

БИЗНЕС-ПЛАН

инновационного проекта (инвестиционного предложения):

**Харьягинский опытно-промышленный комплекс термогазодинамического и ПАВ-полимер-содового повышения нефтеизвлечения действующего фонда добычных скважин традиционных коллекторов и вовлечения в разработку запасов высоковязкой и трудноизвлекаемой нефти
(Харьягинский ОП ТГД-АСП комплекс)**

Инициаторы проекта:

***ООО «Техноподземэнерго»,
АО «ВНИИ нефть»,
ФГБОУ ВО «Государственный университет управления» (ГУУ),
ООО «НЬЮКЕМ ТЕКНОЛОДЖИ»***

СОДЕРЖАНИЕ

1. Резюме	3
2. Описание проекта	4
3. Информация об участниках проекта	8
4. Технологии, применяемые для реализации проекта	8
5. Анализ рынка проекта	9
6. Организационный план	10
7. План продаж и стратегия маркетинга	12
8. План производства (эксплуатации)	12
9. Анализ ресурсов	13
10. Воздействие проекта на окружающую среду	13
11. Финансовый план	13
12. План финансирования	14
13. Финансовая модель	15
14. Результат проекта	20
15. Приложения	28

1. Резюме

Предлагаемый инновационный проект может явиться одним из важнейших мероприятий по реализации Программы инновационного развития АО «Зарубежнефть» на период 2016-2020 гг. (с перспективой до 2030 г.), предполагающей развитие и применение передовых технологий при разработке нефтегазовых месторождений, а также разработку современных методов увеличения нефтеотдачи, закрепленных в качестве приоритетных направлений деятельности АО «Зарубежнефть» Указом Президента РФ №137 от 03.02.2004 г.

В частности, инвестиционное предложение направлено на разработку и осуществление следующих проектов Программы инновационного развития АО "Зарубежнефть":

3.4. Проект «Технологии разработки карбонатных коллекторов».

Проект предусматривает повышение качества изучения ФЕС карбонатных коллекторов за счет создания лабораторной базы мирового уровня, разработки методологии изучения и моделирования трещиноватых карбонатных пластов. Также предусматривается подбор, разработка и испытание технологий интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов.

3.5. Проект «Технологии разработки трудноизвлекаемых запасов».

Проект предусматривает исследования керна, разработку методологических подходов изучения и моделирования низкопроницаемых терригенных пластов, а также пластов, содержащих высоковязкие нефти. Разработка и адаптация технологий интенсификации добычи и повышения приемистости нагнетательных скважин.

3.6. Проект «Технологии разработки месторождений, находящихся на завершающей стадии и с разбалансированной системой разработки».

В настоящий момент практически все месторождения Компании находятся на ранних стадиях разработки. В связи с этим Компания запланировала реализацию данных работ в период 2020-2030 гг., когда ряд месторождений выйдут на 3-ю и 4-ю стадии разработки. Учитывая мировой и российский опыт в данном направлении,

Компания планирует реализовать исследовательские работы по темам: закачка ПАВ-полимер-щелочных составов в пласт, закачка CO₂, закачка неуглеводородных газов, термогазовое воздействие на пласт, водогазовое воздействие.

3.9. Проект «Создание электростанции российского производства, работающей на нефти всех классов».

Проект предусматривает перевод дизельных генераторов электроэнергии на сырую нефть. Реализация проекта позволит разработать и внедрить новую технику российского производства и топливную аппаратуру.

Принятие предлагаемого инновационного проекта явится также одним из мероприятий целевой поддержки российских малых и средних предприятий-поставщиков, осуществляемых АО «Зарубежнефть» с субъектами малого и среднего предпринимательства с декабря 2014 года в целях реализации распоряжения Правительства Российской Федерации от 29.05.2013 № 867-р «Расширение доступа субъектов малого и среднего предпринимательства к закупкам инфраструктурных монополий и компаний с государственным участием» и директивы Правительства Российской Федерации от 7 декабря 2013 г. № 7377п-П13.

2. Описание проекта

Как известно в последнее время в России складывается не простая ситуация в сфере недропользования и в особенности в области нефтедобычи, о чем свидетельствует достаточно активная дискуссия в стране по совершенствованию системы налогообложения нефтегазодобычи и, в частности, по льготированию добычи нефти на крупнейших, так называемых «высоко обводненных» месторождениях Западной Сибири и в Поволжье, которые уже вошли в заключительные (поздние) стадии эксплуатации.

Практически повсеместно применявшиеся в процессе освоения и эксплуатации этих месторождений системы разработки на основе различных способов заводнения и поддержания пластового давления путем нагнетания с дневной поверхности больших количеств воды, после извлечения (добычи)

«легкой» нефти привели к тому, что даже продуктивные пласты с традиционными коллекторами оказались заводненными при том, что более половины остающихся углеводородов существующими технологиями не извлекаются. Кроме того, имеющиеся на этих месторождениях ресурсы и запасы, относящиеся к так называемым ТРИЗам и нетрадиционным источникам углеводородов, фактически являются не доступными еще в большей степени. Многочисленные попытки добычи нефти из плотных коллекторов и месторождений тяжелой (высоковязкой) нефти показывают, что коэффициент извлечения нефти (КИН) при этом достигается на порядок меньшим, чем это имеет место при отработке продуктивных пластов с традиционными коллекторами, и составляет величину порядка 5-7 %.

В конце 2017 года Министерство финансов РФ и ПАО "Роснефть" согласовали предоставление инвестиционных стимулов по налогу на добычу полезных ископаемых для Самотлорского месторождения, в результате чего ежегодное снижение НДС для него составит 35 миллиардов рублей в течение 10 лет. Однако и другие - главные российские нефтяные компании, как известно, тоже вполне справедливо претендуют на получение тем или иным путем налоговых льгот для своих месторождений (Суторминское, Тевлинско-Русскинское, Федоровское и др.). Эти компании предлагают льготировать добычу нефти на их действующих высоко обводнённых месторождениях по универсальному принципу, обещая взамен увеличение инвестиций в бурение и, как следствие, рост добычи и налоговых поступлений в бюджет.

Однако этот путь в лучшем случае будет иметь лишь краткосрочный характер и в конечном итоге все равно ляжет на плечи рядового налогоплательщика. Более того, как известно, уже в течении длительного времени, в Западной Сибири, все еще являющейся основным регионом нефтедобычи Российской Федерации, наблюдается устойчивое падение (снижение) объемов добычи, несмотря на значительный рост объемов эксплуатационного бурения.

Харьягинское нефтяное месторождение расположено в 165 км к юго-востоку от г. Нарьян-Мар и относится к Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции. Общие геологические запасы нефти оцениваются в 160,4 млн т, в контрактной зоне - 97 млн. т. Шесть пластовых объектов имеют глубину залегания 1,25 км и 3,7 км, перекрывающих друг друга в центре месторождения. Пласты-коллекторы 1, 4, 5 и 6 образованы песчаниками, наполненными малосернистой нефтью. Харьягинское СРП охватывает пласты-коллекторы 2 и 3, которые являются представителями девонских и пермских карбонатов и частично трещиноватых или карстовых отложений, имеющих запасы нефти, с высокими значениями содержания парафина и сероводорода. Площадь Харьягинского месторождения составляет 50 x 15 км и имеет осевую направленность северо-запад–юго-восток.

Харьягинское месторождение относится к числу сложных и характеризуется большой этажностью нефтеносности, составляющей примерно 2,8 км, а также наличием в разрезе многолетних мёрзлых пород, простирающихся до глубины 300–350 м. Месторождение отличается большим числом залежей нефти и видов ловушек, а также разнообразием коллекторов, обладающих широким диапазоном ёмкостных и фильтрационных характеристик. Показатель пористости ёмкостных характеристик коллекторов составляет 8–30 %, а их проницаемость варьируется от 0,001 до 1 мкм². Специфической особенностью нефтей Харьягинского месторождения является предельная насыщенность парафином (до 25 %) в исходных пластовых условиях, а также повышенная температура застывания нефти (38 °С). В промышленную эксплуатацию Харьягинское месторождение было введено в 1999 г. на условиях соглашения о разделе продукции (СРП), подписанное 20 декабря 1995 г. и вступившее в силу 1 января 1999 г. сроком на 33 года.

Однако, наряду с указанными выше осложняющими обстоятельствами, в процессе эксплуатации месторождения возникли проблемы с созданием системы утилизации, переработки и использования попутного нефтяного газа (свыше 120 миллионов кубических метров в год), включая и вопросы энергообеспечения всего месторождения. В конечном итоге все это привело к тому, что 17 июля 2018 года состоялось подписание Дополнения к Соглашению о разработке и добыче

нефти на Харьягинском месторождении на условиях раздела продукции, согласно которому срок действия Соглашения продлен до 31 декабря 2031 года. Сторонами Соглашения являются Российская Федерация в лице Правительства РФ и Администрации Ненецкого автономного округа, а также Инвестор. С 2016 года доли участников распределились следующим образом: Группа компаний АО «Зарубежнефть» - 40% (функции оператора), «Статойл Харьяга АС» – 30%, «Тоталь Разведка Разработка Россия» – 20% и АО «Ненецкая нефтяная компания» – 10%. Со стороны Российской Федерации Дополнение подписали министр энергетики Российской Федерации Александр Новак и врио губернатора Ненецкого автономного округа (НАО) Александр Цыбульский, со стороны Инвестора - представители Группы компаний АО «Зарубежнефть», «Статойл Харьяга АС», «Тоталь Разведка Разработка Россия» и АО «Ненецкая нефтяная компания». Также в церемонии подписания принял участия заместитель министра энергетики Российской Федерации Павел Сорокин.

Харьягинское СРП сегодня – эффективный и успешный проект, обеспечивающий стабильный доход государства и Инвестора. За время работы проекта суммарные поступления в бюджетную систему Российской Федерации превысили \$ 3,8 млрд.

Благодаря грамотно выбранной стратегии управления проектом в 2017 году оператором были досрочно выполнены плановые показатели по добыче за год, а в 2018 году накопленная добыча на Харьягинском месторождении составила 20 млн. тонн с начала разработки. Для поддержания уровня добычи и повышения рентабельности проекта в долгосрочной перспективе Компания-оператор продолжает работу по изучению и подготовке к бурению низкопроницаемых запасов пермских залежей, а появляющиеся в последнее время инновационные технологии повышения нефтегазоотдачи (нефтеизвлечения) при отработке как традиционных пластов-коллекторов, так и трудноизвлекаемых запасов нефти и газа, предоставляют уникальные возможности для дальнейшей высокоэффективной со всех точек зрения эксплуатации Харьягинского нефтяного месторождения. Первым дальнейшим шагом на этом перспективном направлении

может явиться разработка и создание опытно-промышленного комплекса повышения нефтеизвлечения (КИН) действующего фонда добычных скважин на основе термогазодинамической и ПАВ-полимер-содовой (АСП-технология) обработки продуктивных залежей.

3. Информация об участниках проекта

1. ООО «Техноподземэнерго».
2. АО «ВНИИ нефть».
3. ФГБОУ ВО «Государственный университет управления» (ГУУ).
4. ООО «НЬЮКЕМ ТЕКНОЛОДЖИ».
5. АО «ОДК – Газовые турбины».
6. АО «СвердНИИхиммаш».
7. АО «Гипротрубопровод».
8. АО «Гипроокислород».
9. ООО «Нефте - Гидроприводы Конькова».

4. Технологии, применяемые для реализации проекта

В основе предлагаемого инновационного проекта лежит использование следующих трех основных технологий и соответствующих им комплексов оборудования, предназначенных для применения в нефтегазодобыче и в других смежных отраслях современного топливно-энергетического комплекса, получивших соответствующую проверку, экспертизу и апробацию и ориентированных каждый в отдельности и органически взаимосвязанных в своей совокупности на достижение задач и целей проекта, обеспечивая тем самым, максимальный синергетический эффект от инвестиций в дальнейшую промышленную эксплуатацию и развитие проекта добычи на Харьягинском нефтяном месторождении.

4.1. Производство электрической и тепловой энергии главным образом газотурбинными энергоустановками на основе утилизации и сжигания попутного нефтяного газа с одновременной полной утилизацией генерируемого при этом углекислого газа (СО₂), используемых соответственно в сети существующих

добычных скважин месторождения для повышения интенсивности и степени нефтеизвлечения (повышения КИН).

4.2. Производство чистой («пресной») воды путем очистки и/или опреснения высокоминерализованной воды, получаемой при обезвоживании нефти в установках комплексной подготовки нефти (УКПН) месторождения и используемой в системе заводнения для поддержания пластового давления, а также во вновь создаваемой на месторождении системе химического заводнения пласта на основе трехкомпонентной смеси из анионного поверхностно-активного вещества, соды и полимера (технология АСП) для повышения КИН высоко обводненных нефтяных скважин, а также для повышения интенсивности отработки на вновь вводимых в эксплуатацию нефтяных скважинах.

4.3 Инновационные шахтно-скважинные технологии и подземные энерготехнологические комплексы оборудования для экологически чистого и безопасного освоения и эксплуатации высоковязких и трудноизвлекаемых запасов нефти, а также нетрадиционных источников углеводородного сырья (сланцевая, связанная и «недозревшая» нефть и т.д.) с комбинированным применением и использованием других высокоэффективных энергетических технологий и установок, например, атомных энергетических установок малой мощности нового поколения.

5. Анализ рынка проекта

Сегодня традиционными способами добычи углеводородов на поверхность извлекается до 35% нефти, а мировая добыча нефти с применением различных методов повышения нефтеотдачи (МУН) не превышает 5-7 %. В то же время по мнению экспертов Международного энергетического агентства (International Energy Agency), уже к 2030 году за счет МУН будет добываться около 20% мирового объема нефти. Однако существующие технологии МУН являются дорогостоящими и, как правило, требуют уникальных компетенций и создания разветвленной инфраструктуры. В связи с этим себестоимость нефти, добытой с помощью МУН, значительно выше обычной. В США, Канаде, Норвегии, Китае и Индонезии даже созданы специальные государственные программы и

экономические условия, позволяющие нефтяникам в относительно короткие сроки разрабатывать, проводить промышленные испытания и внедрять современные методы увеличения отдачи пластов. В России же тема предоставления налоговых льгот на применение МУН только обсуждается в профильных департаментах министерств, но вопрос стимулирования внедрения новейших и действительно прорывных технологий нефтедобычи становится для нашей страны все более острой. Все это свидетельствует о том, что разработка и осуществление предлагаемого инновационного проекта является крайне важным не только для собственно Харьягинского нефтяного месторождения, но и в целом для всего нефтегазового бизнеса.

В России освоением и внедрением технологии АСП при нефтедобыче (см. выше п.4.2) занимается компания «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.» (СПД, Salym Petroleum Development N.V.) – совместное предприятие концерна Shell и ОАО «Газпром нефть». В то же время промышленные работы по еще более перспективным и важным, так называемым, газовым технологиям повышения нефтеотдачи, практически не ведутся.

6. Организационный план

Наиболее эффективным и перспективным вариантом организационного плана осуществления предлагаемого инновационного проекта **«Харьягинский опытно-промышленный комплекс термогазодинамического и ПАВ-полимер-содового повышения нефтеизвлечения действующего фонда добычных скважин традиционных коллекторов и вовлечения в разработку запасов высоковязкой и трудноизвлекаемой нефти (Харьягинский ОП ТГД-АСП комплекс)»** явилось бы создание, например, Банком развития ВЭБ, ВТБ, Газпромбанком, Банком Открытие или же ГК «Зарубежнефть», а также основными участниками настоящего проекта Акционерного общества **«Инжиниринговый центр комплексных межотраслевых инновационных проектов «ТЕХНОПОДЗЕМЭНЕРГО»** (АО "Инжиниринговый центр "Техноподземэнерго"), как это предлагалось уже ранее, ориентировочно в составе следующих компаний и предприятий-учредителей:

	В	С
УЧРЕДИТЕЛИ: АО "ИЦ "Техноподземэнерго"	Доля участия в уставном капитале: Акционерное общество «Инжиниринговый центр комплексных межотраслевых инновационных проектов «ТЕХНОПОДЗЕМЭНЕРГО» (АО "Инжиниринговый центр "Техноподземэнерго")	100 000 000,00
1		
2 Газпромбанк (Акционерное общество)	0,15	15 000 000,00
3 Банк ВТБ	0,05	5 000 000,00
4 Банк развития ВЭБ	0,05	5 000 000,00
5 Сбербанк Капитал	0,025	2 500 000,00
6 АО "Россельхозбанк"	0,075	7 500 000,00
7 ПАО "РНКБ"	0,05	5 000 000,00
8 ГК "Росатом"	0,1	10 000 000,00
9 ГК "Ростех"	0,1	10 000 000,00
10 ПАО "Газпром"	0,1	10 000 000,00
11 ПАО "Роснефть"	0,1	10 000 000,00
12 ПАО "Транснефть"	0,01	1 000 000,00
13 АО "СУЭК"	0,01	1 000 000,00
14 АО "ЕВРАЗ ЗСМК"	0,01	1 000 000,00
15 Правительство Республики Крым	0,015	1 500 000,00
16 Правительство Вологодской области	0,015	1 500 000,00
17 Правительство Кемеровской области	0,015	1 500 000,00
18 Правительство Липецкой области	0,015	1 500 000,00
19 Правительство Ростовской области	0,015	1 500 000,00
20 Правительство Тульской области	0,015	1 500 000,00
21 Правительство Тюменской области	0,015	1 500 000,00
22 ООО "КМК"	0,008	800 000,00
23 ООО "ИМЗ"	0,008	800 000,00
24 ООО "Южная угольная компания"	0,008	800 000,00
25 ООО "Техноподземэнерго"	0,0025	250 000,00
26 ООО "Техноподземэнерго-ИГД им. А.А. Скочинского"	0,0015	150 000,00
27 ООО "ЦНИИ ГУУ"	0,001	100 000,00
28 ООО ППГ "Газводбуд"	0,0135	1 350 000,00
29 ООО "Агро-капитал"	0,0135	1 350 000,00
30 Физические лица	0,009	900 000,00
31	1	100 000 000,00
32		
33		

Рисунок 1 - Шорт-лист предполагаемых организаций-участников создания Акционерного общества «Инжиниринговый центр комплексных межотраслевых инновационных проектов»

При этом собственно проект *Харьягинский ОП ТГД-АСП комплекс* мог бы явиться одним дочерних предприятий, входящих в соответствующую структуру материнской (холдинговой) компании.

7. План продаж и стратегия маркетинга

С позиций маркетинга (как известно) можно считать, что целью настоящего инновационного проекта является разработка и создание (строительство) на Харьягинском нефтяном месторождении заранее определенного количества объектов (производственных мощностей) по производству электроэнергии и других рабочих тел и вытесняющих агентов для повышения интенсивности и степени нефтеизвлечения (КИН), интегрированных в имеющиеся и действующие активы и инфраструктуру предприятия «Зарубежнефть добыча Харьяга», связанных в конечном итоге между собой продуктопроводами (трубопроводами) и другими необходимыми коммуникациями с добычными и нагнетательными скважинами месторождения и интегрированных в целом во всю инфраструктуру месторождения.

Эти активы будут реализованы заранее определенному заказчику – «резиденту проекта», с которым будет достигнуто соглашение (заключен договор) о приобретении объектов (производственных мощностей), а стратегией маркетинга и планом продаж явится согласованный предположительный график ввода мощностей и передачи (реализации) указанных объектов для проведения опытно-промышленной эксплуатации и последующего развития проекта.

8. План производства (эксплуатации)

В стратегическом плане производство (эксплуатацию) предлагаемого инновационного проекта предполагается обеспечивать в несколько основных этапов (стадий), на первой из которых будет создана необходимая инфраструктура по применению для повышения нефтеизвлечения (КИН) действующего фонда нефтяных скважин или какой-то их части в зависимости от объема инвестиций в проект (например, в скважины с наиболее высоко обводненной продукцией) только двух наиболее доступных на данный момент технологий и оборудования для повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, а именно: ПАВ-полимер-содовой (АСП технологии) и термогазодинамической обработки (ТГД технологии) высоко обводненных залежей не углеводородными газами, прежде всего двуокисью углерода (CO₂) и жидким азотом.

Главной целью и задачами, решаемыми на этой первой стадии осуществления проекта, наряду с повышением КИН на 10-15 % высоко обводненных залежей, явится промышленная проверка и сравнительная оценка эффективности и возможности комплексного использования АСП-технологии и ТГД-технологии.

9. Анализ ресурсов

В данном разделе бизнес-планов инновационных проектов обычно приводится анализ материальных, организационных, человеческих и иных ресурсов, которые требуются для реализации проекта. При этом у основных участников предлагаемого инновационного проекта в совокупности уже имеются все необходимые ресурсы для его осуществления при условии обеспечения проекта необходимыми финансовыми средствами.

10. Воздействие проекта на окружающую среду

Предлагаемый инновационный проект в качестве одного из основных приоритетов предполагает уже на первой стадии осуществления проекта существенное снижение отрицательного воздействия на окружающую среду за счет максимально полной и эффективной утилизации попутного нефтяного газа, получаемого на месторождении при добыче нефти, утилизации и эффективного использования для повышения нефтеотдачи вырабатываемого (генерируемого) углекислого газа (CO_2) при сжигании углеводородов непосредственно на месторождении, максимально полной и эффективной водоподготовки (водоочистки), а также за счет более полного и интенсивного отбора извлекаемой нефти из продуктивных пластов.

11. Финансовый план

На текущей фактически начальной стадии инициирования, рассмотрения и принятий решений о разработке и создании Харьягинского ОП ТГД-АСП комплекса основной предпосылкой для построения финансового плана, включающего как и обычно четыре основных раздела (1 - поступление средств и доходов; 2 - отчисление средств и расходы; 3 - кредитные взаимоотношения; 4 - бюджетные взаимоотношения), важнейшей исходной предпосылкой является факт, что, как уже отмечалось выше, не так давно правительством Российской

Федерации было принято решение о продлении до 2031 года режима СРП для отработки Харьягинского месторождения и практически уже достигнутую рентабельную его эксплуатацию.

Построение денежных потоков и финансовые показатели по годам реализации проекта будут определяться в дальнейшем по мере его продвижения и согласований между всеми его основными участниками, включая заказчика и инвесторов при выполнении финансовой отчетности по проекту в соответствии с действующим законодательством.

Учитывая большую значимость разработки и осуществления предлагаемого инновационного проекта для всей нефтегазовой отрасли России и других нефтяных компаний страны, организационно-экономические условия реализации проекта целесообразно осуществить на условиях государственно-частного партнерства (ГЧП).

12. План финансирования

12.1 Общая потребность в финансировании (бюджет проекта по экспертным оценкам) ориентировочно составляет 4000 млн. рублей, в том числе: разработка, согласование и утверждение проектно-сметной и конструкторской документации по проекту – 294,0 млн. руб.; строительно-монтажные и пуско-наладочные работы – 370,0 млн. руб.; приобретение технологического оборудования – 2940,0 млн. руб.; эксплуатационные расходы – 96,0 млн. руб.; прочие расходы со специальным резервным фондом – 300,0 млн. руб.

12.2 Предполагаемая структура источников финансирования: собственные средства, которые будут вложены в проект Получателем средств и другими участниками проекта (бюджет проекта) – 4000,0 млн. руб., в том числе: средства заказчика и частных инвесторов (акционерный капитал) – 2800,0 млн. руб.; бюджетные средства институтов развития (беспроцентный займ-кредит Фонда развития моногородов) - 800,0 млн. руб.; другие заемные средства - 400,0 млн. руб.

13. Финансовая модель

Финансово-экономическая модель инвестиционного проекта (предшествующая подлежащему к разработке ТЭО) выполнена в виде отдельного Excel-приложения (файла) с расчетным периодом 25 лет. В соответствии с рекомендуемой организационно-экономической схемой создания и функционирования Харьягинский ОП ТГД_АСП комплекс на основе ГЧП будет использоваться мультинструментальная схема проектного финансирования со всеми доступными в настоящее время способами и механизмами поддержки предпринимательства и развития промышленности. Скриншоты этой исходной версии финансово-экономической модели представлены на рисунках 2-4.

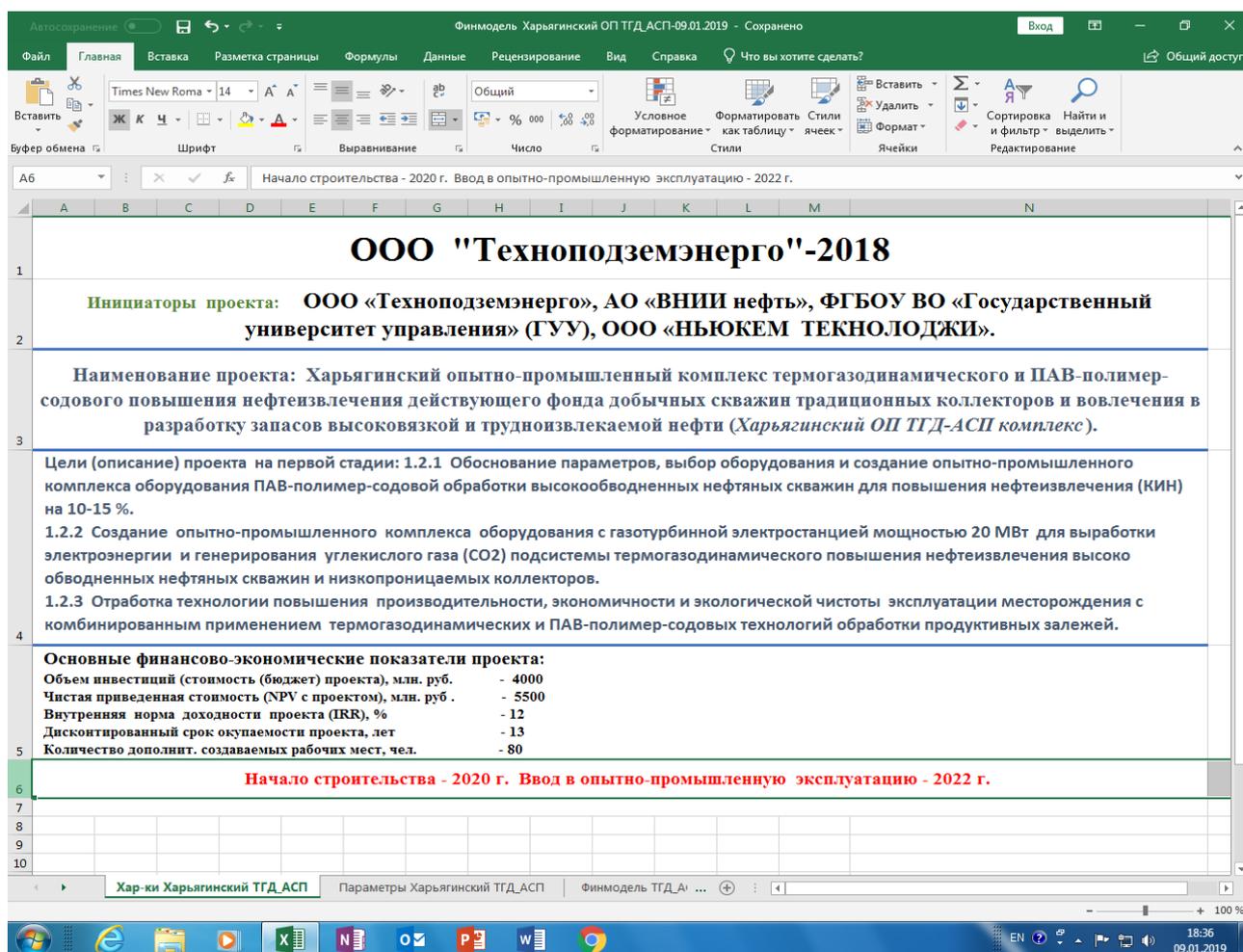


Рисунок 2 - Финансовая модель проекта Харьягинский опытно-промышленный ТГД_АСП комплекс – характеристика

	А	В	С	Д	Е
1	Производство ОП ТГД_АСП	Производственная мощность ОП ТГД_АСП	Цена нефти, \$/бар	Доп. годовая выручка, руб./год	Общая годовая выручка, руб./год
2	Дополнительно добытая нефть, т/сутки	350,00	58,00	51 866 500,00	718 266 500,00
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					
26					
27					
28					
29					
30					
31					
32					
33					
34					
35					
36					
37					
38					
39					
40					
41					
42					

Рисунок 3 - Финансовая модель проекта Харьягинский опытно-промышленный ТГД_АСП комплекс – производственная мощность

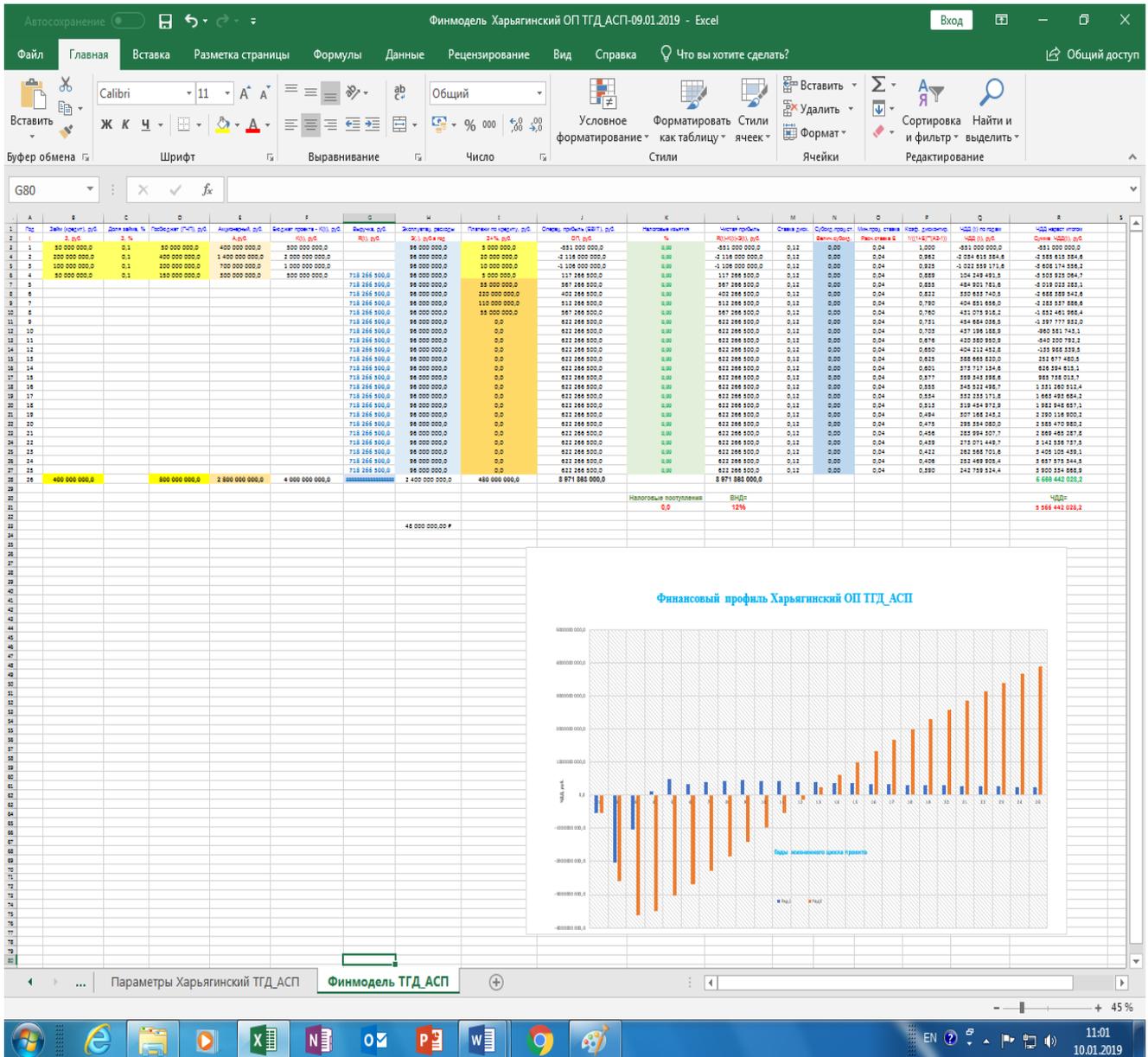


Рисунок 4 - Финансовая модель инновационного проекта Харьятинский опытно-промышленный комплекс термогазодинамического и ПАВ-полимер-содового повышения нефтеизвлечения действующего фонда добычных скважин – исходные параметры и показатели эффективности

13.1 Сценарный анализ и анализ чувствительности

На настоящей стадии проекта, фактически пока предшествующей разработке его стандартного технико-экономического обоснования, по приведенной выше финансово-экономической модели был произведен сценарный анализ и анализ

чувствительности инвестиционного проекта, представленный ниже в таблице 1 и в таблицах 2-4 соответственно.

Таблица 1

Сценарный анализ инвестиционного предложения (инновационного проекта) «Харьягинский опытно-промышленный комплекс термогазодинамического и ПАВ-полимер-содового повышения нефтеизвлечения действующего фонда добычных скважин традиционных коллекторов и вовлечения в разработку запасов высоковязкой и трудноизвлекаемой нефти

(Харьягинский ОП ТГД-АСП комплекс)»

№ п.п	Сценарий	Значения основных параметров	Значения основных показателей эффективности
1	Пессимистический	Капитальные вложения(стоимость проекта): больше на 5 % от планируемых. Соотношение заемного-бюджетно-акционерного капитала, % - 10/90. Расчетная ставка дисконтирования (с государственным субсидированием ставки на уровне 8 %), % -12.	ЧДД, млрд. руб. - 742 ВНД, % - 11 Дисконтированный срок окупаемости, лет - 12,6
2	Базовый (наиболее вероятный)	Планируемые капитальные вложения (стоимость проекта) – 4,0 млрд. руб. Соотношение заемного и бюджетно-акционерного капитала, % - 10/90. Расчетная ставка дисконтирования (с государственным субсидированием ставки на уровне 8 %), % -12.	ЧДД, млн. руб. – 5567 ВНД, % - 12 Дисконтированный срок окупаемости, лет - 13
3	Оптимистический	Планируемые капитальные вложения – 4,0 млрд. руб. Соотношение заемного и бюджетно-акционерного капитала, % - 0/100. Расчетная ставка дисконтирования (с государственным субсидированием ставки на уровне 8 %), % -12.	ЧДД, млрд. руб. - 12,3 ВНД, % - 12 Дисконтированный срок окупаемости, лет - 11,3

Как видно из этого сценарного анализа базовый и оптимистический варианты (сценарии) осуществления проекта при минимальном использовании дорогостоящего заемного финансирования и при максимальном снижении риска увеличения стоимости (бюджета) проекта (таблица 2) являются вполне конкурентоспособными. Априори также понятно, что весьма значимыми для данного инновационного проекта являются объем производимой продукции в виде в виде дополнительно добытой нефти и ее стоимость (цена) для последующей переработки. Поэтому был предварительно также проведен анализ чувствительности базового сценария проекта к изменению объема и цены дополнительно извлекаемой (производимой) продукции. Результаты этих расчетов приведены в таблицах 3,4 соответственно и показывают, что предлагаемый проект может быть относительно рентабельным с более или менее приемлемым дисконтированным сроком окупаемости только при производстве дополнительно добытой нефти более 150-200 т/сутки и при цене на нефть свыше 40-45 \$/bar.

Таблица 2

Анализ чувствительности инвестиционного проекта *Харьягинский ОП ТГД-АСП комплекс* при изменении величины капитальных вложений (стоимости – бюджета проекта)

№ п.п	Значение стоимости проекта, млрд. руб.	ЧДД, млн. руб.	ВНД, %	Диск. срок окупаемости, лет
1	4,8	- 13 732	9	нет
2	4,4	- 4083	10	нет
3	4,0	5567	12	13
4	3,6	15216	13	11,5
5	3,2	24865	15	10,6

Таблица 3

Анализ чувствительности инвестиционного проекта *Харьягинский ОП ТГД-АСП комплекс* при варьировании объема производства (дополнительно добытой нефти)

№ п.п	Дополнительно добытая нефть, т/сутки	ЧДД, млн. руб.	ВНД, %	Диск. срок окупаемости, лет
1	210	1947	10	12,4

2	280	3757	11	12,7
3	350	5567	12	13
4	420	7376	12	12,4
5	490	9186	12	11,6

Таблица 4

Анализ чувствительности инвестиционного проекта *Харьягинский ОП ТГД-АСП комплекс* при изменении цены на нефть

№ п.п	Цена на нефть, \$/bar	ЧДД, млн. руб.	ВНД, %	Диск. срок окупаемости, лет
1	90	1056	12	11,7
2	70	7439	12	12,5
3	58	5567	12	13
4	46	3694	11	13,5
5	34	1822	11	13,8

14. Результат проекта

Одним из основных результатов настоящего предлагаемого проекта опытно-промышленного комплекса явится анализ рисков такого комплексного и достаточно сложного инновационного проекта при том, что под риском, как это обычно принято понимать, подразумевается «неопределенное событие или условие, которое в случае возникновения имеет позитивное или негативное воздействие, по меньшей мере, на одну из целей проекта». Классическим инструментом решения этой проблемы командой проекта является диаграмма Ишикавы (или «рыбья кость») — диаграмма, показывающая причинно-следственные связи между явлениями, событиями, условиями и т.д. Она широко используется при групповом решении проблем и позволяет визуализировать множество потенциальных причин и причинно-следственных связей какого-либо события или проблемы, включая конечно и процесс (проблему) создания и функционирования комплексных инновационных проектов. Этот метод особенно полезен, когда для выявления причин имеющихся количественных данных недостаточно, и команда проекта может и должна полагаться на знания и опыт всех участников проекта.

Возможны также другие методы и подходы визуализации, структурирования и анализа причинно-следственных связей (построение графа или дерева связей, метод матричной диаграммы связей и т.д.), однако в целом стандартный алгоритм анализа рисков включает в себя шесть последовательных и при необходимости постоянно итерируемых стадий или процессов: планирование управления рисками, идентификация рисков, качественная оценка рисков, количественная оценка рисков, планирование реагирования на риск, а также мониторинг и управление рисками, как это представлено в виде блок-схемы итерационного алгоритма, изображенного на рисунке 5.

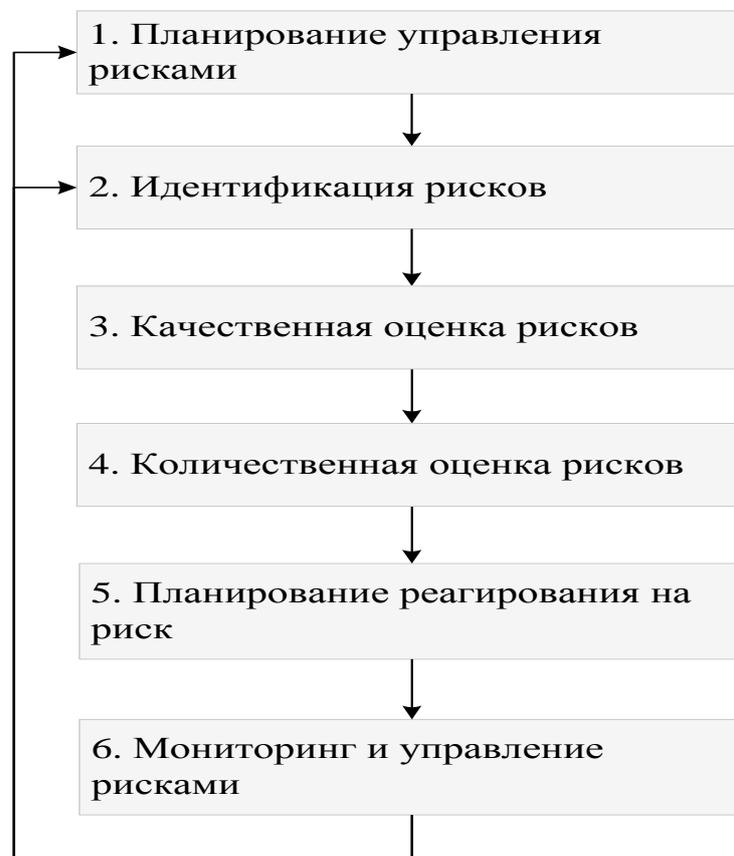


Рисунок 5 - Блок-схема стандартного алгоритма анализа рисков

В ходе **планирования управления рисками** проекта определяются (устанавливаются):

- толерантность к риску ключевых участников нефтегазового проекта;

- формы отчетности: каким образом производится документирование, анализ и обмен информацией о результатах процесса управления рисками;
- отслеживание. Порядок регистрации всех аспектов операций по рискам в интересах данного межотраслевого проекта должен быть документирован для реализации будущих индустриальных горно-металлургических проектов.

По природе возникновения риски систематизируются следующим образом:

- *экономические риски*, представляющие собой возможность экономических потерь вследствие случайного характера результатов принимаемых хозяйственных решений или совершаемых действий;
- *геополитические риски*, характеризующиеся возможностью возникновения убытков или сокращения размеров прибыли, являющихся следствием проведения государственной политики в различных регионах мира;
- *технологические риски*, представляющие собой риски, обусловленные техническими факторами;
- *экологические риски*, представляющие собой возможность нежелательных последствий от неблагоприятных и опасных природных явлений и процессов;
- *социальные риски* - риски, объектом которых являются социальные права и (или) социальные гарантии;
- *политические риски*, представляющие собой риск того, что соглашение между участниками окажется невозможным выполнить по действующему законодательству или же, что соглашение окажется не надлежащим образом оформленным;
- *организационные риски*, представляющие собой риски, связанные с ошибками менеджмента и сотрудников компаний-участников проекта, проблемами систем внутреннего контроля.

В ходе **идентификации рисков** определяются основные факторы риска, способные влиять на проект и документально оформляются их характеристики.

Процесс идентификации рисков осуществляется на всех этапах жизненного цикла проекта в виду того, что в ходе выполнения проекта могут быть обнаружены новые риски. Для идентификации рисков проектов используются следующие методы и инструменты:

- анализ документации по проекту, архивы предыдущих нефтегазовых проектов и другие источники. Соответствие планов проекта его требованиям и допущениям является показателем возможности присутствия рисков в проекте;

- методы сбора информации, включая экспертные методы мозгового штурма и Дельфи, опросы среди сотрудников, принимающих участие в проекте и экспертов в данной области, SWOT-анализ и др.;

- анализ контрольных списков рисков, разработанных на основе исторической информации по прежним аналогичным проектам и из других источников;

- анализ сценариев, гипотез и допущений проекта. Позволяет выявить риски, происходящие от неточности, несовместимости или неполноте допущений проекта.

Результатом процесса идентификации рисков является реестр рисков в котором содержится список идентифицированных рисков. Данный список содержит, кроме описания самих рисков также основные **причины возникновения рисков (факторы риска)**.

Наиболее значимыми рисками нефтегазовых проектов являются:

1. Падение цен на газ ниже ожидаемого уровня;
2. Существенный рост стоимости вхождения в проект по мере прохождения этапов его реализации;
3. Риск роста капитальных вложений для реализации проекта;
4. Риск дефицита и роста стоимости услуг инжиниринговых работ, подрядчиков, материалов;
5. Риск национализации активов;
6. Риск ухудшения условий деятельности иностранных компаний в стране;
7. Аварии на трубопроводах;
8. Риски, связанные с отсутствием необходимых технологий для реализации

проектов.

После идентификации рисков нефтегазовых проектов выполняется их оценка, как на качественном, так и на количественном уровнях для наиболее значимых рисков. Целью **качественной оценки** рисков является расстановка приоритетов для идентифицированных рисков. Отбор наиболее существенных факторов риска позволяет впоследствии упростить процедуры количественного анализа рисков и планирования реагирования на риски. Приоритеты для идентифицированных рисков определяют на основе вероятностей возникновения рисков событий и степени воздействия рисков на критерии успешности (цели) проектов, при этом учитываются ограничения нефтегазового проекта (временные и стоимостные рамки, отношение к риску). Основными показателями успешности нефтегазовых проектов в целях анализа рисков являются сроки, стоимость, качество и денежный поток проектов.

Вероятности возникновения рисков событий и уровни воздействия оцениваются отдельно для каждого идентифицированного риска экспертными методами, поскольку информации о проявлении рисков по прошлым проектам оказывается в большинстве случаев недостаточно. Допущения, используемые для определения уровней рисков, документируются. Основными результатами качественной оценки рисков являются:

- ранжированный перечень рисков;
- карта рисков;
- списки рисков, требующие реагирования и наблюдения;
- список существенных рисков, требующих дополнительного количественного анализа.

Количественная оценка рисков проекта проводится только в отношении тех рисков, которые были определены на предыдущем этапе, как существенные. Одним из простейших и распространенных инструментов количественной оценки рисков нефтегазовых проектов является анализ чувствительности. Целесообразно проводить анализ чувствительности показателей ЧДД и ВВД межотраслевых проектов к изменению значений налоговых ставок, а также капитальных и

операционных затрат.

Результатом количественной оценки рисков проекта является обновленный реестр рисков и экономическая модель проекта, которая может быть использована при оценке эффективности выбранных мер реагирования на риски. В реестре рисков обновлению подлежат следующие разделы:

- вероятностный анализ проекта. Здесь представлены случайные распределения стоимости, сроков и денежного потока от реализации нефтегазового проекта;
- вероятность достижения целей проекта.

Планирование реагирования на риски нефтегазовых проектов представляет собой процесс разработки стратегии и мероприятий, направленных на усиление положительных тенденций и снижению угроз для целей проекта. Основная проблема, решаемая менеджментом в ходе выполнения данного процесса, заключается в формировании перечня мероприятий реагирования на отдельные риски и выбора наилучшей комбинации данных мероприятий.

Обычно выделяются следующие типы основных стратегий реагирования на риски нефтегазового проекта:

- **уклонение от риска.** Предполагает использование таких подходов, которые исключают негативное воздействие риска, например отказ от услуг данного контрагента. В других случаях, уклонение от риска предполагает пересмотр целей проекта, например расширение рамок расписания;

- **передача риска.** Предполагает передачу всего или части риска другому лицу. Как правило, передача риска предполагает выплату премии этому лицу. При передаче риск не устраняется, а перекладывается на другую сторону. К инструментам передачи риска нефтегазовых проектов относятся: страхование, хеджирование, использование гарантийных обязательств, реальных опционов и др.;

- **снижение риска.** Предполагает снижение вероятности угрозы и (или) снижение последствий негативного события до приемлемых размеров. В первую разрабатываются меры, направленные на снижение вероятности рискованных событий, например проведение большего числа испытаний. Если снизить риск до

приемлемого уровня не удастся, то меры должны быть направлены на снижение последствий риска. Например, дублирование контрагентов не уменьшает вероятность невыполнения данным контрагентом компании своих обязательств. Однако, в случае реализации рискового события ущерб компании, скорее всего, будет снижен за счет исполнения аналогичных обязательств другим контрагентом;

- **пассивное или активное принятие риска.** Стратегия пассивного принятия риска предполагает действия менеджмента по собственному усмотрению в случае наступления рискованных событий. Применяется для реагирования на несущественные риски. При этом команда проекта должна быть решительна и квалифицирована. Стратегия активного принятия риска подразумевает создание резервов различных видов на непредвиденные обстоятельства. Однако резервирование в любых формах, как правило, представляет собой достаточно дорогой метод реагирования на риски. В данном случае одной из проблем организации будет являться обоснование размеров необходимых резервов.

Результатами процесса реагирования на риски являются:

- обновленный реестр рисков. В реестр рисков включается информация о выбранных стратегиях и мероприятиях реагирования на риски;
- обновленный план управления проектом, включая бюджет и расписание проекта;
- контрактные соглашения, касающиеся мероприятий реагирования на риски (договоры страхования, ответственность сторон в договорах купли-продажи, оказания услуг и др.).

Обновления реестра рисков касаются:

- выбранных и согласованных стратегий реагирования на риски;
- бюджета и плановых операций, необходимых для выполнения мероприятий реагирования на риски;
- бюджета и резервов на непредвиденные обстоятельства, планов на случай их возникновения, а также условий и событий, при которых они вводятся в действие;

- резервных планов, на случай, если выбранные мероприятия реагирования на риск оказались неэффективными;
- остаточных рисков, оставшихся после выполнения процессов реагирования на риски;
- вторичных рисков, возникающих в результате использования мероприятий реагирования на риски.

В процессе **мониторинга и управления рисками** применяются следующие основные методы и инструменты:

- пересмотр рисков. Заключается в проведении идентификации новых, пересмотре известных рисков, их качественного и количественного анализа, а также в планировании мероприятий по реагированию на вновь возникшие риски. Пересмотр рисков осуществляется на регулярной основе;
- аудит рисков. Заключается в оценке эффективности процессов управления рисками нефтегазового проекта;
- анализ трендов и отклонений. Заключается в прогнозировании потенциальных отклонений хода выполнения проекта по срокам и стоимости;
- сравнение технических результатов проекта с запланированными результатами. Способствуют составлению прогноза о степени успешности достижения целей проекта;
- анализ остаточных резервов. Заключается в сравнении объемов остаточных резервов каждого вида с объемом остаточных рисков;
- совещания по текущему состоянию комплексного горно-электрометаллургического проекта.

Результатами процесса мониторинга и управления рисками является обновленный реестр рисков. В случае возникновения новых рисков обновления могут касаться всех разделов реестра рисков. В ряде случаев требуется обновить лишь планы управления проектом.

В окончательной версии бизнес-плана предлагаемого инновационного проекта должны быть также приведены: список оборудования, которое

планируется приобрести по проекту; перечень объектов, планируемых к строительству или приобретению в рамках реализации проекта; обоснование выбора генерального подрядчика по проекту; схемы и планы проектных работ; обоснование выбора компании для проведения проектных работ; лицензии и патенты по проекту; перечень внешних экспертиз по проекту.

Ясно, что все эти последние материалы, как важнейшие результаты комплексного межотраслевого, по сути дела впервые и вновь разрабатываемого и создаваемого инновационного проекта, могут быть разработаны и представлены командой проекта только после его утверждения и запуска работы над ним.

15. Приложения

1. Приложение 1. Примерный перечень исходных (базовых) патентов РФ для разработки и создания инновационного проекта *Харьягинский ОП ТГД-АСП комплекс*.
2. Приложение 2. Финансовая модель проекта **«Харьягинский опытно-промышленный комплекс термогазодинамического и ПАВ-полимер-содового повышения нефтеизвлечения действующего фонда добычных скважин традиционных коллекторов и вовлечения в разработку запасов высоковязкой и трудноизвлекаемой нефти»** (Финмодель «Харьягинский ОП ТГД-АСП комплекс») - 10.01.2019 - Excel).

ПЕРЕЧЕНЬ

предполагаемых основных (базовых) патентов на изобретения Российской Федерации для разработки и создания инновационного проекта *Харьягинский ОП ТГД-АСП комплекс*

1. Способ разработки сланцевых нефтегазосодержащих залежей и технологический комплекс оборудования для его осуществления. – Патент РФ № 2547847 от 20.02.2014 г. Патентообладатель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ)./Авторы: Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Вотинин А.В., Годин В.В., Удут В.Н., Захаров В.Н. Линник Ю.Н., Линник В.Ю., Амбарцумян Г.Л., Шерсткин В.В.
2. Способ шахтно-скважинной добычи сланцевой нефти и технологический комплекс оборудования для его осуществления. – Патент РФ № 2574434 от 23.12.2014 г. – Патентообладатель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ)./ Авторы: Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Годин В.В., Захаров В.Н., Линник В.Ю., Амбарцумян Г.Л., Воронцов Н.В., Шерсткин В.В.
3. Способ шахтно-скважинной добычи трудноизвлекаемой (битумной) нефти и технологический комплекс оборудования для его осуществления. – Патент РФ № 2579061 от 27.02.2015 г. - Патентообладатель — ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ)./Авторы: Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Годин В.В., Захаров В.Н., Линник В.Ю., Амбарцумян Г.Л., Воронцов Н.В., Шерсткин В.В.
4. Способ шахтно-скважинной добычи трудноизвлекаемой нефти и технологический комплекс оборудования для его осуществления. – Патент РФ № 2593614 от 14.05.2015 г. – Патентообладатель — ФГБОУ ВО «Государственный университет управления» (ГУУ)./Авторы: Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Годин В.В., Захаров В.Н., Линник В.Ю., Амбарцумян Г.Л., Корчак А.В., Шерсткин В.В.
5. Способ и устройство гидравлического разрыва низкопроницаемых нефтегазоносных пластов. – Патент РФ № 2574652 от 19.02.2014 г. — Патентообладатель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ)./Авторы: Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Годин В.В., Линник В.Ю., Захаров В.Н., Казаков Н.Н., Викторов С.Д., Картелев А.Я., Шерсткин В.В., Воронцов Н.В., Амбарцумян Г.Л.
6. Подземная атомная гидроаккумулирующая теплоэлектрическая станция (Варианты). – Патент РФ № 2643668 от 22.05.2017 г. — Патентообладатель – ООО «Техноподземэнерго»./Ильюша А.В., Амбарцумян Г.Л. и Панков Д.А.
7. Шахтно-скважинный газотурбинно-атомный нефтегазодобывающий комплекс (комбинат). — Патент РФ № 2562909 от 28.08.2017 г. — Патентообладатель – ООО «Техноподземэнерго»./ Ильюша А.В., Амбарцумян Г.Л., Панков Д.А., Грошев И.В., Грущенко А.В., Нечаев Д.И.

Финансово-экономическая модель инновационного проекта «Харьягинский опытно-промышленный комплекс термогазодинамического и ПАВ-полимер-содового повышения нефтеизвлечения действующего фонда добычных скважин традиционных коллекторов и вовлечения в разработку запасов высоковязкой и трудноизвлекаемой нефти (Харьягинский ОП ТГД-АСП комплекс)»

