерации о недрах, порядок расчета представлен Правительством Российской Федерации».

Обратимся к методике расчета компенсации ущерба от разливов нефти в водоемах и мероприятий по ликвидации аварийных разливов нефти от Минприроды, которая была предложена в декабре 2013 года.

Данная методика фиксирует финансовое обеспечение на компенсацию ущерба, полученного в результате аварий на воде, в размере 70 рублей за каждую тонну разлитой нефти для Балтийского моря, до 500 рублей  – для Восточно-арктических морей.[[9]](#footnote-9) В эту сумму включается «экологический ущерб, ущерб жизни, здоровью и имуществу граждан, а также имуществу юридических лиц». Отметим, что размер финансовой компенсации ущерба и действующие штрафы за экологический ущерб не сопоставимы. Это в десятки тысяч меньше, чем действующие штрафы Минприроды для компенсации экологического ущерба. «В соответствии с приказом МПР от 2009 года, базовые таксы составляют от 400 тысяч до 1,15 миллиона рублей за 1 тонну нефтепродуктов. В зависимости от последствий аварии, применяются повышающие коэффициенты, и размер компенсации получается значительно выше».

Помимо всего прочего, методика рассчитана на финансовое обеспечение нефтяных разливов до 5 000 тонн. Как показывает практика, аварии свыше 5 000 тонн случаются, и на ком будет лежать ответственность за компенсацию ущерба не ясно.

В целом, законодательство в области освоения континентального шельфа в России касательно раздела экологических рисков претерпело изменения за последние два года.

Это связывают не только с масштабной экологической катастрофой в Мексиканском заливе, но и с крушением буровой платформы «Кольская» в 2011 году, причиной которого стали нарушение правил буксировки и аварийное состояние корпуса платформы. Запуск нефтяной буровой платформы «Приразломная» в 2012 году также вызвал серьезные опасения у представителей природоохранительных организаций касательно неготовности «Приразломной» к ликвидации разливов нефти на арктических широтах. Отметим, в России в период с 2008-12 гг. зарегистрировано более 600 фактов разлива нефти и нефтепродуктов.

В соответствие с проектом «Приразломная», предполагаемая добыча в 2014 году составит 300 тыс. тонн нефти. При этом по оценкам компании «Газпром» (лицензиат на право пользование недрами  месторождения «Приразломное») максимальный объем нефтяного разлива оценивается всего в 7 500 тонн, что вызывает серьезные сомнения с учетом планируемого объема добычи нефти.

Предполагается также, что размер страхования возможного экологического ущерба в «Приразломной» будет составлять 7 миллионов рублей. По оценкам сценариев экологического загрязнения учеными из Гринпис и Всемирного фонда дикой природы России в случае разлива нефти на нефтяной платформе «Приразломная» слабый аварийный план не позволит оператору платформы эффективно ликвидировать последствия нефтяного разлива. Ситуация осложняется сложными природными условиями Печорского моря и отсутствием технологий, позволяющих гарантированно ликвидировать последствия аварии.

С учетом данных фактов, важным представляется подписание закона «О внесении изменений в ФЗ «О континентальном шельфе РФ» и «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне РФ» в декабре 2012 года, известного также как закон «О защите морей от нефтяного загрязнения». Согласно федеральному закону «эксплуатация искусственных островов, установок, сооружений, подводных трубопроводов, проведение геологоразведки и добычи углеводородов, транспортировка нефти на континентальном шельфе РФ допускаются только при наличии плана предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов».[[10]](#footnote-10)

Целью закона является создание эффективного правового механизма защиты морей от загрязнения нефтью и нефтепродуктами, и, соответственно, от экологического ущерба. Механизм призван достигнуть своей эффективности в силу включения требований компенсации и страхования последствий разливов, создания планов по ликвидации аварий, и, в целом, повышения гражданско-правовой ответственности.

Согласно принятым поправкам Закона компания-оператор (а также любая организация, осуществляющей эксплуатацию) должна иметь план предупреждения и ликвидации разлива нефти.

Кроме того, согласно федеральному закону компания-оператор должна иметь финансовое обеспечение для реализации плана по предупреждению, ликвидации и возмещению вреда, причиненного окружающей среде в случае разлива нефти путем предоставления таких документов, как банковская гарантия, договор страхования или документа, подтверждающего создание резервного фонда. Таким образом, предусматриваются механизмы финансирования указанных мероприятий. При этом в законе отражены также и полномочия федеральных органов исполнительной власти по  организации ликвидации разлива, в случае если «разлив нефти и нефтепродуктов произошел в объеме, не позволяющем обеспечить его устранение на основе плана предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов».

Отметим, что вступивший в силу 1 января 2012 года Федеральный закон «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте» покрывает лишь ущерб, который наносится работникам самого предприятия и третьим лицам и не включает страхование экологических рисков.

Значительным для экологической безопасности стало предложение премьер-министра Дмитрия Медведева, озвученное в 2013 году, ввести обязательное экологическое страхование в области добычи нефти и газа. На данный момент в России системно проблема защиты экологических рисков не решается. Экологические риски добровольно страхует лишь небольшое количество компаний в пределах своей корпоративной культуры.

Согласно закону «О защите морей от нефтяного загрязнения» в случае, если для проведения работ привлекается нефтесервисная компания «владелец лицензии на пользование недрами несет субсидиарную ответственность за возмещение вреда, причиненного окружающей среде, в том числе водным биоресурсам, жизни, здоровью и имуществу граждан, имуществу юридических лиц в результате разливов нефти и нефтепродуктов».

Это значит, что в случае привлечения эксплуатирующей компании к ответственности лицензиат также будет нести ответственность за возмещение ущерба в результате разливов нефти.

Обратимся к мировой практике экологического регулирования добычи нефти и газа на шельфе.

**Регулирование экологических рисков добычи нефти и газа на шельфе в мире.**

Авария в Мексиканском заливе поменяла восприятие риска на шельфовых проектах. В 2011 году произошел целый ряд аварий/утечек нефти, которые в очередной раз доказали, что необходим пересмотр текущих инструментов реагирования и минимизации риска.

Статистика свидетельствуют о том, что разлив нефти является событием с достаточно высокой вероятностью. Важно учитывать, что на рынке оперирует большое количество более мелких фирм, чем ВР, которые просто не в состоянии покрыть громадные штрафы в случае подобной аварии. И тот факт, **в 65% случаев в течение зимнего сезона проведение мер по ликвидации нефтяных разливов невозможно,** ставят добычу нефти на шельфе в особую зону риска.

Основной международный документ, который регулирует вопросы предотвращения экологического загрязнения - это Конвенция ООН по морскому праву. Конвенция обязывает «прибрежные государства принимать законы и правила для предотвращения, сокращения загрязнения морской среды и сохранения его под контролем, вызываемого или связанного с деятельностью на континентальном шельфе (ст. 208)».

Отметим, что статьи конвенции, касающиеся защиты и сохранения морской среды имеют довольно общий и временами «отсылочный» характер. В принципе не существует глобальной конвенции, которая бы устанавливала нормы, стандарты и правила касательно предотвращения загрязнения морской среды в результате разработок на континентальном шельфе. Как утверждается в документах Конвенции, предотвращение экологического вреда является одной из целей, но не главной задачей Конвенции. Основные принципы морской отрасли заключаются в обеспечении безопасности торговли и нацелены на защиту интересов собственников судов и грузов. Таким образом, деятельность по добыче нефти и газа на шельфе считается связанной с участком под юрисдикцией прибрежного государства, т.е. региональной и обуславливает существование большого количества региональных конвенций.

На текущий момент существует порядка 20-и региональных конвенций, которые занимаются вопросами предотвращения загрязнения моря, покрывающих весь мировой океан.

На наш взгляд, шельфовая добыча достаточно сложно поддается детальной стандартизации, однако определенный ряд унифицированных правил для компаний, работающих на шельфе, должен быть глубоко проработан. При этом главный акцент должен быть сделан на корпоративное саморегулирование с учетом лучших мировых практик.

Существует ряд международных актов и правовых механизмов, нацеленных на обеспечение мер реагирования на загрязнения от нефти. Сюда мы относим Международную конвенцию по борьбе с нефтяными загрязнениями и сотрудничеству, Конвенцию по Фонду компенсации ущерба вызванного загрязнением нефтью 1971 года, Конвенцию о гражданской ответственности за ущерб вызванный загрязнением нефтью 1969 года, и т.д.

Однако наиболее полным с позиции мер по предупреждению и реагированию на нефтяные разливы целесообразно считать Закон США о нефтяном загрязнении (1990), принятый в ответ на аварию Эксон Вальдез в 1990 году, который включает более глубоко проработанные механизмы по сравнению с международными правовыми механизмами.

Согласно закону «О нефтяном загрязнении» США, верхний предел по возмещению ущерба «ответственной» стороны на оффшорные проекты не превышает 75 млн. долларов США без учета затрат на ликвидацию аварии. Эта сумма может быть увеличена, если авария произошла по грубой неосторожности или из-за умышленных действий. Компания ВР в 2010 году отказалась от ограничений в выплатах, обосновывая это тем, что покроет все законные требования и открыла счет на 20 млрд. долларов США для покрытия ущерба.

Данный закон имеет более широкую область действия и закрепляет более серьезную степень ответственности. Помимо этого Закон «О нефтяном загрязнении» покрывает больший объем экологического ущерба, подлежащий устранению.

Несмотря на существование международных правовых механизмов, вопросы юридической ответственности виновников и обеспечение интересов потерпевших в таких крупных авариях, как в «Макондо», не проработаны в международном правом режиме. В результате вопросы разделения ответственности также остаются на усмотрении национального права и часто основываются на интерпретации контрактных положений. Они сильно варьируются между собой в отношении распределения ответственности между компаниями и подрядчиками, а также трактовки самих контрактных условий.

Хорошим примером разработки механизма обеспечения юридической ответственности и интересов потерпевших может считаться принятое в 1975 году Соглашение «Об ответственности за загрязнение в результате разливов нефти» при осуществлении разработок на континентальном шельфе. В Великобритании данное соглашение считается лучшим инструментом разграничения ответственности шельфовых проектов.

Получение лицензии, согласно этому документу, обусловлено наличием фондов на случай экологического загрязнения, а также обязательным участием оператора или контрактора в соглашении. При этом Соглашение предполагает, что факт аварии уже является доказательством вины, даже если ущерб нанесен по неосторожности. Согласно Соглашению каждый оператор принимает на себя обязательство в случае разлива нефти возместить весь ущерб в размере до 250 миллионов долларов в расчете на один инцидент.

В случае если оператор не в состоянии выплатить сумму, Соглашение требует обеспечения взаимных гарантий от остальных членов проекта о том, что все остальные члены выплатят данную компенсацию.

На уровне национальных правовых систем внутри ЕС использование Соглашения варьируется. В самой Великобритании подписание Соглашения обязательно для всех операторов вместе с подтверждением о наличие финансового обеспечения (в виде страхового договора).

Вместе с тем на континентальном шельфе Великобритании оператор юридически ответственен за разливы нефти и в соответствие с Соглашением, и согласно «Регулированию экологического ущерба» (предотвращение и ликвидация последствий 2009), которое реализует директиву экологической ответственности Европейского союза.

Данное Соглашение не применимо к Балтийскому или Средиземному морям, в которых глубоководное бурение открывает серьезные перспективы на сегодняшний день. Отметим также, что компенсации в размере 250 млн. долл. явно недостаточно для покрытия расходов, связанных с крупной нефтяной утечкой, такой как, например, в Мексиканском заливе.

Отдельно стоит отметить «Закон о чистой воде» (Clean Water Act, 1972) в США, целью которого является восстановление и поддержание химического, физического и биологического состояния вод в США.

Закон устанавливает штрафы в размере 1,1 - 4,3 тысяч долларов США за  каждый баррель нефти, попавший в воду.

Возвращаясь к катастрофе в Мексиканском заливе, досудебное соглашение между ВР и частными истцами касательно возмещения ущерба оценивалось в размере порядка 8 миллиардов долларов. При этом в размер возмещения не включались штрафы за нарушение Закона о чистой воде. Результатом нарушения закона о чистой воде для компании ВР потенциально мог стать штраф в размере 21 млрд. долларов США с учетом того, что в Мексиканский залив вылилось порядка 4,9 млн. баррелей нефти. Помимо 1 000 долларов США за каждый разлитый баррель нефти компании пришлось бы заплатить дополнительно за судебные, транспортные и другие издержки, в результате чего итоговая сумма штрафа достигла бы 4 300 долларов за баррель нефти.

**Экологическое страхование.**

Большинство международных совместных операционных соглашений требует обязательного страхования. Как правило, оператор страхует случаи, связанные с возможными утечками, включая ущерб третьим сторонам, операции по ликвидации утечки, контроль над скважиной. В случае с подрядчиками страховка, как правило, не покрывает утечку нефти.

Стоит также отметить, что в международном сообществе в 2010 году предпринимались попытки по созданию страхового продукта в размере 10 млрд. долл. для месторождений высокой степени риска, таких как «Макондо». Однако ввиду отсутствия регулятивного требования (такого, как например требование в США поднять верхний предел по возмещению ущерба), предложение так и не было реализовано.

Итак, основная проблема состоит в отсутствии международного законодательства в этой сфере или какой-нибудь международной конвенции, которая бы направляла или даже требовала от операторов придерживаться принятым в отрасли практикам.

Для предотвращения последствий аналогичных нефтяному разливу в Мексиканском заливе, необходимо разработать целый комплекс норм и стандартов не только по оказанию нефтесервисных услуг на шельфе, но и правила предоставления лицензий для осуществления разработок на шельфе. Необходимо укрепить законодательную базу, как национальную, так и международную, касательно защиты морей от нефтяных загрязнений

## Анализ инцидента Deepwater Horizon в Мексиканском заливе: распределение рисков и ответственности между участниками проекта

В качестве исходной модели для анализа взаимодействия нефтегазовой компании и подрядчиков с позиции экологической безопасности возьмем ситуацию, сложившуюся на нефтяной платформе Deepwater Horizon в Мексиканском заливе в апреле 2010 года.

20 апреля 2010 года произошла авария - взрыв на нефтяной платформе Deepwater Horizon в Мексиканском заливе на месторождении «Макондо», результатом которой стал крупнейший в США разлив нефти (См. Таблицу 3).

*Таблица 2 Источник: Deepwater Horizon BP Well Blowout/ Contractual Indemnities/Statutory Liability/Effect on US Gulf of Mexico Oil and Gas Industry/ Ben H. Welmaker, Jr. Partner**Baker & McKenzie*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Дата** | **Место инцидента** | **Масштаб катастрофы, баррели нефти** |
| **Апрель-Июль 2010** | **Macondo Well, GOM, USA 4.9MM bbls** | **4,9 млн. баррелей** |
| Июнь 1979-Апрель 1980 | Ixtoc 1, Bay of Campeche | 3.5 млн. баррелей |
| Март 1989 | Exxon Valdez (spill),USA | 260 тыс. баррелей |
| Октябрь 1986 | Abkatun 91, Bay of Campeche | 247 тыс. баррелей |
| Апрель 1977 | Ekofisk Bravo, North Sea, Norway | 202.3 тыс. баррелей |
| Январь 1980 | Ekofisk Bravo, North Sea, Norway | 202.3 тыс. баррелей |
| Октябрь 1980 | Hasbah 6, Persian Gulf, Saudi | 105 тыс. баррелей |
| Декабрь 1971 | Iran Marine intl., Persian Gulf, Iran | 100 тыс. баррелей |

За 150 дней в Мексиканском заливе оказалось порядка 5 миллионов баррелей нефти, образовалось крупнейшее нефтяное пятно размером 75 тысяч кв. км.

Анализируя прямые и косвенные потери в результате аварии, отметим, что помимо утечки нефти, образовалась значительная потерянная экономическая выгода от снижения стоимости проекта по разработке «Макондо».

**Оценка потерь**

Говоря об экологических последствиях аварии, особенно долгосрочных, стоит упомянуть ряд фактов, научных наблюдений и мнений ученых касательно «пост-аварийных» процессов случившегося.

Существуют мнения о том, что «Нефть, попавшая в залив, повлияет на его основное течение, которое спиралью закручено по заливу, а выходя за его пределы, соединяется с Гольфстримом. Снимки с искусственных спутников Земли в инфракрасном диапазоне сегодня показывают, что такая проблема есть. »[[11]](#footnote-11)

В случае таких изменений климатические последствия могут быть действительно катастрофическими.

Еще одним «пост-аварийным» наблюдением стал факт разрастания гигантской карстовой воронки в штате Луизиана в США, которая названа феноменом Баю-Корна. По мнению геологов, в данном месте происходит **масштабный эндогенный процесс.** За год воронкообразный провал грунта охватил площадь в 10 га. Все это сопровождалось образованием трещин в фундаменте с возможным разрастанием до 80 га.

Сопутствующие процессы включают «рост давления и температуры на глубине, повышенную сейсмическая активность, образование провалов грунта во многих штатах, массовые подземные пожары, выбросы и взрывы метана в городских кварталах, а также участившиеся взрывы на американских трубопроводах, предприятиях и складах.» [[12]](#footnote-12)

Это лишь один из примеров долгосрочных последствий аварии. Потенциальные угрозы и негативные последствия аварии в Мексиканском заливе покажет лишь время.

Очевидно, что краткосрочные экологические последствия аварии серьезно проявили себя непосредственно после взрыва. Наиболее сильно пострадала экология, результатом выброса стало массовое вымирание животных, в т.ч. китов, дельфинов и птиц. Помимо этого, выявлено негативное влияние на здоровье жителей штатов Луизиана, Флорида, Алабама, Миссисипи.

**Причины аварии**

Обращаясь к причинам аварии, отметим, что расследование причин проводилось одновременно целым рядом правительственных ведомств США, а также самой компанией ВР и ее партнерами.

8 сентября 2010 года компанией ВР был опубликован доклад о расследовании причин взрыва на нефтяной платформе «Deepwater Horizon». В документе установлено 35 причин аварии. На 60% виновником является компания ВР, 8 причин устанавливают вину оператора лишь частично. Также виновными считаются  [Transocean Ltd.](http://ru.wikipedia.org/wiki/Transocean_Ltd.) (владелец платформы) и [Halliburton](http://ru.wikipedia.org/wiki/Halliburton%22%20%5Co%20%22Halliburton) (подрядная организация, которая занималась цементированием скважины в момент выброса). Стоит отметить, что соглашение о разработке скважины было заключено между компаниями ВР (оператор скважины), Anadarko Petroleum и Mitsui Oil Exploration, каждая из которых несет свою долю ответственности за проект и его последствия.

Сама авария произошла на этапе проверки герметичности скважины. В финальном докладе по расследованию аварии в Мексиканском заливе утверждается, что неконтролируемый выброс нефти был связан с последовательностью определенных решений команды и компании, а именно:

* Решение разрабатывать конкретную скважину, а также сама конструкция длинной обсадной колонны;
* Это решение наложило дополнительные угрозы, т.к. не были достаточно глубоко проанализированы все риски, связанные с особенностью геологического строения месторождения «Макондо». Помимо этого, не до конца были учтены сложные условия, которые накладывали ограничения на цементирование;
* Решения, результатом которых стало попадание углеводородов в нижнюю часть скважины и движение необнаруженной вовремя нефти до буровой площадки;
* Решения, касающиеся попыток установить контроль над скважиной: отсоединение буровой установки от скважины, активизация противовыбросного оборудования.

В докладе ВР указывается несколько основных причин катастрофы:

* Кольцевые барьеры из цемента на дне аварийной скважины не предотвратили попадания углеводородов ввиду отсутствия герметичности. Неисправность цементной пробки на дне скважины привела к проникновению углеводородов в эксплуатационную колонну.
* Была проведена проверка колонны опрессовкой на негативное давление и сделаны ошибочные выводы относительно целостности скважины. Основной тест по безопасности, а именно проверка скважины на герметичность, был ошибочно интерпретирован.
* Было не замечено, что из скважины идет поток углеводородов в течение 40 минут.
* Газ могли вывести на поверхность, однако он распространился по буровой платформе и достиг вентиляционной системы.
* Противопожарные системы не предотвратили распространение газа из-за неисправности.
* После взрыва из-за неисправности не был запущен противовыбросовый предохранитель, который должен был закупорить скважину, тем самым предотвратив утечку нефти.

Резюмируя, к катастрофе привели а) человеческий фактор, а именно неправильные решения персонала, рабочих групп и компаний б) технические неполадки (нарушение режима бурения и некорректная эксплуатация противовыбросового механизма).

Кроме того аналитики отмечают такую причину, как стремление ВР сократить расходы на проект, что повлекло за собой несоблюдение норм безопасности.

Немаловажную роль сыграл и сам характер проекта. Глубоководное бурение (глубина в месте аварии составила порядка 1 500 метров) само по себе представляет трудную задачу. Кроме того, уникальной является сама скважина - это самая глубокая в мире нефтяная скважина (10,6 тыс. м), пробуренная на море. Давление настолько высоко, что существование нефти на глубине 10 км. уже является уникальным.

Как любая катастрофа подобного масштаба, авария ВР поднимает ряд вопросов, особенно управленческого характера.

По утверждениям Kassinis и Vafeas (2001), система управления единицами компании является одним из ключевых факторов, влияющих на показатели воздействия на окружающую среду и систему безопасности.

**Политика безопасности в ВР**

Политика безопасности любой нефтедобывающей компании на 90% определяет степень застрахованности от экологических рисков в конкретном проекте. Закономерным является тот факт, что политика безопасности компании ВР подверглась мгновенной критике после случившейся катастрофы. Однако попробуем проанализировать реальные факты, опровергающие или подтверждающие мнение о том, что в системе обеспечения безопасности работ ВР имелись изъяны.

Статистика по количеству аварий в ВР свидетельствует о том, что за последние 5 лет в компании произошел целый ряд инцидентов, которые выявили систематические нарушения в культуре безопасности компании:

* 2005 год. Взрыв на НПЗ в Техасе- 16 погибших, 180 раненых;
* 2006 год. Коррозия транзитного нефтепровода BP Exploration Alaska (BPXA) привела к пятидневной утечке и крупнейшему разливу нефти на Северном склоне Аляски;
* 2008 год. Утечка газа и взрыв в Каспийском море;
* 2010 год. Утечка химических веществ в Техасе;
* 2010 год. Инцидент Deepwater Horizon.

Обращаясь к взрыву на НПЗ в Техасе, многие специалисты резюмировали, что особенности корпоративной культуры компании вполне могли послужить причиной катастрофы.

Система поощрений, стимулирующих безопасность и долгосрочную рентабельность бизнеса, чрезвычайно важна в компании с исходно заложенным высоким уровнем риска техногенной катастрофы. В техасской НПЗ каждый сотрудник получал бонус исходя из результатов деятельности компании. Основную часть бонуса составлял такой показатель, как «лидерство по затратам» и лишь 10% приходилось на степень соблюдения требованиям безопасности. Таким образом, система поощрений стимулировала сокращение затрат и сокрытие случаев нарушения безопасности.

В 2004 году внешние аудиторы сделали крайне негативные заключения касательно культуры безопасности ВР (Hopkins 2008), особо отметив проблемы коммуникаций, а именно своевременность донесения возникающих проблем до менеджмента компании. Диспропорции в своевременном отражении проблем и коммуникаций между различными уровнями компании, на наш взгляд, оказали существенное влияние на качество политики безопасности ВР, которая является фундаментом системы устранения рисков на опасном производстве.

Стоит упомянуть также типичную для данной ситуации проблему асимметричности экономической информации и проблему «агент-принципал». В этом случае стимулы к укреплению политики безопасности различаются для менеджеров и акционеров компании, подрядчиков и субподрядчиков, а также для рядовых сотрудников и владельцев компании.

Решения менеджера направлены на наращивание краткосрочной прибыли, при этом негативно влияя на текущее состояние системы обеспечения безопасности. Каким образом это можно решить? В экономической теории существуют механизмы, призванные преодолеть конфликт интересов:

* Юридические и регулятивные механизмы;
* Внутренние системы контроля;
* Внешние механизмы контроля;
* Механизмы обеспечения конкуренции на рынке.

Более глубокий анализ выявляет несколько видов государственной и корпоративной политики, позволяющей контролировать эффективность и стабильность обеспечения безопасной производственной среды, как для самой компании, так и для окружающей среды:

* Юридическая ответственность;
* Финансовая ответственность;
* Обязательное страхование;
* Правительственный надзор;
* Штрафы, основанные на оценке риска.

Традиционная система компенсаций для руководителей может снизить стимулы к разработке крепкой корпоративной культуры безопасности. Даже в ситуации, когда топ-менеджеру грозит потеря работы в результате катастрофы, сопутствующий риск невысок относительно потенциальных доходов, основанных на краткосрочной прибыли.

Помимо всего прочего, имел место конфликт интересов в Службе управления Минеральными ресурсами США (Minerals Management Service), которая была ответственна за выдачу лицензий в Мексиканском заливе. С одной стороны, организация призвана диверсифицировать активы и наращивать поступления в госбюджет, с другой - поставлена ​​задача обеспечения безопасности и охраны окружающей среды, т.е. наблюдалось столкновение общественных и частных интересов.

Подводя итоги оценке корпоративной культуре безопасности ВР, необходимо отметить следующие недостатки:

1. Реструктуризация компании, начатая в 1990 году, и последующие операции по слиянию и поглощению повысили долговую нагрузку ВР и увеличили затратную часть проектов. За последние 5 лет произошло несколько инцидентов, в которых аналитики обвиняют стратегию компании, нацеленную на снижение расходов, которая отрицательно сказывалась на уровне общего риска.
2. Неустойчивая система безопасности труда и нарушения были выявлены и за месяц до аварии в Мексиканском заливе: согласно опросу, проведенному в ВР, 46% рабочих опасались санкций в случае обнародования нарушений в условиях безопасности труда.
3. Контроль качества субконтракторов и оборудования имел изъяны, было выявлено довольно большое количество неработающих механизмов, что является критично для безопасности работ, учитывая высокие температуры и давление. На безопасность работ на месторождении оказала влияние и сложная система менеджмента, состоящая из несколько операторов, владельца буровой установки, и нескольких подрядчиков.
4. Недостаточно квалифицированный персонал, некачественное оборудование и неэффективные системы реагирования.
5. Искажения информации о деталях аварии, о техническом состоянии оборудования, ожидаемых рисках и затратах. В частности, управление рисками может не располагать адекватной информацией касательно вероятности разлива нефти или его потенциальных размеров.

Риск-модель ВР рассчитала максимально вероятный размер разлива нефти на месторождении «Макондо» в размере 4,600 баррелей с ограничением до 26 000 баррелей. Фактический объем разлива нефти составил практически 5 миллионов баррелей нефти.

Таким образом, недооцененные риски выливаются в «недоинвестированную» систему культуры безопасности компании.

Результатом аварии стало признание изъянов в системе регуляторов по охране окружающей среды США и создание трех новых ведомств, заменивших Службу управления Минеральными ресурсами США, с разделением функционала по следующим направлениям: технические вопросы, включая вопросы лизинга и лицензионных платежей и вопросы охраны окружающей среды.

Для борьбы с разливом нефти использовалось несколько способов, а именно:

* Распыление диспергентов, широкое использование которых подверглось критике, т.к. процесс является токсичным относительно других аналогов;
* Боновые заграждения;
* Выжигание и механический сбор нефти;
* Использование искусственно выведенных бактерий-деструкторов

К началу ноября 2011 года основные работы по очистке Мексиканского побережья от разлива нефти была завершены.

## Особенности международных контрактов в области нефтесервиса для проектов по добыче нефти и газа на шельфе.

Главным инструментом распределения ответственности между оператором и подрядчиками в проекте по добыче нефти и газа остается юридический договор, формы и процедуры которого сформировались в международной практике.

В реальности, как в России, так и в процессе реализации нефтегазовых проектов без участия российских компаний основные усилия сконцентрированы в управлении отношениям между компаниями-операторами и подрядчиками первого уровня. Гораздо меньше внимания уделяется эффективному управлению последующей цепи подрядчиков.

Частой практикой является составление договоров таким образом, чтобы стимулировать сокращение затрат и увеличить скорость работ при этом в ущерб экологической безопасности.

Так как в соглашениях о разработке месторождений или оказаний любых других услуг в этой отрасли экологические риски фиксируются в договорной форме, рассмотрим основные виды контрактов между участниками проекта добычи на примере аварии на платформе «Deepwater Horizon» в Мексиканском заливе:

* Оператор – Партнер,
* Оператор - Буровой подрядчик,
* Оператор - Субподрядчики.

Лицензия на разработку месторождения была продана компании ВР на аукционе, в 2008 году заключено операционное соглашение между тремя компаниями о разработке скважины «Макондо»:

* **ВР** (65%, оператор скважины)
* **Anadarko Petroleum** (25%)
* **Mitsui Oil Exploration** (10%)

Остальные участники разработки месторождения состояли из:

* **Transocean Ltd. -** Владелец буровой платформы «Deepwater Horizon» и оператор скважины.
* [**Cameron International**](http://ru.wikipedia.org/w/index.php?title=Cameron_International&action=edit&redlink=1) **-** компания-производитель несработавшего предохранительного клапана.
* [**Halliburton**](http://ru.wikipedia.org/wiki/Halliburton) – подрядчик, занимающийся цементированием скважины.

Попробуем проанализировать природу международных нефтегазовых договоров, по которым оперировала компания ВР и ее партнеры, и продолжают взаимодействовать многие нефтедобывающие и нефтесервисные компании. Это поможет нам не только рассмотреть типовые условия, но и распределение рисков между участниками проекта по нефтедобыче и разработке.

Нефтегазовые компании могут выбирать собственные контрактные формы, однако более частной практикой является использование типовых или модельных форм договоров. Существует общий подход к распределению рисков, который инкорпорирован в стандартных формах международных сервисных контрактов, таких как, «UK LOGIC General Conditions of Contract for Marine Construction» и «US IADC» (см. Таблицу 3).

Важным принципом типовых международных договоров является включение пункта «knock-for-knock indemnity» или «взаимное освобождение от ответственности». «Освобождение от ответственности» представляет собой одну из ключевых мер, направленных на эффективное распределение риска между сторонами контракта (т.е. распределение риска в сторону, обладающую большим потенциалом для принятия этого риска).

Ответственность сторон разграничивается таким образом, что и подрядчик, и заказчик несут ответственность за свой персонал и свое оборудование независимо от вины, т.е. каждая сторона освобождает другую от любых притязаний, связанных с ущербом, причиненным по вине своей стороны. Режим «освобождения от ответственности» может быть расширен и распространяться на персонал и имущество подрядчиков, субподрядчиков и других лиц участвующих в реализации проекта.

Важно отметить, что данный режим не обязательно должен быть взаимный. Типовые формы контрактов между операторами и подрядчиками с характеристиками и разделением рисков отражены в Таблице 3.

*Таблица 3. Международные формы договор на оказание нефтесервисных услуг*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Стандартная форма договора** | **Ущерб**  | **Загрязнения** | **Распространение договора на группы**  | **Косвенные убытки** |
| **Договор на оказание строительных работ (LOGIC Construction Contract Ed), 2 Окт. 2003** | **Оператор** освобождает **Группу** **Подрядчика** от ответственности в случае возникновения факта ущерба/потерь в отношении нефтегазовых производственных мощностей третьих сторон и косвенных убытков; Покрывает ущерб в не зависимости от природы причины (крупная халатность, умышленные действия, нарушение договора и т.д.)  | **Подрядчик** освобождает **Группу** **Оператора** от покрытия ущерба и любых притязаний, связанных с загрязнениями от оборудования, собственности и работ **Подрядчика**; **Оператор** освобождает **Группу Подрядчика** от притязаний, связанных с загрязнениями от оборудования и производственных мощностей **Оператора.** | Группа оператора не включает других контракторов компании-**Оператора.**  | Каждая сторона освобождает другую от ответственности, связанной с нанесением **косвенных убытков** |
| **Договор на оказание услуг по обслуживанию скважин** (разработан Ассоциацией специалистов по международным нефтегазовым переговорам), AIPN Association of International Petroleum Negotiators **Model Well Services Contract,2002** | **Оператор** освобождает **Подрядчика** от ответственности в отношении потерь, связанных с оборудованием и скважиной.Из договора исключается освобождение от ответственности в случаях **крупной халатности** или **умышленных действий.**  | **Оператор** освобождает от ответственности **Подрядчика** в отношении притязаний, связанных с пожаром, взрывом или утечкой на месте выполнения работ вне зависимости от причины; Договор исключает крупную халатность (включая умышленные действия). | Группа Операторов включает других подрядчиков компании-оператора.  | Ни одна из сторон не ответственна за косвенные убытки другой стороны |
| **Договор по фрахтованию судна для предоставления оффшорных услуг** BIMCO Time Charter Party for Offshore Service Vessels,2005 | Освобождение от ответственности во всех случаях.  | **Собственник** освобождает **Фрахтователя** от покрытия ущерба от загрязнений, связанных с ошибками Собственника и его персонала, что вызывает утечки или разливы нефти с судна; Фрахтователь освобождает от ответственности Собственника от любых притязаний, связанных с загрязнениями вне зависимости от причины.  | Контракторы Фрахтователя не включаются в договор.  | Крупная халатность исключается.  |

Упрощенно схему взаимодействия на основе использования принципа возмещения затрат и освобождения от ответственности можно представить следующим образом (См. Рисунок 8)



*Рисунок 8 Распределение рисков между участниками нефтегазового проекта на базе принципа освобождения от ответственности*

Распределение риска на основе расширенного принципе об освобождении от ответственности можно увидеть на Рисунке 9 и Рисунке 10.



*Рисунок 9 Распределение рисков между участниками нефтегазового проекта на базе принципа освобождения от ответственности*



*Рисунок 10 Распределение рисков между участниками нефтегазового проекта на базе принципа освобождения от ответственности*

Изображенные схемы взаимодействия можно трактовать следующим образом:

* Подрядчик освобождает от ответственности Оператора и его сотрудников от любых притязаний, связанных с нанесением ущерба (включая по вине совершения крупной халатности) Подрядчику и его сотрудникам. (Рисунок 8)
* Оператор освобождает от ответственности Подрядчика и его сотрудников в отношении любых притязаний, связанных с нанесением ущерба (включая по вине совершения крупной халатности) Оператору, его сотрудникам, подрядчикам (за исключением Подрядчика) и субподрядчикам, а также их сотрудникам и приглашенным. (Рисунок 9)
* Подрядчик освобождает от ответственности Оператора и его сотрудников от любых притязаний, связанных с нанесением ущерба (включая по вине совершения крупной халатности) Подрядчику, его сотрудникам, субподрядчикам любого уровня и их сотрудникам (Рисунок 9).
* Подрядчик освобождает от ответственности Оператора, его сотрудников и субподрядчиков, а также сотрудников субподрядчика от любых притязаний, связанных с нанесением ущерба (включая по вине совершения крупной халатности) Подрядчику, его сотрудниками и субподрядчикам, а также сотрудниками субподрядчика. (Рисунок 10)

В типичном договоре также есть отдельный пункт «катастрофа», как в случае с договором ВР «Global Model Well Services Contract» который гарантирует, что оператор освобождает подрядчика от любых притязаний, выплат и ответственности, связанных с аварией на скважине, со взрывом, пожаром или любых других неконтролируемых явлений и потерь нефти и газа вне зависимости от причины.

Популярность подхода с освобождением от ответственности заключается в более низких расходах а) на страховку б) судебные разбирательства сторон в случае инцидента. Также данный подход дает уверенность в том, что компании придется платить только за ущерб, причиненный своим собственным сотрудникам/подрядчикам и т.д.

Технически, в договоре выполнение этого условия достигается путем использования принципа диспозитивности[[13]](#footnote-13):

* Оговоркой об исключении
* Оговоркой об ограничении ответственности

Принцип «о взаимном ограничении ответственности» может принимать различные модификации:

* Исключать случаи крупной халатности или умышленных действий;
* Включать модифицированный принцип «удар за удар», при котором подрядчик несет ответственность за загрязнение окружающей среды, в т.ч. и по причине крупной халатности или нарушения верхнего предела возмещения ущерба;
* Включать освобождение от ответственности в отношении косвенных убытков.

Как и в любом договорном положении, в данной концепции есть недостатки:

* У подрядчика отсутствует информация касательно надежности и уровня обеспечения безопасности работ субподрядчиков, которых нанимает Оператор;
* Ограничения ответственности не обязательно должны быть взаимными;
* Оговорка о возмещении может недостаточно четко истолковываться в контрактах. Исключение крупной халатности или неосторожных действий может быть истолковано двояко касательно того, что можно включать в крупную халатность, а что нет. С одной стороны, ответственность сторон исключается, с другой - налагается ответственность за неосторожные действия.

Соглашения о взаимном отказе от ответственности, как видится, будут оставаться наиболее популярной практикой на рынке, однако в отношении риска загрязнения окружающей среды, операторы должны настаивать на том, чтобы подрядчики несли большую долю риска в случае, если они совершили крупную халатность или даже умышленность, если эти моменты исключены из договора.

Какие условия предполагались при заключении контрактов в случае с разработкой месторождения «Макондо»?

Рассмотрим договор (International Drilling Contract, Indemnity Provision) между ВР (оператором) и **Transocean Ltd** (Владелец буровой платформы), заключенный с целью разработки месторождения «Макондо».

Как распределяется ответственность?

* асКакУщерб третьим сторонам: каждая сторона договора ответственна за свои действия;
* Личный ущерб: каждая сторона договора ответственна за свою «Группу» вне зависимости от причины;
* Ущерб буровой установке вне зависимости от причины - ответственность лежит на буровом подрядчике;
* Ущерб скважине по вине бурового подрядчика - ответственность на буровом подрядчике;
* Затраты на ликвидацию последствий аварии на скважине лежат на операторе независимо от вины бурового подрядчика;
* Ответственность за загрязнение окружающей среды лежит на буровом подрядчике, если причиной загрязнения является авария на буровой установке **над уровнем воды**;
* В противном случае оператор ответственен за все штрафы и возмещение потерь третьим лицам в результате разлива нефти;
* Ущерб имуществу третьих сторон, вызванный взрывом – ответственность на операторе.

Таким образом, согласно договору между Оператором и Буровым подрядчиком ответственность за ущерб буровой установке лежит на буровом подрядчике, ответственность за загрязнение окружающей среде и потери от взрыва **-** на операторе.

Рассмотрим договор между **Оператором и подрядчиком по противовыбросовому оборудованию** (Cameron в случае с ВР) согласно договоруMaster Service Agreement.

* Оператор и подрядчик по противовыбросовому оборудованию (ВОР оператор) освобождают друг друга от ответственности в отношении ущерба или травм, причиненных их Группам (сотрудники);
* Однако если противовыбросовое оборудование повреждено или нанесен ущерб ниже ротора буровой установки или в самой скважине, Оператор платит за ремонт или замену оборудования.
* Подрядчика по **противовыбросовому оборудованию** освобождает оператора от ответственности, связанной с загрязнением окружающей среды на поверхности земли от оборудования ВОР оператора, будучи под контролем Подрядчика по **противовыбросовому оборудованию**;
* Оператор освобождает Подрядчика по **противовыбросовому оборудованию** от ответственности за загрязнение окружающей среды под землей, включая катастрофы в результате взрывов.
* Все договоренности об освобождении от ответственности применяются вне зависимости от причины аварии.

Рассмотрим договор между **Оператором и** партнерами ВР по разработке месторождения Macondo **Anadarko и MOEX.**

Являются ли Anadarko и MOEX ответственными за ущерб, возникший в результате взрыва, согласно операционному соглашению?

Согласно пункту 5.2 (Workmanlike Conduct, AAPL (810-2007) Model Form of Offshore Deepwater Operating Agreement) Оператор не ответственен перед своими партнерами за ущерб, кроме случаев: а) крупной халатности в) умышленных действий Оператора. В совместном операционном соглашении условия распределения ответственности пропорциональны доли подрядчика/оператора в соглашении.

Согласно пункту 22.5. Ответственность за ущерб, Партнеры несут свою часть ответственности за потери и ущерб согласно операционному соглашению, однако Оператор несет 100% затрат если ущерб возникает из-за крупной халатности или умышленных действий Оператора.

Согласно пункту 22.7 Ущерб месторождению или нефтегазовым активам, ни одна из компаний не ответственна за ущерб месторождению или ущерб, нанесенный углеводородам кроме случаев, когда ущерб возникает из-за крупной халатности или умышленных действий.

Оператор ответственен за ущерб по причине некорректного выполнения/невыполнения своих обязанностей пропорционально доле своего участия в операционном соглашении, даже если ущерб нанесен по причине крупной халатности или умышленных действий.

В контракт включен опционный пункт. Если в результате действий руководящего технического персонала Оператора по причине крупной халатности или умышленных действий нанесен ущерб, тогда Оператор (выбрать по желанию) а) несет все убытки б) несет убытки по ремонту и замене оборудования или в) несет убытки в размере фиксированной стоимости.

Чем авария в Мексиканском заливе отличается от других катастроф, связанных с разработкой и добычей нефтегазовых месторождения?

Традиционно считалось, что в случае катастрофы при разработке нефтегазового месторождения вся ответственность за последствия, в т.ч. в форме штрафов и санкций будет возложена на оператора проекта. До инцидента в «Макондо» регуляторы призывали к ответственности в основном операторов за несоблюдение норм безопасности и причинение ущерба окружающей среде. Как показала практика, несмотря на использование оговорок об освобождении ответственности в сервисных контрактах, подрядчики могут быть сильно затронуты в вопросах уплаты штрафов и санкций в гражданско-правовой сфере (нарушения закона о Чистой воде, о Нефтяном загрязнении т.д.). Таким образом, традиционный подход к разделению рисков постепенно меняется, привлекая все большее количество сторон к ответственности, что оказывает сильное влияние на устойчивость нефтесервисной индустрии.

С одной стороны, справедливо считать, что именно оператор, будучи менее финансово уязвимым участником проекта и обладая большим объемом информации касательно процессов принятия решений и рисков, связанных с добычей и разработкой, должен нести большую долю ответственности за соблюдение регулятивных требований. С другой стороны, должна существовать какая-то гарантия, как минимум, угроза наказания, того, что подрядчики работают согласно международным стандартам в области обеспечения безопасности и охраны окружающей среды.

Другим важным вопросом, как уже было отмечено, является возможность страхового обеспечения. На текущий момент частой практикой является исключение пункта «катастрофы, связанные со взрывами на нефтяной платформе» из договора страхования. Страхование для подрядчиков может быть не состоятельным или вообще не существовать. При этом страховка может вообще не покрывать такие положения, как «крупная халатность» или «умышленные виновные действия». Результатом является тот факт, что ресурсов для покрытия ущерба у подрядчика может просто не быть.

В вердикте, вынесенном по делу об аварии, установлено, что в соответствии с контрактом на бурение ответственность за аварию лежит на ВР, т.к. авария произошла не на поверхности воды и не над водой. Учитывая, что Transocean оказывается не виновной, основания для дополнительных страховых выплат по обязательствам в пользу ВР отсутствуют.

## Рекомендации и меры по организации эффективного взаимодействия нефтедобывающих и нефтесервисных компаний для минимизации экологических рисков.

Обозначив основные проблемы с распределением рисков в нефтесервисных контрактах, а также потенциальные угрозы политике безопасности нефтедобывающих компаний, попробуем предложить решения проблем и рекомендации по более эффективному взаимодействию исследуемых сторон.

Рассмотрев нефтесервисный рынок, мы обозначили ряд проблем, требующих решений.

Делая выводы из текущей ситуации на рынке, а также проанализировав публикации экспертов относительно путей создания конкурентоспособного рынка нефтегазового оборудования и сервиса, можно сделать несколько выводов:

* Необходимо взаимовыгодное партнерство между нефтедобывающими и нефтесервисными компаниями;
* Необходимо внести изменения в Налоговый кодекс Российской Федерации, а именно модифицировать порядок расчета базы по налогу на прибыль, в частности, не облагать налогом прибыль, направляемую на капитальные вложения. В этой связи также необходимо разработать нормативные документы, увязывающие уровень налогообложения нефтяных компаний с уровнем капитальных вложений на тонну добываемой нефти;
* Внести изменения в налоговое законодательство в плане исчисления НДС. Задержки платежей со стороны нефтяных компаний своим подрядчикам не редкие, и это нужно принимать во внимание при расчете НДС. Подрядчики должны облагаться налогом по фактической оплате услуг, а не по отгрузке;
* Разработать программу по модернизации основных средств в нефтегазовом секторе;
* Ввести антимонопольное регулирование при проведении тендеров на оказание услуг и выполнение работ, в том числе для естественных монополий;
* Унифицировать российские требования по нефтегазовому оборудованию для шельфа с международными стандартами;
* Ввести льготные условия кредитования отечественных предприятий на уровне законодательства;

Спорным является предложение Правительства РФ о создание крупного государственного игрока на рынке нефтесервисных услуг.

В феврале 2012 года Правительством РФ было принято решение о создании объединяющего государственного холдинга госкомпании, которая бы объединила нефтегазосервисные активы, принадлежавшие большинству отечественных ВИНК.

Создание эффективной государственной компании возможно, но при определенных условиях:

* Для доступа к дешевому и длинному финансирования доля государственного участия не должна превышать 51% от новой компании.
* По мнению экспертов, для перехода на качественно новый уровень нефтесервиса, необходимо:
	+ Обеспечение источников финансирования для разработки новых технологий, технического переоснащения, а также замена устаревших нормативов;
	+ Долгосрочная стратегия по развитию как нефтегазовой промышленности в целом, так и нефтесервиса непосредственно.

Эффективность функционирования нефтесервисного рынка определяет и высокий уровень взаимодействия между нефтесервисными компаниями и операторами. Однако, это взаимодействие невозможно без принятий определенных решений в этой области, а именно:

* Первая опция для решения проблемы покрытия ущерба от аварии заключается в создании фонда, состоящего из обязательных взносов подрядчиков, которые в общей сумме должны быть достаточны для покрытия ущерба в случае катастрофы, а также в ситуации, если оператор не в состоянии возместить ущерб (такое теоритически может произойти, если размеры аварии будут серьезнее, чем в «Макондо»).
* Создание международной совместной инициативы между государствами и представителями нефтегазовой промышленностью, с привлечением представителей рынка страхования является привлекательным с точки зрения выработки унифицированных норм и правил, по которым операторы и подрядчики могли бы взаимодействовать по всему миру с применением стандартов и использованием лучших практик (регулярные инспекции, взносы, прозрачные правила и стандарты, механизмы страхования, определения предела возмещения затрат и т.д.)

Хорошим примером может послужить организация Oil & Gas UK, которая является ведущей  организацией, действующей в интересах шельфовой нефтегазовой промышленности в Великобритании.

Отметим, что данная инициатива сопряжена с трудностями, т.к. призвана объединить разные интересы участвующих сторон.

Установление предела возмещения затрат дестимулирует к созданию «здоровой» системы безопасности в отрасли. Однако сделать этот предел неограниченным также не представляется возможным, иначе механизм страхования не сможет быть запущен. Возможным решением является ограничение ответственности до определенной доли и подкрепление этого предела страховкой.

Страхование, как уже было отмечено, позволяет снизить риск не покрытия ущерба. Отметим, страхование порождает проблему «морального риска»[[14]](#footnote-14) в экономике: у подрядчика повышаются стимулы к несоблюдению норм безопасности, т.к. компания осознает, что риски покрыты страховкой. Чтобы преодолеть данной противоречие, страховые компании могут ввести коэффициенты риска, которые пропорциональны страховой выплате. Т.е. чем выше оценивается уровень риска подрядчика, чем большую страховую выплату вносит компания.

Повышение финансовой ответственности также призвано стимулировать укрепление политики безопасности, в т.ч. экологической. Угроза банкротства подрядчику/оператору при выплате возмещения в результате катастрофы может быть исключена введением требования о финансовой состоятельности/финансового обеспечения. При этом уровень финансового обеспечения должен быть выше, чем ограничение предела возмещения, т.к. в предел возмещения не включаются многие затраты, такие, как затраты на ликвидацию аварии и гражданско-правовые санкции и штрафы. Результатом введения данного требования может стать уход большого количества мелких подрядчиков с рынка нефтесервисных услуг и увеличение доли более крупных подрядчиков и операторов на рынке.

Мониторинг со стороны государственных органов и страховых компаний является одним из способов обеспечения более высокого уровня безопасности. Почему мы включаем сюда страховые компании? Для страховых компаний контроль за соблюдением техники безопасности и безопасного взаимодействием подрядчиков и операторов создает дополнительный стимул в силу потенциального воздействия на прибыль страховой компании при наступлении страхового случая.

Должен произойти пересмотр оговорки об исключении ответственности, понятие крупной халатности и умышленных действий. Однако контракты должны быть дополнением к разработке международного законодательства/международной конвенции, которая бы направляла или даже требовала от операторов придерживаться принятым в отрасли практикам.

Существующие диспропорции в инвестициях в технику безопасности и технологий оператора и подрядчиков на глубоководных проектах должны быть устранены.

Возвращаясь к России, российское право предоставляет участникам нефтегазовых проектов меньше свободы в части реализации подхода, основанного на освобождении от ответственности, как альтернативы распределения рисков в нефтесервисных договорах.

Как утверждают аналитики, «возможность моделировать свои отношения по возмещению убытков ограничивается применением специальных норм Гражданского Кодекса РФ, если они не носят диспозитивный характер».

Пункт об ограничении ответственности не встречается в российских проектах, так как положения ГК РФ об ответственности не предоставляют возможность отказа от прав и компенсации убытков по сравнению с международными контрактами.

## Выводы

Подведем итоги второй главы.

Российское законодательство в области освоения континентального шельфа недостаточно проработано:

* Методика расчета размера компенсации ущерба от разливов нефти в водоемах и мероприятий по ликвидации аварийных разливов не соответствует действующим штрафам для компенсации соответствующего ущерба.
* Закон об обязательном страховании ответственности владельцев и операторов опасных объектов не предусматривает страхование экологических рисков;
* Экологическое регулирование добычи нефти и газа на шельфе регулируется региональными конвенциями и национальными правовыми механизмами. Необходимо создание международной конвенции и более глубокая унификация правил для компаний, работающих на шельфе.
* Закон о «О защите морей от нефтяного загрязнения» (2012) внес важные изменения в экологическое регулирование добычи нефти на шельфе в России.
* Российская практика регулирования взаимодействия между участниками совместных проектов в нефтегазовой сфере, не предоставляет возможность отказа от прав и компенсации убытков по сравнению с американскими и европейскими контрактами.
* Авария в Мексиканском заливе показала, что подрядчики могут нести большую долю риска, чем предполагалось, и вынуждены покрывать большие штрафы за нарушения местных законов в области загрязнения окружающей среды.

# **Оценка моделей взаимодействия нефтедобывающих и нефтесервисных компаний в разрезе экологических рисков**

Для оценки взаимодействия нефтедобывающих и нефтесервисных компаний в разрезе экологических рисков построим модели оценки экономической эффективности проектов. Основу модели составит проект «Приразломная», который представляет проект по разработке и добыче нефти и газа на арктическом шельфе. Хотя экономические и геологические характеристики месторождения «Приразломная» полностью не соответствует характеристикам месторождения «Макондо», базовые параметры, обладающие значимостью в рамках данного исследования, совпадают: добыча углеводородов на шельфе в сложных геологических условиях.

 Целью построения модели является оценка альтернатив использования внутреннего сервиса компании и аутсорсинга при разработке проекта на шельфе с учетом экологических рисков.

Помимо этого мы построим «дерево решений», целью которого является представление выбора альтернатив для компании-оператора проекта нефетедобычи с учетом соотношения экологических штрафов, вероятности аварии и состояния рынка страхования.

Источник статистики по проекту «Приразломная» «Prirazlomnoye (Offshore), Asset report - Apr 2014» Wood Mackenzie. Данные актуальны на 2014 год.

Начнем с обоснования предпосылок, которые служат инструментами корректировки исходной модели с учетом цели нашего исследования, а именно, анализа взаимодействия нефтегазовых компаний и подрядчиков с позиции экологической безопасности.

Итак, исходные предпосылки модели:

* Модель оценки экономической эффективности проекта нефтедобычи;
* В модели учтена стоимость экологических рисков (штрафы) и вероятность совершения аварии;
* Рассмотрена опция аутсорсинга (выведения нефтесервиса из активов компании).

Обоснуем выбор параметров модели.

В главе 2.4 мы писали о том, что вывод нефтесервиса из активов нефтяных корпораций является тенденцией последних нескольких лет. Однако, текущие условия рынка, а именно, стремление нефтесервисных компаний завышать цены на свои услуги, создавая монополизированные условия взаимодействия, заставляют компании возвращаться к схеме формирования дочерних нефтесервисных компаний.

На базе модели экономической эффективности проекта попробуем сравнить два сценария взаимодействия оператора и подрядчика: с аутсорсингом и с использованием собственного сервиса.

Предположим, что при аутсорсинге сервисных услуг стоимость этих услуг возрастет на 5%. При аутсорсинге сервисных услуг штрафы за аварию оплачивает сервисная компания. Модель рассматривается с позиции оператора таким образом, что в случае наступления аварии все штрафы оплачивает подрядчик.

Предположим, что в случае возникновения аварии, максимальный возможный разлив нефти будет составлять 9 000 баррелей нефти или 1227 тонн нефти, а соответствующая вероятность наступления разлива этого объема составляет 0,25% согласно статистике Бюро по управлению добычей энергоресурсов в открытом море в США и Бюро по вопросам безопасности и природоохранного право применения США.[[15]](#footnote-15)

Размер штрафов рассчитываем согласно Приказу Минприроды России от 13 апреля 2009 г. N 87 "Об утверждении Методики исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства" (См. Таблицу 4).

Формула расчета размера вреда от загрязнения водного объекта в результате разлива нефтепродуктов такова:


где: Нi - такса для исчисления размера вреда, Квг, Кдп, Кв, Кин - повышающие коэффициенты, расшифровки и соответствующие таблицы представлены в Приложении.

***Таблица 4*** *Таксы для исчисления размера вреда при загрязнении в результате аварий водных объектов нефтепродуктами ()*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| М\_н, т | Н\_н, млн. руб. | М\_н, т | Н\_н, млн. руб. | М\_н, т | Н\_н, млн. руб. |
| 0,1-0,2 | 0,5-0,6 | 9-16 | 6,1-11 | 350-550 | 229-349 |
| 0,2-0,4 | 0,6-1,0 | 16-30 | 11-22 | 550-750 | 349-464 |
| 0,4-0,9 | 1,0-1,4 | 30-40 | 22-28 | 750-1100 | 464-574 |
| 0,9-2 | 1,4-2,3 | 40-75 | 28-52 | **1100-1800** | **574-840** |
| 2-4 | 2,3-3,7 | 75-130 | 52-84 | 1800-3000 | 840-1344 |
| 4-9 | 3,7-6,1 | 130-350 | 84-229 | 3000-5000 | 1344-2016 |

Мн - масса нефти, нефтепродуктов, поступивших в водный объект,

Нi - таксы для исчисления размера вреда от сброса i-го вредного (загрязняющего) вещества в водные объекты.

## Методика определения эффективности проекта по добыче нефти и газа

 Оценка экономической эффективности проекта проводилась поэтапно. Алгоритм расчета денежного потока и показателей эффективности инвестиционных проектов отражен на Рисунке 11.

|  |  |
| --- | --- |
|

|  |
| --- |
|  |

*Рисунок 11* *Алгоритм расчета денежного потока и показателей эффективности инвестиционных проектов* |
|  |

Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов в бизнес-сегменте «геологоразведка и добыча» взяты с сайта РАЕН «Технические регламенты разработки месторождений».

Итоговый расчет денежных потоков и показателей эффективности инвестиционного проекта производится по следующей формуле, представляющей собой разницу между притоком и оттоком денежных средств:

**Cash flowt= TRt – Investments - Transpt - OPEXt -Tt,** где:

**Cash flowt** – денежный поток проекта в t-м году, млн. $;

**TRt** – выручка от реализации товарной продукции в t-м году, млн. $;

**Transpt** – коммерческие расходы (включая затраты на транспортировку продукции до потребителей) в t-м году, млн. $;

**Investments** – инвестиционные расходы (без НДС) проекта в t-м году, млн. $;

**OPEXt** – операционные расходы (без НДС) проекта в t-м году, млн. $;

**Tt** – налоги, платежи и отчисления в t-м году, млн. $;

Отток денежных средств представляет собой расходы по проекту и включает:

* Инвестиционные расходы (капитальные затраты, инвестиционные затраты на геологоразведочные работы, прочие инвестиционные расходы);
* Операционные расходы;
* Коммерческие расходы;
* Налоги.

При этом **капитальные затраты** включают:

* Техническое обустройство месторождения;
* Бурение скважин;
* Оборудование, не входящее в сметы строек;
* Строительство объектов нефтепромыслового обустройства и производственной инфраструктуры.

Операционные расходы включают в себя расходы, непосредственно связанные с добычей углеводородов. Операционные расходы включают в себя:

* Расходы на энергию по извлечению углеводородов;
* Расходы по искусственному воздействию на пласт;
* Расходы на оплату труда;
* Расходы по сбору и транспорту углеводородов;
* Расходы по технологической подготовке углеводородов;
* Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (расходы на поддержание и восстановление работоспособности основных фондов),
* в том числе: капитальный ремонт скважин;
* Цеховые расходы;
* общепроизводственные расходы.

Для более точного расчета себестоимости добычи углеводородов целесообразно использовать принцип разделения операционных расходов на две группы:

* условно-постоянные расходы;
* условно-переменные расходы.

Группа условно-постоянных расходов включает расходы на оплату труда производ­ственных рабочих, расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, общепроизвод­ственные расходы, связанные с управлением производственно-хозяйственной деятельностью организации.[[16]](#footnote-16) К группе условно-переменных расходов относятся:

* затраты на извлечение жидкости из скважин,
* расходы по сбору и транспорту нефти и газа,
* расходы на технологическую подготовку нефти,
* расходы по искусственному воздействию на пласт, не относящиеся к инвестици­онным расходам.

Эксплуатационные расходы на добычу углеводородов включают в себя операционные расходы, налоги и платежи, относимые на себестоимость добычи углеводородов, а также амортизационные отчисления.[[17]](#footnote-17)

Расчет амортизационных отчислений инвестиционных проектов на месторожде­ниях, находящихся в промышленной эксплуатации, осуществляется для активов, которые создаются в процессе реализации проекта, а также ранее созданных основных производ­ственных фондов (далее – ОПФ), которые участвуют в реализации проекта. В этих проектах рассчитывается амортизация вновь введенных активов и амортизация ранее созданных ОПФ.

Чистая прибыль инвестиционного проекта в бизнес-сегменте "Геологоразведка и добыча" (upstream) определяется как разница между операционным доходом и эксплуатационными расходами, а также налогами и платежами, относимыми на финансовые результаты.

Перечень и числовые значения исходных данных, а также капитальных вложений и операционных затрат представлены на таблицах ниже:

|  |
| --- |
| Расчет произведен в постоянных ценах |
| Цена реализации нефти на внешнем рынке составляет 117.8 $/барр. |
| Цена реализации нефти на внутреннем рынке (с НДС) 95.08 $/барр. |
| Ставка дисконтирования 10% |
| Вероятность наступления разлива нефти размером не более 1277 тонн равна 0,25%  |
| В модель введены условия экологических штрафов (0 или 1); При выборе опции аутсорсинга размер капитальных затрат увеличивается на 5%. |

*Таблица 5 Исходные данные и предпосылки*

*Таблица 6 Основные технико-экономические показатели эффективности разработки месторождения «Приразломное»*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Показатели | Ед.изм. |  |
|  |
| **Технологические показатели** |   |   |
| Период добычи | год | 2013- 2038 |
| **Добыча, всего** |   |  |
| нефти | млн.барр. | 356,3 |
|  |  |  |
| **Экономические показатели** |   |  |
| Выручка, всего | млн.$. | 36 315,5 |
| Капитальные расходы  | млн.$. | 8 600,4 |
| Эксплуатационные расходы  | млн.$. | 5 793,3 |
| **Показатели экономической** **эффективности** |   |  |
| Чистый поток | млн.$. |  4 038 |
| Дисконтированный чистый денежный поток NPV 10% | млн.$. |  - 1 346 |
| IRR | **%** | 4,23% |
| Срок окупаемости проекта без учета дисконтирования | лет | 22 |
| Срок окупаемости проекта c учетом дисконтирования | лет | 40 |
| Индекс доходности затрат ИД  | доли ед. | 2.13 |
| Индекс доходности инвестиций PIR | доли ед. | 0,69 |

*Таблица 7 Интегральные показатели эффективности проекта*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Показатель** | **ед.изм.** | **Значение** |
| Чистый доход (PV) | млн.долл. | 4038,0 |
| Чистый дисконтированный доход (NPV) | млн.долл. | -1346,9 |
| Внутренняя норма доходности проекта (IRR) | % | 4,23% |
| Максимальная отрицательная наличность без дисконтирования | млн.долл. | 5838,7 |
| Срок окупаемости проекта без учета дисконтирования | лет | 22 |
| Максимальная отрицательная наличность c учетом дисконтирования | млн.долл. | 2671,6 |
| Срок окупаемости проекта c учетом дисконтирования | лет | 40 |
| Индекс доходности затрат ИД (методика Лукойла) | доли ед. | 2,13 |
| Индекс доходности инвестиций PIR без дисконтирования (методика BP) | доли ед. | 0,69 |
| Индекс доходности инвестиций PIR(i) с дисконтированием (методика BP) | доли ед. | -0,50 |

Результаты сравнения сценарных условий реализации проекта отражены в таблице ниже:

|  |
| --- |
|  |
| **№** | **Название** | **NPV без аварии,млн. долл.** | **NPV с аварией,млн. долл.** | **Вероятность аварии** | **NPV итоговый,млн. долл.** |
| 1 | Внутренний сервис | -1346,9 | -1358,5 | 0,25% | -1 347 |
| 2 | Внешний сервис | -1487,9 | -1487,9 | 0,00% | -1 488 |

Промежуточные расчеты представлены в Таблице 8.

Результаты расчета подтверждают, что наличие собственного сервиса при наступлении экологической катастрофы более выгодно для компании-оператора, чем использование аутсорсинга. Однако стоит отметить, что результаты расчета напрямую зависят от ставки дисконтирования, размера штрафов и других показателей, способных сильно поменять результаты расчета. Кроме того, в модели рассмотрены «полярные» ситуации: при собственном сервисе в случае наступления аварии штрафы платит оператор, при аутсорсинге штрафы полностью выплачивает подрядчик. В реальной жизни им приходится разделять риски, хотя и основную часть расходов, например, по ликвидации аварийного разлива (что не входит в размер штрафов в расчете) несет оператор.

Подход, отражающий основные факторы и условия взаимодействия оператора и подрядчика, представлен на Рисунке 12. Компания-оператор выбирает альтернативы, сравнивая такие факторы, как:

* Соотношение стоимости собственного сервиса и аутсорсинга;
* Соотношение таких величин, как вероятность аварии, помноженная на экологический штраф и разница в стоимости аутсорсинга и собственного сервиса;
* Вероятность аварии, помноженная на штраф и стоимость страховки;
* Зрелый или незрелый рынок страхования (предусмотрены ли механизмы компенсации ущерба, покрывает ли верхний предел возмещения убытков ущерб от аварии)
* Зрелый или незрелый рынок нефтесервисных услуг (стоимость нефтесервисных услуг сильно завышена, рынок монополизирован).

Рассмотрим результаты оценки модели по основным направлениям.

Была определена коммерческая эффективность проекта с помощью показателя дисконтированного потока наличности (NPV), а также другие показатели оценки проекта - срок окупаемости, внутренняя норм доходности проекта. Несмотря на то, что величина NPV оказалась отрицательной, не следует делать однозначный вывод о том, что проект не принесет высокий уровень дохода. Результаты зависят от выбора ставки дисконтирования, доли реализации нефти на внешнем рынке и динамики затрат.

Мы можем говорить о том, что проект окупается, несмотря на довольно долгий период (40 лет с учетом дисконтирования).

Проведем анализ чувствительности денежного потока по месторождению «Приразломная» по отношению к ставкам налоговых платежей и капитальным затратам по проекту. Уменьшение НДПИ и роялти в два раза приводит к увеличению денежного потока на 16%, а уменьшение капитальных затрат на 10% увеличивает денежный поток на 21%.

Таким образом, данный проект еще раз доказывает тот факт, что шельфовые месторождения в России демонстрируют относительно низкую рентабельность по причине высоких налоговых ставок по НДПИ и завышенных издержек, как в случае с проектом «Приразломная». Штрафы за разливы нефти и прочие виды загрязнений окружающей среды еще более ухудшают финансовую устойчивость проекта.

Возможным решением видится разделение экологических рисков не только между оператором и подрядчиком, но и между компанией и государством с тем, чтобы гарантировать финансовое покрытие разлива нефти и ликвидацию последствий.

Подводя итоги, решение, которое принимает компания-оператор при выборе формы взаимодействия с подрядчиком, зависит не только от NPV, но и от таких факторов, как: ценообразование на рынке нефетесервисных услуг, соотношение стоимости аутсорсинга и стоимости внутреннего сервиса, механизмов страхования экологических рисков.

Модель оценки экономической эффективности проекта продемонстрировала, что компании-оператору может быть выгодно не выводить нефтесервис из своих активов. Это доказывает и стремление нефтяных компаний (например, Роснефти) к созданию собственных нефтесервисных услуг на базе дочерних предприятий ввиду сильного повышения цен на услуги нефтесервисных компаний.

|  |
| --- |
|  |

*Рисунок 12 Дерево решений для компании-оператора*

**Зрелый рынок сервисных услуг**

**Незрелый рынок сервисных услуг**

**Стоимость аутсорсинга<Стоимость внутреннего сервиса**

**Стоимость аутсорсинга>Стоимость внутреннего сервиса**

**Вероятность аварии\*Штраф> (Стоимость аутсорсинга - Стоимость внутреннего сервиса)**

**Вероятность аварии\*Штраф < (Стоимость аутсорсинга - Стоимость внутреннего сервиса)**

**Вероятность аварии\*Штраф > Страховка**

**Вероятность аварии\*Штраф < Страховка**

**Аутсорсинг**

**Аутсорсинг**

**4**

**2**

**5**

**Используем собственный сервис**

**Зрелый рынок страхования**

**Незрелый рынок страхования**

**2**

**2**

**Страхуем риски**

**Не страхуем риски**

Рисунок 13

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

*Таблица 8 Расчет*



# Заключение

В работе проводился анализ взаимодействия нефтегазовых компаний и подрядчиков с позиции экологической безопасности на примере аварии в Мексиканском заливе.

В ходе работы была достигнута основная цель исследования – было проанализировано взаимодействие нефтегазовых компаний и подрядчиков в различных формах с позиции влияния их взаимодействия на экологическую безопасность и определены меры по повышению эффективности этого взаимодействия для целей экологической безопасности.

Рассмотрим подробнее результаты проделанной работы:

* Была проведена оценка нефтесервисного рынка, российского и мирового.

Так как подрядчики выполняют до 80% работ в нефтедобывающих проектах, сопряженных с высокими рисками, в т.ч. для экологии, нефтесервисный рынок чрезвычайно важен с точки зрения регулирования экологических рисков. Как российский, так и мировой нефтесервисные рынки динамично развиваются с тенденцией заключения крупных сделок по слиянию и поглощению. Крупнейшим сегментом мирового нефтесервисного рынка является оффшорное бурение.

* Особенность российского нефтесервисного рынка – высокая доля дочерних нефтяных и иностранных компаний.
* Основная часть вертикально-интегрированных нефтяных компаний вывела нефтесервис из своих активов. Цены на услуги нефтесервисных компаний на рынке высоки, что побуждает нефтегазовые компании возвращаться к традиционному включению нефтесервиса в состав собственных активов.

Рассмотрев российское экологическое законодательство в области освоения континентального шельфа, мы приходим к следующим выводам:

* Методика расчета размера компенсации ущерба от разливов нефти в водоемах и мероприятий по ликвидации аварийных разливов не соответствует действующим штрафам для компенсации соответствующего ущерба.
* Закон об обязательном страховании ответственности владельцев и операторов опасных объектов не предусматривает страхование экологических рисков;
* Экологическое регулирование добычи нефти и газа на шельфе регулируется региональными конвенциями и национальными правовыми механизмами. Необходимо создание международной конвенции и более глубокая унификация правил для компаний, работающих на шельфе.
* Закон о «О защите морей от нефтяного загрязнения» (2012) внес важные изменения в экологическое регулирование добычи нефти на шельфе в России.
* Российская практика регулирования взаимодействия между участниками совместных проектов в нефтегазовой сфере, не предоставляет возможность отказа от прав и компенсации убытков по сравнению с американскими и европейскими контрактами.
* Авария в Мексиканском заливе показала, что подрядчики могут нести большую долю риска, чем предполагалось, и вынуждены покрывать большие штрафы за нарушения местных законов в области загрязнения окружающей среды.

Результаты расчета на базе шельфового проекта подтверждают, что наличие собственного сервиса при наступлении экологической катастрофы более выгодно для компании-оператора, чем использование аутсорсинга. В то же время решение, которое принимает компания-оператор при выборе формы взаимодействия с подрядчиком зависит не только от NPV, но и от таких факторов, как: ценообразование на рынке нефетесервисных услуг, соотношение стоимости аутсорсинга и стоимости внутреннего сервиса, механизмов страхования экологических рисков, размера штрафов.

В то же время расчеты доказывают, что шельфовые месторождения в России демонстрируют относительно низкую рентабельность по причине высоких налоговых ставок по НДПИ и завышенных издержек, а штрафы за разливы нефти и прочие виды загрязнений окружающей среды еще более ухудшают финансовую устойчивость проекта.

Таким образом, нам видятся следующие меры и рекомендации для повышения эффективности взаимодействия операторов и подрядчиков для целей экологической безопасности:

* Образование фонда, состоящего из обязательных взносов подрядчиков, которые в общей сумме должны быть достаточны для покрытия ущерба в случае катастрофы, а также в ситуации, если оператор не в состоянии возместить ущерб.
* Создание международной совместной инициативы между государствами и представителями нефтегазовой промышленности, с привлечением представителей рынка страхования, является привлекательным с точки зрения выработки унифицированных норм и правил, по которым операторы и подрядчики могли бы взаимодействовать по всему миру с применением стандартов и использованием лучших практик.
* Страхование позволяет снизить риск не покрытия ущерба. Чтобы преодолеть проблему «морального риска», страховые компании могут ввести коэффициенты риска, которые пропорциональны страховой выплате. Т.е. чем выше оценивается уровень риска подрядчика, чем большую страховую выплату вносит компания.
* Повышение финансовой ответственности призвано стимулировать укрепление политики безопасности, в т.ч. экологической. Угроза банкротства подрядчику/оператору при выплате возмещения в результате катастрофы может быть исключена введением требования о финансовой состоятельности/финансового обеспечения. Уровень финансового обеспечения должен быть выше, чем ограничение предела возмещения, т.к. в предел возмещения не включаются многие затраты, такие, как затраты на ликвидацию аварии и гражданско-правовые санкции и штрафы. Результатом введения данного требования может стать уход большого количества мелких подрядчиков с рынка нефтесервисных услуг и увеличение доли более крупных подрядчиков и операторов на рынке.
* Мониторинг со стороны государственных органов и страховых компаний является одним из способов обеспечения более высокого уровня безопасности. Для страховых компаний контроль за соблюдением техники безопасности и безопасного взаимодействием подрядчиков и операторов создает дополнительный стимул в силу потенциального воздействия на прибыль страховой компании при наступлении страхового случая.
* Должен произойти пересмотр оговорки об исключении ответственности, понятие крупной халатности и умышленных действий. Однако контракты должны быть дополнением к разработке международного законодательства/международной конвенции, которая бы направляла или даже требовала от операторов придерживаться принятым в отрасли практикам.

# Приложение

*Таблица 9 Коэффициент, учитывающий природно-климатические условия в зависимости от времени года ()*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| N п/п | Месяцы | Коэффициент,[\*](http://base.garant.ru/12167365/#block_110111)К\_вг |
| 1 | Декабрь, январь, февраль | 1,15 |
| 2 | Март, апрель, май | 1,25 |
| 3 | Июнь, июль, август | 1,10 |
| 4 | Сентябрь, октябрь, ноябрь | 1,15 |

*Таблица 10 Коэффициент, учитывающий экологические факторы () (состояние водных объектов)*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| N п/п | Наименование | Коэффициент,К\_в |
| **I.** | **Речные бассейны, бассейны озер, морей** |  |
| 1. | Бассейн р. Невы | 1,51 |
| 2. | Бассейн р. Неман | 1,21 |
| 3. | Реки бассейнов Ладожского и Онежского озер, озера Ильмень и указанные озера | 2,10 |
| 4. | Прочие реки бассейна Балтийского моря | 1,18 |
| 5. | Бассейн р. Северной Двины | 1,36 |
| 6. | Прочие реки бассейна Белого моря | 1,16 |
| 7. | Бассейн р. Печоры | 1,37 |
| 8. | Прочие реки бассейна Баренцева моря | 1,22 |
| 9. | Бассейн р. Волги | 1,41 |
| 10. | Бассейн р. Терек | 1,55 |
| 11. | Бассейн р. Урал | 1,60 |
| 12. | Бассейны рр. Сулак, Самур | 1,45 |
| 13. | Прочие реки бассейна Каспийского моря | 1,39 |
| 14. | Бассейн р. Дон | 1,29 |
| 15. | Бассейн р. Кубани | 2,20 |
| 16. | Прочие реки бассейна Азовского моря | 1,64 |
| 17. | Бассейн р. Днепр | 1,33 |
| 18. | Прочие реки бассейна Черного моря | 1,95 |
| 19. | Бассейн р. Оби | 1,22 |
| 20. | Бассейн р. Енисей | 1,36 |
| 21. | Прочие реки бассейна Карского моря | 1,23 |
| 22. | Бассейн р. Лены | 1,27 |
| 23. | Прочие реки бассейна моря Лаптевых | 1,18 |
| 24. | Бассейн озера Байкал и озеро Байкал | 2,80 |
| 25. | Реки бассейна Восточно-Сибирского моря | 1,15 |
| 26. | Реки бассейнов Чукотского и Берингова морей | 1,12 |
| 27. | Бассейн р. Амур | 1,27 |
| 28. | Прочие реки бассейнов Охотского и Японского морей | 1,32 |
| 29. | Прочие реки бассейна Тихого океана | 1,20 |
| 30. | Озера | 1,80 |
| **II.** | **Моря или их отдельные части** |  |
|  | Азовское, Каспийское моря |  |
| 31. | до 10 км (от береговой линии) | 1,25 |
|  | более 10 км | 1,1 |
| 32. | Черное море |  |
|  | до 10 км (от береговой линии) | 1,15 |
|  | более 10 км | 1,05 |
| 33. | Балтийское, Белое, Баренцево, Японское моря |  |
|  | до 10 км (от береговой линии) | 1,05 |
|  | более 10 км | 0,95 |
| 34. | Карское, Охотское и Берингово моря, Тихий океан |  |
|  | до 10 км (от береговой линии) | 1,02 |
|  | более 10 км | 0,9 |
| 35. | Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря |  |
|  | до 10 км (от береговой линии) | 1,0 |
|  | более 10 км | 0,85 |
| 36. | Другие водные объекты[\*](http://base.garant.ru/12167365/#block_11021) |  |

*Таблица 11 Коэффициенты, учитывающие длительность негативного воздействия вредных (загрязняющих) веществ на водный объект при непринятии мер по его ликвидации ()*

|  |  |
| --- | --- |
| Время не принятия мер по ликвидации загрязнений[\*](http://base.garant.ru/12167365/#block_11041), Час | Коэффициент,К\_дл |
| До 6 включительно | 1,1 |
| Более 6 до 12 включительно | 1,2 |
| -"- 13 до 18 -"- | 1,3 |
| -"- 19 до 24 -"- | 1,4 |
| -"- 25 до 30 -"- | 1,5 |
| -"- 31 до 36 -"- | 1,6 |
| -"- 37 до 48 -"- | 1,7 |
| -"- 49 до 60 -"- | 1,8 |
| -"- 61 до 72 -"- | 1,9 |
| -"- 73 до 84 -"- | 2,0 |
| -"- 85 до 96 -"- | 2,1 |
| -"- 97 до 108 -"- | 2,2 |
| -"- 109 до 120 -"- | 2,3 |
| -"- 121 до 132 -"- | 2,4 |
| -"- 133 до 144 -"- | 2,5 |
| -"- 145 до 156 -"- | 2,6 |
| -"- 157 до 168 -"- | 2,7 |
| -"- 169 до 180 -"- | 2,8 |
| -"- 181 до 192 -"- | 2,9 |
| -"- 193 до 204 -"- | 3,0 |
| -"- 205 до 216 -"- | 3,1 |
| -"- 217 до 228 -"- | 3,2 |
| -"- 229 до 240 -"- | 3,3 |
| -"- 241 до 250 -"- | 3,5 |
| -"- 251 до 300 -"- | 3,6 |
| -"- 301 до 400 -"- | 3,7 |
| -"- 401 до 500 -"- | 4,0 |
| Более 500 | 5,0 |

# Список литературы

1. Книжников А., Уилсон Э. Управление подрядчиками в нефтегазовой отрасли как фактор экологической безопасности//WWF России, 2010
2. Виноградов С. Долгосрочные последствия аварии в Мексиканском заливе.2010. ОПЕК.ru. Экспертный сайт Высшей школы экономики.
3. Марков Н. Сервис нынче в цене. Анализ и прогноз. //Нефтяной сервис, 2012.
4. Гринпис России. Нефть в Балтийском море по 70 рублей за тонну, <http://www.greenpeace.org/russia/ru/news/2014/10-02-2014_70_rubley_za_Baltiku/>,10.02.2014
5. Лаптев В. Удержаться в тройке лидеров. Анализ и прогноз//Нефтяной сервис, 2012.
6. Российский рынок нефтесервисных услуг. РосБизнесКонсалтинг.2013
7. Храпова О. Актуальные вопросы правового регулирования отдельных видов нефтесервисных контрактов.//Журнал "НефтьГазПраво"
№ 2. 2012.
8. Ануров В.Н. Оговорка об освобождении от ответственности в нефтесервисных договорах "НефтьГазПраво" № 3. 2012.
9. Котлячкова А. Джозеф Дж. Модельные договоры AIPN: международная правоприменительная практика и возможность адаптации к применению в России. [Нефтегаз, Энергетика и Законодательство. №1. 2012](http://media.lawtek.ru/media/annual).
10. Решение «О проблемах правового регулирования охраны морей от загрязнения нефтью и другими вредными веществами". Государственная Дума Федерального Собрания Российской Федерации пятого созыва. Комитет по природным ресурсам, природопользованию и экологии. 7 июня 2010.
11. Конвенция Организации Объединенных Наций по морскому праву.
12. Разливы нефти. Проблемы, связанные с ликвидацией последствий разливов нефти в Арктических морях. WWF России. 2007.
13. Мексиканский Залив: уроки аварии.// Безопасность труда в промышленности. 2012, май
14. Федеральный закон от 30 декабря 1995 № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции»
15. Федеральный закон о внесении изменений в федеральный закон «О континентальном шельфе Российской Федерации» и Федеральный закон «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне российской федерации»
16. Федеральный Закон РФ "О недрах" от 21.02.1992 N 2395-1
17. Федеральный закон от 30 ноября 1995 г. N 187-ФЗ "О континентальном шельфе Российской Федерации"
18. Cheryl McMahon. Anderson M. Mayes R. Update of Occurrence Rates for Offshore Oil Spills. June, 2012
19. Lynn Scarlett, Igor Linkov, and Carolyn Kousky. Risk Management Practices: Cross-Agency Comparisons with Minerals Management Service. Current Practice and Emerging Trends-Dundee University Press. 2007.
20. Timur Makarov. Indemnity in the international oil and gas contracts: key features, drafting and interpretation. 2011.
21. Gordon, G., Risk Allocation in Oil and Gas Contracts in Oil and Gas Law. 2012
22. Deepwater Management//BCG review, 2010.
23. Wilson, E. and J. Kuszewski (2011) Shared value, shared responsibility: a new approach to managing contracting chains in the oil and gas sector, IIED, London.
24. Peter Cameron. Liability for Catastrophic Risk in the Oil and Gas Industry. Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy, University of Dundee, United Kingdom, 2012.13 p.
25. Peter McLauchlan. 2010. Offshore contracts. Maritime Business forum.
26. Dominique Tissot, Energy performance contracts $ energy service companies: legal requirements & challenges// AEB Business quarterly. 2013.
27. Chidi Egbochue. Reviewing ‘knock for knock’ indemnities following the Macondo Well blowout//Construction law international. 2013. No 7.
28. Ben H. Welmaker. Deepwater Horizon BP Well Blowout. Contractual Indemnities/Statutory Liability/Effect on US Gulf of Mexico Oil and Gas Industry. Baker&McKenzie.2011.
29. Deepwater Horizon Accident investigation report. BP. 2010.
30. Joseph E. Aldy Real-Time Economic Analysis and Policy Development During the BPDeepwater Horizon Oil Spill.Harvard Kennedy School. 2011.
31. Robert Muir-Wood The Macondo, Gulf of Mexico, Oil Spill. Insurance Implications. RMS. 2010.
32. Roger M. Cooke, Heather L. Ross, and Adam Stern. Precursor Analysis for Offshore Oil and Gas Drilling: From Prescriptive to Risk-Informed Regulation. 2011
33. Alan Krupnick, Sarah Campbell, Mark A. Cohen, and Ian W.H. Parry. Understanding the Costs and Benefits of Deepwater Oil Drilling Regulation. 2011.
34. Robert Anderson, Mark A. Cohen, Molly K. Macauley, Nathan Richardson, and Adam Stern Organizational Design for Spill Containment in Deepwater Drilling Operations in the Gulf of Mexico: Assessment of the Marine Well Containment Company (MWCC).2011
35. Mark A. Cohen, Madeline Gottlieb, Joshua Linn, and Nathan Richardson. Deepwater Drilling: Law, Policy, and Economics of Firm Organization and Safety.2011
36. Lynn Scarlett, Igor Linkov, and Carolyn Kousky Risk Management Practices: Cross-Agency Comparisons with Minerals Management Service.2011
37. Lucija Muehlenbachs, Mark A. Cohen, and Todd Gerarden. Preliminary Empirical Assessment of Offshore Production.Platforms in the Gulf of Mexico.2011
38. Effects of Oil and Gas Activities in the Arctic Ocean Supplemental Draft Environmental Impact Statement Volume 3: Chapters 7-8, Figures, and Appendices. United States Department of Commerce National Oceanic and Atmospheric Administration National Marine Fisheries Service Office of Protected Resources. 2013
39. U.S. Environmental Protection Agency, EPA’s Clean Water Act Review of the Coalbed Methane (CBM) Industrial Sector, June 2007, <http://www.epa.gov/guide/304m/2008/cmb-slides.pdf/08>.
40. Oil Spills: The Deterrent Effects of Monitoring, Enforcement, and Public Information. In Issues of the Day: 100 Commentaries on Climate, Energy, the Environment, Transportation, and Public Health Policy,. Washington, DC:. 2010.p.58–59
1. Источник описания форм участия: <http://www.miripravo.ru/forms/oil/0.htm> [↑](#footnote-ref-1)
2. Совместное операционное соглашение - Joint Operating Agreement (JOA)- является специальным типом договора об организации совместного предприятия. JOA формально служит основанием для создания совместного предприятия, и делает возможным совместное исследование, оценку и эксплуатацию месторождения. **Обычно JOA не регулирует совместный сбыт продукции (нефть, газ и др. углеводороды) - в этом основное отличие данного договора от СРП.** С целью эффективного руководства совместной деятельностью, стороны назначают (или создают) компанию оператора, которая берет на себя роль, не предполагающую получение какой-либо прибыли или вознаграждения и в то же время исключающую какие-либо убытки для него. [↑](#footnote-ref-2)
3. Книжников А., Уилсон Э. Управление подрядчиками в нефтегазовой отрасли как фактор экологической безопасности//WWF России, 2010 [↑](#footnote-ref-3)
4. Марков Н. Сервис нынче в цене. Анализ и прогноз. //Нефтяной сервис, 2012. [↑](#footnote-ref-4)
5. http://www.kommersant.ru/doc/2411368 [↑](#footnote-ref-5)
6. Федеральный закон от 30 декабря 1995 № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» [↑](#footnote-ref-6)
7. Там же [↑](#footnote-ref-7)
8. Там же [↑](#footnote-ref-8)
9. Гринпис России. Нефть в Балтийском море по 70 рублей за тонну, <http://www.greenpeace.org/russia/ru/news/2014/10-02-2014_70_rubley_za_Baltiku/> , 10.02.2014 [↑](#footnote-ref-9)
10. Федеральный закон о внесении изменений в федеральный закон «О континентальном шельфе Российской Федерации» и Федеральный закон «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне российской федерации» [↑](#footnote-ref-10)
11. Виноградов С. Долгосрочные последствия аварии в Мексиканском заливе // URL: <http://opec.ru/1325897.html> , 21.10.10 [↑](#footnote-ref-11)
12. #  Documenting the BP/Deepwater Horizon Oil, Gas, & Dispersant Disaster, URL: http://www.floridaoilspilllaw.com/, 2013

 [↑](#footnote-ref-12)
13. Принцип права, согласно которому лица вправе самостоятельно распоряжаться своими правами и средствами их защиты. [↑](#footnote-ref-13)
14. **Моральный риск** – риск, возникающий в результате изменения поведения стороны по контракту. Проявляется в том, что одна из сторон по контракту меняет своё отношение к предмету контракта (осуществляет действия или бездействие), в результате чего увеличиваются риски для другой стороны. Например, в страховании, организация или гражданин, заключившие договор страхования от огня, начинают меньше уделять внимания противопожарной безопасности, или, владелец автомобиля, заключивший договор страхования автомобиля после вступления в силу данного договора начинает меньше заботиться об автомобиле. [↑](#footnote-ref-14)
15. http://www.boem.gov/uploadedFiles/BOEM/Environmental\_Stewardship/Environmental\_Assessment/Oil\_Spill\_Modeling/AndersonMayesLabelle2012.pdf [↑](#footnote-ref-15)
16. РАЕН «Технические регламенты разработки месторождений». [↑](#footnote-ref-16)
17. Там же [↑](#footnote-ref-17)