Методика составления бизнес-плана

Методика составления бизнес-плана подчинена стандартам UNIDO (United Nations Industrial Development Organization). Это специализированное учреждение Организации Объединенных Нации уполномочено содействовать промышленному развитию и международному промышленному сотрудничеству. В соответствии со стандартами UNIDO бизнес-план состоит из следующих разделов:

1. *Титульный лист*
2. *Меморандум о конфиденциальности*
3. *Резюме*
4. *Описание предприятия и отрасли*
5. *Описание продукции (услуг)*
6. *Маркетинг и сбыт продукции (услуг)*
7. *Производственный план*
8. *Организационный план*
9. *Финансовый план*
10. *Направленность и эффективность проекта*
11. *Риски и гарантии*
12. *Приложения*

Стандарты UNIDO
http://www.teo.ru/file/unido.pdf

Бизнес план предприятия по добыче нефти (*Word*)

Содержание.

1. Титульный лист 4
2.Меморандум о конфиденциальности 5
3.Резюме 6
4. Анализ Российского рынка нефти 7
4.1. История добычи нефти в России 7
4.2. Состояние запасов и добычи нефти в мире 9
4.3. Основные характеристики сырьевой базы нефтяной промышленности России 11
4.4. Структура добычи нефти в России 12
5. Описание месторождения 13
5.1. Общая информация о месторождении 13
5.2. Геологическое строение месторождения 15
5.3. Характеристика нефти месторождения 18
6. Маркетинговый план 20
6.1. Анализ спроса на товары и услуги на выбранном рынке 20
6.2. Описание структуры рынка, его основных сегментов. 20
6.3. Исследование условий конкуренции на выбранных сегментах рынка 24
6.4. Рынок сбыта нефти и нефтепродутов 25
6.5. Ценовая политика 26
7. Производственный план 28
7.1. Источники, стоимость и качество сырьевых ресурсов 29
7.2.Календарный план реализации проекта 29
7.3. Процесс производства продукции 30
7.4. Поставка оборудования и техники 31
7.5. Экологические особенности реализации проекта 32
8. Организационный план 35
8.1. Расположение предприятия 35
9. Финансовый план 37
9.1. Показатели экономической оценки проекта 37
9.2. Оценка капитальных вложений затрат 41
9.3. Оценка эксплуатационных затрат 42
9.4. Объем реализации продукции (расчет добычи нефти) 44
9.5. Налоговая система 45
9.6. Банковские кредиты 46
9.7. Расчет чистого дисконтированного дохода (NPV) 47
9.8. Расчет точки безубыточности 48
9.9. Риски 52
9.10.Анализ финансового состояния 59
9.11. Рыночная оценка стоимости проекта (месторождения) 60

ПРИЛОЖЕНИЯ

Бухгалтерский баланс (форма №1) 63
Отчет о прибылях и убытках (форма№2) 65
Таблица 1 – Результаты гидродинамических исследований разведочных скважин 66
Таблица 2 – Свойства пластовой нефти 67
Таблица 3 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти 68
Таблица 4 – Свойства и состав пластовых вод 69
Таблица 5 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов 70
Таблица 6 – Состояние запасов нефти на 1.01….г. 71
Таблица 7 – Исходные данные для расчета технологических показателей 72
Таблица 8 – Исходные данные для расчета экономических показателей 73
Таблица 9 – Основные технологические показатели варианта разработки 74
Таблица 10 – Эксплуатационные затраты по элементам затрат, млн. руб 75
Таблица 11 - Капитальныевложения, млн. руб. 76
Таблица 12 - Прибыль от реализации продукции, млн. руб. 77
Таблица 13 -Чистый доход недропользователя, млн. руб. 78
Таблица 14 -Чистый доход недропользователя (с учетом кредита), млн. руб. 79
Таблица 15 Обоснование прогноза добычи нефти, объема буровых работ 80
Алгоритм расчета финансовых показателей 83
Алгоритм расчета добычи нефти 88
Расчет ставки НДПИ на нефть 89
Расчет экспортной пошлины 91
Расчет затрат на транспорт нефти

Стоимость месторождения EXCEL https://www.neftvnb.ru/text/calculation/base_107.xlsb

1. Титульный лист

Строго конфиденциально

.....

Бизнес-план

–ТЭО ввода в эксплуатацию **Неизвестного** месторождения нефти‖

Исполнитель:
Дата начала реализации проекта:
Продолжительность проекта:
Дата составления:

2. Меморандум о конфиденциальности

Данные, представленные в бизнес-плане –ТЭО ввода в эксплуатацию Прибыльного месторождения нефти являются коммерческой тайной.

Запрещается распространять содержащуюся в бизнес-плане информацию без согласия автора.

Запрещается копировать бизнес-план, а также отдельные его части.

Запрещается передавать бизнес-план третьим лицам без согласия автора.

В случае отказа от инвестирования в реализацию данного бизнес-плана последний подлежит возврату автору.

3. Резюме

3.1. Суть проекта

Суть проекта заключается в технико-экономическом обосновании ввода в эксплуатацию *Неизвестного* месторождения нефти.

3.2. Эффективность проекта

В результате расчетов получены следующие показали эффективности:

Добыча нефти за расчетный период (тонн)	25 644 087
Закачка за расчетный период (м3)	67 579 288
Максимальный уровень добычи нефти (тонн)	1 485 425
Максимальный уровень закачки (м3)	2 755 061
Фонд добывающих скважин (шт)	168
Фонд нагнетательных скважин (шт)	42
Отбор от НИЗ (доли ед)	0,72
КИН (доли ед)	0,27
Выручка (руб)	373 675 366 860
Транспортные затраты (руб)	44 002 072 114
Экспортная пошлина (руб)	91 930 986 794
Капитальные затраты (руб)	23 603 847 120
Эксплуатационные затраты (руб)	153 720 842 240
Затраты на ГРР (руб)	301 480 000
Кредит (Заемные средства) (руб)	7 991 213 496
Стоимость проекта (N PV) (руб)	3 165 338 619
Внутренняя норма доходности (IRR) (%)	20,0%
Индекс рентабельности (PI) (ед)	1,13
Срок окупаемости (DPP) (лет)	11,20
Срок разработки (расчетный период) (лет)	37

Заказчиком работ по освоению месторождения будет ОАО ‒Икснефть‖, которая является владельцем лицензии на разведку и разработку *Неизвестного* месторождения нефти. Проектный фонд для бурения составляет 212 скважин (168 добывающих и 42 нагнетательных. Работы по бурению скважин будет осуществлять ОАО ‒Бурсервис‖, имеющая в регионе все необходимые средства и оборудование.

Работы по обустройству будет выполнять ООО «Х-Инжиниринг», которая занимается проектированием, изготовлением, поставкой, монтажом и вводом в эксплуатацию технологического оборудования, такого как: Установки подготовки нефтии газа;Компрессорные установки (в каркасно-панельных укрытиях);Насосные станции перекачки воды и нефтепродуктов (блочно-модульного или каркасного типа);Газораспределительные установки;Установки подготовки газа, нефти и пластовой воды;Каркасно-панельные и модульные производственные и бытовые здания.

Работы по строительству линейных объектов (ЛЭП, дороги, трубопроводы будут осуществлять организации, работающие на соседних месторождениях).

4. Анализ Российского рынка нефти

4.1. История добычи нефти в России

Нефть для России является одним из самых дорогих природных запасов, поэтому нефтяная промышленность - это крупнейший источник доходов. Российская нефтяная промышленность одна из мировых лидеров по объѐмам добычи жидких углеводородов. Крупнейшими месторождениями в России являются Лянторское, Ромашкинское, Приобское и Самотлорское, в каждом из которых, запасы черного золота, по подсчетам нефтедобытчиков, более 2000 миллионов тонн.

История развития.

первые месторождения:

Одним из первых мест, в котором по некоторым историческим данным впервые была обнаружена нефть, являлась Ухта, и было это ещѐ в XV веке. На протяжении трѐхсот лет продолжалось обновление местности, на которой были найдены месторождения нефтяных запасов. И только в 1745 году, житель города Архангела - Прядунов Фѐдор Савельевич, основал первое производство по добыче нефти. В XIX веке территориальная картина России изменилась, и главным районом крупных нефтяных запасов стал Кавказ. Ещѐ целый век добыча нефти была весьма убыточной, из-за очень узкой сферы еѐ применения. Но в 1853 году спрос на нефть возрос многократно, это был год изобретения керосиновой лампы.

зарубежные инвесторы:

Первая скважина для добычи нефти промышленным способом, пока разведочная, была построена в 1847 году на Алшерском полуострове, а первая эксплуатационная скважина - на Кубани в 1864 году, на реке Кудако. Быстро набирало обороты развитие нефтяной промышленности на Кавказе. В 1879 году в Баку было основано "Товарищество нефтяного производства братьев Нобель", оно занималось не только нефтедобычей, но и нефтепереработкой. Товариществом была создана собственная транспортная и сбытовая сеть для перевозки и сбыта нефти по всей стране. Эта сеть включала в себя нефтепроводы, вагоны-цистерны, танкеры и нефтебазы, обеспеченные причалами и железнодорожными ветками.

В конце века в стремительно развивающуюся нефтяную отрасль пришли иностранцы, такие как Рокфеллер и Ротшильды. Последние создали "Батумское нефтепромышленное и торговое общество". Тогда в Батуме были построены и организованы нефтехранилища и точки сбыта.

нефтедобыча в революционный период:

Объѐм добытой в 1913 году нефти в России равнялся более 9 млн. тонн. Война и революционные события периода XX века привели к кризису во многих отраслях промышленности, в том числе и в нефтяной отрасли. Добыча углеводородного сырья в связи с народными волнениями сократилась в несколько раз. Расстрел царской семьи и захват власти большевиками не содействовали новым вливаниям денежных масс зарубежных инвесторов в развитие нефтяной промышленности, а так же временно отвлекли местных шахтеров от рабочего процесса. Возможность восстановления добычи и переработки нефти на прежний уровень появилась лишь в 20-х года прошлого века, когда Россия стала советской и политическая система страны стабилизировалась.

Нефтяная промышленность России - наши дни:

В 1960 году в СССР были обнаружены и освоены крупнейшие месторождения в Поволжье, Западной Сибири и Тимано-Печоре. Современная история развития нефтепромышленности России исчисляется от момента распада Советского Союза. Тогда в 90-е годы большая часть активов нефтяного сектора была передана акционерным обществам, но наиболее выгодные из активов попали в частные руки. В 2003 году руководство страны провело действия по банкротству "Юкоса", одной из крупнейших нефтяных компаний. Еѐ активы были распроданы и в основном попали к "Роснефти", государственной компании. Другая госкомпания "Газпром" в 1995 году купила меньший частный актив - "Сибнефть".

Уже в 2007 году темпы роста российской добычи нефти превышали в полтора раза темпы роста спроса на нефть. Объѐмы добычи нефти растут с каждым годом, но появляется тенденция, направленная на сокращение объѐмов экспорта чистой нефти и увеличении экспортных объѐмов переработанной. Так за период 2010 - 2011 годов экспорт сырой нефти вырос на 1,7%, а экспорт нефтепродуктов - в 2 раза. Россия также ведѐт политику по сокращению поставок нефти транзитом через сопредельные государства (в частности, через Белоруссию - на 40%), в связи с чем были открыты альтернативные маршруты экспорта.

Поставки:

За последнее десятилетие заметно снижены поставки в страны СНГ на 23%, выведены из эксплуатации некоторые участки трубопроводов. На ряду с этим наращиваются поставки в страны дальнего зарубежья (основные направления): Германия, Польша, Франция, Финляндия, Нидерланды, Италия и Китай. Экспорт в эти страны увеличен на 4,7%.Среди всех поставок нефти за рубеж на Атлантический рынок приходится 80% (это Европа, Ближний Восток, Африка и восточное побережье Северной Америки), а доля Тихоокеанского рынка составляет 20% (например, Китай, Корея, Япония, Тайланд и США). Выросли и поставки нефтепродуктов (здесь лидируют мазут и дизельное топливо), за 2010 год экспорт вырос на 8,9%.

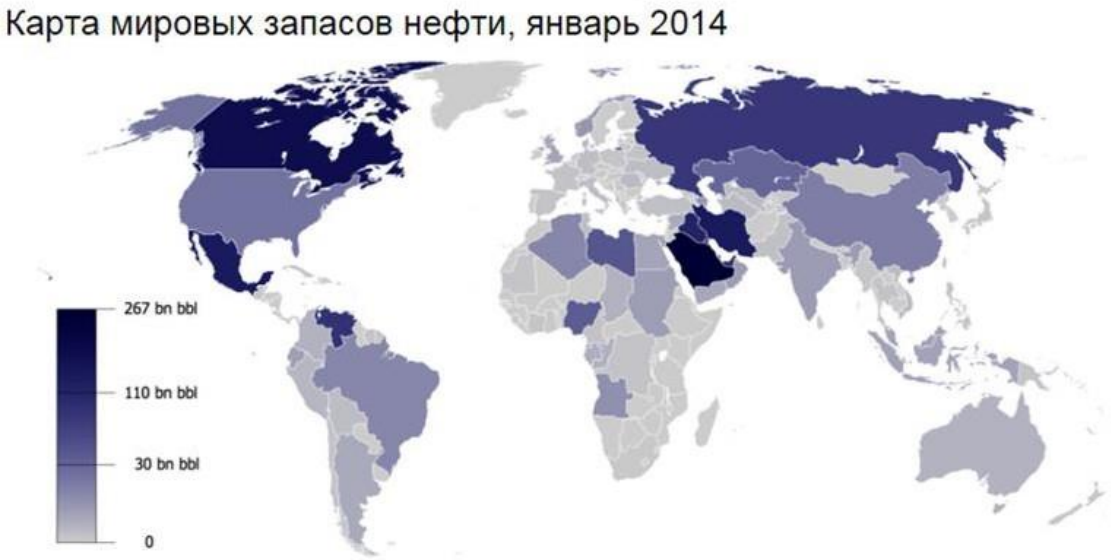
Доходы:

Как сообщил МинФин, в 2011 году общие доходы в нефтегазовой промышленности достигли рекордных за историю России 171,7 млрд. долларов. Продажа нефти в 2013 году по заявлению В. Путина принесла в казну $194 млрд.

Прогнозы:

Несмотря на неблагоприятные прогнозы о запасах нефти в недрах Земли, которых должно хватить на ближайшие сорок лет, Россия в долгосрочной перспективе намерена обеспечивать не меньшие поставки нефти за рубеж и даже увеличить объѐмы ее добычи. Некоторые эксперты небезосновательно сходятся во мнении, что столь короткий срок неверен. Ведь при этом не учтены те запасы нефти, месторождения которых ещѐ не разведаны и не подсчитаны их объѐмы. И чем выше будет спрос, тем быстрее и активнее будет происходить разработка новых месторождений. Следовательно, можно надеяться, что реальных запасов нефти хватит до тех пор, пока в России и мире не будут развиты альтернативные способы получения топлива и энергии.

4.2. Состояние запасов и добычи нефти в мире



Обозначения: bn - миллиард. bbl - баррель. Источник изображения: Википедия.

.....

№	Страна	Запасы 2013 млрд тонн (BP)	Запасы 2013 млрд баррелей (BP)	Запасы 2013 млрд баррелей (ЦРУ)
1	Венесуэла	46,58	298,35	297,6
2	Саудовская Аравия	36,52	265,85	267,9
3	Канада	28,09	174,32	173,1
4	Иран	21,57	157	154,6
5	Ирак	20,24	150	141,4
6	Кувейт	13,98	101,5	104
7	ОАЭ	12,98	97,8	97,8
8	Россия	12,74	93,03	80
9	Ливия	6,31	48,47	48,01
10	США	5,37	44,18	20,68
.....				
	МИР	238,2	1687,89	1629,79
	источник *:Википедия*			

Данный список стран по доказанным запасам нефти основан на оценках BP в опубликованном Статистическом обзоре мировой энергетики 2014 (Statistical Review of World Energy 2014) по состоянию на 2013 год в млрд. тонн и млрд. баррелей[2], а также на оценках ЦРУ США, опубликованных во «Всемирной книге фактов» (The World Factbook) по состоянию на начало 2013 года в млрд.баррелей[1].

.....

№	Страна	Дата	Добыча	Добыча
			(баррель/год)	(тонн/год)
1	Саудовская Аравия	2013	4 220 660 000	542 340 000
2	Россия	2013	3 937 600 000	531 434 000
3	США	2013	3 651 100 000	446 231 000
4	КНР	2013	1 531 905 000	208 951 842
5	Канада	2012	1 407 440 000	191 974 816
6	Иран	2012	1 311 810 000	178 930 884
7	ОАЭ	2012	1 172 745 000	159 962 418
8	Ирак	2013	1 087 335 000	148 312 494
9	Мексика	2012	1 071 640 000	146 171 696
10	Кувейт	2012	1 020 905 000	139 251 442
.....				
	Мир	2012	32 514 200 000	4 434 936 880
	источник :*Википедия*			

Полезные ссылки:

http://burneft.ru/archive/issues/2011-05/3

4.3. Основные характеристики сырьевой базы нефтяной промышленности России

Приоритетными стратегическими направлениями развития сырьевой базы углеводородов России являются Уральский, Приволжский, Северо-Западный, Сибирский Федеральные округа. Эти регионы и акватории морей могут обеспечить основной объем прироста новых рентабельных запасов нефти и газа и максимальные доходы государства и инвесторов от их освоения. Главный центр нефтяной промышленности – Западная Сибирь. В этом регионе сосредоточено более 53% начальных суммарных ресурсов. Другие крупные нефтедобывающие регионы страны – Урало-Поволжский (14,2% от начальных суммарных ресурсов), Дальневосточный (3,0%), Северо-Кавказский (1,6%), а в перспективе – Восточно-Сибирский (10,5%) и шельф (12,4%).

Оценка ресурсная базы углеводородов основывается на нефтегазогеологическом районировании территории, в котором с периодичностью 5-10 лет определяются перспективные зоны нефтегазонакопления по результатам проведенных геологоразведочных работ. Последнее нефтегазогеологическое районирование территории России было завершено в 2010 г. Нефтегазогеологическое районирование всегда предшествует количественной оценке. ВНИГНИ с 1958 года был инициатором и методическим руководителем всех количественных оценок углеводородов СССР, а затем и России с периодичностью в 5 лет.

Россия делит первое место с Ираном по ресурсам и доказанным запасам газа, занимая 17,6 % всех доказанных запасов газа (всего по миру 187,3 трлн.м.куб.) с кратностью доказанных запасов более 56 лет (на сколько лет хватит при существующих темпах добычи) среднее по миру - 56 лет.

По нефти Россия находится на восьмом месте, занимая 5,2 % всех доказанных запасов нефти (всего по миру 258,8 млрд. тонн) с кратностью доказанных запасов более 22 года (на сколько лет хватит при существующих темпах добычи) среднее по миру - 53 года.

Состояние минерально-сырьевой базы нефтяной промышленности России на 01.01.2012 г.

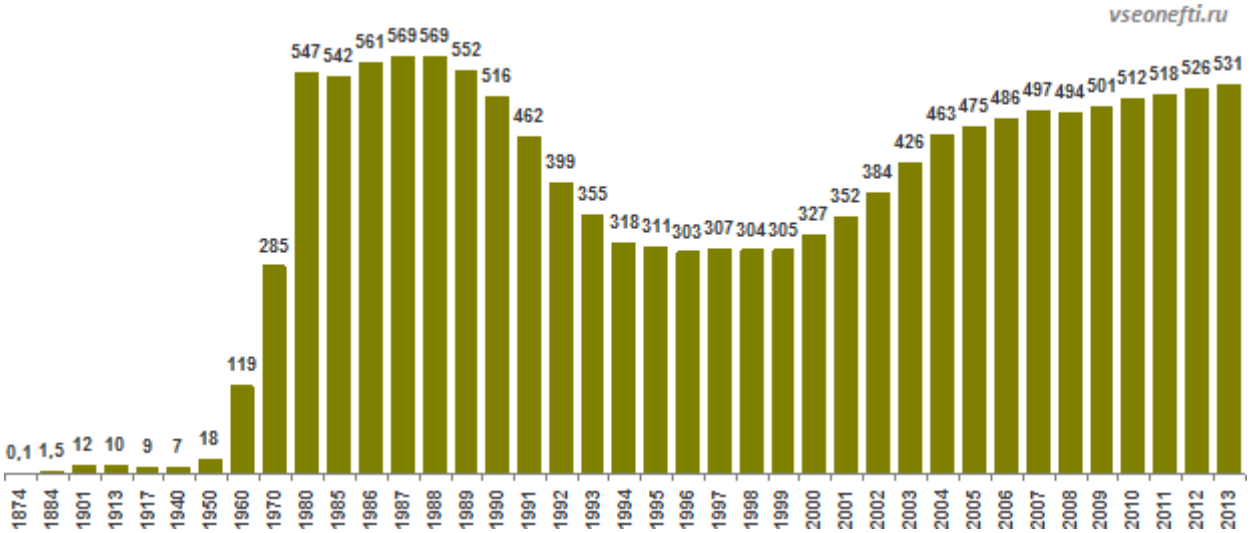
	Запасы		Потенциальные ресурсы	
	Разведанные (A+B+C_1)	Предварительно оцененные (C_2)	Перспективные (C_3)	Прогнозные (D_1,D_2)
Нефть				
Количество, млрд т.	17,8	10,9	12,9	49,9
Изменение за год, млн т.	183,6	319,5	628,3	-1622
Доля нераспределенного фонда, %	94,6	86,6	нет данных	нет данных
Конденсат				
Количество, млн т.	2075,6	1417,7	2400	11600
Изменение за год, млн т.	53,3	30,8	176,7	-276,6
Доля нераспределенного фонда, %	97,1	94,1	нет данных	

Источник: ИЭС по данным Министерства природных ресурсов

4.4. Добыча нефти в России

Добыча нефти в России с начала 2000-х годов стабильно растет, хотя в последнее время темпы роста замедлились, а в 2008-м было даже небольшое снижение. Начиная с 2010 года, добыча нефти в России преодолела планку в 500 млн. тонн в год и уверенно держится выше этого уровня неуклонно повышаясь.

В 2013 году продолжилась повышательная тенденция в добыче нефти. В России было добыто 531,4 млн. тонн нефти, что на 1,3% выше, чем в 2012 году.



Добыча нефти в регионах России

№	*Регион*	*2012 г., млн. т*	*%*
	Россия	***493***	***100,0%***
1	Ханты-Мансийский АО	258	***52,3%***
2	Ямало-Ненецкий АО	36,4	***7,4%***
3	Республика Татарстан	32,7	***6,6%***
4	Оренбургская обл.	22,8	***4,6%***
5	Красноярский край	18,5	***3,8%***
6	Республика Башкортостан	14,9	***3,0%***
7	Самарская обл.	14,7	***3,0%***
8	Сахалинская обл.	14,1	***2,9%***
9	Пермский край	13,8	***2,8%***
10	Республика Коми	13,7	***2,8%***
11	Ненецкий АО	13,5	***2,7%***
12	Томская обл.	12,3	***2,5%***
13	Удмуртская Республика	10,8	***2,2%***
14	Иркутская обл.	10	***2,0%***
15	Республика Якутия	6,8	***1,4%***

Источник http://sci-article.ru/stat.php?i=1394449520

5. Описание месторождениия

5.1. Общая информация о месторождении

Неизвестное нефтяное месторождение административно расположено на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа, в северной части Вартовского нефтегазоносного района, относящегося к землям с высокими плотностями потенциальных запасов углеводородов.

Основные запасы нефти этого района приурочены к юрским и нижнемеловым отложениям, в которых открыты крупные залежи нефти и газа на Повховском, Западно-Варьеганском, Варьеганском, Ван-Еганском, Самотлорском и других месторождениях. Рассматриваемое месторождение находится в центре относительно крупного участка, оконтуренного вышеперечисленными месторождениями и примерно равноудалено от них.

В связи с существенным уменьшением капиталовложений в поисково-разведочное бурение при увеличении глубин скважин и снижении эффективности их бурения ежегодный прирост запасов нефти нередко не компенсирует годовую добычу нефти. В связи с этим внедрение более современных методов увеличения нефтеотдачи на уже разрабатываемых (старых) месторождениях, на наш взгляд, позволит получить дополнительный прирост промышленных запасов не менее 5%. Другим источником подготовки новых запасов в пределах разрабатываемых месторождений является поиск новых ловушек структурного и литологического типов, уточнение конфигураций залежей с помощью сейсморазведки 3Д, освоение новых горизонтов.

В последние годы стала широко применяться объемная сейсморазведка для детализации строения продуктивных горизонтов и выявления новых, интересных в нефтегазоносном отношении, поисковых зон.

С 20 октября 1999г. ОАО МПК «Аганнефтегазгеология» является владельцем лицензии ХМН 01102 НЭ на право пользования недрами *Неизвестного* лицензионного участка.Целевым назначением лицензии является добыча нефти и газа в пределах контура лицензионного участка.

Природно-климатические условия месторождения

В геоморфологическом отношении территория месторождения представляет собой сильно заболоченную и сильно заозеренную флювиогляциальную и озерно-аллювиальную равнину, соответствующую уровню III надпойменной террасы реки Оби.
Абсолютные отметки рельефа колеблются от +62 до +67м.

Неизвестное месторождение расположено в бассейне реки Варьѐган, являющейся правобережным притоком реки Аган. См. граф. прил.2. Русло реки Варьеган в верхнем и среднем течении неоднократно прерывается проточными озерами, в которые река спускает свои воды и из которых вновь берет продолжение. Длина р.Варьѐган составляет 102км, ширина (на участке месторождения) - 6-9м, средняя глубина - 1.0м, скорость течения 0.3м/с, площадь водосбора 876км^2. В восточной части месторождения берет свое начало и протекает безымянный ручей - правый приток р.Варьѐган. Питание рек происходит за счет болот, озер, талых снеговых вод и жидких атмосферных осадков.

Территория *Неизвестного* месторождения относится к зоне бореальной растительности Обь-Иртышской формации северо-таѐжных лиственнично-еловых и еловых редкостойных лесов. Леса состоят из пихты, ели, осины, кедра.

Основными факторами, обуславливающими климат данного района, являются: его географическое положение, факторы атмосферной циркуляции, рельеф местности.

По количеству выпадаемых атмосферных осадков описываемая территория относится к районам с избыточным увлажнением. Большая часть осадков выпадает с июня по октябрь в виде дождей и мокрого снега. Среднегодовая величина атмосферных осадков оценивается в 537мм.

Кровля залегания нижнего слоя древней мерзлоты имеет островное распространение, залегает в данном районе на глубине 100-130м. Мощность реликтовых мерзлых пород неоднородна и варьирует от 20 до 100м.

Условия водоснабжения

Неизвестное нефтяное месторождение расположено в пределах Средне-Обского гидрогеологического мегабассейна. Благоприятные природно-климатические условия, а именно: избыточное количество атмосферных осадков, заболоченность и заозеренность местности, преимущественно песчаный состав олигоцен-четвертичных и апт-альб-сеноманских отложениях, способствовали формированию значительных запасов пресных подземных вод.

Возможности водоснабжения объектов *Неизвестного* месторождения обуславливаются наличием здесь поверхностных вод в реках и озерах и подземных вод в олигоцен-четвертичных и апт-альб-сеноманских отложениях.

Поверхностные водоисточники в пределах месторождения, как уже отмечалось выше, представлены рекой Варьѐган и многочисленными протоками и ручьями, соединяющими озѐра.

По химическому составу воды горизонта ультрапресные и пресные с общей минерализацией 0.2-0.4г/л, гидрокарбонатные, иногда гидрокарбонатно-хлоридные, натриево-магниевые или натриево-магниево-кальциевые. По содержанию основных компонентов они удовлетворяют требованиям ГОСТа - 2874-82 и ПДК.

Строительные материалы

В Нижневартовском районе, где находится Неизвестное месторождение, в результате проведенных работ Тюменской КГРЭ и комплексной геологоразведочной партией треста «Нижневартовск-нефтеспецстрой» были выявлены и разведаны месторождения строительных материалов. Месторождения разведаны, в основном, вблизи крупных населенных пунктов - городов Мегион, Нижневартовск.

Краткая история геолого-геофизической изученности района месторождения

Открытию *Неизвестного* нефтяного месторождения, как и других месторождений нефти и газа Западной Сибири, предшествовали многолетние геолого-геофизические исследования этой обширной территории, начатые в начале XX века.

Первые достоверные сведения о геологическом строении Западной Сибири были получены в результате работ, проведенных рядом исследователей: Д.Э.Эндельштейном (1926г.), В.И.Громовым (1934г.), Ильиным (1936г.), В.Г.Васильевым (1946г.) и другими. Однако до 1949 года эти исследования носили чисто описательный характер. Планомерные геолого-геофизические исследования в Западной Сибири с целью поисков нефти и газа, к которому приурочен район работ, начаты в 1947 году.

На первом этапе этих работ больше внимания уделяется региональным мелкомасштабным исследованиям. Изучаемый район покрывается геолого-геоморфологической съемкой масштаба 1:1000000, аэромагнитной съемкой масштабов 1:1000000 и 1:200000, гравиметрической съемкой масштаба 1:1000000.

В 2001 году на основании «Проекта пробной эксплуатации *Неизвестного* месторождения», выполненного компанией «Гео Дэйта Консалтинг» (протокол №204 от 01.02.2001г.), Неизвестное месторождение введено в разработку. Основными объектами разработки на месторождении являются залежи нефти в пластах БВ8/1 и ЮВ1.

Одновременно с разработкой выделенных объектов проводилась доразведка месторождения опережающим эксплуатационным бурением отдельных скважин и двумя разведочными (скв.30 и 37). Полученные геологические данные при бурении новых скважин не подтверждали сейсмическую основу прошлых лет.

5.2. Геологическое строение месторождения

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Литологический разрез *Неизвестного* месторождения представлен толщей терригенных песчано-глинистых отложений мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, подстилаемых метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента.

Разрез осадочного платформенного чехла в пределах лицензионного участка Неизвестной площади вскрыли 5 поисково-разведочных скважин.

Палеозойская система

Доюрский фундамент

По имеющемуся керну породы фундамента *Неизвестного* месторождения представлены туфами эффузивов кислого состава, светло-серыми и черными, сильно измененными, карбонатизированными.

Кора выветривания

Толщина отложений коры выветривания по данным составляет 24м.

Мезозойская система

Юрская система

Отложения юрской системы несогласно залегают на породах фундамента и представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Верхний отдел юры представлен породами преимущественно морского генезиса, в его составе выделяются: васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

Нижний и средний отделы

Тюменская свита

Песчаники от светло-серых до темно-серых, от тонкозернистых до среднезернистых, плотные, с вкраплениями слюд, растительных остатков, углистого материала, часто карбонатизированные. Текстуры характерны массивные, а также с неясно выраженной слоистостью, подчеркнутой углистыми, глинистыми и слюдистыми намывами.

Верхний отдел

Васюганская свита

Отложения васюганской свиты в нижней части разреза представлены, в основном, аргиллитами, в верхней - преобладанием песчано-алевритовых разностей.

Георгиевская свита

Литологически представлена аргиллитами темно-серыми до черных с зеленоватым оттенком, преимущественно тонкоотмученными, плотными, с включениями глауконита, пирита.На электрокаротажных диаграммах отложения свиты однозначно выделяются резким уменьшением величины удельного сопротивления пород по сравнению с выше- и нижележащими отложениями.

олщина свиты составляет 3-4м.

Баженовская свита

Баженовская свита завершает разрез юрских отложений и представлена черными с коричневатым оттенком битуминозными аргиллитами, массивными, иногда в разной степени плитчатыми, слюдистыми, с включениями пирита, рыбьей чешуи и растительного детрита. Отложения баженовской свиты являются региональным стратиграфическим репером, они четко фиксируются на электрокаротажных кривых и контролируются опорным сейсмоотражающим горизонтом Б.Толщина свиты 20-26м.

Меловая система

Отложения меловой системы на рассматриваемой территории развиты повсеместно и представлены двумя отделами: нижним и верхним. Нижний отдел включает в себя отложения мегионской, ванденской, алымской и нижнепокурской свит, верхний отдел представлен континентальными отложениями верхнепокурской и морскими отложениями кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

Нижний отдел

Мегионская свита

Мегионская свита формировалась в условиях относительно глубоководного морского бассейна при его одностороннем заполнении осадками, поступавшими преимущественно с юго-востока.

Алымская свита

Алымская свита несогласно залегает на осадках ванденской свиты и представляет собой толщу, сложенную неравномерным переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород.Толщина отложений свиты составляет 98-115 м.

Покурская свита

Отложения свиты представлены уплотненными песками, алевритами, мелкозернистыми, светло-серыми с прослоями карбонатных разностей в верхней части свиты, с подчиненными прослоями глин серых, буровато-серых, алевритистых и глинистых известняков в нижней части свиты. В кровельной части свиты залегают пески и слабосцементированные песчаники.Толщина свиты на месторождении составляет 761-778 м.

Верхний отдел

Кузнецовская свита

Кузнецовская свита начинает цикл морских осадков верхнего мела, несогласно залегающих на отложениях покурской свиты. Представлена глинами серыми, темно-серыми и зеленовато-серыми, однородными, крепкими, тонкоотмученными, слабослюдистыми, с включениями зерен глауконита.

Березовская свита

Березовская свита по своему литологическому составу подразделяется на две подсвиты.

5.3. Характеристика нефти месторождения

....Таблица №3

Параметр	Диапазон	Среднее
1 Свойства пластовой нефти		
1.1 Давление пластовое, МПа	57	57
1.2 Температура пластовая, ºС		100
1.3 Давление насыщения нефти газом, МПа	20,6	20,6
1.4 Газосодержание нефти (стандартная сепарация), $м^3/т$	250,1	250,1
1.5 Газовый фактор нефти при дифференциальном	-	-
1.6 Плотность нефти в условиях пласта, $кг/м^3$	-	-
1.7 Вязкость нефти в условиях пласта, мПа с	-	-
1.8 Коэффициент сжимаемости пластовой нефти,10^{-4}/МПа	-	-
1.9 Плотность растворенного газа в стандартных	1,03	1,03
1.10 Плотность дегазированной нефти в стандартных	796	796
1.11 Молярная масса, г/моль	156	156
1.12 Количество исследованных глубинных проб (скважин)	1 (1)	
2 Свойства дегазированной нефти		
2.1 Плотность дегазированной нефти по	799-831	813,6
2.2 Вязкость дегазированной нефти по	1,96-3,06	2,561
2.3 Показатель преломления	1,456-1,4658	1,462
2.4 Массовое содержание, %		
- серы меркаптановой	0,05-0,066	0,058
- серы сероводородной	0,057-0,06	0,059
- смол	2,1-3,2	2,57
- асфальтенов	0,13-1,67	0,64
- парафинов	3,64-4,5	3,92
2.5 Температура начала кипения, ºС	53-87	
2.6 Фракционный состав (объемное содержание		
- до 100 ^{0}С	10	
- до 150 ^{0}С	20	
- до 200 ^{0}С	30-40	
- до 250 ^{0}С	40-50	
- до 300 ^{0}С	50-80	

В России принята технологическая классификация нефти по следующим признакам: класс - тип - группа - подгруппа - вид. В этой схеме нефти характеризуются шифром, обозначающим последовательно соответствующие класс, тип, группы, подгруппы и вид нефти. Принципы классификации заключаются в идентификации нефтей по следующим признакам:

- три класса (I-III) по содержанию органической серы в нефти, бензине, в реактивном и дизельном топливе. Обычно в малосернистой нефти содержится не более 0,5% серы, при этом в бензиновой и реактивно-топливной фракциях - не более 0,1%, в дизельной - не более 0,2%;

- три типа (T_1-T_3) по содержанию фракций, выкипающих до 350°С (с малым, средним и высоким содержанием). Эта характеристика позволяет оценить потенциальную долю светлых компонентов нефти;

- четыре группы по потенциальному содержанию базовых масел ($М_1$-$М_4$);

- две подгруппы по индексу вязкости этих масел ($И_1$-$И_2$). В зависимости от значения индекса вязкости базовых масел, различают еще четыре подгруппы;

- три вида по содержанию парафинов ($П_1$-$П_3$).

Классификация нефтей позволяет выбрать оптимальные пути переработки. Например, фракции высокосернистых нефтей с температурами кипения до 180°С - сырье для дизельных топлив требуют гидроочистки. При выборе направлений переработки важно учитывать парафинизацию нефтей. К малопарафинистым относят нефти, содержащие не более 1,5% парафинов, из которых можно получить без депарафинизации реактивное топливо, зимнее дизельное топливо с пределами перегонки 240-350°С и температурой застывания не выше -45°С, а также индустриальные базовые масла. Если в нефти содержится 1,5-6,0% парафинов, то нефть относят к парафинистым. Из такой нефти можно без депарафинизации получить реактивное топливо и летнее дизельное топливо с пределами кипения 240-350°С и температурой застывания не выше -10°С. Высокопарафинистые нефти содержат более 6% парафина. Из них летнее дизельное топливо можно получить только после депарафинизации. Таким образом, существующая техническая классификация позволяет оценить общую схему процессов и выбрать наиболее рациональное направление переработки нефти.

6. Маркетинговый план

6.1. Анализ спроса на товары и услуги на выбранном рынке

Международное энергетическое агентство (МЭА) прогнозирует, что мировой спрос на нефть в текущем году составит 93,5 млн баррелей в сутки, сообщается в пресс-релизе МЭА. МЭА уже несколько месяцев подряд сохраняет прогноз мирового спроса на нефть на этом уровне: в феврале агентство озвучило оценку, согласно которой спрос в 2015 г. составит 93,4 млн баррелей в сутки. Этот показатель на 900 тыс. баррелей в сутки выше объема спроса в 2014 г.

Согласно сообщению МЭА в феврале мировые поставки нефти увеличились на 1,3 млн баррелей в сутки до 94 млн баррелей в сутки. Подчеркивается, что рост поставок в основном обеспечен за счет стран, не входящих в Организацию стран-экспортеров нефти (ОПЕК). МЭА отмечает, что сокращение буровых в США пока не отразилось на объемах добычи нефти в стране.

При этом добыча нефти стран ОПЕК в феврале уменьшилась на 90 тыс. баррелей в сутки до 30,22 млн баррелей в сутки. МЭА отмечает снижение объемов добычи в Ливии и Ираке, но отмечает, что это было компенсировано ростом поставок из Саудовской Аравии, Ирана и Анголы.

МЭА полагает, что во втором полугодии 2015 г. спрос на нефть стран, входящих в ОПЕК, составит 30,3 млн баррелей в сутки.Прогнозирование и анализ динамики цен на нефть в прошлом году стали практически бесполезным занятием. Все знают об избытке нефти на рынке, но также существует огромное количество других показателей, которые важны, которые производят слишком много шума, и это делает любую точную оценку практически невозможной.

Также МЭА понизило прогноз цен и глобального спроса на нефть в 2015 году: прогноз цены нефти марки Brent на 2015 год снижен до $83.42 против $101.67 ранее; на WTI до $77.75 с $94.58; прогноз роста глобального спроса на нефть в 2015 году понижен до +1.12 млн. баррелей в сутки против +1.24 млн. баррелей в сутки (общий спрос ожидается на уровне 92.5 млн. баррелей в сутки против 92.71 млн. ранее); прогноз предложения нефти на 2015 год пересмотрен до 92.91 млн. баррелей в сутки против 92.67 млн. ранее; рост добычи стран, не входящих в ОПЭК составит +0.95 млн. баррелей в сутки против +1.17 млн. ранее; добыча нефти в США составит 9.42 млн. баррелей в сутки в 2015, а в 2014 достигнет 8.57 млн. баррелей в сутки.

6.2. Описание структуры рынка, его основных сегментов.

Современная структура топливно-энергетического баланса в значительной степени определяется заметным истощением запасов нефти и продолжающимся ростом мировых цен на нефть, превысивших уровень 60 долл. США за баррель (158,987 л). Мировые ресурсы разведанных месторождений составляют около 150 млрд т нефти, из них в странах бывшего СССР — примерно 10 млрд т, или около 7 % мировых запасов нефти [1.10]. Россия добывает около 10 % от мирового производства нефти [1.9]. Основными поставщиками жидких углеводородов на мировой рынок являются страны Ближнего Восто-

ка (Ирак,Саудовская Аравия, Иран), обладающие наибольшими сырьевыми ресурсами(рис. 1.2) [1. И].

В настоящее время в мире ежегодно добывается около 3 млрд т нефти. При сохранении такого уровня добычи нефти ее запасов может хватить примерно на 50 лет. Причем из-за роста спроса на нефть будет непрерывно нарастать ее дефицит, который к 2025 г достигнет 16 млн баррелей в день (рис. 1.3). ВРоссийской Федерации ситуация осложняется прогнозируемым падением добычи нефти после 2010 г. К этому времени Россия будет испытывать дефицит нефтепродуктов в размере до 10 млн т в год [1.5]. В то же время добыча каменногоугля и природного газа в период до 2020 г будет увеличиваться (рис. 1.4) [1.8, 1.12-1.13].[с.8]

С начала своего развития рынок нефти, в отличие, например, от рынка газа, уже носил глобальный характер. Этому способствовали специфические свойства нефти, обуславливающие удобство и экономическую эффективность ее транспортировки на значительные расстояния. Мировая цена на нефть определялась в тот период небольшим кругом компаний развитых стран, которые в 1929 году образовали знаменитый картель «Семь сестер» и фактически определяли уровень цен вплоть до 1973 года. [5]

До 1947 г. цена нефти в любой точке мира определялась исходя из расчета FOB Мексиканский залив, плюс фиктивная ставка фрахта. В 1947 г. была создана т.н. "двухбазовая система цен", при которой расходы на фрахт рассчитывались или от Мексиканского, или от Персидского заливов. Таким образом, появилась так называемая "нейтральная точка", в которой цена нефти, доставленная из двух заливов, оказывалась одинаковой. Все страны, расположенные к востоку, снабжались из района Ближнего Востока, к западу - из района Мексиканского залива и Венесуэлы. Поначалу эта точка была определена в Средиземном море, по соседству с Мальтой, затем в результате понижения цены на нефть переместилась на запад, а в 1949 г. «нейтральной точкой» стал Нью-Йорк.

С 1986 г. в истории эволюции институциональной структуры мирового рынка нефти начинается биржевая эпоха ценообразования. Только с этого момента схему мировой торговли нефтью можно охарактеризовать как рыночную. Развитые страны, потеряв контроль за месторождениями нефти, смогли вернуть себе рычаги влияния на механизм ценообразования, придав ему рыночные формы и переместив на биржевые площадки. На конъюнктуру мирового рынка нефти оказывали влияние крупные мировые вооруженные конфликты и глобальные экономические процессы, как, например, азиатский кризис 1998 года.

К 2004 году можно отнести начало современного этапа развития институциональной структуры мирового рынка нефти, который ознаменовался значительным ростом стоимости черного золота. Причиной повышения цены на нефть стало сочетание таких факторов, как резкий рост спроса на нефть со стороны азиатского региона и выход объемов нефтедобычи на предельные уровни. В результате политической напряженности в тот период в структуре цены на нефть значительно выросла еще и спекулятивная составляющая. Кроме того, глобализация мировой экономики, резко возросший уровень развития

компьютерных и информационных технологий, а также отставание от этих процессов институтов наднационального регулирования позволили крупным мобильным спекулятивным капиталам еще сильнее «раскачать» конъюнктуру мирового рынка нефти.
Таким образом, шестой этап развития институциональной структуры мирового рынка нефти характеризуется тем, что созданная в конце 80-х годов биржевая система определения цены перестает эффективно работать в условиях финансовой глобализации и вызывает значительные ценовые колебания.

Одновременно прорывы в разработке новых технологий геологоразведки и добычи позволили обнаружить гигантские месторождения нефти у южного побережья Бразилии, недоступные ранее из-за того, что находятся на большой глубине и под почти двухкилометровым слоем соли. При условии реализации существующих планов к 2020 г. добыча нефти в Бразилии достигнет 5 млн баррелей в день, что несколько больше 50% текущей добычи в Саудовской Аравии. Одобренный пятилетний план капиталовложений в геологоразведку и освоение месторождений государственной компании Petrobras предусматривает выделение на эти цели суммы в $127,5 млрд. В результате Бразилия займет место Венесуэлы в качестве основного поставщика нефти в США. [2]

Третий новый источник нефти был освоен в самих Соединенных Штатах: внедрение горизонтального бурения и технологии гидроразрыва пласта сделало рентабельным извлечение нефти из малопроницаемых слоев. 9 лет назад в нефтеносном районе Баккен (штат Северная Дакота) на глубине нескольких километров началась опытная добыча нефти из сланцев. Сегодня ее объем достиг почти полумиллиона баррелей в день. В результате штат вышел на четвертое место по добыче нефти в стране и на первое по сокращению безработицы. Добыча нефти из сланцев в США развивается быстрыми темпами: в 2000 г. добывалось всего 200 000 баррелей в день, а в 2020 г. планируется добывать уже около 3 млн баррелей в день или 30% всей добычи в стране. [6]

Нынешний рост цен вызван, прежде всего, санкциями против Ирана, которому под давлением западных стран приходится сокращать поставки. Однако, как подчеркивают специалисты, высокие цены на нефть -- объективны. По их мнению, Brent может стоить дешевле $100/бар только в обстановке острого кризиса, наподобие того, который наблюдался в конце 2008 г. - начале 2009 г. [3; с. 213]

По оценкам International Energy Agency (IEA), к началу марта добыча нефти в Иране упала до 3.38 млн бар в сутки -- самого низкого показателя за последние 10 лет (сами иранцы этого пока не подтверждают). Более того, если Ирану в ближайшем будущем не удастся возобновить экспорт нефти в прежнем объеме, производство придется сворачивать. Как считают в IEA, к середине текущего года потери могут составить от 800 тыс до 1 млн бар в сутки.

По данным IEA, в I кв. т.г. страны, не входящие в ОПЕК, уменьшили добычу нефти на 750 тыс бар в сутки по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года. [2]
Конечно, ряд стран в последнее время увеличили объем экспорта. Саудовская Аравия, крупнейший производитель нефти в мире, с начала иранского конфликта заняла двойственную позицию. С одной стороны, представители саудовских властей неоднократно заявляли, что не собираются заменять своей нефтью иранскую, чтобы избежать серьезной конфронтации с Тегераном.

Но, с другой, уже в январе Саудовская Аравия увеличила экспорт нефти более чем на 140 тыс бар в сутки, а глава национальной нефтяной отрасли Али аль-Наими заверяет потребителей, что его страна покроет любой дефицит на мировом рынке. Известно, что европейские страны и Китай, чтобы компенсировать сокращение закупок в Иране, увеличили импорт нефти из Саудовской Аравии и Кувейта.

По данным ОПЕК, в феврале был зафиксирован рост поставок из Нигерии и Венесуэлы. Ирак, наконец, сумел превысить довоенные показатели начала века и довел добычу до более 3 млн бар в сутки. Ливия неожиданно увеличила объем экспорта до 1.4 млн бар в сутки, что даже больше, чем в 2010 г. Впрочем, причина этого вполне понятна: ранее Ливия экспортировала не только сырую нефть, но и нефтепродукты, сейчас же местные НПЗ простаивают, так что практически вся добываемая в стране нефть уходит за пределы страны.

По прогнозам в 2012 г. мировой спрос на нефть возрастет на 1.6% до 91.0 мб/д (+1.5 мб/д при сравнении по годам). Прогнозы основаны на оценках Международного валютного фонда состояния мировой экономики (Прогноз развития мировой экономики, июнь 2011 г.). В соответствии с данными оценками, рост мирового ВВП в 2012 г. достигнет 4.4% (в сравнении с 4.2% в 2011 г.). По оценкам МВФ цена на нефть Brent составила в среднем 108 долларов за баррель, а нефтеемкость экономики сократилась на 2.6%. Рост мирового спроса на нефть в 2012 г. будет полностью определяться увеличением спроса в странах - не ОЭСР, спрос в странах ОЭСР будет, напротив, сокращаться. Наиболее быстрыми темпами будет расти спрос на такие категории нефтепродуктов, как средние дистилляты, бензин и сжиженный нефтяной газ.

Рост мирового спроса на нефтепродукты в 2011 г. снизился до 1.2 мб/д в связи с устойчиво высокими ценами и несколько более слабыми прогнозами МВФ по состоянию мировой экономики в развитых странах. В 2010 г. спрос составил 88.3 мб/д (+3.3% или +2.8 мб/д при сравнении по годам и на 320 кб/д выше данных в последнем обзоре в связи с включением официальной годовой корректировки по странам ОЭСР и - не ОЭСР). По оценкам в 2011 г. спрос должен достигнуть 89.5 мб/д (+1.4% или +1.2 мб/д при сравнении по годам и на 250 кб/д выше по сравнению с более ранними прогнозами).

Спрос в странах ОЭСР по прогнозам составит в 2012 г. 45.7 мб/д (-0.3% или -120 кб/д по сравнению с 2011 г.). Несмотря на ожидания высокого роста ВВП в 2012 г. (+2.6%), последствия от увеличения эффективности автомобильного транспорта и устойчивое сокращение спроса на нефть для производства электрической и тепловой энергии в условиях высоких цен на нефть перевесят последствия от роста экономической активности. Понижающие риски связаны с ростом неустойчивости финансовой ситуации в Европе и неодинаковыми темпами восстановления экономики в трех основных регионах мира. Тем не менее, могут возникнуть и повышающие риски спроса, связанные с увеличением неопределенности относительно перспектив развития электроэнергетики в Японии, где существует потенциал для более значительного по сравнению с ожидаемым ранее замещением атомной генерации генерацией с использованием газа и нефти.

Спрос на нефть в странах - не ОЭСР должен достигнуть в 2012 г. 45.3 мб/д (+3.6% или +1.6 мб/д при сравнении по годам). При этом прогноз роста ВВП составляет 6.5%. Ожидается менее интенсивное потребление нефти по сравнению с 2009-2010 гг., когда

широко использовались государственные меры по стимулированию экономики. На страны - не ОЭСР Азии, Ближнего Востока и Латинской Америки придется большая часть роста спроса на нефть в 2012 г. Последние два из названных регионов по оценкам будут развиваться быстрее, чем в 2011 г. Рост спроса в странах - не ОЭСР Азии замедлится благодаря более сдержанной экспансии экономики Китая. Тем не менее, рост спроса на нефть в Китае (+480 кб/д по сравнению с +630 кб/д в 2011 г.) обеспечит существенную долю роста мирового спроса на нефть (30%). [1]

Другой не менее важной тенденцией в изменении товарной структуры мирового нефтяного рынка стало расширение производства и торговли неконвенциональной нефтью и нефтепродуктами из возобновляемых источников - синтетической, сверхтяжелой нефтью, биотопливом (этанолом и биодизелем).

В текущем десятилетии определились крупнейшие производители неконвенциональных углеводородов и ее основные потребители. На рынке этанола - Бразилия (90% мирового рынка в 2008 г.) и США (экспорт пока незначителен). Основными покупателями этанола выступают США, Япония и страны Европы . Лидерами по производству и потреблению биодизеля являются США и ЕС. США и Аргентина экспортируют биодизель на европейский рынок . С 2009 г. начаты поставки канадского биодизеля в США. В ближайшем будущем экспортером биотоплива и сжиженного угля может стать Китай.

В сегменте нефтепродуктов одной из основных тенденций стала нехватка нефтеперерабатывающих мощностей, что, как полагают некоторые эксперты, стало одним из факторов роста цен на нефть в текущем десятилетии. Проведенный в работе анализ показал, что в изучаемый период в целом по миру наблюдалось адекватное увеличение мощностей в соответствии с ростом добычи и потребления нефти и нефтепродуктов. Рост напряженности в нефтепереработке происходил лишь в отдельных регионах мира (АТР, Северной Америке и Европе), где прирост мощностей составлял менее 1% в год, а средняя загрузка - 90% (в США - выше 95% при последовательном наращивании экспорта). Росту мировых цен на нефтепродукты способствовало также двукратное увеличение спроса на них в странах ОПЕК в 1999-2008 гг.

6.3. Исследование условий конкуренции на выбранных сегментах рынка.

ОАО «Газпром нефть», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «ТНК-ВР Холдинг» и ОАО «Сургутнефтегаз» занимают на рынке сырой нефти в Российской Федерации суммарную долю, превышающую 70%. Доля каждого из этих хозяйствующих субъектов более восьми процентов, что превышает доли других хозяйствующих субъектов на рынке сырой нефти в РФ.

Федеральная антимонопольная служба (ФАС России) выявила это в результате проведения анализа состояния конкуренции на рынке сырой нефти за 2012 год, который проводился в соответствии с приказом от 19 декабря 2012 года №773/12 «О плане работы по анализу состояния конкуренции на товарных рынках на 2013-2014 годы».

6.4. Рынок сбыта нефти и нефтепродуктов

Реализация нефти и нефтепродуктов в Российской Федерации и странах СНГ.

Наименование	Ед. изм.	2011	2012	2013
Объем реализации				
Нефть				
Экспорт из РФ (без СНГ)	млн. тонн	13,1	14,1	8,3
Международные продажи	млн. тонн	-	0,1	0,1
СНГ	млн. тонн	3	2,5	4,1
Внутренний рынок	млн. тонн	0,2	1,2	1,9
Итого объем реализации нефти	**млн. тонн**	**16,3**	**17,9**	**14,2**
Газ				
Международные продажи	млрд.м^3	0,4	0,5	0,1
Внутренний рынок	млрд.м^3	9,3	10,5	12,6
Итого объем реализации газа	**млрд.м^3**	**9,8**	**11**	**12,8**
Нефтепродукты				
Экспорт из РФ (без СНГ)	млн. тонн	12,6	14,1	14,6
Международные продажи	млн. тонн	2,4	2,4	3,1
СНГ	млн. тонн	2,1	2,4	2,2
Внутренний рынок	млн. тонн	24,3	25,1	25,8
Итого объем реализации нефтепродуктов	**млн. тонн**	**41,4**	**44**	**45,7**

Рынок сбыта нефти и нефтепродуктов в компаниях не регламентируется. При наращивании объемов добычи нефти предполагается выйти на общероссийский рынок, а также поставлять продукцию на экспорт в объемах, согласно действующего законодательства. Всего в России хх тыс. км магистральных нефтепроводов, хх тыс. м3 резервуарных емкостей, хх нефтеперекачивающие станции. Загрузка нефтепроводов в хх раза меньше расчетной (кроме нефтепроводов, по которым поставляется нефть в дальнее зарубежье). Система нефтепродуктообеспечения России включает ……

График объемов сбыта (сдачи на НПЗ и экспортных поставок) сырой нефти рассчитан по предполагаемому графику объемов производства - графику добычи нефти.

График добычи нефти компанией рассчитывался исходя из графика изменения дебита отдельной скважины, рассчитанного по данным соседних месторождений, и из графика ввода скважин в эксплуатацию. Ниже приведен прогнозируемый график объемов сбыта добываемой нефти на Неизвестном месторождении.

6.5. Ценовая политика

Формирование цены на нефть

Основу цены продукции составляет ее себестоимость. Она характеризует текущие издержки предприятия по производству и реализации продукции. Удельный вес себестоимости продукции в ее цене составляет 35%, прибыль — 20%, НДС — 16,7-20%.

Каждое предприятие желает полностью возместить затраты, необходимые для производства продукции, а взамен получить прибыль, возрастающую с каждым разом. Эта прибыль должна не только обеспечивать зарплату работникам и оплачивать их социальные льготы, но и обеспечивать развитие предприятия

Рис.1. Ценовая политика нефтяной компании (общая схема)

.....

Пошлины, налоги, платежи в фонды определяют взаимодействие государственных органов и предприятия и естественно влияют на цену. Налоговая база, очень сильно влияет на прибыль предприятия, установление более ли менее оптимальных налогов, дает огромное преимущество предприятию и способность дальнейшего развития.

Прибыль это неотъемлемая составная часть цены. Считается она путем норматива рентабельности процентной надбавки плюс себестоимость продукции.
Считая прибыль нельзя не учитывать налоги которые влияют на цену. Учитывая налоги, естественно меняются и цены, которые в свою очередь влияют на социально-экономическую роль. Налоги как часть цены являются составной федерального бюджета и государственного.

В цену товаров и услуг, проданных в розничную или оптовую активность включается и налог с продаж, что является элементом розничных или оптовых цен. Размеры ставки с продаж не должны превышать 5%. Как правильно сумма налога включается в цену готового товара, а если нет, тогда за них отдельно платить заказчик.

Уровень предельных издержек производства пытаются рассчитать крупнейшие мировые организации, среди которых Международное энергетическое агентство (МЭА), Международный валютный фонд (МВФ), Горная школа Колорадо (ГШК), Понтифийский

католический университет Чили (ПКУ) и Международный институт прикладного системного анализа в Австрии (МИПСА).

По оценкам специалистов агентства, уровень предельных издержек по всему объему нефти, добытому до 2008 года, находится в диапазоне $5-30. Оставшиеся традиционные запасы нефти (порядка 2 трлн баррелей) могут быть извлечены с затратами не более $40 на 1 бнэ. Для добычи полезных ископаемых из-под арктических льдов необходима стоимость бнэ от $30 до $100. Самым затратным способом является извлечение углеводородов из битуминозных сланцев, газа и угля - уровень предельных издержек составляет от $40 до $110 за бнэ. Однако специалисты из Горной школы Колорадо, Понтифийского католического университета и Международного института прикладного системного анализа (ГШК/ПКУ/МИП- СА) утверждают, что предельные издержки не превышают $40 (в ценах 2008 года). При этом ресурсный потенциал месторождений, включенный в исследование ГТТТК/ПКУ/МИПСА. составляет порядка 32 трлн бнэ17, в то время как выборка МЭА - менее 10 трлн бнэ.

……

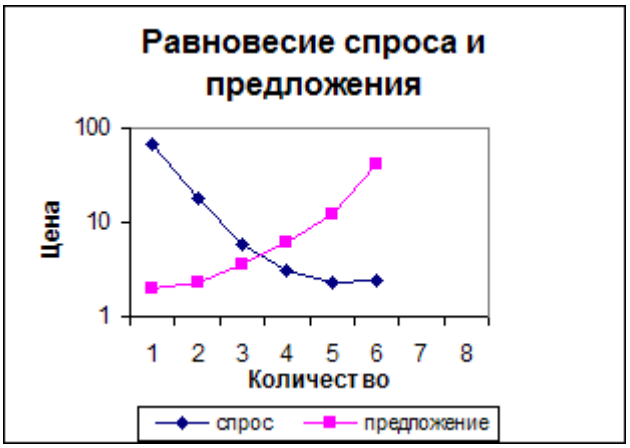


Рис. 2. *Кривая спроса и предложения*

На рисунке изображены кривые спроса и предложения. На данном графике отчетливо видно, что спрос обратно пропорционален предложению, т.е. при увеличении цены – падает спрос и наоборот. Основной чертой производителя является увеличение цены и как следствие производтсво большего объема продукции.

Полезные ссылки

http://stock-maks.com/oil/
http://www.slideshare.net/Geliskhanov/ss-9774756
http://burneft.ru/archive/issues/2013-05/2
http://www.chem.msu.su/rus/jvho/2008-6/25.pdf
http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/77m.pdf

7. Производственный план

Производственный план является основой для:

· разработки структуры менеджмента компании;

· выбора партнеров и создания контрактной базы проекта;

· разработки календарного плана реализации проекта;

· проведения расчетов и разработки финансового плана реализации проекта;

· анализа чувствительности проекта.

Ниже приводится Производственный план, составленный с учетом содержания первого этапа реализации проекта - освоение нефтедобычи на ***Неизвестном*** нефтяном месторождении.

Конкретизацией производственного плана является Календарный план реализации проекта.Конкретизация основана на следующих исходных положениях:

· Проектные работы, строительство и обустройство зданий, сооружений (скважин, нефтепровода, дорог), территорий, противопожарную и противофонтанную охрану выполняют подрядные организации.

· Добычу, транспортировку, учет, подготовку и сбыт нефти осуществляет НГДУ.

· Транспортировка добытой нефти осуществляется по нефтепроводу до пункта сдачи.

· Выход на максимальный уровень добычи – 5 год после начала разбуривания

· Ввод новых скважин – согласно графика.

· Общее количество скважин для бурения - 210

	Производственный план освоения месторождения на 2016-2020г.г.			
	Мероприятия	Объем	Сроки	Примечание
1.	**Геолого-разведочные работы**		2016-20г.г.	
1.1.	Бурение разведочных скважин	2	- . -	
1.2.	Сейсморазведочные работы 2Д пог.км	100	- . -	
1.3.	Сейсморазведочные работы 3Д км.кв	20	- . -	
2.	**Добыча нефти млн.т**	**4,136**	- . -	
3.	Бурение эксплуатационных скважин	212	- . -	
3.	**Капитальное строительство**		- . -	
3.1.	Дороги км.	405	- . -	
3.2.	ЛЭП км	421	- . -	
3.3.	Трубопроводы км	200	- . -	
3.4.	ДНС шт	2	- . -	
3.5.	КНС шт	2	- . -	
3.6.				

Примечание: Объемы работ планируются в соответствии с лицензионным соглашением и технологическими документами

7.1. Источники, стоимость и качество сырьевых ресурсов

Источники:
-Запасы Таблица № 6
-Копии лицензии и лицензионного соглашения.

Стоимость:
-Результаты аудиторской проверки
-Расчеты автора (стоимость проекта составила 3млрд. 165млн.рублей)

Качество:
- Физико-химическая характеристика дегазированной нефти Таблица №3
- Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Таблица №5

7.2. Календарный план реализации проекта

На основании Производственного плана разработан Календарный план реализации проекта.Календарный план включает все виды основных производственных процедур, выполнение которых делает возможным реализацию первого этапа инвестиционного проекта – освоение добычи углеводородного сырья на ***Неизвестном*** нефтяном месторождении . Календарный план по своей сути является Инвестиционным планом, так как основные производственные процедуры добычи нефти являются процедурами инвестиционной деятельности.

Календарный план реализации проекта						
№	**Мероприятие**	2016	2017	2018	2019	2020
1.	**Геолого-разведочные работы**					
1.1.	Сейсморазведочные работы 2Д пог.км					
1.2.	Сейсморазведочные работы 3Д км.кв					
1.3.	Бурение разведочных скважин					
2.	**Капитальное строительство**					
2.1.	Дороги км.					
2.2.	ЛЭП км					
2.3.	Трубопроводы км					
2.4.	ДНС шт					
2.5.	КНС шт					
3.	**Бурение эксплуатационных скважин**					
4.	**Добыча нефти млн.т**					

7.3. Процесс производства продукции

Производственный процесс добычи нефти и газа представляет собой комплекс разнородных частичных производственных процессов:

1) собственно добыча нефти и газа (извлечение из пласта на поверхность);
2) сбор и утилизация попутного газа;
3) комплексная подготовка нефти и газа;
4) транспорт и хранение нефти;
5) подземный ремонт скважин;
6) наземный ремонт скважин и оборудования;
7) капитальный ремонт скважин;
8) нагнетание рабочего агента в пласт;
9) исследование скважин и пластов;
10) монтаж и демонтаж механического и энергетического оборудования.

Процесс собственно добычи нефти, газа и газоконденсата — это основной производственный процесс. Он связан с выполнением работ по рациональной разработке всего пласта и месторождения в целом в соответствии с проектом, а также обслуживания основного производства различными видами услуг и снабжения энергией, транспортом, ремонтом, материалами, инструментом.

Подготовка нефти — заключительный этап в создании готового продукта (товарной нефти). От техники, технологии и организации подготовки нефти зависит качество реализуемой продукции. Обеспечение бесперебойности производственного процесса требует строгой, четкой ее организации и учета во времени.

Типовая производственная структура нефтегазодобывающего управления

В качестве основного производства выделены цеха по добыче нефти и газа (ЦДНГ) и цех подддержания пластового давления (ЦППД). В составе ЦДНГ действуют бригады по добыче (операторы) — БД, а ЦППД — бригада по закачке в пласт воды, пара, химических реагентов БЗ.

Основные работы, связанные с процессом добычи нефти и газа проводит ЦДНГ. Он обеспечивает необходимую технологию добычи, организует бесперебойную работу системы сбора и транспорта нефти и газа, осуществляет сбор и анализ данных о работе скважин и на этой основе обеспечивает добычу запланированных объемов нефти и газа, объединяет и руководит работой групп по добыче нефти и газа и групп по исследованию скважин.

Вспомогательные производства, связанные с производственным обслуживанием скважин, объединены в базы производственного обслуживания (БПО). В состав БПО входят:

— прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования (ПРЦЭО);
— прокатно-ремонтный цех электрооборудования и электроснабжения (ПРЦЭО и Э);
— цех подземного и капитального ремонта скважин (ЦП и КРС);
— цех автоматизации производства (ЦАП);

Руководство БПО координирует деятельность цехов и обеспечивает бесперебойную работу скважин и всех объектов основного производства согласно планам-графикам.

7.4. Поставка оборудования и техники

В соответствии с заключенными контрактами.

7.5. Экологические особенности реализации проекта

При разработке месторождений полезных ископаемых, в том числе углеводородного сырья (УВС) охрана окружающей природной среды (ООС) является неотъемлемой и составной частью проектной документации. Разрабатываемые в проектных документах мероприятия по охране окружающей среды предполагает учѐт еѐ чувствительности, видоизменения в результате хозяйственной деятельности на территории работ и определение уровня и степени воздействия на окружающую среду.

Главным положением по выработке экологической стратегии предприятия в области ООС наряду с принимаемыми техническими решениями предусматривается комплекс природоохранных мероприятий, направленных на уменьшения воздействия на окружающую среду в соответствии с требованиями государственного федерального, регионального и местного природоохранного законодательств.

Среди важнейших экологических и этно-социальных вопросов, которые решаются недропользователем при разработке Прибыльнго месторождения следует выделить следующие:

- учет и оценка всех требований местного, регионального и государственного законодательства в рамках проводимой предприятием экологической политики;
- экологические исследования на всех стадиях освоения месторождения включая оценку фонового состояния территории, а также исследования социально-экономического характера;
- разработка проектов ‒Оценка воздействия на окружающую среду‖ (ОВОС), в том числе раздела ‒Охрана окружающей природной Среды‖, ‒ПДВ и экологический паспорт‖, ‒Отходы производства и потребления‖, ‒Экологический аудит‖;
- учѐт интересов коренного населения Севера и других природопользователей, ведущих агропромысловое хозяйство посредством экономических, финансовых и других рычагов;
- реализация требований по использованию передовых технологий на стадии проектирования и эксплуатации промысловых объектов;
- применение технологического оборудования с минимальным отрицательным воздействием на окружающую среду;

При выполнении раздела ‒Охрана окружающей среды и недр‖ к ‒Технологической схеме разработки Прибыльнго месторождения‖ разработчики руководствовались следующими основными документами регламентирующими экологическую безопасность жизнедеятельности населения и охрану окружающей среды:

Федеральные законы

1. Конституция РФ. 12.12.93. Изменения к конституции. Указ Президента РФ от 09.01.92 № 20, Указ Президента РФ от 10.02.96 № 176.
2. Водный кодекс РФ от 18.01.95.
3. Земельный кодекс РСФСР от 25.04.91. № 1103-1 (ред. от 24.12.93 № 2287).
4. Лесной кодекс РФ. 29.01.97. № 22-ФЗ.

Законы РФ.

1. Об охране и использовании памятников истории и культуры 19.04.91.

2. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения. 19.04.91. № 1034-1 ред. от 19.06.95 № 89-ФЗ.

3. Об охране атмосферного воздуха. 14.07.82.

4. О плате за землю. 11.10.91. № 1738-1 (ред. от 27.12.95 № 211-ФЗ).

5. Об охране окружающей природной среды. 03.06.93. № 5076-1.

6. О недрах. 04.05.92. № 2395-1 (ред. от 03.03.95 № 27-ФЗ).

7. Об экологической экспертизе. 23 11.95. № 174-ФЗ.

8. Об особо охраняемых природных территориях. 14.03.95. № 33-ФЗ.

9. О животном мире. 24.04.95. № 52-ФЗ.

10. О налогообложении на имущество предприятий. 6.02.92. № 2294-1.

Постановления Правительства

1. Постановление Совета Министров РСФСР от 16.03.90. (изм. от 13.04.93. № 326 № 93 –О неотложных мерах по оздоровлению экологической обстановки в РСФСР в 1991-1995 гг. и основных направлениях охраны природы в 13 пятилетке и на период до 2005 года‖.

2. Постановление Правительства РФ от 23.11.96. № 1404 –Положение о водоохранных зонах водных объектов и их прибрежных защитных полосах‖.

3. РД 153-39-007-96 –Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений‖. Москва. 1996г.

4. –Положение о порядке выдачи разрешения на застройку площадей залегания полезных ископаемых, утверждѐнное Гостехнадзором РФ‖ 3 ноября 1995г. и Роскомнедрами 10 ноября 1995г.

Законодательные нормативы ЯНАО

1. –О регулировании земельных отношений в местах проживания и традиционной хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов Севера на территории ЯНАО‖. № 39 от 14.10.97.

2. –Об особо охраняемых природных территориях ЯНАО‖. № 40 от 14.10.97

3. –О недрах и недропользовании в Ямало-Ненецком автономном округе‖. От 29.01.97.

4. –О рыболовстве ЯНАО‖ № 37 от 18.06.98.

Нормативно-методические документы

1. ГОСТ 17.5.1.02-85. Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации.

2. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.

3. ГОСТ 17.4.3.02-85. Охрана природы. Почвы. Требования к охране природного слоя почвы при производстве земляных работ.

4. ВСН 179-85 Миннефтеспецстроя. Инструкция по рекультивации земель при строительстве трубопроводов.

5. Постановления Совета Министров СССР от 2 июня 1976 года № 407 –О рекультивации земель, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвыпри разработке месторождений полезных ископаемых и торфа, проведении геологоразведочных, строительных и других работ‖.

6. СН 467-71. Нормативы отвода земель для автомобильных дорог.

7. СНИП 2.05.02-85. Автомобильные дороги.

8. СНИП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты.

9. СН 452-73. Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов.

10. СН 459-74. Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин.

11. ВСН 26-90. Инструкция по проектированию и строительству автомобильных дорог нефтяных и газовых промыслов Западной Сибири.

12. ВСН 51-3-85. Проектирование промысловых стальных трубопроводов.

13. РД 39-0147323-803-89-Р. Указания по расчѐту и регулированию электрических нагрузок и электропотребления предприятий нефтяной промышленности. Тюмень. Гипротюменнефтегаз. 1989г.

14. ПУЭ-85. Правила устройства электроустановок. Шестое издание, переработанное и дополненное, М., Энергоатомиздат. 1986г.

15. ВНТП-03/170/567-87. Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса.

16. СНиП 11-89-91. Генеральные планы промышленных предприятий.

17. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Госгортехнадзор России, 1997г.

18. РД 39-133-94 –Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше‖, ГП Роснефть.

19. –Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности‖. ТОО –Авангард‖ М. 1993.

Контроль за выполнением природоохранных мероприятий

Контроль за выполнением всех намеченных природоохранных мероприятий выполняется с помощью регулярно проводимых и тщательно документируемых проверок, которые проводятся как силами самого недропользователя, так и независимыми органами со стороны (территориальный комитет по охране природы, комиссии, организованные по инициативе общественности района, области, заинтересованных государственных органов, ведомств и др.).

Проверки выполнения природоохранных мероприятий ведения мониторинга должны проводиться регулярно и включать в себя:

- проверки организации и выполнения природоохранных мероприятий, процедур мониторинга и их результатов;

- проверку прогнозов возможных воздействий на ОС района;

- проверку выполнения предписанных мер по ослаблению отрицательных воздействий на ОС района, а также эффективности этих мер;

- проверку отчетности об отклонении показателей качества основных компонентов ОС от нормы (допустимых значений этих показателей) и принимаемых при этом мерах;

8. Организационный план

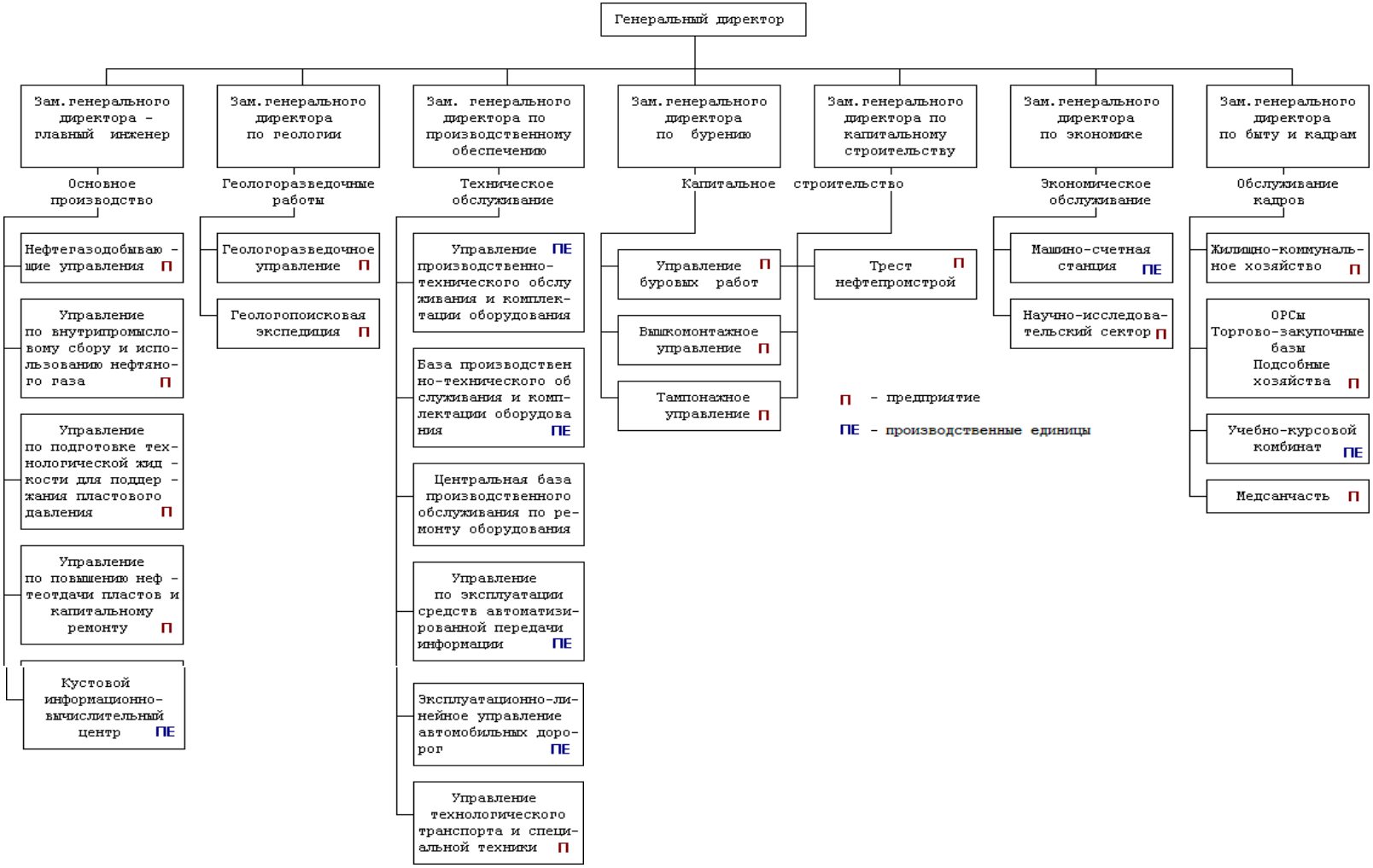
В организационном плане реализации проекта *излагается структура и политика управления, дается краткая характеристика состава команды управления. При описании организационной структуры предприятия следует рассмотреть:*

- *основные подразделения предприятия и его функции:*
- *распределение обязанностей персонала управления;*
- *методы взаимодействия подразделений между собой;*
- *заинтересованность предприятия в конечных результатах;*
- *новые виды работ, вытекающие из целей предприятия;*
- *необходимую квалификацию персонала.*

В бизнес-плане приводятся подробные данные на каждого руководителя предприятия, наиболее крупных держателей акций, участников команды разработчиков проекта, руководимого участка работы

8.1. Расположение предприятия

Типовая производственная структура нефтегазодобывающего предприятия

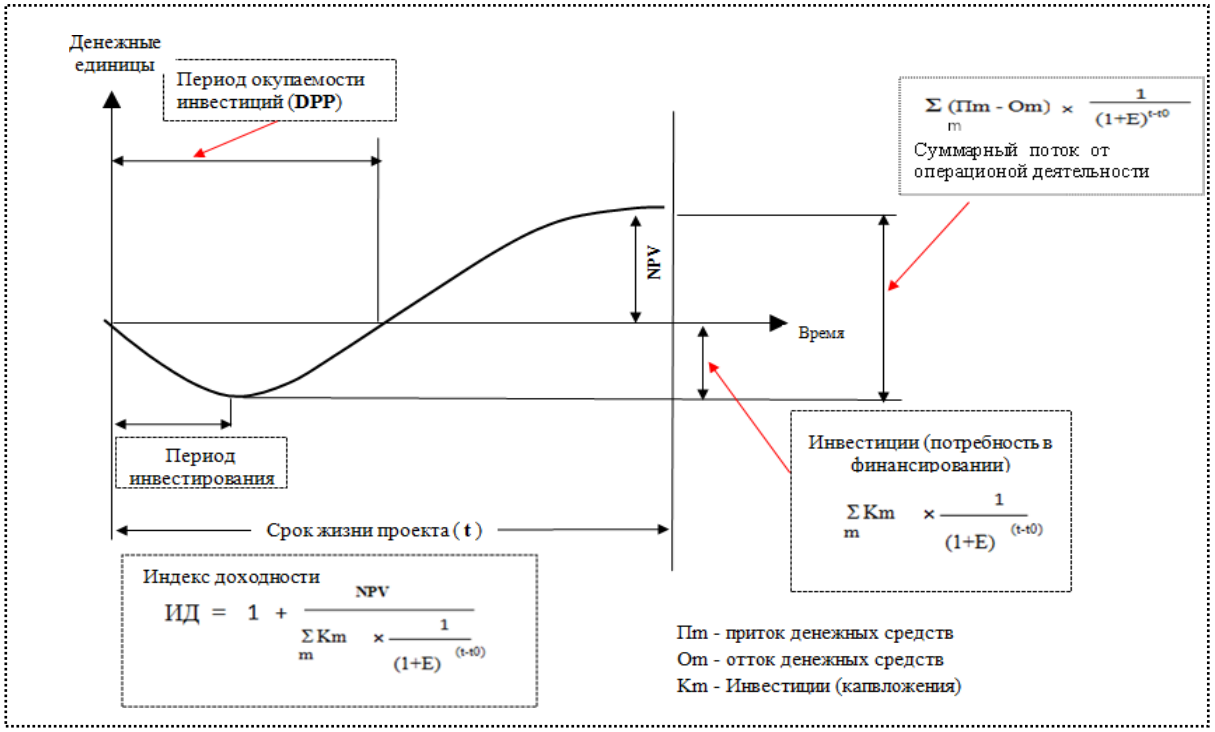


9. Финансовый план

9.1. Основные показатели эффективности инвестиционного проекта:

1. Поток наличности (NPV).
2. Индекс доходности (PI).
3. Период окупаемости вложенных средств (DPP).
4. Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR).

Графическое представление показателей эффективности проекта представлено на рис.?



<u>Поток наличности (NPV)</u>

(Net present value)

Дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году:

$$NPV = \sum_{t=1}^{T} \frac{(\Pi t + At) - Kt}{(1 + E_H)^{t-tp}},$$

NPV - дисконтированный поток денежной наличности;

Пt - прибыль от реализации в t-м году,

At - амортизационные отчисления в t-м году;

Kt - капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году.

(Пт) – прибыль от реализации

Прибыль от реализации - совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и обшей

суммы налогов, направляемых в бюджетные и внебюджетные фонды. Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных доходов и затрат к первому расчетному году. Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения:

$$Пt = \sum_{t=1}^{T} \frac{Bt - Эt - Ht}{(1+Eн)^{t-tp}},$$

Пt - прибыль от реализации продукции;

T - расчетный период оценки деятельности предприятия;

Bt - выручка от реализации продукции в t-м году;

Эt - эксплуатационные затраты с амортизацией в t-м году;

Ht - сумма налогов;

Eн - норматив дисконтирования, доли ед.;

t, tp - соответственно текущий и расчетный год.

Выручка от реализации продукции (Bt) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и нефтяного газа на их объемы добычи:

$Bt = (Цн \times Qн + Цг \times Qг)_t$,

где

Цн, Цг - соответственно цена реализации нефти и газа в t-м году;

Qн, Qг - соответственно добыча нефти к газа в t-м году.

Наилучшим признается вариант, имеющий максимальное значение NPV за проектный срок разработки. Характерная особенность этого показателя в том, что как критерий выбора варианта он применим и для вновь вводимых месторождений, и для месторождений, уже находящихся в разработке. Расчет NPV дает ответ об эффективности варианта в целом. Если NPV>0 проект принимается, если нет отклоняется.

<u>Индекс доходности (PI)</u>

(Profitability Index, PI)

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений (прибыли от реализации нефти и амортизационных отчислений) к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^{T} (Пt + At) / (1+Eн)^{t-tp}}{\sum_{t=1}^{T} Kt / (1+Eн)^{t-tp}}.$$

Показатель - индекс доходности (PI): если PI > 1, вариант эффективен. если PI < 1- вариант разработки нерентабелен. При проектировании месторождений уже обустроенных либо находящихся на поздних стадиях, этот показатель определяется с учетом уже существующих основных фондов.

<u>Период окупаемости вложенных средств (DPP)</u>

(Discounted payback period, DPP)

Период окупаемости (Пок) - это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{Пок} \frac{(Пt + Аt) - Кt}{(1 + Ен)^{t-tp}} = 0,$$

Пок - период возврата вложенных средств, годы.

Иными словами, это тот период, за пределами которого NPV становится и в дальнейшем остается неотрицательным. Показатель - период окупаемости, устанавливаемый временем возмещения первоначальных затрат. Чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый вариант.

<u>Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR).</u>

(Internal Rate of Return, IRR)

Внутренняя норма возврата капитальных вложении (IRR) представляет собой то значение нормы дисконта, при котором сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, т.е. капиталовложения окупаются. Или, другими словами, это то значение норматива дисконтирования, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный срок равна нулю:

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{(Пt + Аt) - Кt}{(1 + IRR)^{t-tp}} = 0.$$

Показатель внутренней нормы возврата капитальных вложений (IRR) определяет требуемую инвестором норму прибыли на вкладываемый капитал, сравниваемую с действующей процентной ставкой на кредит. Если расчетный показатель IRR равен или больше процентной ставки, инвестиции в данный проект являются оправданными. Здесь необходимо отметить тот факт, что показатель IRR играет важную роль при оценке проектов по вновь вводимым месторождениям, требующим значительных капитальных затрат. В проектах доразработки, которые, в основном, не требуют значительных капиталовложений, а также в проектах, предусматривающих применение методов повышения нефтеотдачи пластов на поздних стадиях, связанных, в основном, с повышенными текущими затратами, показатель IRR играет вспомогательную роль и, как правило, не участвует в процессе выбора наилучшего варианта.

Показатели эффективности проекта по Неизвестному месторождению:

Стоимость проекта (N PV) (руб)	3 165 338 619
Внутренняя норма доходности (IRR) (%)	20,0%
Индекс рентабельности (PI) (ед)	1,13
Срок окупаемости (DPP) (лет)	11,20
Срок разработки (расчетный период) (лет)	37
Кредит (Заемные средства) (руб)	7 991 213 496

Интегральные показатели эффективности

Выручка от реализации, млн.руб.:

Pi = (Ц x Qні + Цг x Qгі) x Сі,

где

Ц - цена нефти (включая НДС, акцизный сбор), тыс.руб./т;

Qні - добыча нефти в году і, тыс.т;

Цг - отпускная цена газа, тыс.руб./1000 м3;

Qгі - добыча нефтяного газа в году і, млн.м3.

Балансовая прибыль или прибыль к налогообложению, млн.руб.:

Пі = Pi - (Эі + Ндсі + Накці + Нимі).

Налог на прибыль, млн.руб.:

Нпрі = Пі x а18/100, при условии Пі > 0

где

а18 - ставка налога на прибыль, %.

Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия, млн.руб.

Пчі = Пі - Нпрі.

Источник:

РД 153-39-007-96

Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

http://meganorm.ru/Data2/1/4293842/4293842312.htm#i76685

Оценка эффективности инвестиционных проектов

http://www.aup.ru/books/m79/5_3.htm

9.2. Оценка капитальных затрат

Расчет капитальных вложений проводится по отдельным направлениям, включающим в себя затраты на бурение скважин и промобустройство .

Капитальные вложения в бурение скважин определяются на основе сметной стоимости 1 м проходки, установленной в зависимости от глубины скважины, количества добывающих, нагнетательных и других скважин, вводимых из бурения.

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями по каждому варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений:

- оборудование для нефтедобычи;
- оборудование прочих организаций;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- комплексная автоматизация;
- электроснабжение и связь;
- промводоснабжение;
- базы производственного обслуживания;
- автодорожное строительство;
- заводнение нефтяных пластов;
- технологическая подготовка нефти;
- методы увеличения нефтеотдачи пластов;
- очистные сооружения;
- природоохранные мероприятия;
- прочие объекты и затраты.

Капитальные вложения в строительство объектов по сбору и транспорту нефти, комплексной автоматизации технологических процессов, водоснабжению промышленных объектов, электроснабжению, связи и в базы производственного обслуживания определяются умножением удельных капитальных затрат по соответствующему направлению на количество нефтяных скважин, вводимых из бурения, а в заводнение нефтяных пластов - на количество нагнетательных скважин.

Капитальные вложения на подготовку нефти, очистные сооружения рассчитываются умножением удельных капитальных затрат по соответствующему направлению на вводимую в данном году мощность по добыче нефти и очистке.

Капитальные вложения на инфраструктуру рассчитываются в процентном отношении к сумме затрат на нефтепромысловое строительство. Затраты на природоохранные мероприятия исчисляются в процентах от общей суммы капитальных затрат, включая стоимость буровых работ.

По месторождению Неизвестному:

1. **Исходные данные для расчета капитальных вложений таблица №8**
2. **Расчет капитальных затрат по представлен в таблице № 11**
3. **Алгоритм расчета**

9.3.Эксплуатационные затраты.

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты могут быть определены по видам расходов - статьям калькуляции или элементам затрат. В настоящих методических рекомендациях изложен способ расчета этих затрат, базирующийся на статьях калькуляции.

Эксплуатационные затраты рассчитываются в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями в разрезе следующих статей:

- обслуживание добывающих и нагнетательных скважин;
- энергетические затраты для механизированной добычи жидкости;
- поддержание пластового давления;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- технологическая подготовка нефти;
- капитальный ремонт скважин;
- амортизация скважин.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определяются в зависимости от количества действующих скважин и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, цеховые расходы, общепроизводственные расходы, а также затраты на содержание и эксплуатацию оборудования.

Энергетические затраты рассчитываются в зависимости от объема механизированной добычи жидкости. При расчете этих затрат исходят из средней стоимости электроэнергии и ее удельного расхода.

Расходы на сбор, транспорт нефти и газа, технологическую подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости без учета амортизационных отчислений.

Расходы по поддержанию пластового давления складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин, затрат на закачку воды. При определении затрат на закачку воды исходят из объема закачиваемой в пласт воды, ее стоимости и энергетических затрат. Норматив для определения энергетических затрат при закачке воды в пласт устанавливается исходя из удельного расхода электроэнергии и стоимости § 1 кВт-ч электроэнергии.

Амортизация основных фондов рассчитывается исходя из их балансовой стоимости и действующих норм на их полное восстановление.

Кроме традиционных статей калькуляции в составе эксплуатационных затрат на добычу нефти и газа учтены расходы на экологию, платежи за кредит, а также налоги, относимые на себестоимость добываемой продукции.

По месторождению Неизвестному:

1.Исходные данные в таблице таблица №8

2.Расчет эксплуатационных затрат таблица №10

3.Алгоритм расчета

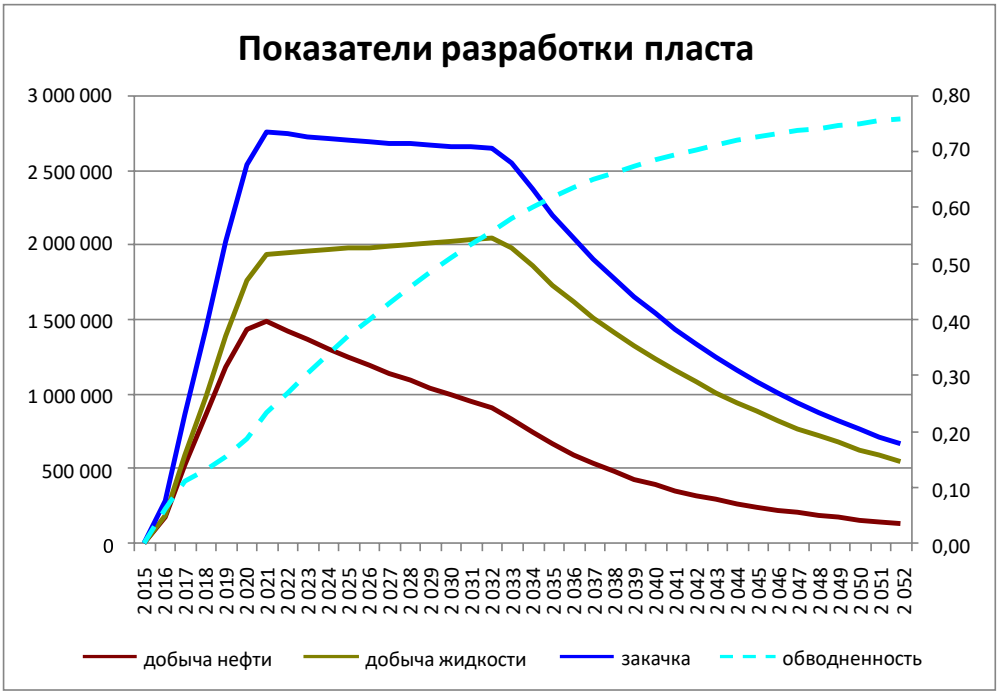
Полезные ссылки:

РИА_АНАЛИТИКА_http://vid-1.rian.ru/ig/ratings/oil1.pdf

Преимущество низких операционных затрат. Согласно данным SFAS №69, российские нефтяные компании, как и прежде, показывают более низкие операционные затраты в добыче. В среднем их операционные затраты составляли около $4/барр. н.э. в 2005–2009 гг. против $7/барр. н.э. у крупных международных игроков и $12/барр. н.э. у компаний развивающихся рынков (см. график 1). До глобального кризиса операционные затраты российских компаний росли быстрыми темпами, увеличившись приблизительно с $3/барр. н.э. в 2005 г. до $5/барр. н.э. в 2008 г. Тем не менее их темпы роста соответствовали темпам роста затрат нефтяных компаний развивающихся рынков: CAGR в 2005–2008 гг. составил 20% против 18% у аналогов развивающихся рынков. В 2009 г. на фоне глобального кризиса операционные затраты российских нефтяных компаний снизились, в среднем, до $3.6/барр. н.э. из-за ослабления рубля. Российским компаниям также присущи меньшие риски, связанные с разведкой. Так, по нашим оценкам, их затраты на разведку в среднем составляли $0.3/барр. н.э. в 2005–2009 гг. по сравнению с $1.3/барр. н.э. у крупных международных игроков и $2.1/барр. н.э. у компаний развивающихся рынков.
http://businessforecast.by/files/412131454.pdf

9.4. Объем реализации продукции

Объем реализации нефти на внутреннем рынке составляет 70% и 30% нефть поставляется за границу. График поставок в соответствии с заключенными договорами.



По месторождению Неизвестному:

1. Исходные данные в таблице №7

2. Расчет технологических показателей в таблице №9

3. Алгоритм расчета

1. http://www.sibniinp.ru/sibniinp/doc/leksii/leksii_mulyavin_SF.pdf
2. http://www.ecfor.ru/pdf.php?id=books/ksen01/gl211

9.5. Налоговая система

Налоговая система.

Оценка вариантов разработки должна проводиться в соответствии с налоговой системой, установленной в законодательном порядке.

Ниже следует перечень налогов, отчисляемых в бюджетные и внебюджетные фонды РФ, и показан порядок их расчета:

- налог на добавленную стоимость в размере 20% от цены нефти, включая акцизный сбор;
- акцизный сбор по ставкам, дифференцированным по нефтедобывающим предприятиям в руб/т;
- налог на имущество в размере 2% от среднегодовой стоимости основных фондов;
- налог на прибыль в размере 35% от балансовой прибыли;

Налога и платежи, учитываемые в составе эксплуатационных затрат:

от цены нефти за вычетом налога на добавленную стоимость и акциза рассчитываются:

- плата за недра - 6%- 16%;
- отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы - 10%:
- отчисления в дорожный фонд - 1%;
- отчисления в страховой фонд - 1%;

от фонда оплаты труда исчисляются следующие платежи:

- государственный фонд занятости - 2%;
- фонд социального страхования - 5.4%;
- фонд медицинского страхования - 3.6%;
- пенсионный фонд - 28%;
- от эксплуатационных затрат на добычу нефти определяется фонд НИОКР - 1.5%;

плата за землю рассчитывается от размера площади месторождения в руб./га

.....

При расчете налогооблагаемой прибыли должна учитываться предоставляемая предприятиям по закону льгота в части освобождения от налога затрат на развитие производства в сумме, снижающей налогооблагаемую прибыль на 50%.

Источник:

РД 153-39-007-96

http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/9/9243/

Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

http://meganorm.ru/Data2/1/4293842/4293842312.htm#i76685

Полезные ссылки:

http://investcafe.ru/blogs/sosnova/posts/4827

9.6. Банковские кредиты

Погашение кредитных средств.

Выплата за кредит и процентов за него производится по формуле:

$$P = \frac{Kxj}{1-(1+j)^{-n}},$$

где

P - равная по годам сумма кредита, подлежащая выплате за определенный срок;

j - процентная ставка за кредит, доли ед.;

K - сумма кредита;

n - количество сроков выплаты кредита.

n		1	2	3	4	5	6
K-Сумма кредита		**7 991 213 496**					
p-Процент в годовом исчислении		0,14000					
N-Количество периодов начисления процентов		6					
Sn-Сумма гашения за очередной период		2 055 000 450					
Сумма платежа SumPay (основного долга и процентов)		2 055 000 450	2 055 000 450	2 055 000 450	2 055 000 450	2 055 000 450	2 055 000 450
Гашение долга Sn (основн. Долга)		936 230 560	1 067 302 839	1 216 725 236	1 387 066 769	1 581 256 117	1 802 631 974
Spn-Сумма процентов за очередной период		1 118 769 889	987 697 611	838 275 214	667 933 680	473 744 333	252 368 476
Гашение долга S-Сумма долга выплаченная (погашенная)		936 230 560	2 003 533 399	3 220 258 636	4 607 325 405	6 188 581 522	7 991 213 496
Проценты Sp-Сумма процентов общая		1 118 769 889	2 106 467 500	2 944 742 714	3 612 676 394	4 086 420 727	4 338 789 203
Сумма платежа St-Выплаченная сумма общая (S + Sp)		2 055 000 450	4 110 000 900	6 165 001 350	8 220 001 800	10 275 002 249	12 330 002 699
Остаток долга R-Остаток основного долга		7 054 982 936	5 987 680 097	4 770 954 860	3 383 888 091	1 802 631 974	0

9.7.Расчет чистого дисконтированного дохода (NPV)

Расчет экономических показателей	2015	2016	,,,,,,,,	2052	всего
Добыча товарной нефти всего тыс.т	0	179 200	144 884	133 461	25 644 087
Валовая выручка всего	0	2 428 990 063	2 408 434 995	2 232 466 580	373 675 366 860
Транспортные расходы всего	0	270 181 238	309 446 963	287 898 989	44 002 072 114
Выручка всего без трансп.	0	2 158 808 826	2 098 988 032	1 944 567 591	329 673 294 745
Нефть на экспорт тыс.т	0	53 760	43 465	40 038	7 693 226
Цена на экспорт	20 630	20 630	20 630	20 630	
Валовая выручка на экспорт	0	1 109 068 800	896 688 177	825 988 469	158 711 252 041
Транспортный тариф экспорт, $/т	1 493	1 508	2 136	2 157	
Транспортные расходы экспорт $тыс.	0	81 054 371	92 834 089	86 369 697	13 200 621 634
Выручка эксп.без транспорта - net back	0	1 028 014 429	803 854 088	739 618 772	145 510 630 407
Эксп. пошлина на нефть	0	564 474 049	646 509 660	601 490 722	91 930 986 794
Ставка экспортной пошлины на нефть	10 396	10 500	14 874	15 023	
Цена Urals для эксп.пошлины и НДПИ					
Нефть на внутренний рынок тыс.т	0	125 440	101 419	93 423	17 950 861
Цена на внутр. рынок	10 418	10 522	14 906	15 055	
Валовая выручка	0	1 319 921 263	1 511 746 818	1 406 478 111	214 964 114 818
Транспортный тариф	1 493	1 508	2 136	2 157	
Транспортные расходы	0	189 126 866	216 612 874	201 529 292	30 801 450 480
Выручка без транспорта - **net back**	0	1 130 794 397	1 295 133 944	1 204 948 819	184 162 664 338
Добыча товарного газа всего тыс.м3	0	0	0	0	0
Выручка от газа	0	0	0	0	0
Выручка от нефти и газа	0	2 158 808 826	2 098 988 032	1 944 567 591	329 673 294 745
себ 1т					
Выручка всего без эксп. пошл. и трансп	0	1 594 334 777	1 452 478 372	1 343 076 869	237 742 307 951
СЕБЕСТОИМОСТЬ $тыс	0	1 240 241 416	740 341 086	682 074 840	153 720 842 240
Операционные затраты	0	125 875 050	105 748 387	97 516 835	17 795 895 759
Вспомогательные материалы руб	0	27 417 600	22 167 279	20 419 492	3 923 545 252
Топливо руб	0	17 920 000	14 488 418	13 346 073	2 564 408 661
Энергетические затраты руб	0	49 100 800	39 698 265	36 568 240	7 026 479 732
МУН (+прочие условно-переменные…..) руб	0	21 504 000	17 386 101	16 015 288	3 077 290 393
Заработная плата, основная и доп. руб	0	2 770 950	3 350 009	3 115 508	335 932 468
Капитальный ремонт руб	0	4 140 500	5 005 760	4 655 357	501 968 056
Прочие (условно-постоянные) затраты руб/скв	0	2 229 500	2 695 409	2 506 731	270 290 492
ЕСН и страхование	0	791 700	957 145	890 145	95 980 705
Прочие налоги руб					
ВНЕРЕАЛИЗАЦИОННЫЕ					
Проценты за кредит					
Имуще-ные платежи (аренд. лиз.)					0
Коммерческие расходы					0
НДПИ	0	784 896 000	634 592 699	584 558 005	112 321 099 360
Аммортизация	0	329 470 366	0	0	23 603 847 120
Налог на имущество	0	100 935 951	519 284 637	519 284 637	17 698 951 365
Налог на добавленную стоимость (НДС)					0
EBIT	0	683 563 727	712 137 286	661 002 029	107 625 312 832
EBITDA	0	1 013 034 093	712 137 286	661 002 029	131 229 159 952
Балансовая прибыль	0	253 157 410	192 852 649	141 717 393	66 322 514 346
Налог на прибыль	0	50 631 482	38 570 530	28 343 479	13 264 502 869
Чистая прибыль	0	202 525 928	154 282 119	113 373 914	53 058 011 477
капвлож. нак.итогом	0	4 917 468 150	23 603 847 120	23 603 847 120	
амортизация нак. итогом	0	329 470 366	0	0	23 603 847 120
CAPEX с инфляцией и НДС	0	4 917 468 150	0	0	23 603 847 120
- Бурение эксплуатационное, руб	0	2 018 835 000	0	0	9 690 408 000
Оборудование не вх. в смету строек , руб	0	563 850 000	0	0	2 706 480 000
Обустройство руб	0	1 785 738 150	0	0	8 571 543 120
Сбор и транспорт нефти и газа руб	0	362 253 150	0	0	1 738 815 120
Подготовка нефти и газа руб	0	23 625 000	0	0	
ППД ,руб/скв	0	299 250 000	0	0	1 436 400 000
Электроснабжение , руб	0	263 655 000	0	0	1 265 544 000
Автоматизация , руб	0	53 235 000	0	0	255 528 000
Материально техническое снабжение (Базы..) руб	0	175 455 000	0	0	842 184 000
Промысловые дороги , руб	0	507 150 000	0	0	2 434 320 000
Прочие , руб	0	101 115 000	0	0	485 352 000
Непроизводственное строительство руб	0	549 045 000	0	0	2 635 416 000
ГРР всего					
- Бурение разведочное, руб					
- Сейсмика, руб					
Денежный поток (общий)	0	-4 385 471 856	154 282 119	113 373 914	
Денежный поток (общий) накопленный	0	-4 385 471 856	52 944 637 563	53 058 011 477	
Денежный поток (с учетом доли)					
Дисконтированный денежный поток	0	-3 556 063 993	939 387	600 267	3 165 338 619
Диск. денежный поток накопл. итогом	0	-3 556 063 993	3 164 738 352	3 165 338 619	83 298 385
NPV					3 165 338 619
IRR (%)					20,0%
DPP (лет)					11,2
PI					1,13
Срок разработки (лет)					37

9.8. Расчет точки безубыточности

Точка безубыточности (критическая точка) – финансовый рубеж, на котором выручка от реализации в точности соответствует величине затрат или когда **чистая прибыль равна нулю**.

Точку безубыточности можно определить в денежном выражении:

$$BEP = \frac{TFC}{\frac{C}{P}} = \frac{TFC}{\frac{(P - VC)}{P}},$$

Где BEP (break-even point) — точка безубыточности,

TFC (total fixed costs) — величина постоянных издержек,

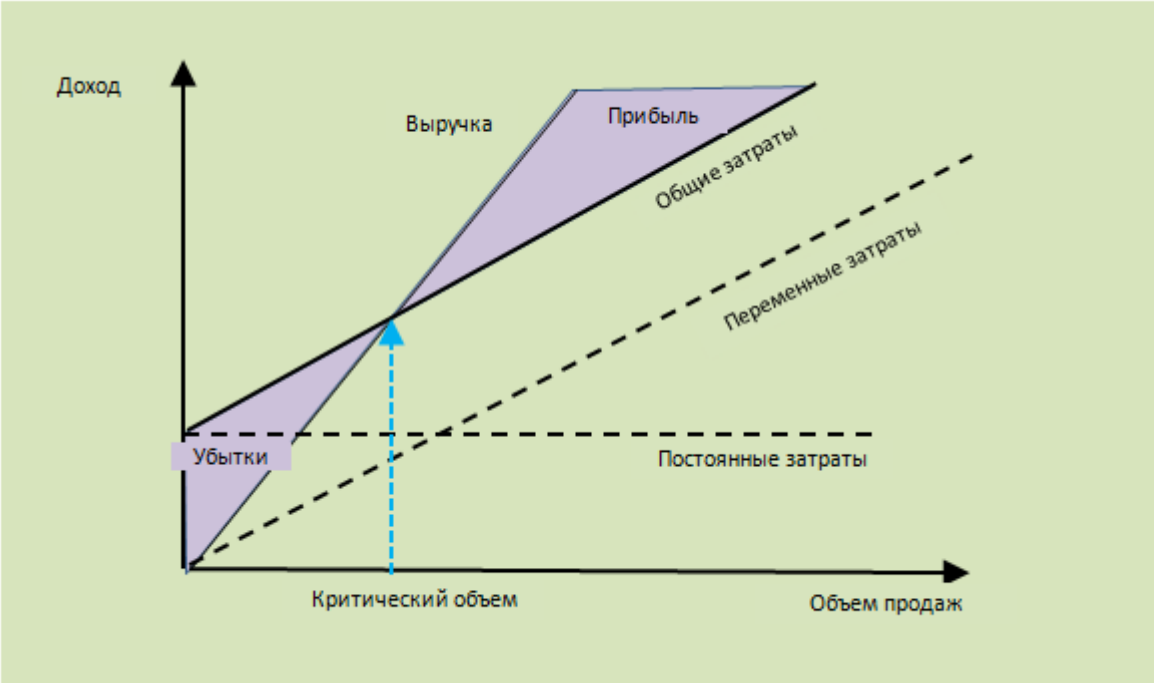
VC (unit variable cost) — величина переменных издержек на единицу продукции,

P (unit sale price) — стоимость единицы продукции (реализация),

C (unit contribution margin) — прибыль с единицы продукции без учета доли переменных издержек.

Точка безубыточности в единицах продукции:

$$BEP = \frac{TFC}{C} = \frac{TFC}{P - VC}.$$



Результаты операционного анализа по месторождениям ОАО «Северная нефть» за 2004 год

Показатели	Месторождения ОАО «Северная нефть»								Всего
	Баган	Веякошор	Салюка	Сандивей	Макариха	Нядейю	Хасырей	Черпаю	
Товарная добыча, т	453 952	192 102	107 039	520 747	35 378	423 904	1 462 211	123 792	3 319 125
Выручка от реализации,тыс. руб.	1 197 071	506 573	282 262	1 373 210	93 292	1 117 835	3 855 850	326 440	8 752 533
Переменные затраты, тыс. руб.	709 554	259 927	194 964	692 182	77 834	609 180	1 968 472	269 224	4 781 338
Маржинальный доход, тыс. руб.	487 517	246 646	87 298	681 028	15 458	508 655	1 887 378	57 215	3 971 195
Постоянные затраты, тыс. руб.	247 714	107 781	199 972	377 173	40 472	205 165	617 697	226 401	2 022 375
Прибыль от продаж нефти, тыс. руб.	239 803	138 864	-112 674	303 854	-25 014	303 490	1 269 681	-169 186	1 948 819
Запас финансовой прочности, тыс. руб.	588 823	285 207	-364 311	612 685	-150 966	666 958	2 593 915	-965 281	4 701 883
Критический объем продаж нефти, т	230 659	83 946	245 192	288 405	92 627	170 981	478 550	489 845	1 535 763
Критическая выручка от реализации , тыс. руб.	608 248	221 366	646 573	760 524	244 258	450 876	1 261 935	1 291 720	4 050 650
Переменные затраты на 1 т нефти, руб.	1 563	1 353	1 821	1 329	2 200	1 437	1 346	2 175	1 544
цена	2 637								

Источник:

Принцип «точки безубыточности», или критического объема продаж, позволяет определить в каждой конкретной ситуации объем реализации, обеспечивающий безубыточную деятельность предприятия в сложившихся условиях.

Разность между фактическим объемом продаж и безубыточным объемом продаж продукции называется зоной финансовой безопасности предприятия (зона прибыли), и чем она больше, тем прочнее финансовое состояние предприятия.

Зона безопасности показывает, на сколько процентов фактический объем продаж выше критического, при котором рентабельность равна нулю.

С целью расчета этих показателей все затраты в зависимости от объема добычи нефти разделяются на условно-переменные и условно-постоянные, определяется сумма маржинального дохода и его доля в выручке от реализации. Затем рассчитывается безубыточный объем продаж нефти и критическая выручка от реализации (порог рентабельности), т.е. та сумма выручки, которая необходима для возмещения расходов предприятия на добычу нефти. Прибыли при этом не будет, но не будет и убытка. Рентабельность при такой выручке от реализации будет равна нулю.

Маржинальный доход – это разность между выручкой от реализации и переменными затратами или это сумма прибыли и постоянных затрат.

Критический объем продаж нефти рассчитывается по формуле:

$$H_к = \frac{C_п}{Ц - C_V}, \qquad (1)$$

где *Сп* – общая сумма постоянных затрат на добычу нефти, руб.;

Ц – цена 1 т нефти, руб.;

Cv – переменные затраты в расчете на 1 т нефти, руб.

Критический объем продаж показывает объем продаж нефти в точке безубыточности, при котором прибыль равна нулю.

Порог рентабельности – это отношение суммы постоянных затрат к доле маржинального дохода в выручке от реализации:

$$B_к = \frac{C_п}{d} = \frac{C_п}{M / B_ф}, \qquad (2)$$

где $B_к$ – порог рентабельности, руб.;

$B_ф$ – фактическая выручка от реализации, руб.;

d – маржинальный доход на 1т нефти, руб.;

М – маржинальный доход, руб.

В точке критического объема продаж прибыль равна нулю, а выручка от реализации покрывает только переменные и постоянные затраты:

$$В_к = С_{пер.} + С_{п.}, \qquad (3)$$

где $С_{пер}$- переменные затраты.

Разность между фактической выручкой от реализации ($В_ф$) и порогом рентабельности, т.е. выручкой от реализации в критической точке ($В_к$), называется *запасом финансовой прочности* (ЗФУ), который в стоимостном выражении рассчитывается по формуле:

$$ЗФУ = В_ф – В_к$$

(4)

Запас финансовой прочности в процентах рассчитывается по формуле:

$$ЗФУ=\frac{B_ф - B_к}{B_ф}*100 \qquad (5)$$

Запас финансовой прочности тем выше, чем ниже сила операционного рычага. Действие операционного рычага проявляется в том, что любое изменение выручки от реализации порождает определенное изменение прибыли.

В практических расчетах для определения силы воздействия операционного рычага применяют отношение маржинальной дохода к прибыли:

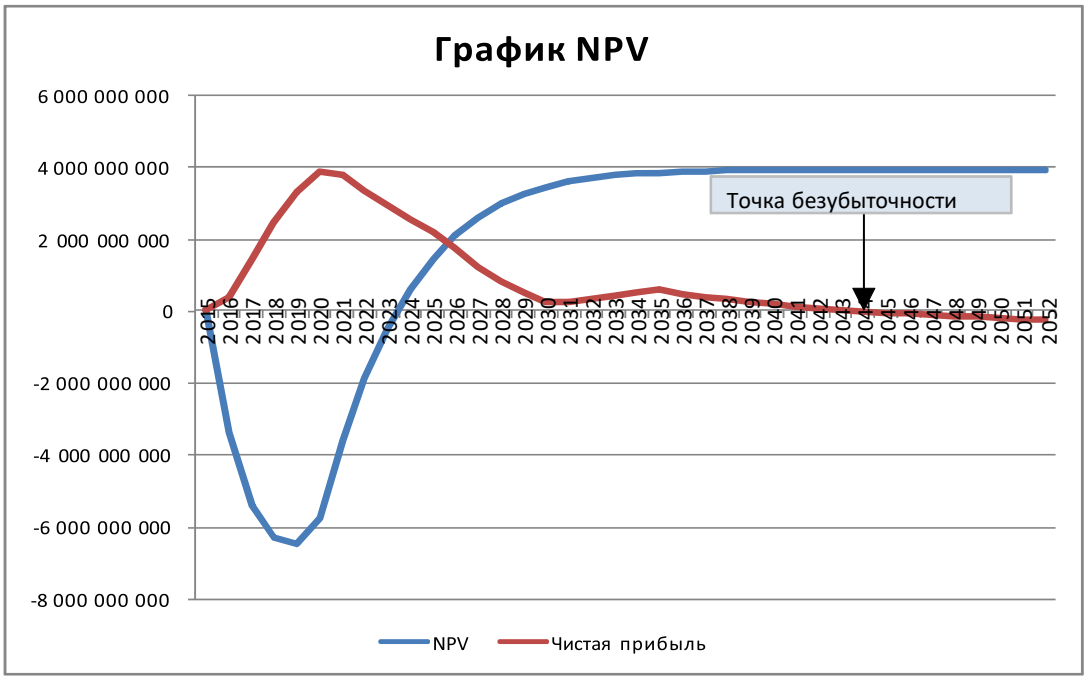
$$L=\frac{М}{П}, \qquad (6)$$

где L – сила воздействия операционного рычага;

П – прибыль от продаж.

Источник:
https://www.google.ru/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=4&ved=0CC4QFjAD&url=http%3A%2F%2Fgr.neftegaz.ru%2Ffile%2F%25D0%25A1%25D1%2582%25D0%25B0%25D1%2582%25D1%258C%25D1%258F%2520%25D0%25BF%25D0%25B0%25D0%25B2%25D0%25BB%25D0%25BE%25D0%25B2%25D1%2581%25D0%25BA%25D0%25B8%25D0%25B9%25203.doc&ei=WC9UVeTDHYW7swGBuYGoBA&usg=AFQjCNGEp4q1DuVHAbUDFC-6t2iE8v_9Gg&bvm=bv.93112503,d.aWw

В точке безубыточности чистая прибыль равна нулю.



9.9. Риски

Способы учета рисков.

1.Корректировка ставки дисконта

2.Анализ чувствительности

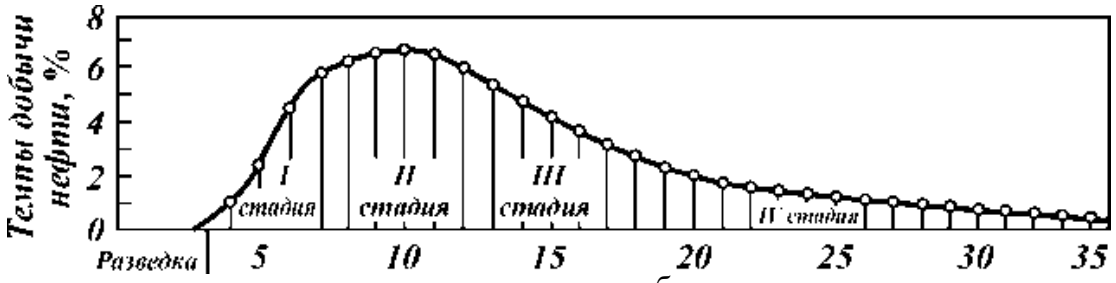
3.Монте-Карло

4.Опцион

5.Дерево решений

Выбор метода оценки рисков.

Выбор того или иного метода оценки рисков зависит от стадии разработки месторождения.



I стадия — стадия освоения эксплуатационного объекта — характеризуется ростом годовой добычи нефти; на этой стадии разбуривают и вводят в эксплуатацию основной фонд скважин (или его большую часть), осваивают предусмотренную систему воздействия на пласты;

II стадия — стадия сохранения достигнутого наибольшего годового уровня добычи нефти, который принято называть максимальным уровнем добычи (максимальным темпом разработки); на этой стадии бурят и вводят в эксплуатацию оставшиеся скважины основного фонда и значительную часть резервных скважин.

III стадия — стадия падения добычи нефти вследствие извлечения из недр большой части запасов; на этой стадии с целью замедления падения добычи осуществляют дальнейшее

IV стадия завершает период разработки; характеризуется дальнейшим снижением добычи нефти при низких темпах разработки; на этой стадии продолжают работы по регулированию разработки и проведению комплекса технологических мероприятий по достижению запроектированного коэффициента нефтеизвлечения.

На стадии разведки запасы вероятные, поэтому предпочтительнее вероятностные методы оценки.

1.Корректировка ставки дисконта:

$$NPV = \sum_{t=1}^{T} \frac{(Пt + At) - Kt}{(1 + Eн)^{t-tp}}$$

где $Eн$ - ставка дисконтирования

$Eн = E + r$

E - норма без рисковой ставки дисконта

r - премия за риск

$r = r_1 + r_2 + r_3 + \ldots$….геологические + страновые + технологические + ….прочие составляющие премии за риск.

E – Без рисковая ставка по долгосрочным депозитным вкладам Сбербанка РФ в настоящее время составляет 10%.

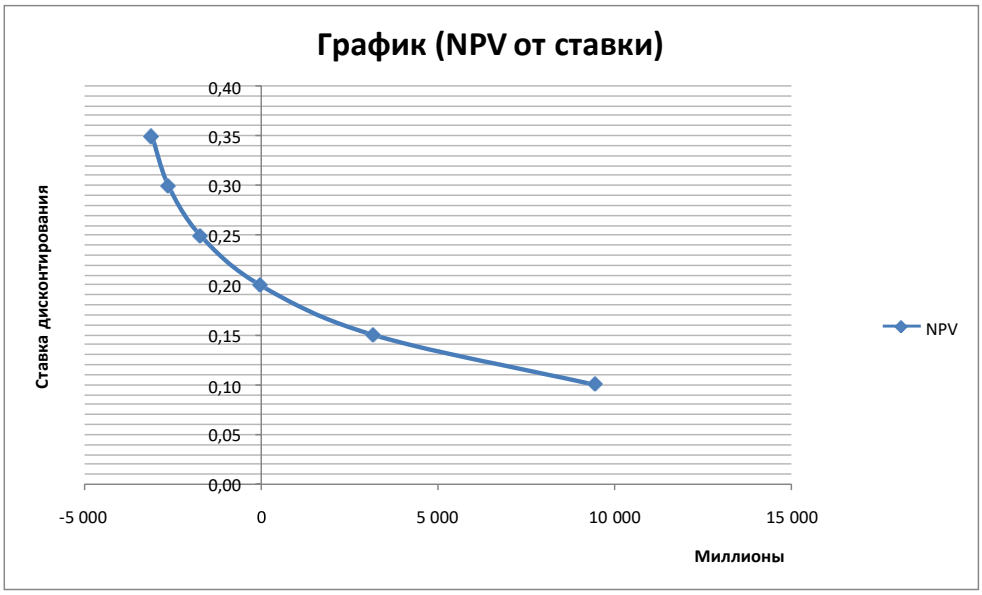


Таблица 6.1. Расчет ориентировочных ставок дисконтирования при экономической оценке ресурсов и запасов нефти и газа с учетом риска.

Категория ресурсов или запасов	Надбавка за риск	Ставка дисконтирования с учетом риска
A,B,C_1	5%	10%
C_2	10%	15%
C_3	15%	20%
D_1^1	20%	25%
D_1	25%	30%
D_2	30%	35%

Конечно, эти надбавки могут быть и другими в разных конкретных условиях, и любая экспертная оценка субъективна. В этом главный недостаток всех детерминированных методов. Такой подход к экономической оценке может лишь очень приблизительно учесть большую неопределенность в величине

2.Анализ чувствительности

Чувствительность различных показателей к NPV осуществляется с помощью диаграммы ТОРНАДО.

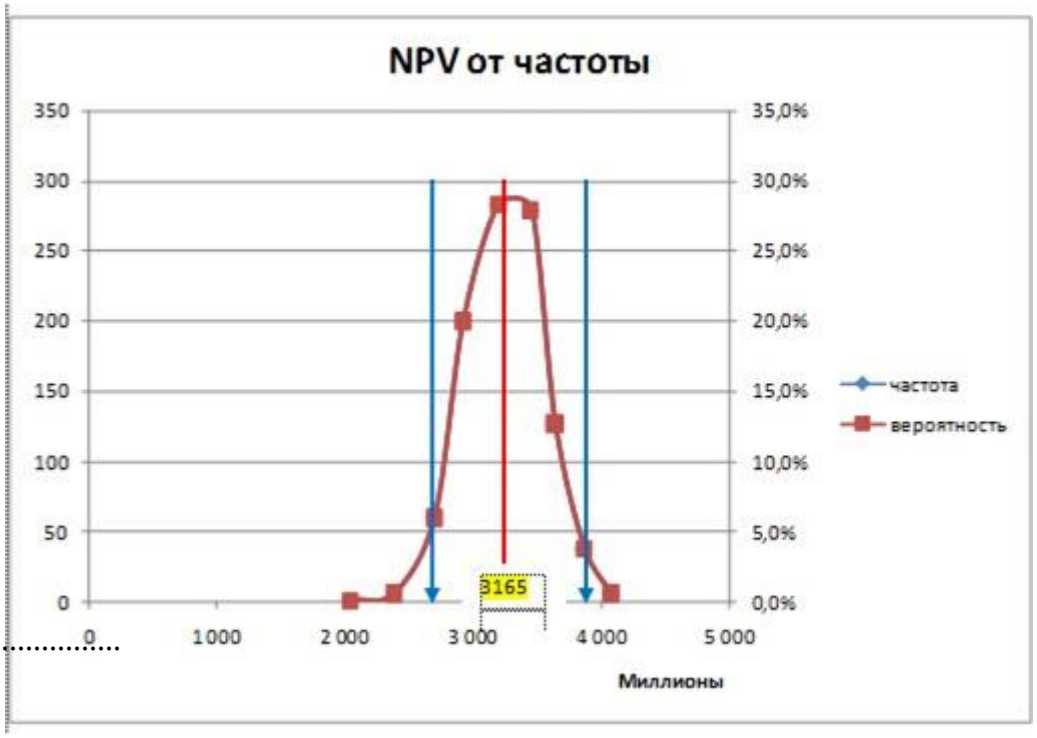
При отклонении значений цены на нефть, дебита новой скважины, капитальных и операционных затрат, ставки дисконтирования на +- 20% значения NPV изменяются как показано на диаграмме ТОРНАДО.

3.Монте-Карло

.....

При отклонении значений запасов нефти (от принятых в расчете) на + - 25% значение NPV находятся в диапазоне 2,6-3,7 млр. рублей.

.



.....

***4.* Метод реальных опционов (ROV – Real Option Value).**

Понятие реального опциона детерминируют как право его владельца, но не обязательство, на совершение определенного действия в будущем. Финансовые опционы предоставляют право покупки (продажи) определенного базисного актива и страхуют финансовые риски. Реальные опционы дают право на изменение хода реализации проекта и страхуют стратегические риски. Как правило, реальные опционы отождествляют с определенным активом компании, например патентом или лицензией. Патент или лицензия на продукт обеспечивают фирме право на развитие продукта и его рынка. Обладая патентом, фирма может в любой благоприятный момент начать реализацию продукта, совершив начальные инвестиции в его развитие .

http://www.vipstd.ru/gim/content/view/121/197/

$NPV_{SUM} = NPV_{STAND} + ROV$

В концепции ROV стоимость реального опциона складывается из NPV, рассчитанной по методу DCF, и так называемой стоимости гибкости.

$NPV_{SUM} = NPV_{STAND} + ROV$

ценообразования активов (MAP – Modern Asset Pricing) и метод реальных опционов (ROV – Real Option Value). Основная особенность метода MAP состоит в том, что для вычисления доходной и расходной составляющих денежных потоков используются различные нормы дисконта. Для определения доходной части используется коэффициент дисконтирования RDF (Risk Discount Factor), учитывающий ценообразующие риски, а для расчета расходной части денежных потоков применяется коэффициент дисконтирования TDF (Time Discount Factor), принимающий во внимание безрисковую ставку и темпы инфляции. В практике зарубежного нефтяного бизнеса наибольшую известность получили следующие виды реальных опционов:

-*опцион на отсрочку инвестиции* – возможность вкладывать капитал в некоторой точке будущего периода может быть более ценной, чем возможность вложить капитал немедленно. Опцион отсрочки дает инвестору шанс подождать, пока условия не станут более благоприятными, или отказаться от проекта, если условия ухудшаются;

-*опцион расширения или сокращения проекта* – если реализация проекта началась, менеджмент может иметь опцион ускорения ввода производственных мощностей или изменять масштаб производства;

-*опцион переключения на другой план* – возможность изменить план производства, продаж, движения денежных средств с целью повышения их эффективности;

-*опцион на отказ от реализации проекта* – отказ от явно нерентабельных проектов, что становится очевидным по мере снижения степени неопределенности;

Для оценки стоимости ROV используются два основных метода: модель оценки стоимост иопционов Блэка-Шоулза (Black-Scholes Option
Valuation) и биномиальная модель (Binomial-Lattice Option Valuation).

Модель Блэка-Шоулза является закрытой и позволяет привести расчеты к более компактному виду, упростить некоторые вычислительные процедуры. Однако она имеет ограничения: оцениваемый актив должен быть ликвидным; изменчивость цены актива остается одинаковой; опцион не может быть реализован до срока его исполнения. Биномиальная модель имеет открытую форму, что, безусловно, дает свои преимущества.

Уже более 15 лет метод ROV активно используют в оценке экономической эффективности нефтегазовых проектов такие корпорации как BP, ChevronTexaco, Statoil, Anadarko Petroleum, El Paso и многие другие. Они рассматривают его как дополнительный к методам DCF и "дерева решений". Например, анализ сделки, которая имела место в начале 1990-х гг. с участием компании Amoco (теперь BP) и независимой нефтегазовой компании Apache Corp., показал, как анализ реальных опционов может раскрыть стоимость, которая неочевидна при использовании одного лишь DCF-анализа.

5 000 000	3- запасы С2 тонн
447 000 000	Цена запасов С2 (89,4 х 5000000 = 447081726)
210 000 000	Издержки на бурение 3-х разведочных скважин
0,1	r — безрисковая процентная ставка
3	T — промежуток времени до срока истечения опциона в годах
0,4	σ — риск подлежащей акции
0,333	дивидентная
0,4264	d_1
-0,2664	d2
0,6651	$N(d_1)$
0,3950	N(d2)
2,71828	e
47 924 860	C — цена опциона «колл»
3 165 338 619	NPV

В нашем случае запасы категории С2 не вошли в расчет NPV.
Для их учета целесообразно применить метод реальных опционов (ROV – Real Option Value).

$$NPV_{SUM} = NPV_{STAND} + ROV$$

Суммарная стоимость составит 3 213 263 479 = 3 165 338 619 + 47 924 860 (руб.)

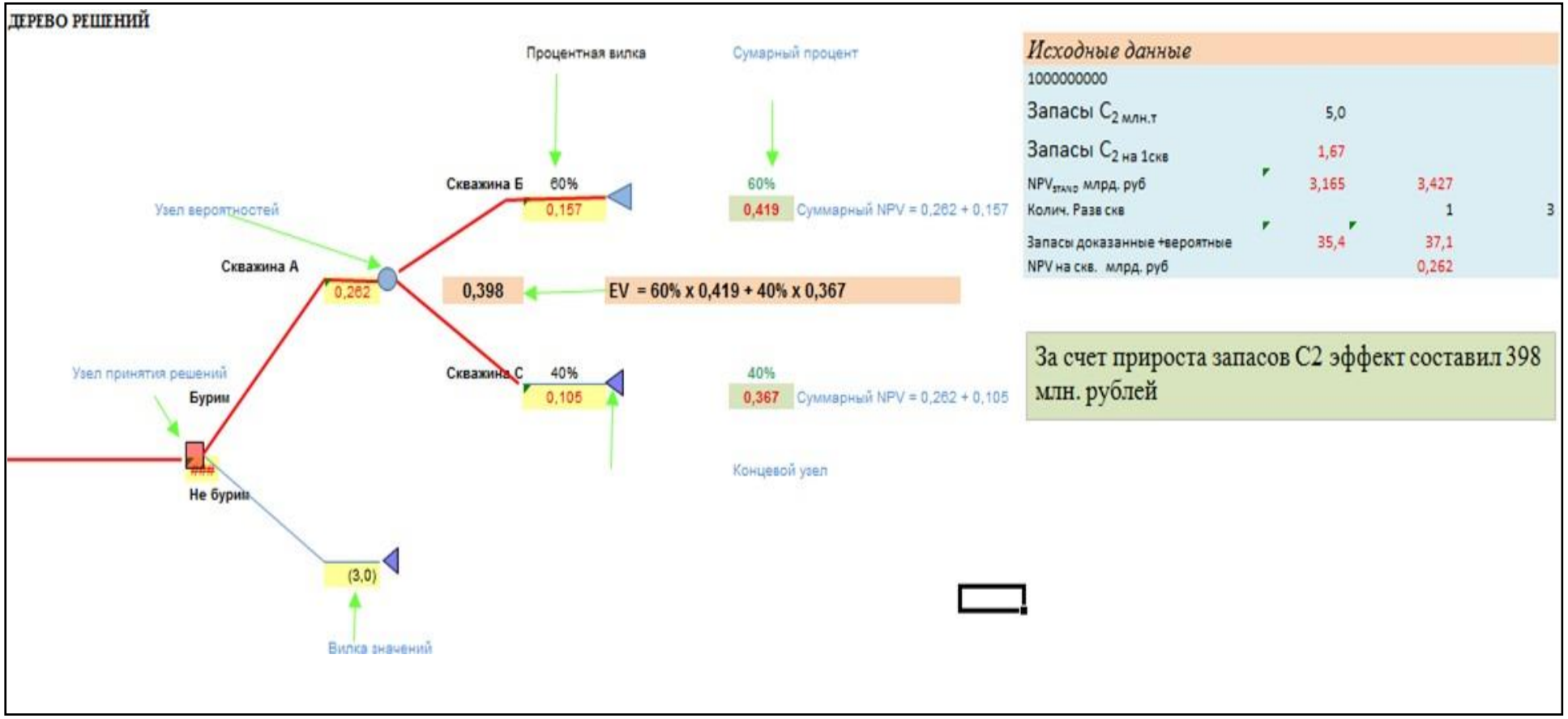
$$C = N(d_1)Se^{-dT} - N(d_2)Ee^{-rT}$$

$$d_1 = \frac{\ln(S/E) + (r - d + \sigma^2/2)T}{\sigma\sqrt{T}}$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T}$$

Полезные ссылки
http://psylibrary.forekc.ru/index-raschet_pri_nalichii_opciona_na_otsrochku_2.htm

5.Дерево решений



……

9.10.Анализ финансового состояния предприятия

При оценке финансовой состоятельности инвестиционных проектов рассчитываются финансовые коэффициенты, характеризующие каждый плановый период, затем проводят анализ коэффициентов во времени и выявляют тенденции в их изменении.

При анализе используют бухгалтерский баланс (форма №1) и отчет о прибылях и убытках (форма №2).

1.Показатели ликвидности		http://www.rgazu.ru/db/vestnic/2012(3)/econom/010.pdf				
Коэффициент	Норма	Формула	Примечание	Коэффиц	31.12.2014	31.12.2013
Абсолютной ликвидности	>0,2	Кабс.=(к.1240+к.1250)/к.1500		Кабс.л.	0,32	0,17
Критической оценки (срочной ликвидности)	>1	Кср.л.=(к.1230+к.1240+к.1250)/(к.1500-к.1530)		Кср.л.	0,64	0,31
Текущей ликвидности (Общий коэффициент покрытия)	1-2	Ктек.л.=к.1200/(к.1500-к.1530)		Ктек.л.	1,97	1,62
Ликвидности при мобилизации средств	0,5-0,7	К.л.м.=(к.1210+к.1220)/(к.1500-к.1530)		Кл.м.	0,61	0,42

2.Показатели финансовой устойчивости предприятия						
Коэффициент	Норма	Формула	Примечание		31.12.2014	31.12.2013
Обеспеченности собственными оборотными средствами	>0,1	Ксос=(к.1300+к.1530-к.1100)/к.1200		Ксос	0,39	0,31
Финансовой независимости (автономии)	>0,5	Кавт.=(к.1300+к.1530)/к.1700		Кавт	0,63	0,58
Маневренности собственных оборотных средств	0,2-,05	Км.сос=(к.1300-к.1340+к.1530-к.1100)/(к.1300+к.1530)		Км.сос	-0,14	-0,21
Соотношения заем и собст средств(коэффициэнт левериджа)	< 0,7	Кс.з.с.с.=(к.1500-к.1530+к.1400)/(к.1300+к.1530)		Кс.з.с.с.	0,58	0,73

3.Показатели деловой активности						
Коэффициент	Норма	Формула	Примечание		31.12.2014	31.12.2013
Оборачиваемости оборотных активов	без норматива	Коб.об.акт.=к.2110/к.1200		Коб.об.акт	2,58	2,15
Оборачиваемости собственного капитала	без норматива	К.об.с.к.=к.2110/к.1300		Коб.с.к.	2,47	2,29
Продолжительность оборота дни:оборотных активов	без норматива	Доб.акт.=360/(к.2110/к.1200)		Доб.акт	140	167
Продолжительность оборота собственного капитала	без норматива	Доб.с.к.=360/(к.2110/к.1300)		Доб.с.к	146	157

4.Показатели рентабельности						
Коэффициент	Норма	Формула	Примечание		31.12.2014	31.12.2013
Общая рентабельность %	без норматива	Робщ.=(к.2400/к.2110)Х100		Робщ.	2,30	1,53
Рентабельность основной деятельности %		Ро.д.=к.2200/(к.2120+к.2210+к.2220)Х100		Ро.д.	4,35	11,01
Рентабельность (убыточность) продаж %	без норматива	Рп.=(к.2200/к.2110)Х100		Рп.	4,17	9,92
Рентабельность внеоборотных активов %	без норматива	Рв.ак.=к.2400/к.1100Х100		Рв.к.	5,64	3,15
Рентабельность оборотных активов %	без норматива	Р о.к.=к.2400/к.1200Х100		Ро.к.	3,72	1,99
Рентабельность собственного капитала %	без норматива	Рс.к.=к.2400/(к.1300+к.1530)х100		Рс.к.	3,53	2,12
Рентабельность перманентного капитала %	без норматива	Р.п.к.=к.2400/(к.1300+к.1530+к.1400)Х100		Рп.к.	3,21	1,97
Рентабельность совокупных активов %	без норматива	Рс.а.=к.2400/к 1600Х100		Рс.а.		

9. 11. Рыночный подход при оценке стоимости нефтяных компаний

.....

Метод сравнительных коэффициентов
http://arsagera.ru/kuda_i_kak_investirovat/investicionnyj_likbez/metod_sravnitelnyh_koefficientovv/

В аналитике мультипликаторы "капитализация/запасы" и "капитализация/добыча" являются наиболее объективными из всех специализированных нефинансовых коэффициентов, позволяющих судить об относительной недо- или переоцененности нефтяных эмитентов. Стоимостной оценкой запасов как активов компании является их чистая текущая стоимость (ЧТС) с учетом стандартов, определенных в правиле Ð 19 FASB3 (Statement # 19). ЧТС запасов определяется на основе стандартизированного подхода, одобренного SEC4 и подразумевающего статичность экономической ситуации (цены и затраты), налоговой системы и постоянную ставку дисконтирования, равную 10%.

Показатели	Компания А	Компания Б
	млн. руб	млн. руб
Капитализация (P)	1 000	200
Чистая прибыль (E)	400	70
Выручка (S)	900	300
Балансовая стоимость (BV)	2000	100
Свободный денежный поток (FCF)	100	60
Запасы нефти (PR) млн.баррелей	100	50
Мультипликаторы		
P/E	2,5	2,9
P/S	1,11	0,67
P/BV	0,5	2,0
P/FCF	10,0	3,3
P/PR	10,0	4,0

P/E (P/E ratio, Price/Earnings).

Данный мультипликатор отражает количество лет, за которые окупится цена акции, если предположить, что уровень прибыли постоянен и компания ее выплачивает акционерам в полном объеме. Считать коэффициент можно как в расчете на одну акцию, так и по компании в целом. Можно стоимость всей компании (P) разделить на ее чистую прибыль (E), а можно стоимость одной акции разделить на прибыль, приходящуюся на одну акцию — результат будет одинаковым. При прочих равных, чем меньше этот коэффициент относительно аналогичных компаний, тем более «дешевая» акция перед нами.

Сравним коэффициенты P/E компаний из примера. Прибыль компании «А» — 400 млн рублей, капитализация составляет 1 млрд рублей. Поделив капитализацию на прибыль, мы получаем текущее значение P/E = 2,5. Прибыль компании «Б» — 70 млн рублей, капитализация — 200 млн рублей, таким образом текущее значение P/E компании «Б» =

2,9.Если предположить, что прибыль компаний останется на том же уровне, то коэффициент P/E показывает, что инвестиции в «А» окупятся за 2,5 года, а в «Б» только за 2,9. Таким образом, компания «А» выглядит привлекательнее для инвестиций по показателю P/E. Если в пример добавить среднеотраслевое значение P/E, допустим, на уровне 5, то обе компании, и «А», и «Б» можно будет считать привлекательными для инвестирования. И наоборот, если среднеотраслевое значение будет на уровне 2, то эти компании будут считаться «переоцененными по прибыли», то есть «дорогими» для инвестирования. Поэтому важно также обращать внимание и на абсолютные значения коэффициентов, чтобы не попасть в ситуацию, в которой оказались инвесторы в Японии, покупавшие акции с коэффициентом P/E около 100.

P/S (P/S ratio, Price/Sales)

Отношение капитализации компании (P) к ее годовой выручке (S) или сколько годовых выручек стоит компания. Выручка и, как следствие, коэффициент P/S – важная характеристика для оценки стоимости того или иного бизнеса, которая отражает размер востребованности бизнеса и его возможную прибыль.Выручка компании «А» — 900 млн рублей, компании «Б» — 300 млн рублей. Таким образом, коэффициент P/S для компании «А» равен 1,11, для компании «Б» — 0,66.

По показателю выручки компания «Б» выглядит привлекательнее для инвестиций относительно компании «А».

P/BV (P/BV ratio, price-to-book value)

Показывает, сколько стоит один рубль чистых активов компании. Коэффициент состоит из двух показателей: в числителе, как и прежде, капитализация компании (P), а в знаменателе — ее балансовая стоимость (BV).Балансовая стоимость компании «А» — 2 млрд рублей, «Б» — 100 млн рублей. Таким образом, коэффициент P/BV для компании «А» равен 0,5, для компании «Б» — 2.Это означает, что при покупке акций компании «А» за 1 рубль Вы получаете 2 рубля стоимости чистых активов компании. При покупке акций компании «Б» на 1 рубль стоимости компании приходится 50 копеек чистых активов.По данному показателю компания «А» выглядит значительно привлекательнее «Б».

P/FCF (P/FCF ratio, price-to-free cash flow)

Показывает, сколько стоит один рубль свободного денежного потока, который генерирует компания. При расчете капитализация компании (P) делится на размер свободного денежного потока (FCF). Денежный поток — это денежные средства, остающиеся в распоряжении компании после финансирования всех ее инвестиций и операционной деятельности. Если допустить, что весь свободный денежный поток доступен акционерам (например, в виде дивидендов), то можно сказать, что P/FCF показывает за сколько лет окупятся инвестиции в компанию за счет дивидендов.

Свободный денежный поток компании «А» — 100 млн рублей, «Б» — 60 млн рублей. Таким образом, коэффициент P/FCF для компании «А» равен 10, для компании «Б» — 3,33.

Компания «Б» выглядит гораздо привлекательнее с точки зрения размера чистого денежного потока, инвестируя 1 рубль в нее, Вы получаете 30 копеек денежного потока. В то время как 1 рубль, вложенный в компанию «А», даст только 10 копеек денежного потока.

P/PR

Запасы компании «А» — 100 млн баррелей, «Б» — 50 млн баррелей. Коэффициент P/PR компании «А» — 10, компании «Б» — 4.Это означает, что сегодня за 1 баррель запасов компании «А» необходимо заплатить 10 рублей, а за 1 баррель запасов компании «Б» только 4.

http://www.irbis.vegu.ru/repos/11730/HTML/41.htm

В табл. представлены натуральные мультипликаторы некоторых нефтяных предприятий в Российской Федерации, рассчитанные отделом исследований Альфа-Банка (www.alfabank.ru).

Показатели текущей стоимости запасов	Запасы док+вер	NPV	NPV/Запасы
Месторождение	тыс.т	тыс.$	$/т
Восточно-Правдинское	3 568	48 245	13,5
Восточно-сургутское	6 825	103 556	15,2
Фаинское	17 506	304 404	17,4
Киняминское	27 317	852 262	31,2
Кудринское	1 142	42 869	37,5
Майское	5 131	111 479	21,7
……	…..	….	
Итого ЮНГ	2 197 787	55 771 078	25,4

Предприятие	**Стоимость**	**Запасы**	**Добыча**	**EV/Запасы**	**EV/Добыча**
	млрд долл.	**млне бнэ**	**млн бнэ/ сутки**	**долл. за бнэ**	**долл. за бнэ***
Газпром»	133	110	9,4	1,2	14,1
ЛУКОЙЛ	52	21	1,7	2,5	30,6
Сургутнефтегаз»	30	9	1,3	3,3	22,8
Газпромнефть	18	6	0,9	2,9	19,6
Татнефть	7	6,2	0,5	1,2	14,8
Средний по РФ				2,7	25,5
Среднемировой				10	130

В нашем случае NPV = 3 165млн.руб : 35,4 млн.тон. =89,4руб/тонну или 0,32 $/баррель.

Полезные ссылки

.....

http://expert.ru/2012/12/19/po-trojnoj-tsene/

Бухгалтерский Баланс за 2014г

Бухгалтерский Баланс за 2014г			
		Форма №1 по ОКУД	
		Дата (год, месяц, число)	31.12.12
Организация ОАО" "		по ОКПО	
Идентификационный номер налогоплательщика		ИНН	1111111
Вид деятельности		по ОКДП	222222
Организационно-правовая форма / форма собственности			
		по ОКОПФ / ОКФС	33 333
Единица измерения тыс.руб		по ОКЕИ	44 444
АКТИВ	*Код строки*	31.12.14	31.12.13
2	*3*	4	5
1.ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ			
Нематериальные активы	*1 110*	73	121
в т.ч.Нематериальные активы в организации	*11 101*	73	121
Основные средства	*1 130*	90 951	100 023
в т.ч.Основные средства в организации	*11 301*	89 980	100 023
в т.ч.Оборудование к установке	*11 302*	971	
Финансовые вложения	*1 150*	35 860	35 860
Отложенные налоговые активы	*1 160*	7 832	2 959
Прочие внеоборотные активы	*1 170*		
Итого по разделу I (внеоборотные активы)	*1 100*	134 716	138 963
II.ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ			
Запасы	*1 210*	63 112	56 389
в т.ч. Материалы	*12 101*	5 807	7 516
в т.ч.Товары	*12 104*	16 127	12 874
в т.ч.Готовая продукция	*12 105*	38 293	31 420
в т.ч.Основное производство	*12 108*	2 885	4 579
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	*1 220*	150	150
Дебиторская задолженность (платежи ож. более чем 12 мес. после отчет. даты)	*1 230*	32 040	18 493
в т.ч. покупатели и заказчики (62, 76, 63)	*12 301*	699	363
в т.ч. Векселя к получению (62, 76)	*12 302*	31 341	18 130
в.ч. Задолженность дочерних и зависимых обществ (58, 60, 62, 75, 76)	*12 303*		
в т.ч. Авансы выданные (60)	*12 304*		
в т.ч. Прочие дебиторы	*12 305*		
Дебиторская задолженность (платежи ож. в течение 12 месяцев после отч. даты)	*1 231*	64 011	55 968
в т.ч. покупатели и заказчики (62, 76, 63)	*12 310*		
в т.ч. векселя к получению (62, 76)	*12 311*	12 709	8 208
в т.ч. задолженность дочерних и зависимых обществ (58, 60, 62, 75, 76)	*12 312*	42 585	39 651
в т.ч. задолженность участников (учредителей) по взносам в уст.капитал (75)	*12 313*	8 514	7 465
в т.ч. авансы выданные (60)	*12 314*	203	354
прочие дебиторы	*12 315*		290
Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	*1 240*	19 709	9 709
в т.ч.Долговые ценные бумаги	*12 402*	330	330
в т.ч.Предоставленные займы	*12 403*	9 379	9 379
в т.ч.Депозитные счета	*12 406*	10 000	
Денежные средства и денежные эквиваленты	*1 250*	14 249	13 826
в т.ч.Касса организации	*12 501*	117	471
в т.ч.Расчетные счета	*12 504*	13 836	13 075
в т.ч.Валютные счета	*12 505*	296	280
Прочие оборотные активы	*1 260*	11 218	65 147
в т.ч.Денежные документы	*12 602*	99	
в т.ч.НДС по авансам и переплатам	*12 604*	8 737	5 702
в т.ч.Расходы будущих периодов	*12 605*	1 180	58 081
в т.ч.Недостачи и потери от порчи ценностей	*12 606*	1 202	1 364
Итого по разделу II (оборотные активы)	*1 200*	204 489	219 682
БАЛАНС (актив)	*1 600*	339 205	358 645

••••••••••••••••••••••••••••••

ПАССИВ	*Код строки*	42 004	41 639
2	*3*	4	5
III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ			
Уставный капитал (80)	*1 310*	1 375	1 375
Непокрытый убыток прошлых лет (84)	*1 340*	111 338	111 338
Добавочный капитал (83)	*1 350*	1 547	1 547
Резервный капитал (82)	*1 360*	69	69
в т.ч. резервы, образованные в соответствии с законодательством	*13 601*	69	69
в т.ч. резервы, образованные в соответствии с учредительными документами			
Фонд социальной сферы (84)			
Целевые финансирование и поступления (86)			
Нераспределенная прибыль прошлых лет (84)			
Нераспределенная прибыль отчетного года (84)			
Непокрытый убыток отчетного года (84)			
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	*1 370*	99 504	91 907
Итого по разделу III (Капитал и резервы)	*1 300*	213 833	206 236
IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Займы и кредиты (67)	*1 410*	21 767	15 607
в т.ч. Кредиты банков более чем через 12 месяцев после отчетной даты	*14 101*	21 767	15 607
в т.ч. Займы, подлежащие погашению более чем через 12 месяцев после отчетной даты	*14 102*		
в т.ч. Прочие долгосрочные обязательства	*14 103*		
Итого по разделу IV (Долгосрочные обязательства)	*1 400*	21 767	15 607
V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Заемные средства	*1 510*	1 183	1 921
в т.ч. Кредиты банков, подлежащие погашению в течение 12 месяцев после отчетной даты	*15 102*	848	1 661
в т.ч. Займы, подлежащие погашению в течение 12 месяцев после отчетной даты	*15 105*	335	260
Кредиторская задолженность	*1 520*	100 459	132 583
в т.ч. Поставщики и подрядчики (60, 76)	*15 201*	7 794	12 639
в т.ч. Векселя к уплате (60, 76)	*15 202*	61 421	37 911
в т.ч. Задолженность перед дочерними и зависимыми обществами (60, 62, 66, 67, 75, 76)	*15 203*	13 198	14 527
в т.ч. Задолженность перед персоналом организации (70)	*15 204*	2 421	193
в т.ч. Задолженность перед государственными внебюджетными фондами (69)	*15 205*	9 560	6 993
в т.ч. Задолженность перед бюджетом	*15 206*		2
в т.ч. Авансы полученные (62, 76)	*15 207*	957	957
в т.ч. Прочие кредиторы	*15 208*	5 108	59 361
Задолженность участникам (учредителям) по выплате доходов (70, 75)	*1 521*	0	0
Доходы будущих периодов (98)	*1 530*	1 425	500
Резервы предстоящих расходов (96)	*1 540*	0	0
Прочие обязательства	*1 550*	1 966	723
Итого по разделу V (Краткосрочные обязательства)	*1 500*	105 033	135 727
БАЛАНС (пассив)	*1 700*	340 633	357 570

О тчет о прибылях и убытках

Отчет о прибылях и убытках за 2014г		ФОРМА №2	
		42 004	41 639
Организация ОАО"аааааа"		ИНН	1111111
Вид деятельности		по ОКВЭД	222222
Организационно-правовая форма собственности - ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО		по ОКОПФ	333 333
Единица измерения тыс.руб		по ОКЕИ	44 444
Местонахождение (адрес) 127055 Россия, г. Москва , ул. Сущевская 21			

ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ ФОРМА №2			
Наименование показателя	Код строки	За 12 мес.2011 г.	За 12 мес.2010 г.
2	3	4	5
Выручка	*2 110*	527 912	472 582
в т.ч.по деятельности с основной системой налогообложения	*21 101*	527 912	472 582
Себестоимость продаж	*2 120*	(197 662)	(185 916)
в т.ч.по деятельности с основной системой налогообложения	*21 201*	(197 662)	(185 916)
Валовая прибыль (убыток)	*2 100*	330 250	286 666
в т.ч.по деятельности с основной системой налогообложения	*21 001*	330 250	286 666
Коммерческие расходы	*2 210*	-	(33)
в т.ч.по деятельности с основной системой налогообложения	*22 101*		(33)
Управленческие расходы	*2 220*	(308 237)	(239 765)
в т.ч.по деятельности с основной системой налогообложения	*22 201*	(308 237)	(239 765)
Прибыль (убыток) от продаж	*2 200*	22 013	46 868
Доходы от участия в других организациях	*2 310*	335	-
в т.ч.Долевое участие в российских организациях	*23 102*	335	
Проценты к получению	*2 320*	63	2
в т.ч.Проценты к получению	*23 201*	63	2
Проценты к уплате	*2 330*	(120)	(1 634)
в т.ч.Проценты к уплате	*23 301*	(120)	(1 634)
Прочие доходы	*2 340*	28 820	18 536
в т.ч.Доходы, связанные с реализацией основных средств	*23 401*	197	8 119
в т.ч.Доходы, связанные с реализацией прочего имущества	*23 403*	5 335	833
в т.ч.Курсовые разницы	*23 412*	181	743
в т.ч.Доходы в виде списанной кредиторской задолженности	*23 413*	10	52
в т.ч.Прочие внереализационные доходы	*23 415*	23 097	8 789
Прочие расходы	*2 350*	(38 448)	(54 112)
в т.ч.Расходы, связанные с реарганизацией	*2 351*		
в т.ч.Расходы, связанные с реализацией основных средств	*23 503*	(1 539)	(1 083)
в т.ч.Расходы, связанные с реализацией прочего имущества	*23 505*	(4 735)	(345)
в т.ч.Расходы на услуги банков	*23 510*	(379)	(913)
в т.ч.Убыток прошлых лет	*23 513*	(34)	(675)
в т.ч.Курсовые разницы	*23 514*	(85)	(99)
в т.ч.Прочие внереализационные расходы	*23 516*	(31 676)	(50 997)
Прибыль (убыток) до налогообложения	*2 300*	12 663	9 660
в т.ч.по деятельности с основной системой налогообложения	*23 001*	12 663	9 660
Текущий налог на прибыль	*2 410*	(3 779)	(3 981)
постоянные налоговые обязательства (активы)	*2 421*	2 499	3 353
Изменение отложенных налоговых обязательств	*2 430*	(6 160)	(2 473)
Изменение отложенных налоговых активов	*2 450*	4 873	1 169
Чистая прибыль (убыток)	*2 400*	7 597	4 375
СПРАВОЧНО:			
Совокупный финансовый результат периода	*2 500*	7 597	4 375
	2 510	-	-
	2 520	-	-

Таблица 1 – Результаты гидродинамических исследований разведочных скважин

Номер скважины	Дата исследо- вания	Интервал перфорации, м	Толщина пласта, м	Дебит нефти/газа	Обводненность, %	$P_{пл}/P_{заб}$ МПа	Коэффициент продуктивности, $м^3$/сут·МПа·м	Гидропроводность, $мкм^2$ см мПа·с	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ $мкм^2$	Вид исследования
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12
ПЛАСТ №1										
Средние значе-										
ПЛАСТ №2										
Средние значе-										

Таблица 2 – Свойства пластовой нефти_____пласта_____месторождения		
Наименование параметра	Численные значения	
	диапазон значений	принятые значения
1	2	3
Пластовое давление, МПа		
Пластовая температура, °С		
Давление насыщения, МПа		
Газосодержание, $м^3$ /т		
Газовый фактор при дифференциальном разгазир-		
P_1= МПа; t_1=...°С		
P_2= МПа; t_2=...°С		
P_3= МПа; t_3=...°С		
P_4= МПа; t_4=...°С		
Плотность в условиях пласта, кг/$м^3$		
Вязкость в условиях пласта, мПа с		
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10^{-4}		
Плотность нефтяного газа, кг/$м^3$, при 20°С:		
- при однократном (стандартном) разгазировании		
- при дифференциальном разгазировании		
Плотность дегазированной нефти, кг/$м^3$, при		
- при однократном (стандартном) разгазировании		
- при дифференциальном разгазировании		

Таблица 3 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти

Наименование параметра	Кол-во исследованных		Диапазон значений	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Плотность при 20^0С, кг/м^3				
Вязкость, мПа·с				
при 20^OС				
при 50^OС				
Молярная масса, г/ моль				
Температура застывания, °С				
Массовое содержание, %				
серы				
смол силикагелевых				
асфальтенов				
парафинов				
воды				
механических примесей				
Содержание микрокомпонентов, г/т				
ванадий				
никель				
Температура плавления парафина, °С				
Температура начала кипения, °С				
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100°С				
до 150°С				
до 200°С				
до 250°С				
до 300°С				
Шифр технологической классификации (по ГОСТ, ОСТ.....)				

Таблица 4 – Свойства и состав пластовых вод		
Наименование параметра	Пласт (горизонт)…..	
	Диапазон изменения	Средние значения
1	2	3
Газосодержание, $м^3/м^3$		
Плотность воды, $кг/м^3$		
- в стандартных условиях		
- в условиях пласта		
Вязкость в условиях пласта, мПа·с		
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа × 10^{-4}		
Объемный коэффициент, доли ед.		
Химический состав вод, (мг/л)/мг-экв/л)		
$Na^+ + K^+$		
Ca^{+2}		
Mg^{+2}		
Cl^-		
HCO_3^-		
CO_3^{-2}		
SO_4^{-2}		
NH_4^+		
Br^-		
J^-		
B^{+3}		
Li^+		
Sr^{+2}		
Rb^+		
Cs^+		
Общая минерализация, г/л		
Водородный показатель, pH		
Жесткость общая,(мг-экв/л)		
Химический тип воды, преимущественный (по		
Количество исследованных проб (скважин)		

Таблица 5 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов				
Параметры	Объекты разработки			
	1	2	…	n
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м				
Тип залежи				
Тип коллектора				
Площадь нефтегазоносности, тыс.м^2				
Средняя общая толщина, м				
Средняя газонасыщенная толщина, м				
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м				
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м				
Коэффициент пористости, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.				
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2				
Коэффициент песчанистости, доли ед.				
Расчлененность				
Начальная пластовая температура, ºС				
Начальное пластовое давление, МПа				
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с				
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3				
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3				
Абсолютная отметка ГНК, м				
Абсолютная отметка ВНК, м				
Объемный коэффициент нефти, доли ед.				
Содержание серы в нефти, %				
Содержание парафина в нефти, %				
Давление насыщения нефти газом, МПа				
Газовый фактор, м^3/т				
Содержание сероводорода, %				
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м^3				
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м^3				
Сжимаемость, 1/МПа × 10^{-4}				
нефти				
воды				
породы				
Коэффициент вытеснения, доли ед.				

Состояние запасов

Таблица 6 – Состояние запасов нефти на 1.01….г.															
Объекты, месторождение в целом	Начальные запасы нефти, тыс. т										Текущие запасы нефти, тыс. т				
	утвержденные ГКЗ Роснедра					На государственном балансе									
	геологические		извлекаемые		КИН C_1/C_2, доли ед.	геологические		извлекаемые		КИН C_1/C_2, доли ед.	геологические		извлекаемые		Текущий КИН, доли ед.
	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2		$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2		$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Пласт 1													**35 400**		

.....

Таблица № 7

Исходные данные для технологических расчетов	показатели
Геологические запасы	95,4
Утвержденный КИН	0,34
Запасы в расчет млн.т	35,4
Темп бурения скв./год	35
Год ввода в разработку	2016
Дебит новой т/сут	32,0
Глубина новой	2900
Расчетный год	2014
Коэффициент использования	0,91
Обводненность новых скважин	0,08
Текущая компенсация	1,12
Коэффициент падения	0,87
Доля нагнетательных в эксплуатационном бур.	0,25
Коэффициент изм. дебита по жидкости	1,00500
Плотность нефти	0,85
Объемный коэффициэнт	1,15
Площадь нефтеносности (м2)	42000000
Сетка	250000
Газовый фактор м3/м3	120,0
Коэффиц. выбытия в консер. ликвидацию	0,07

.....

Таблица 8 Исходные данные для экономич расчетов	
Показатели	Значения
Цена реализации:	
на нефть на внутреннем рынке, руб./т	10 315
на нефть на внешнем рынке, руб/т	20630
на попутный газ, руб./тыс. м^3	595
на природный газ, руб./тыс. м^3	0,0
на конденсат, руб./т	0,0
другие показатели	0,0
Налоги и платежи:	
НДС, %	0,18
НДПИ, руб./т	4380
На имущество, %	0,022
На прибыль, %	0,2
Единый социальный налог, %	0,26
Страхование от несчастных случаев , %	0,005
Налог на нужды общеобраз-х учреждений, %	0,0
Ресурсные платежи, руб.	0,0
Транспортные расходы - внешний рынок, руб/т	1478
Экспортная таможенная пошлина, руб./т	10293
Прочие налоги, используемые при оценке	0,00001
Капитальные вложения 1984	
- Бурение разведочное, руб/м	288
- Бурение эксплуатационное, руб/м	221
- Оборудование не вх. в смету строек , руб/скв	179000
- Обустройство руб/скв	655000
Сбор и транспорт р/скв	115001
Подготовка нефти и газа руб/скв	7500
ППД ,руб/скв	95000
Электроснабжение ,руб/скв	83700
Автоматизация ,руб/скв	16900
Материально тех-е снабж/ (Базы…) ,руб/скв	55700
Промысловые дороги , руб/скв	161000
Прочие , руб/скв	32100
Непроиозводственное строительство руб/скв	174300
Эксплуатационные затраты	
Вспомогательные материалы руб/т	153
Топливо руб/т	100
Энергетические затраты руб/т	274
МУН (+прочие условно-переменные……) руб/т	120
Заработная плата, основная и доп-я руб/скв	87000
Капитальный ремонт руб/скв	130000
Прочие (условно-постоянные) затраты руб/скв	70000
Дополнительные данные	
Курс доллара США, руб./$	38,0
Норма амортизации, %	0,067
Ставка дисконтирования, %	0,15
Инфляция	0,01
Доля в проекте	0,5
Поставка нефти на экспорт	30,0%
Поставка нефти на Внутренний рынок	0,7
Индекс дефлятор	90,0
Ставка кредита	0,14
Срок кредита	6

……

Таблица 9 **Технологические показатели**

Годы и периоды	Добыча, тыс. т						Весовая обводненность,	Коэффициент нефтеизвлечения, доли	Закачка воды, тыс. м³		Фонд скважин на конец периода			Дебит, т/сут		Приемистость по воде, м³/сут
	нефти		воды		жидкости											
	теку-щая	накоп-ленная	текущая	накопленная	текущая	накоп-ленная			теку-щая	накоп-ленная	всего	добывающих	нагнетательных	нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2 015	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0
2 016	425 600	425 600	27 166	27 166	452 766	452 766	0,06	0,00	675 335	675 335	44	35	9	76,0	81,3	0,0
2 017	1 237 533	1 663 133	159 846	187 012	1 397 379	1 850 145	0,11	0,02	2 054 255	2 729 590	88	70	18	71,8	81,5	373,4
2 018	1 997 294	3 660 427	351 074	538 086	2 348 368	4 198 513	0,15	0,04	3 419 690	6 149 280	132	105	27	69,2	81,8	414,4
2 019	2 651 058	6 311 485	654 712	1 192 798	3 305 770	7 504 283	0,20	0,07	4 750 410	10 899 690	176	140	36	65,5	82,1	431,8
2 020	3 069 104	9 380 589	1 109 968	2 302 766	4 179 072	11 683 355	0,27	0,10	5 893 759	16 793 449	212	168	44	60,2	82,4	446,4
2 021	2 939 643	12 320 232	1 657 427	3 960 193	4 597 069	16 280 425	0,36	0,13	6 310 741	23 104 191	212	168	44	52,7	82,8	478,0
2 022	2 620 563	14 940 794	1 999 492	5 959 685	4 620 055	20 900 479	0,43	0,16	6 210 354	29 314 545	212	168	44	47,0	83,2	470,4
2 023	2 334 629	17 275 424	2 308 526	8 268 211	4 643 155	25 543 634	0,50	0,18	6 123 199	35 437 744	212	168	44	41,8	83,6	463,8
2 024	2 078 563	19 353 986	2 587 808	10 856 019	4 666 371	30 210 005	0,55	0,20	6 047 979	41 485 723	212	168	44	37,2	84,0	458,1
2 025	1 784 661	21 138 647	2 740 902	13 596 921	4 525 563	34 735 568	0,61	0,22	5 774 097	47 259 820	197	156	41	33,1	84,5	470,3
2 026	1 482 512	22 621 160	2 747 305	16 344 226	4 229 818	38 965 386	0,65	0,24	5 323 424	52 583 244	183	145	38	29,6	84,9	466,2
2 027	1 241 590	23 862 750	2 711 809	19 056 036	3 953 399	42 918 785	0,69	0,25	4 918 600	57 501 844	170	135	35	26,7	85,3	463,2
2 028	1 047 702	24 910 452	2 647 342	21 703 377	3 695 044	46 613 829	0,72	0,26	4 552 600	62 054 444	158	126	33	24,2	85,7	461,0
2 029	890 310	25 800 762	2 563 263	24 266 640	3 453 573	50 067 403	0,74	0,27	4 219 936	66 274 381	147	117	30	22,1	86,2	459,4
2 030	761 501	26 562 263	2 466 381	26 733 022	3 227 882	53 295 285	0,76	0,28	3 916 245	70 190 626	137	109	28	20,3	86,6	458,5
2 031	655 275	27 217 538	2 361 665	29 094 687	3 016 940	56 312 225	0,78	0,29	3 637 999	73 828 625	127	101	26	18,8	87,0	458,0
2 032	567 043	27 784 581	2 252 741	31 347 427	2 819 783	59 132 008	0,80	0,29	3 382 306	77 210 931	118	94	24	17,5	87,5	457,8
2 033	493 258	28 277 839	2 142 252	33 489 679	2 635 510	61 767 518	0,81	0,30	3 146 754	80 357 684	110	87	23	16,4	87,9	458,0
2 034	431 163	28 709 002	2 032 117	35 521 796	2 463 280	64 230 798	0,82	0,30	2 929 309	83 286 994	102	81	21	15,4	88,3	458,4
2 035	378 590	29 087 593	1 923 714	37 445 510	2 302 304	66 533 102	0,84	0,30	2 728 235	86 015 229	95	76	20	14,5	88,8	459,1
2 036	333 828	29 421 421	1 818 021	39 263 530	2 151 849	68 684 951	0,84	0,31	2 542 031	88 557 260	89	70	18	13,8	89,2	460,0
2 037	295 512	29 716 933	1 715 714	40 979 244	2 011 225	70 696 177	0,85	0,31	2 369 387	90 926 646	82	65	17	13,1	89,7	461,0
2 038	262 548	29 979 480	1 617 244	42 596 488	1 879 792	72 575 968	0,86	0,31	2 209 151	93 135 797	77	61	16	12,5	90,1	462,2
2 039	234 054	30 213 534	1 522 894	44 119 382	1 756 947	74 332 916	0,87	0,32	2 060 301	95 196 098	71	57	15	12,0	90,6	463,5
2 040	209 313	30 422 847	1 432 818	45 552 200	1 642 131	75 975 047	0,87	0,32	1 921 927	97 118 025	66	53	14	11,5	91,0	464,9
2 041	187 739	30 610 586	1 347 079	46 899 279	1 534 818	77 509 864	0,88	0,32	1 793 208	98 911 233	62	49	13	11,1	91,5	466,4
2 042	168 851	30 779 437	1 265 666	48 164 945	1 434 517	78 944 382	0,88	0,32	1 673 405	100 584 638	57	45	12	10,8	91,9	468,0
2 043	152 253	30 931 690	1 188 519	49 353 464	1 340 772	80 285 153	0,89	0,32	1 561 849	102 146 487	53	42	11	10,4	92,4	469,7
2 044	137 614	31 069 304	1 115 538	50 469 002	1 253 152	81 538 306	0,89	0,33	1 457 929	103 604 415	50	39	10	10,1	92,9	471,4
2 045	124 660	31 193 964	1 046 599	51 515 601	1 171 259	82 709 564	0,89	0,33	1 361 087	104 965 502	46	37	10	9,9	93,3	473,2
2 046	113 159	31 307 123	981 557	52 497 158	1 094 717	83 804 281	0,90	0,33	1 270 814	106 236 317	43	34	9	9,6	93,8	475,1
2 047	102 919	31 410 042	920 258	53 417 416	1 023 177	84 827 459	0,90	0,33	1 186 642	107 422 958	40	32	8	9,4	94,3	477,0
2 048	93 774	31 503 817	862 538	54 279 955	956 313	85 783 771	0,90	0,33	1 108 139	108 531 097	37	29	8	9,2	94,7	479,0
2 049	85 586	31 589 403	808 231	55 088 186	893 818	86 677 589	0,90	0,33	1 034 907	109 566 004	34	27	7	9,1	95,2	481,0
2 050	78 236	31 667 639	757 171	55 845 356	835 407	87 512 995	0,91	0,33	966 582	110 532 586	32	25	7	8,9	95,7	483,1
2 051	71 622	31 739 261	709 191	56 554 547	780 813	88 293 808	0,91	0,33	902 822	111 435 408	30	24	6	8,8	96,2	485,2
2 052	65 657	31 804 918	664 130	57 218 677	729 787	89 023 595	0,91	0,33	843 315	112 278 723	28	22	6	8,7	96,6	487,3

……

Таблица 10 – Эксплуатационные затраты по элементам затрат, руб.

Годы и периоды	Текущие затраты								Транспортные расходы при экспортной реализации	Амортизация основных фондов	Налоги, включаемые в себестоимость			Эксплуатационные затраты, всего	
	Вспомога-тельные матери-алы	Топливо	Энерге-тические затраты	Заработная плата, основная и дополни-тельная	Капиталь-ный ремонт	Методы воздей-ствия на пласт	Прочие затраты	Всего			ЕСН и взносы на соцстра-хование	Налог на добычу полезных ископаемых	Прочие налоги	годовые	накоплен-ные
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0
2016	27 417 600	17 920 000	49 100 800	2 770 950	4 140 500	21 504 000	2 229 500	125 083 350	81 054 371	329 470 366	791 700	784 896 000		1 321 295 787	1 321 295 787
2017	80 091 700	52 347 516	143 432 195	5 541 900	8 281 000	62 817 020	4 459 000	356 970 331	239 142 019	658 940 732	1 583 400	2 292 821 220		3 549 457 703	4 870 753 491
2018	131 550 256	85 980 560	235 586 734	8 312 850	12 421 500	103 176 672	6 688 500	583 717 071	396 717 585	988 411 098	2 375 100	3 765 948 516		5 737 169 371	10 607 922 862
2019	180 260 312	117 817 197	322 819 120	11 083 800	16 562 000	141 380 637	8 918 000	798 841 066	549 049 176	1 317 881 464	3 166 800	5 160 393 236		7 829 331 742	18 437 254 604
2020	219 293 296	143 328 952	392 721 328	13 300 560	19 874 400	171 994 742	10 701 600	971 214 879	674 617 894	1 581 457 757	3 800 160	6 277 808 095		9 508 898 785	27 946 153 389
2021	227 269 959	148 542 457	407 006 332	13 300 560	19 874 400	178 250 948	10 701 600	1 004 946 257	706 148 285	1 581 457 757	3 800 160	6 506 159 616		9 802 512 074	37 748 665 463
2022	217 541 014	142 183 669	389 583 253	13 300 560	19 874 400	170 620 403	10 701 600	963 804 898	682 678 768	1 581 457 757	3 800 160	6 227 644 701		9 459 386 284	47 208 051 747
2023	208 176 543	136 063 100	372 812 893	13 300 560	19 874 400	163 275 720	10 701 600	924 204 815	659 824 464	1 581 457 757	3 800 160	5 959 563 767		9 128 850 963	56 336 902 710
2024	199 165 172	130 173 315	356 674 883	13 300 560	19 874 400	156 207 978	10 701 600	886 097 908	637 575 164	1 581 457 757	3 800 160	5 701 591 199		8 810 522 189	65 147 424 899
2025	190 495 792	124 507 054	341 149 328	13 300 560	19 874 400	149 408 465	10 701 600	849 437 199	615 920 639	1 581 457 757	3 800 160	5 453 408 962		8 504 024 717	73 651 449 616
2026	182 157 556	119 057 226	326 216 800	13 300 560	19 874 400	142 868 672	10 701 600	814 176 815	594 850 643	1 581 457 757	3 800 160	5 214 706 516		8 208 991 891	81 860 441 507
2027	174 139 875	113 816 912	311 858 338	13 300 560	19 874 400	136 580 294	10 701 600	780 271 979	574 354 920	1 581 457 757	3 800 160	4 985 180 733		7 925 065 549	89 785 507 055
2028	166 432 415	108 779 356	298 055 436	13 300 560	19 874 400	130 535 227	10 701 600	747 678 995	554 423 214	1 581 457 757	3 800 160	4 764 535 803		7 651 895 929	97 437 402 984
2029	159 025 096	103 937 971	284 790 042	13 300 560	19 874 400	124 725 566	10 701 600	716 355 235	535 045 273	1 581 457 757	3 800 160	4 552 483 145		7 389 141 570	104 826 544 554
2030	151 908 087	99 286 331	272 044 548	13 300 560	19 874 400	119 143 598	10 701 600	686 259 124	516 210 856	1 556 870 416	3 800 160	4 348 741 315		7 111 881 871	111 938 426 425
2031	145 071 802	94 818 171	259 801 790	13 300 560	19 874 400	113 781 806	10 701 600	657 350 129	497 909 737	1 227 400 050	3 800 160	4 153 035 911		6 539 495 987	118 477 922 412
2032	138 506 899	90 527 385	248 045 036	13 300 560	19 874 400	108 632 862	10 701 600	629 588 743	480 131 714	897 929 684	3 800 160	3 965 099 475		5 976 549 776	124 454 472 189
2033	127 577 125	83 383 742	228 471 453	12 369 521	18 483 192	100 060 490	9 952 488	580 298 012	446 666 284	568 459 318	3 534 149	3 652 207 901		5 251 165 664	129 705 637 852
2034	113 428 633	74 136 361	203 133 630	11 503 654	17 189 369	88 963 634	9 255 814	517 611 096	401 101 635	243 906 420	3 286 758	3 247 172 633		4 413 078 542	134 118 716 394
2035	101 186 883	66 135 217	181 210 496	10 698 399	15 986 113	79 362 261	8 607 907	463 187 275	361 390 993	0	3 056 685	2 896 722 525		3 724 357 478	137 843 073 872
2036	90 547 847	59 181 600	162 157 583	9 949 511	14 867 085	71 017 919	8 005 353	415 726 898	326 627 398	0	2 842 717	2 592 154 061		3 337 351 075	141 180 424 947
2037	81 262 890	53 113 000	145 529 620	9 253 045	13 826 389	63 735 600	7 444 979	374 165 522	296 065 715	0	2 643 727	2 326 349 398		2 999 224 362	144 179 649 309
2038	73 127 540	47 795 778	130 960 431	8 605 332	12 858 542	57 354 933	6 923 830	337 626 385	269 090 392	0	2 458 666	2 093 455 062		2 702 630 506	146 882 279 815
2039	65 972 753	43 119 446	118 147 283	8 002 959	11 958 444	51 743 336	6 439 162	305 383 383	245 190 258	0	2 286 560	1 888 631 756		2 441 491 956	149 323 771 772
2040	59 658 064	38 992 198	106 838 624	7 442 751	11 121 353	46 790 638	5 988 421	276 832 049	223 938 688	0	2 126 500	1 707 858 292		2 210 755 530	151 534 527 301
2041	54 066 184	35 337 375	96 824 408	6 921 759	10 342 858	42 404 850	5 569 231	251 466 665	204 977 913	0	1 977 645	1 547 777 030		2 006 199 254	153 540 726 555
2042	49 098 724	32 090 669	87 928 434	6 437 236	9 618 858	38 508 803	5 179 385	228 862 108	188 006 528	0	1 839 210	1 405 571 310		1 824 279 156	155 365 005 711
2043	44 672 777	29 197 893	80 002 228	5 986 629	8 945 538	35 037 472	4 816 828	208 659 365	172 769 488	0	1 710 465	1 278 867 730		1 662 007 049	157 027 012 760
2044	40 718 184	26 613 192	72 920 146	5 567 565	8 319 350	31 935 831	4 479 650	190 553 919	159 050 073	0	1 590 733	1 165 657 816		1 516 852 540	158 543 865 300
2045	37 175 329	24 297 601	66 575 426	5 177 836	7 736 996	29 157 121	4 166 075	174 286 382	146 663 372	0	1 479 382	1 064 234 908		1 386 664 043	159 930 529 343
2046	33 993 354	22 217 878	60 876 986	4 815 387	7 195 406	26 661 454	3 874 449	159 634 915	135 451 005	0	1 375 825	973 143 067		1 269 604 812	161 200 134 156
2047	31 128 706	20 345 560	55 746 834	4 478 310	6 691 728	24 414 672	3 603 238	146 409 047	125 276 804	0	1 279 517	891 135 516		1 164 100 885	162 364 235 040
2048	28 543 955	18 656 180	51 117 933	4 164 828	6 223 307	22 387 416	3 351 011	134 444 629	116 023 274	0	1 189 951	817 140 674		1 068 798 528	163 433 033 569
2049	26 206 814	17 128 637	46 932 465	3 873 290	5 787 675	20 554 364	3 116 440	123 599 686	107 588 678	0	1 106 654	750 234 290		982 529 308	164 415 562 877
2050	24 089 343	15 744 668	43 140 391	3 602 160	5 382 538	18 893 602	2 898 290	113 750 992	99 884 629	0	1 029 189	689 616 475		904 281 286	165 319 844 162
2051	22 167 279	14 488 418	39 698 265	3 350 009	5 005 760	17 386 101	2 695 409	104 791 242	92 834 089	0	957 145	634 592 699		833 175 175	166 153 019 338
2052	20 419 492	13 346 073	36 568 240	3 115 508	4 655 357	16 015 288	2 506 731	96 626 689	86 369 697	0	890 145	584 558 005		768 444 536	166 921 463 874

……

Таблица 11 - Капитальныевложения, млн. руб.

Годы и пери-оды	Бурение скважин			Оборудо-вание, не входящее в сметы строек	Промысловое строительство										Не производственное стороительство	Капитальные вложения		
	всего	в том числе			Сбор, транс-порт и подго-товка нефти и газа	Автоматиз ация,Телем е-ханика и связь	Заводне-ние и промво-доснаб-жение	МУН	Электро-снабже-ние	Базы произ-водст-венного обслужи-вания	Авто-дорожное строи-тельство	Очис т-ные соор у-жени	Прочие направле-ния	Всего обустройство		годовые		накоп-ленные
		добыва-ющих	нагне-татель-ных													всего	в т.ч. природо-охранные мероприя-тия	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2015	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0
2016	2 018 835 000	1514126250	504708750	563 850 000	362 253 150	53 235 000	299 250 000		263 655 000	175 455 000	507 150 000		101 115 000	1 762 113 150	549 045 000	4 893 843 150	489 384 315	489 384 315
2017	2 018 835 000	1514126250	504708750	563 850 000	362 253 150	53 235 000	299 250 000		263 655 000	175 455 000	507 150 000		101 115 000	1 762 113 150	549 045 000	4 893 843 150	489 384 315	978 768 630
2018	2 018 835 000	1514126250	504708750	563 850 000	362 253 150	53 235 000	299 250 000		263 655 000	175 455 000	507 150 000		101 115 000	1 762 113 150	549 045 000	4 893 843 150	489 384 315	1 468 152 945
2019	2 018 835 000	1514126250	504708750	563 850 000	362 253 150	53 235 000	299 250 000		263 655 000	175 455 000	507 150 000		101 115 000	1 762 113 150	549 045 000	4 893 843 150	489 384 315	1 957 537 260
2020	1 615 068 000	1211301000	403767000	451 080 000	289 802 520	42 588 000	239 400 000		210 924 000	140 364 000	405 720 000		80 892 000	1 409 690 520	439 236 000	3 915 074 520	391 507 452	2 349 044 712
2021	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2022	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2023	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2024	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2025	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2026	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2027	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2028	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2029	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2030	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2031	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2032	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2033	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2034	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2035	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2036	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2037	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2038	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2039	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2040	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2041	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2042	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2043	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2044	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2045	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2046	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2047	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2048	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2049	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2050	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2051	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712
2052	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	2 349 044 712

……

Таблица 12 -Прибыль от реализации продукции, руб.

Годы и периоды	Добыча		Выручка от реализации			Налог на добавленную стоимость	Вывозная таможен-ная пошлина	Эксплуата-ционные затраты с учетом амортиза-ции	Налог на имущество организации	Внереали-зационные расходы	Прибыль всего	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Дисконтированная чистая	
	нефти, тыс.т.	газа, млн. м^3	всего без транспорта	в том числе									годо-вая	накоп-ленная	годо-вая	накоп-ленная
				нефти	газа											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2015	0	0	0	0	0		0	12 704 540	3 892 140		0	0	0	0	0	0
2016	145 600	0	1 945 360 763	1 945 360 763	0		458 635 165	1 090 741 676	107 124 130		288 859 792	57 771 958	231 087 834	231 087 834	200 945 943	200 945 943
2017	425 135	0	5 708 168 346	5 708 168 346	0		1 352 553 266	2 834 576 264	208 060 081		1 312 978 735	262 595 747	1 050 382 988	1 281 470 822	794 240 445	995 186 387
2018	697 114	0	9 406 218 743	9 406 218 743	0		2 240 022 273	4 540 423 648	308 996 032		2 316 776 790	463 355 358	1 853 421 432	3 134 892 254	1 218 654 677	2 213 841 065
2019	952 359	0	12 914 111 982	12 914 111 982	0		3 090 798 688	6 162 152 374	409 931 983		3 251 228 936	650 245 787	2 600 983 149	5 735 875 403	1 487 120 557	3 700 961 622
2020	1 153 199	0	15 715 611 607	15 715 611 607	0		3 780 033 229	7 442 663 385	490 680 744		4 002 234 248	800 446 850	3 201 787 398	8 937 662 802	1 591 854 206	5 292 815 827
2021	1 186 516	0	16 250 802 129	16 250 802 129	0		3 928 136 241	7 610 150 772	490 680 744		4 221 834 371	844 366 874	3 377 467 497	12 315 130 298	1 460 172 403	6 752 988 231
2022	1 128 215	0	15 530 218 444	15 530 218 444	0		3 772 471 478	7 317 068 684	490 680 744		3 949 997 538	789 999 508	3 159 998 031	15 475 128 329	1 187 960 306	7 940 948 536
2023	1 072 472	0	14 837 728 678	14 837 728 678	0		3 621 944 061	7 036 852 513	490 680 744		3 688 251 360	737 650 272	2 950 601 088	18 425 729 417	964 556 730	8 905 505 266
2024	1 019 193	0	14 172 410 711	14 172 410 711	0		3 476 427 763	6 769 014 472	490 680 744		3 436 287 732	687 257 546	2 749 030 186	21 174 759 602	781 445 951	9 686 951 217
2025	968 281	0	13 533 365 698	13 533 365 698	0		3 335 797 820	6 513 081 744	490 680 744		3 193 805 389	638 761 078	2 555 044 311	23 729 803 913	631 567 877	10 318 519 094
2026	919 646	0	12 919 717 728	12 919 717 728	0		3 199 930 976	6 268 596 168	490 680 744		2 960 509 840	592 101 968	2 368 407 872	26 098 211 785	509 073 221	10 827 592 315
2027	873 201	0	12 330 613 493	12 330 613 493	0		3 068 705 519	6 035 113 927	490 680 744		2 736 113 302	547 222 660	2 188 890 642	28 287 102 427	409 119 312	11 236 711 627
2028	828 859	0	11 765 221 938	11 765 221 938	0		2 942 001 326	5 812 205 235	490 680 744		2 520 334 632	504 066 926	2 016 267 706	30 303 370 133	327 699 870	11 564 411 497
2029	786 537	0	11 222 733 919	11 222 733 919	0		2 819 699 891	5 598 505 928	490 701 603		2 313 826 497	462 765 299	1 851 061 197	32 154 431 330	261 607 995	11 826 019 492
2030	746 156	0	10 702 361 855	10 702 361 855	0		2 701 684 359	5 358 606 477	491 513 470		2 150 557 548	430 111 510	1 720 446 038	33 874 877 368	211 433 330	12 037 452 822
2031	682 870	0	9 846 222 499	9 846 222 499	0		2 497 265 174	4 700 993 099	498 914 396		2 149 049 831	429 809 966	1 719 239 865	35 594 117 233	183 726 172	12 221 178 995
2032	603 371	0	8 745 964 693	8 745 964 693	0		2 228 599 656	3 969 022 240	506 162 744		2 042 180 053	408 436 011	1 633 744 042	37 227 861 275	151 817 114	12 372 996 108
2033	535 140	0	7 798 189 791	7 798 189 791	0		1 996 350 339	3 293 900 604	513 411 092		1 994 527 757	398 905 551	1 595 622 206	38 823 483 481	128 934 442	12 501 930 551
2034	476 294	0	6 977 748 680	6 977 748 680	0		1 794 593 945	2 671 060 426	520 551 255		1 991 543 053	398 308 611	1 593 234 442	40 416 717 923	111 949 129	12 613 879 680
2035	425 308	0	6 264 231 718	6 264 231 718	0		1 618 511 967	2 168 549 137	525 917 197		1 951 253 418	390 250 684	1 561 002 734	41 977 720 658	95 377 702	12 709 257 382
2036	380 939	0	5 640 976 157	5 640 976 157	0		1 464 161 242	1 943 368 137	525 917 197		1 707 529 582	341 505 916	1 366 023 666	43 343 744 323	72 577 763	12 781 835 145
2037	342 169	0	5 094 300 435	5 094 300 435	0		1 328 296 603	1 746 482 452	525 917 197		1 493 604 183	298 720 837	1 194 883 347	44 538 627 670	55 204 314	12 837 039 459
2038	308 159	0	4 612 909 450	4 612 909 450	0		1 208 232 845	1 573 666 331	525 917 197		1 305 093 078	261 018 616	1 044 074 463	45 582 702 133	41 945 091	12 878 984 551
2039	278 215	0	4 187 429 652	4 187 429 652	0		1 101 736 594	1 421 419 562	525 917 197		1 138 356 300	227 671 260	910 685 040	46 493 387 172	31 814 129	12 910 798 679
2040	251 759	0	3 810 043 337	3 810 043 337	0		1 006 941 087	1 286 828 296	525 917 197		990 356 758	198 071 352	792 285 406	47 285 672 578	24 067 759	12 934 866 438
2041	228 308	0	3 474 199 275	3 474 199 275	0		922 278 600	1 167 455 114	525 917 197		858 548 364	171 709 673	686 838 691	47 972 511 270	18 143 075	12 953 009 513
2042	207 457	0	3 174 382 430	3 174 382 430	0		846 426 570	1 061 251 706	525 917 197		740 786 957	148 157 391	592 629 566	48 565 140 836	13 612 617	12 966 622 130
2043	188 862	0	2 905 929 699	2 905 929 699	0		778 264 402	966 489 118	525 917 197		635 258 983	127 051 797	508 207 186	49 073 348 022	10 150 823	12 976 772 954
2044	172 233	0	2 664 881 718	2 664 881 718	0		716 838 661	881 701 755	525 917 197		540 424 105	108 084 821	432 339 284	49 505 687 306	7 509 090	12 984 282 044
2045	157 324	0	2 447 863 053	2 447 863 053	0		661 334 884	805 642 183	525 917 197		454 968 789	90 993 758	363 975 031	49 869 662 337	5 497 135	12 989 779 179
2046	143 924	0	2 251 984 897	2 251 984 897	0		611 054 637	737 244 486	525 917 197		377 768 577	75 553 715	302 214 862	50 171 877 199	3 969 015	12 993 748 194
2047	131 851	0	2 074 765 661	2 074 765 661	0		565 396 761	675 594 407	525 917 197		307 857 296	61 571 459	246 285 837	50 418 163 036	2 812 604	12 996 560 798
2048	120 951	0	1 914 065 887	1 914 065 887	0		523 841 975	619 904 918	525 917 197		244 401 797	48 880 359	195 521 438	50 613 684 473	1 941 626	12 998 502 424
2049	111 089	0	1 768 034 674	1 768 034 674	0		485 940 173	569 496 143	525 917 197		186 681 162	37 336 232	149 344 930	50 763 029 403	1 289 626	12 999 792 050
2050	102 149	0	1 635 065 397	1 635 065 397	0		451 299 912	523 778 782	525 917 197		134 069 506	26 813 901	107 255 605	50 870 285 008	805 370	13 000 597 421
2051	94 029	0	1 513 758 957	1 513 758 957	0		419 579 674	482 240 387	525 917 197		86 021 699	17 204 340	68 817 359	50 939 102 367	449 341	13 001 046 761
2052	86 641	0	1 402 893 173	1 402 893 173	0		390 480 566	444 433 939	525 917 197		42 061 471	8 412 294	33 649 177	50 972 751 544	191 053	13 001 237 815

……

Таблица 13 -Чистый доход недропользователя, руб.

Годы и периоды	Выручка от реализации продукции	Эксплуатационные затраты, налоги и отчисления	Внереализационные расходы	Чистый результат	Амортиза-ционные отчисления	Поступление финансов	Капитальные вложения	Чистый доход (CF)		Чистый дисконтированный	
								годовой	накопленный	годовой	накопленный
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2015	0	-1 522 510 270		0	12 704 540	12 704 540	189 620 000	-176 915 460	-176 915 460	-167 169 397	-167 169 397
2016	1 486 725 598	-702 171 314		231 087 834	349 669 526	580 757 360	5 029 328 150	-4 448 570 790	-4 625 486 250	-3 753 128 827	-3 920 298 224
2017	4 355 615 080	854 243 941		1 050 382 988	679 139 892	1 729 522 880	4 917 468 150	-3 187 945 270	-7 813 431 520	-2 401 407 154	-6 321 705 378
2018	7 166 196 470	2 418 733 941		1 853 421 432	1 008 610 258	2 862 031 690	4 917 468 150	-2 055 436 460	-9 868 867 979	-1 382 423 082	-7 704 128 460
2019	9 823 313 293	3 946 249 053		2 600 983 149	1 338 080 624	3 939 063 773	4 917 468 150	-978 404 377	-10 847 272 356	-587 539 792	-8 291 668 252
2020	11 935 578 378	5 261 326 222		3 201 787 398	1 601 656 917	4 803 444 315	3 933 974 520	869 469 795	-9 977 802 561	466 181 865	-7 825 486 387
2021	12 322 665 887	5 823 491 288		3 377 467 497	1 601 656 917	4 979 124 414	0	4 979 124 414	-4 998 678 147	2 383 613 469	-5 441 872 918
2022	11 757 746 967	5 551 654 455		3 159 998 031	1 601 656 917	4 761 654 948	0	4 761 654 948	-237 023 200	2 035 273 374	-3 406 599 544
2023	11 215 784 617	5 289 908 277		2 950 601 088	1 601 656 917	4 552 258 005	0	4 552 258 005	4 315 234 805	1 737 295 423	-1 669 304 121
2024	10 695 982 948	5 037 944 649		2 749 030 186	1 601 656 917	4 350 687 103	0	4 350 687 103	8 665 921 908	1 482 472 463	-186 831 658
2025	10 197 567 877	4 795 462 306		2 555 044 311	1 601 656 917	4 156 701 228	0	4 156 701 228	12 822 623 136	1 264 618 619	1 077 786 961
2026	9 719 786 753	4 562 166 757		2 368 407 872	1 601 656 917	3 970 064 789	0	3 970 064 789	16 792 687 925	1 078 425 960	2 156 212 921
2027	9 261 907 974	4 337 770 219		2 188 890 642	1 601 656 917	3 790 547 559	0	3 790 547 559	20 583 235 484	919 341 080	3 075 554 001
2028	8 823 220 612	4 121 991 549		2 016 267 706	1 601 656 917	3 617 924 623	0	3 617 924 623	24 201 160 107	783 458 882	3 859 012 883
2029	8 403 034 028	3 914 535 314		1 851 061 197	1 600 708 817	3 451 770 014	0	3 451 770 014	27 652 930 121	667 391 272	4 526 404 155
2030	8 000 677 496	3 714 363 284		1 720 446 038	1 563 805 736	3 284 251 775	0	3 284 251 775	30 937 181 895	566 966 099	5 093 370 254
2031	7 348 957 325	3 376 449 881		1 719 239 865	1 227 400 050	2 946 639 915	0	2 946 639 915	33 883 821 810	454 181 765	5 547 552 019
2032	6 517 365 036	2 940 109 737		1 633 744 042	897 929 684	2 531 673 726	0	2 531 673 726	36 415 495 537	348 411 385	5 895 963 404
2033	5 801 839 453	2 562 987 075		1 595 622 206	568 459 318	2 164 081 524	0	2 164 081 524	38 579 577 061	265 913 385	6 161 876 789
2034	5 183 154 735	2 235 449 473		1 593 234 442	243 906 420	1 837 140 863	0	1 837 140 863	40 416 717 923	201 553 811	6 363 430 600
2035	4 645 719 751	1 951 253 418		1 561 002 734	0	1 561 002 734	0	1 561 002 734	41 977 720 658	152 909 405	6 516 340 005
2036	4 176 814 916	1 707 529 582		1 366 023 666	0	1 366 023 666	0	1 366 023 666	43 343 744 323	119 473 266	6 635 813 271
2037	3 766 003 832	1 493 604 183		1 194 883 347	0	1 194 883 347	0	1 194 883 347	44 538 627 670	93 308 240	6 729 121 511
2038	3 404 676 605	1 305 093 078		1 044 074 463	0	1 044 074 463	0	1 044 074 463	45 582 702 133	72 796 071	6 801 917 582
2039	3 085 693 058	1 138 356 300		910 685 040	0	910 685 040	0	910 685 040	46 493 387 172	56 692 636	6 858 610 218
2040	2 803 102 250	990 356 758		792 285 406	0	792 285 406	0	792 285 406	47 285 672 578	44 037 441	6 902 647 659
2041	2 551 920 675	858 548 364		686 838 691	0	686 838 691	0	686 838 691	47 972 511 270	34 086 087	6 936 733 746
2042	2 327 955 860	740 786 957		592 629 566	0	592 629 566	0	592 629 566	48 565 140 836	26 259 575	6 962 993 321
2043	2 127 665 298	635 258 983		508 207 186	0	508 207 186	0	508 207 186	49 073 348 022	20 106 068	6 983 099 389
2044	1 948 043 057	540 424 105		432 339 284	0	432 339 284	0	432 339 284	49 505 687 306	15 271 899	6 998 371 288
2045	1 786 528 169	454 968 789		363 975 031	0	363 975 031	0	363 975 031	49 869 662 337	11 479 472	7 009 850 760
2046	1 640 930 260	377 768 577		302 214 862	0	302 214 862	0	302 214 862	50 171 877 199	8 510 363	7 018 361 123
2047	1 509 368 900	307 857 296		246 285 837	0	246 285 837	0	246 285 837	50 418 163 036	6 192 324	7 024 553 447
2048	1 390 223 912	244 401 797		195 521 438	0	195 521 438	0	195 521 438	50 613 684 473	4 389 253	7 028 942 700
2049	1 282 094 501	186 681 162		149 344 930	0	149 344 930	0	149 344 930	50 763 029 403	2 993 427	7 031 936 127
2050	1 183 765 485	134 069 506		107 255 605	0	107 255 605	0	107 255 605	50 870 285 008	1 919 465	7 033 855 592
2051	1 094 179 283	86 021 699		68 817 359	0	68 817 359	0	68 817 359	50 939 102 367	1 099 614	7 034 955 206
2052	1 012 412 606	42 061 471		33 649 177	0	33 649 177	0	33 649 177	50 972 751 544	480 063	7 035 435 269

……

Таблица 14 -Чистый доход недропользователя (с учетом кредита) руб.

Годы и периоды	Выручка от реализации продукции	Эксплуатационные затраты, налоги и отчисления	Внереализационные расходы	Чистый результат	Амортизационные отчисления	Поступление кредита	Поступление финансов	Капитальные вложения	Выплата кредита (основного долга)	Чистый доход (CF)		Чистый дисконт. доход (CF)	
										годовой	накопленный	годовой	накопленный
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2015	0	0		0	0	7 987 291 001	7 987 291 001	0	935 771 011	7 051 519 990	7 051 519 990	7 051 519 990	7 051 519 990
2016	1 594 334 777	1 239 449 716		203 159 288	329 470 366		532 629 654	4 917 468 150	1 066 778 952	-5 451 617 449	1 599 902 542	-4 740 536 912	2 310 983 078
2017	4 671 511 754	3 308 732 284		928 726 054	658 940 732		1 587 666 787	4 917 468 150	1 216 128 006	-4 545 929 369	-2 946 026 827	-3 437 375 704	-1 126 392 626
2018	7 696 452 995	5 338 076 686		1 644 454 764	988 411 098		2 632 865 862	4 917 468 150	1 386 385 926	-3 670 988 214	-6 617 015 042	-2 413 734 340	-3 540 126 966
2019	10 578 819 422	7 277 115 766		2 318 367 881	1 317 881 464		3 636 249 345	4 917 468 150	1 580 479 956	-2 861 698 761	-9 478 713 802	-1 636 185 554	-5 176 312 520
2020	12 909 511 699	8 830 480 731		2 875 630 722	1 581 457 757		4 457 088 479	3 933 974 520	1 801 747 150	-1 278 633 191	-10 757 346 993	-635 706 675	-5 812 019 196
2021	13 420 945 428	9 092 563 630		3 075 111 386	1 581 457 757		4 656 569 143	0	0	4 656 569 143	-6 100 777 850	2 013 163 343	-3 798 855 853
2022	12 886 889 935	8 772 907 356		2 903 592 010	1 581 457 757		4 485 049 767	0	0	4 485 049 767	-1 615 728 083	1 686 096 333	-2 112 759 519
2023	12 371 261 031	8 465 226 339		2 737 233 700	1 581 457 757		4 318 691 457	0	0	4 318 691 457	2 702 963 374	1 411 787 898	-700 971 621
2024	11 873 537 500	8 169 146 864		2 575 918 455	1 581 457 757		4 157 376 212	0	0	4 157 376 212	6 860 339 587	1 181 785 790	480 814 168
2025	11 393 208 705	7 884 303 917		2 419 529 777	1 581 457 757		4 000 987 534	0		4 000 987 534	10 861 327 121	988 982 928	1 469 797 096
2026	10 929 774 510	7 610 341 088		2 267 952 685	1 581 457 757		3 849 410 442	0		3 849 410 442	14 710 737 563	827 404 686	2 297 201 782
2027	10 482 745 197	7 346 910 469		2 121 073 729	1 581 457 757		3 702 531 486	0		3 702 531 486	18 413 269 049	692 029 609	2 989 231 391
2028	10 051 641 375	7 093 672 555		1 978 781 003	1 581 457 757		3 560 238 760	0		3 560 238 760	21 973 507 809	578 638 331	3 567 869 722
2029	9 635 993 897	6 850 296 137		1 840 964 156	1 581 457 757		3 422 421 913	0		3 422 421 913	25 395 929 722	483 686 296	4 051 556 018
2030	9 235 343 764	6 591 870 856		1 726 751 537	1 556 870 416		3 283 621 953	0		3 283 621 953	28 679 551 675	403 539 030	4 455 095 047
2031	8 849 242 025	6 037 786 090		1 855 339 279	1 227 400 050		3 082 739 329	0		3 082 739 329	31 762 291 004	329 436 229	4 784 531 276
2032	8 477 249 683	5 492 617 902		1 988 081 278	897 929 684		2 886 010 962	0		2 886 010 962	34 648 301 966	268 185 128	5 052 716 404
2033	7 834 774 774	4 800 965 231		2 021 624 809	568 459 318		2 590 084 127	0		2 590 084 127	37 238 386 094	209 292 056	5 262 008 460
2034	6 989 662 514	4 008 690 148		1 973 642 936	243 906 420		2 217 549 356	0		2 217 549 356	39 455 935 450	155 816 817	5 417 825 277
2035	6 256 727 304	3 359 909 800		1 902 026 294	0		1 902 026 294	0		1 902 026 294	41 357 961 744	116 214 337	5 534 039 614
2036	5 618 241 057	3 007 880 959		1 672 860 369	0		1 672 860 369	0		1 672 860 369	43 030 822 113	88 880 205	5 622 919 818
2037	5 059 685 098	2 700 514 920		1 471 908 433	0		1 471 908 433	0		1 471 908 433	44 502 730 546	68 003 037	5 690 922 855
2038	4 569 103 133	2 431 081 448		1 294 989 639	0		1 294 989 639	0		1 294 989 639	45 797 720 185	52 025 464	5 742 948 319
2039	4 136 596 821	2 194 015 139		1 138 637 636	0		1 138 637 636	0		1 138 637 636	46 936 357 821	39 777 489	5 782 725 808
2040	3 753 930 007	1 984 690 341		999 964 023	0		999 964 023	0		999 964 023	47 936 321 844	30 376 544	5 813 102 353
2041	3 414 216 363	1 799 243 695		876 550 425	0		876 550 425	0		876 550 425	48 812 872 269	23 154 375	5 836 256 727
2042	3 111 671 416	1 634 433 418		766 362 689	0		766 362 689	0		766 362 689	49 579 234 958	17 603 242	5 853 859 969
2043	2 841 414 598	1 487 527 095		667 682 293	0		667 682 293	0		667 682 293	50 246 917 251	13 336 146	5 867 196 115
2044	2 599 310 404	1 356 211 734		579 051 227	0		579 051 227	0		579 051 227	50 825 968 478	10 057 259	5 877 253 373
2045	2 381 840 269	1 238 521 290		499 227 474	0		499 227 474	0		499 227 474	51 325 195 952	7 539 860	5 884 793 233
2046	2 185 998 717	1 132 777 982		427 148 878	0		427 148 878	0		427 148 878	51 752 344 830	5 609 785	5 890 403 018
2047	2 009 208 804	1 037 544 563		361 903 683	0		361 903 683	0		361 903 683	52 114 248 513	4 132 969	5 894 535 987
2048	1 849 252 939	951 585 304		302 706 399	0		302 706 399	0		302 706 399	52 416 954 912	3 006 027	5 897 542 014
2049	1 704 216 057	873 833 976		248 877 956	0		248 877 956	0		248 877 956	52 665 832 867	2 149 116	5 899 691 130
2050	1 572 438 739	803 367 467		199 829 308	0		199 829 308	0		199 829 308	52 865 662 175	1 500 496	5 901 191 626
2051	1 452 478 372	739 383 941		155 047 836	0		155 047 836	0		155 047 836	53 020 710 011	1 012 380	5 902 204 005
2052	1 343 076 869	681 184 695		114 086 030	0		114 086 030	0		114 086 030	53 134 796 041	647 757	5 902 851 763

……

Таблица 15. Обоснование добычи нефти и объема буровых работ							
ПЛАСТ	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020
1. ДОБ.НЕФТИ,ВСЕГО,Т		0	179 200	523 475	859 806	1 178 172	1 433 290
2. В Т.Ч.ИЗ:ПЕРЕХ.СКВ.		0	0	344 275	680 606	998 972	1 289 930
3. НОВЫХ СКВ.		0	179 200	179 200	179 200	179 200	143 360
4. МЕХ.СКВ.		0	143 360	418 780	687 844	942 538	1 146 632
5. ВВОД НОВЫХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВ,ВСЕГО		0	35	35	35	35	28
6. В Т.Ч. : ИЗ ЭКСПЛ.БУР.		0	35	35	35	35	28
7. ИЗ РАЗВ.БУР.							
8. ПЕРЕВОДОМ С ДР.ОБЪЕКТОВ.							
9. СРЕДНЕС.ДЕБИТ НЕФТИ НОВ.СКВ.		0,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
10.СР.Ч.ДНЕЙ РАБ.НОВ.СКВ		0	160	160	160	160	160
11.СРЕД.ГЛУБ.НОВ.СКВ.,М		0	2 900	2 900	2 900	2 900	2 900
12.ЭКСП.БУР.,ВСЕГО,ТЫС.М		0	101 500	101 500	101 500	101 500	81 200
13.В Т.Ч.ДОБЫВАЮЩИХ СКВ.		0	76 125	76 125	76 125	76 125	60 900
14.В Т.Ч.НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВ.		0	25 375	25 375	25 375	25 375	20 300
15.РАСЧЕТ.ВРЕМЯ РАБОТЫ ПЕРЕШ.СКВ.		0	0	332	332	332	332
16.ДОБ.НЕФТИ ИЗ НОВ.С.ПРЕД.Г		0	0	372 008	372 008	372 008	372 008
17.ДОБЫЧА НЕФТИ ИЗ ПЕР.С.ПРЕД.Г		0	0	0	344 275	680 606	998 972
18.СУММАРНАЯ.ДОБ.Н.ИЗ ПЕР.С.ДАН.Г.		0	0	372 008	716 283	1 052 614	1 370 980
19.ОЖИД.ДОБ.Н.ИЗ ПЕР.СКВ.ПРЕД.Г.		0	0	344 275	680 606	998 972	1 289 930
20.ПАДЕНИЕ ДОБ.Н.,ТЫС.Т.		0	0	-27 733	-35 678	-53 642	-81 050
21.ПРОЦЕНТ ПАДЕНИЯ ДОБ.Н		0,0%	0,0%	-8,1%	-5,2%	-5,4%	-6,3%
22.МОЩНОСТЬ НОВ.С.,МЛН.Т		0,00	0,00	0,37	0,37	0,37	0,30
23.ВЫБЫТИЕ ДОБ.С.,ВСЕГО		0	0	0	0	0	0
24.В ТОМ Ч. ПОД ЗАКАЧКУ							
25.ФОНД ДОБ.С.НА КОНЕЦ Г		0	35	70	105	140	168
26.В ТОМ Ч.НАГН.В ОТРАБ.							
27.ДЕЙСТ.Ф.ДОБ.С.НА К.Г.		0	32	64	96	127	153
28.ПЕР.СКВ.НА МЕХ.ДОБ.		0	0	18	26	31	33
29.ФОНД МЕХ.С.НА КОН.Г.		0	0	18	44	74	107
30.ВВОД НАГНЕТ.СКВ.,ШТ.		0	9	9	9	9	7
31.ВЫБЫТИЕ НАГН.СКВ.							
32.ФОНД НАГН.С.НА КОН.Г.		0	9	18	27	36	44
33.ДЕЙСТВУЮЩИЙ ФОНД НАГ.СКВ.		0	8	17	25	33	40
34.ФОНД. ВВЕД. РЕЗЕРВ. СКВ.НА К.Г.							
35.СР.ДЕБИТ ДЕЙСТ. СКВ. ПО ЖИДК.,Т/СУТ.		0,0	34,2	34,3	34,4	34,6	34,7
36.СР.ДЕБИТ ПЕРЕХ. СКВ. ПО ЖИДК.,Т/СУТ.		0,0	0,0	34,2	34,3	34,4	34,6
37.СР.ДЕБИТ НОВОЙ. СКВ. ПО ЖИДК.,Т/СУТ.		0,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0
38.СР.ОБВ.ПРОД.ДЕЙСТ.ФОНДА.СКВ.%		0,00	0,06	0,11	0,13	0,15	0,19
39.СР.ОБВ.ПРОД.ПЕРЕХ.СКВ.%		0,13	0,13	0,13	0,15	0,17	0,20
40.СР.ОБВ.ПРОД.НОВЫХ.СКВ.%		6%	6%	6%	6%	6%	6%
41.СР.ДЕБИТ ДЕЙСТ. СКВ. ПО НЕФТИ,Т/СУТ.		0,0	32,0	30,4	29,8	29,1	28,1
42.СР.ДЕБИТ ПЕРЕХ. СКВ. ПО НЕФТИ,Т/СУТ.		0,0	0,0	29,6	29,3	28,6	27,7
43.СР.ПРИЕМ.НАГН.СКВ.М3/СУТ.		0,0	0,0	157,4	175,4	184,0	192,2
44.ДОБ.ЖИДК.ВСЕГО,ТЫС.Т		0	190 638	588 370	988 786	1 391 903	1 759 609
45. ТО ЖЕ ИЗ ПЕРЕШ.СКВ.ТЫС.Т		0	0	397 732	798 148	1 201 265	1 607 098
46. ТО ЖЕ ИЗ НОВЫХ СКВ.ТЫС.Т		0	190 638	190 638	190 638	190 638	152 511
47. ТО ЖЕ МЕХ.СПОС.ТЫС.Т		0	0	147 093	411 994	739 449	1 122 667
48.ДОБ.ЖИДК.С НАЧ.РАЗР.ТЫС.Т.		0	190 638	779 009	1 767 795	3 159 698	4 919 307
49.ДОБ.НЕФ.С НАЧ.РАЗР.ТЫС.Т		0	179 200	702 675	1 562 481	2 740 653	4 173 942
50.КОЭФФ. НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ Д.ЕД.		0,00	0,00	0,01	0,02	0,03	0,04
51.ОТБОР ОТ УТВ.ИЗВЛ.ЗАПАСОВ %		0,0%	0,5%	2,0%	4,4%	7,7%	11,8%
52.ТЕМП ОТБ.НАЧ.УТВ.ИЗВ.ЗАПАСОВ %		0,0%	0,5%	1,5%	2,4%	3,3%	4,0%
53.ТЕМП ОТБ.ТЕК.УТВ.ИЗВ.ЗАПАСОВ %		0,0%	0,5%	1,5%	2,5%	3,5%	4,4%
54.ЗАКАЧКА РАБ.РЕАГЕНТА,ТЫС.М3		0	284 352	865 901	1 447 317	2 024 656	2 537 333
55.ЗАКАЧКА . С НАЧ. РАЗРАБ. ТЫС.М3.		0	284 352	1 150 253	2 597 570	4 622 226	7 159 559
56.КОМП.ТЕКУЩАЯ %		112,0%	112,0%	112,0%	112,0%	112,0%	112,0%
57.КОМП.НАКОПЛЕННАЯ%		0,0%	101,5%	101,8%	101,9%	102,0%	102,2%

Алгоритм расчета финансовых показателей, используемых для построения мультипликаторов

№ стро-	Показатель	Американский термин	Формула
1	Выручка	Sales = Revenue	
2	Себестоимость реализации		
2а	Включая амортизацию		
3	Валовая прибыль (Маржа 1)	Gross (profit) margin	= (1}-(2) + (2 а)
4	Коммерческие и общефирменные расходы		
5	Прочие операционные расходы		
6	Прочие операционные доходы		
7	Прибыль от реализации (Маржа 2)	Sales Margin	= Маржа 1 – (4) – (5) – (6)
8	Прочие внереализационные расходы		
9	Прочие внереализационные доходы		
10	Прибыль до уплаты налогов, процентов амортизации	EBITDA	= Маржа 2 – (8) – (9)
11	Амортизация		
12	Операционная маржа = Прибыль до уплаты налогов и процен-	Operating (profit) margin (EBIT)	= Маржа 3 – (2а)
13	Проценты к получению		
14	Проценты к уплате		
15	Прибыль до налогообложения (Маржа 5)	Earnings before tax	= Маржа 4 -(13) -(14)
16	Налог на прибыль		
17	Чистая прибыль (Маржа 6)	Net Income (NI) = Earnings (E) = Net	= Маржа 5 -(16)
18	Дивиденды	Dividends (D)	
19	Денежная чистая прибыль	Cash earnings	= Маржа 6 + (2 а)
20	Увеличение оборотного капитала		
21	Чистый денежный поток от операционной деятельности	Free operating cash How (FOCF)	= Маржа 4 + (2 а) – (20)
22	Капиталовложения		
23	Денежный поток компании (до учета расчетов по кредитам)	Free cash flow to the firm (FCFF)	= (21) -(22)
24	Выплата/получение основной суммы долга		
25	Чистый денежный поток акционеров (с учетом кредитования)	Free cash flow to equity (FCFE)	= (23) + (13)-(14) -(24)

Источник: http://finapex.ru/information/multipliers/194-multiplier

Алгоритм расчета капитальных затрат

Бурение скважин:

$Кскв_j = Кскв \times Nскв_i \times C_i$,

Где ,

Кскв - стоимость бурения скважины (добывающей, нагнетательной, резервной и др.), млн.руб.;

Nскві - ввод скважин (добываюших, нагнетательных, резервных и др.) из бурения в году i, скв;

C_i - коэффициент инфляции года i;

i - индекс текущего года.

Итого капитальных вложений в бурение скважин за период:

$$K_{бур} = \sum_{i=1}^{T} Кскв_i$$

Где T - продолжительность периода расчета (5, 10, 15 и т.д. лет, весь срок), годы.

Промысловое обустройство:

$Ко_i = (Кн + Кст + Кат + Кэс + Кпв + Кбо + Кад) \times Nдоб_i \times C_i$,

где

Кн - удельные капитальные вложения в оборудование предприятий нефтедобычи, не входящее в сметы строек, млн.руб/доб.скв.;

Кст - удельные капитальные вложения в сбор и транспорт нефти и газа, млн.руб/доб.скв.;

Кат - удельные капитальные вложения в автоматизацию и телемеханизацию, млн.руб/доб.скв.;

Кэс - удельные капитальные вложения в электроснабжение и связь, млн.руб/доб.скв.;

Кпв - удельные капитальные вложения в промводоснабжение, млн.руб/доб.скв.;

Кбо - удельные капитальные вложения в базы производственного обслуживания млн.руб/доб.скв.;

Кад - удельные капитальные вложения в строительство дорог, млн.руб/доб.скв.;

$Nдоб_i$ - ввод добывающих скважин из бурения в году i.

Оборудование для прочих организаций, не входящее в сметы строек:

$Кпр_i = Кн \times Nдоб_i \times al$,

где

al - доля затрат для прочих организаций, доли ед.

Заводнение нефтяных пластов:

$Кзав_i = Кзав \times Nн_i \times C_i$,

где

Кзав - удельные капитальные вложения в заводнение нефтяных пластов, млн.руб/нагн.скв.;

$Nн_i$ - ввод нагнетательных скважин в году i, скв.

Технологическая подготовка нефти:

$Ктп_i = Ктп \times Q_i \times C_i$,

где

Ктп - удельные капитальные вложения в технолог-ю подготовку нефти (обез-е и обессоливание), тыс.руб./т;

Qi - прирост добычи нефти в году i, тыс.т.

Очистные сооружения:

$Коч_i = Коч \times Qв_i \times C_i$,

где

Коч - удельные капитальные вложения в очистные сооружения, тыс.руб/м^3 вводимой суточной мощности;

$Qв_i$ - вводимая мощность по очистке в году i, тыс.м^3/сут.

Оборудование для методов увеличения нефтеизвлечения:

$Кмун_i$ = Кмун x $Nмун_i$ x C_i,

где

Кмун - стоимость спецоборудования для закачки рабочего агента, млн.руб.;

Nмуні - ввод специальных установок для закачки рабочего агента в году і, шт.

Прочие объекты и затраты:

Кпі = (Коі + Кзаві + Ктпі + Кочі + Кмуні - Кн х Кдобі) х а2

где

а2 - доля затрат в прочие объекты в промысловое обустройство, доли ед.

Итого капитальных вложений в промысловое обустройство:

Кпоі = Коі + Кпрі + Кзаві + Ктпі + Кочі + Кмуні + Кпі

Капитальные вложения в природоохранные мероприятия:

Кохрі = (Кбурі + Кпоі) х а3 ,

где

а3 - доля затрат в природоохранные мероприятия в суммарных капиталовложениях, доли ед.

Всего капитальных вложений:

Ксумі = Кбурі + Кпоі + Кохрі.

Всего капитальных вложений за период:

$$Ксум = \sum_{i=1}^{T} Ксум_i \quad .$$

Источник:

РД 153-39-007-96

http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/9/9243/

Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

http://meganorm.ru/Data2/1/4293842/4293842312.htm#i76685

Алгоритм расчета эксплуатационных затрат

Обслуживание нефтяных скважин (включая общепроизводственные затраты):

Тобі = Тоб х Nді х Сі ,

где

Тоб - затраты по обслуживанию действующего фонда нефтяных скважин, млн.руб/скв-год;

Nді - действующий фонд нефтяных скважин в году і, скв.

Обслуживание нагнетательных скважин:

Тнагі = Тнаг х Nнагі х Сі ,

где Тнаг - затраты по обслуживанию действующего фонда нагнетательных скважин млн.руб/скв-год;

Nнагі - действующий фонд нагнетательных скважин в году і, скв.

Сбор и транспорт нефти и газа:

Тсбті = Тсбт х Qжі х Сі,

где

Тсбт - затраты по сбору и транспорту нефти и газа, тыс.руб/т жид.;

Qжі - добыча жидкости из пласта в году і, тыс.т.

Технологическая подготовка нефти:

Ттпі = Ттп х Ожпі х Сі,

где

Ттп - затраты по технологической подготовке нефти, тыс.руб/т жид.;

Ожпі - объем добытой жидкости, идущей на технологическую подготовку в году і, тыс.т.

Энергетические затраты на извлечение жидкости:

Тэниі = Вмех х СкВт·ч х Qмехі х Сі ,

где

Вмех - удельный расход электроэнергии при добыче жидкости мехспособом, кВт·ч/т жид.;

СкВт·ч - стоимость 1 кВт-часа электроэнергии, тыс.руб.;

Qмехі - добыча жидкости мехспособом в году і, тыс.т.

Энергетические затраты на закачку воды:

Тэнзі = (Взак х СкВт·ч + Св) х Qзакі х Сі,

где

Взак - удельный расход электроэнергии при закачке воды, кВт·ч/м3;

Св - стоимость воды, тыс.руб/м3;

Qзакі - объем закачиваемой воды в году і, тыс.м3.

Затраты на применение МУН:

Тмуні = Тмун х Рмуні х Сі,

где

Тмун - стоимость закачки реагента или скв-опер;

Рмуні - объем закачиваемого реагента (кол-во скв-опер).

Итого текущих затрат (без налогов и платежей):

Ті = Тобі + Тнагі + Тсбті + Ттпі + Тэниі + Тэнзі + Тремі + Тмуні,

где

Тремі - ремонтный фонд в году i, млн.руб.

Источник:

РД 153-39-007-96

http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/9/9243/

Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

http://meganorm.ru/Data2/1/4293842/4293842312.htm#i76685

Алгоритм расчета добычи нефти (госплановская форма)

http://www.ecfor.ru/pdf.php?id=books/ksen01/gl211

Объем добычи нефти в каждом году может быть разложен на две составляющие Q1(t) - добыча нефти на новых скважинах (скважинах, введенных в эксплуатацию в том же году) и Q2(t) - до-быча нефти на переходящем фонде скважин (скважинах, введенных в эксплуатацию в предшествующие годы), т.е.

$$Q(t) = Q1(t) + Q2(t).$$

$$Q1(t) = N1(t)*d1(t)*T1(t) = [V(t) / l(t)]*k1(t)*d1(t)*T1(t),$$

где Q1(t) - добыча нефти на новых скважинах,
V(t) - объем эксплуатационного бурения года t;
l(t) - средняя глубина скважины в эксплуатационном бурении;
N0(t) = V(t) / l(t) - число скважин, законченных бурением;
N1(t) - ввод новых скважин в эксплуатацию;
k1(t) = N1(t) / N0(t) – коэффициент «бурение-ввод», т.е. параметр перехо-да от числа скважин, законченных бурением, к числу скважин, введенных в эксплуатацию;
d1(t) – средний дебит новых скважин;
T1(t) – средняя продолжительность периода эксплуатации новых сква-жин в год их ввода.

Таким образом первая составляющая годового объема нефтедобычи оп-ределяется масштабами инвестиционной деятельности, характеристиками раз-рабатываемых месторождений, технологическим уровнем и мерой внутренней согласованности различных элементов инвестиционного процесса.

Второй составляющей годового объема нефтедобычи является объем до-бычи нефти на переходящем фонде скважин, фонде старых (в противополож-ность новым) скважин. Его динамика определяется действием как природных факторов (темп естественного убывания производительности скважин по мере исчерпания запасов разрабатываемых месторожде-ний), так и факторов эконо-мических (политика разработки месторождений, эффективность эксплуатации накопленного фонда скважин).

Динамика добычи нефти на переходящем фонде скважин характеризует-ся коэффициентом изменения добычи (q1):

$$q1(t) = Q2(t) / Q(t-1).$$

Переходящий фонд скважин (фонд старых скважин) не является одно-родным с точки зрения тенденции изменения объемов добычи по сравнению с предыдущим годом. Скважинам, введенным в предыдущем году и имеющим в год их ввода среднюю продолжительность периода их эксплуатации сущест-венно (в 2-2,5 раза) меньше календарного фонда времени, соответствует коэффициент изменения добычи существенно больше единицы (объем добычи рас-тет за счет роста продолжительности времени эксплуатации этой категории скважин более чем в 2 раза по сравнению с годом их ввода). Скважинам, вве-денным в эксплуатацию более года назад, соответствует (при прочих равных условиях) коэффициент изменения добычи меньше единицы как следствие –естественной‖ тенденцией к снижению производительности. В соответствии с этим представляется целесообразным выделить в переходящем фонде скважин две части в зависимости от сроков их ввода в эксплуатацию:

- –новые‖ старые скважины, т.е. скважины, впервые введенные в экс-плуатацию в предыдущем году;
- –старые‖ старые скважины, т.е. скважины, впервые введенные в экс-плуатацию два и более лет назад.

Добыча нефти в текущем году из «новых» скважин переходящего фонда по существу определяется вводом добывающих мощностей в году t-1. Она мо-жет быть определена путем умножения добычи из новых скважин года t-1 на поправочные коэффициенты, отражающие возможное увеличение (или сниже-ние) дебита новых скважин на следующий год после ввода т.е. изменение су-точной производительности, а также изменение календарного фонда времени работы этих скважин. Второй коэффициент равен соотношению числа дней ра-боты ста- рых и новых скважин в течение года. Его значение колеблется в преде-лах 2.2-2.5, т.е. ввод мощностей превышает добычу из новых скважин более чем в два раза.

Расчет добычи нефти по –новым‖ скважинам переходящего фонда (по той части переходящего фонда скважин, которой соответствует прирост добы-чи).

$$Q21(t) = Q1(t-1)*[T2(t) / T1(t-1)]*k2(t),$$

где Q21(t) - добыча нефти на –новых‖ скважинах переходящего фонда,

T1(t) - средняя продолжительность периода эксплуатации новых сква-жин,

T2(t) - средняя продолжительность периода эксплуатации старых сква-жин,

k2(t) - коэффициент изменения дебита новых скважин на следующий год после их ввода в эксплуатацию.

Соответственно, коэффициент изменения добычи на «новых» скважинах переходящего фонда может быть определен как

$$q21(t) = Q21(t) / Q1(t-1) = [T2(t) / T1(t-1)]*k2(t).$$

Коэффициент изменения добычи по переходящему фонду –старых‖ ста-рых скважин может быть определен как

$$q22(t) = Q22(t) / Q2(t-1),$$

где Q22(t) - объем добычи на переходящем фонде –старых‖ старых сква-жин,

$$Q22(t) = Q2(t) - Q21(t),$$

Q2(t-1) - объем добычи на старых скважинах в году t-1, т.е. объем добычи года t-1 на скважинах, введенных в эксплуатацию не позже года t-2.

Другие составляющие динамики добычи из старых скважин могут быть связаны с режимом использования производственного аппарата отрасли: (соот-ношением числа скважин, выбывающх из работающего фонда, и числа скважин, вводимых в эксплуатацию из простоя).

Выбывающие в простой скважины являются фактором дополнительного (по отношению к уровню, обусловленному действием совокупности природ-ных факторов) снижения объемов добычи по переходящему фонду –старых‖ скважин. Изменение экономической конъюнктуры может привести к их по-вторному вводу в эксплуатацию, что может стать фактором противодейст-вующим снижению добычи по переходящему фонду –старых‖ скважин.

В соответствии с этим желательно в явном виде выделить вклад изменения числа простаивающих скважин в ретроспективную динамику объемов добычи на переходящем фонде –старых‖ скважин. Соответствующие компоненты дина-мики добычи - снижение добычи в результате выбытия скважин из числа даю-щих нефть и прирост добычи за счет ввода сква- жин из бездействия - рассчиты-ваются с использованием параметров продолжительности эксплуатации и су-точной производительности скважин.

Очищенный коэффициент изменения добычи, т.е. коэффициент снижения добычи по скважинам, работающим на конец года t , которые работали также в течение всего предыдущего года, вычисляется на основе формулы разложения

добычи из –старых‖ старых скважин на компоненты, соответствующие различ-ным элементам баланса эксплуатационного фонда.

$$Q22(t)=Qh22(t)-Q221(t)+Q222(t)+Q223(t)$$

где Qh22(t) - гипотетическое значение объема добычи на переходящем фонде –старых‖ старых скважин, соответствующее предположению сохранения фонда старых скважин, дававших нефть в предыдущем году,

Q221(t) - изменение добычи, связанное с выбытием скважин из работающего фонда. Выбытие скважин из работающего фонда включает прирост фонда простаивающих скважин и вывод скважин из числа действующих.

Q222(t) - прирост объема добычи, связанный с вводом скважин из бездей-ствия в году t .

Q223(t) - добыча из скважин, введенных из бездействия в году t-1 .

$$Q221(t)=W1(t) * [(d2(t)+2)/2] * T2(t)/2 \quad (1)$$

$$Q222(t)=N2(t) * d2(t) * T1(t) \quad (2)$$

$$Q223(t)=N2(t-1) * d2(t) * T2(t) \quad (3)$$

где W1(t) - выбытие скважин из числа дающих продукцию (работающего фонда),

N2(t) - число скважин, введенных из бездействия,

d2(t) - средний суточный дебит старых скважин,

T1(t) - средняя продолжительность периода эксплуатации новых сква-жин,

T2(t) - средняя продолжительность периода эксплуатации старых сква-жин,

T2(t)/2 - среднее время –неработы‖ в течение года скважин, выбывающих из числа дающих продукцию,

(d2(t)+2)/2 - средний дебит скважин, выбывающих из числа дающих про-дукцию.

Соответственно:

$$Qh22(t)=Q22(t)+Q221(t)-Q222(t)-Q223(t) \quad (4)$$

Тогда для того, чтобы элиминировать влияние изменений в составе пере-ходящего фонда –старых‖ старых скважин в рамках ретроспективного анализа, очищенный коэффициент падения добычи следует рассчитывать как

$$qh22(t) = Qh22(t) / [Q2(t-1) - Q222(t-1)].$$

В ретроспективном анализе Q1(t) и Q21(t) определяются –прямым сче-том‖, Qh22(t) на основе соотношения (4), а Q22(t) из балансового тождества

$$Q22(t) = Q(t) - Q1(t) - Q21(t).]$$

Добыча нефти на переходящем фонде скважин (скважинах, введенных в эксплуа- тацию в предшествующие годы), т.е.

Источник:

http://www.ecfor.ru/pdf.php?id=books/ksen01/gl211

http://www.sibniinp.ru/sibniinp/doc/leksii/leksii_mulyavin_SF.pdf

Расчет ставки НДПИ на нефть

С 01.01.2015-31.12.15 размер налоговой ставки 766 руб.т

$С_{ндпи}$= 766*Кц* Кв *Кз

Кц - *Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц),*
Кв - *Коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов (Кв)*
Кз - *Коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр (Кз),*

Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц), ежемесячно определяется налогоплательщиком самостоятельно путем умножения среднего за налоговый период уровня цен нефти сорта "Юралс", выраженного в долларах США, за баррель (Ц), уменьшенного на 15, на среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю и деления на 261:
Кц = (Ц - 15) х (Р/261)
Коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр (Кв).
В случае если степень выработанности запасов конкретного участка недр больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент Кв рассчитывается по формуле: **Кв = 3,8 - 3,5 х (N/V)**
где N - сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых за календарный год, предшествующий налоговому периоду, в котором происходит применение коэффициента Кв;
V - начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти (за исключением списания запасов добытой нефти и потерь при добыче) и определяемые как сумма запасов категорий А, В, С1 и С2 по конкретному участку недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2006 года.
В случае, если степень выработанности запасов конкретного участка недр превышает 1, коэффициент Кв принимается равным 0,3.
В иных случаях коэффициент Кв принимается равным 1.
Коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр (Кз),

В случае, если величина начальных извлекаемых запасов нефти (Vз) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности запасов (Свз) конкретного участка недр меньше или равна 0,05, коэффициент Кз рассчитывается по формуле:
Кз = 0,125 х Vз + 0,375,
где Vз - начальные извлекаемые запасы нефти в млн. тонн с точностью до 3-го знака после запятой, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти (за исключением списания запасов добытой нефти и потерь при добыче) и определяемые как сумма запасов категорий А, В, С1 и С2 по конкретному участку недр по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода.

.....

Период применения налоговой ставки	Размер налоговой ставки, руб./ тонна	Основание
с 01.01.2017	919	часть вторая Налогового кодекса РФ от 05.08.2000 N 117-ФЗ (в ред. Федерального закона от 24.11.2014 N 366-ФЗ)
01.01.2016 - 31.12.2016	857	часть вторая Налогового кодекса РФ от 05.08.2000 N 117-ФЗ (в ред. Федерального закона от 24.11.2014 N 366-ФЗ)
01.01.2015 - 31.12.2015	766	часть вторая Налогового кодекса РФ от 05.08.2000 N 117-ФЗ (в ред. Федерального закона от 24.11.2014 N 366-ФЗ)
01.01.2014 - 31.12.2014	493	часть вторая Налогового кодекса РФ от 05.08.2000 N 117-ФЗ (в ред. Федерального закона от 21.07.2011 N 258-ФЗ)
01.01.2013 - 31.12.2013	470	часть вторая Налогового кодекса РФ от 05.08.2000 N 117-ФЗ (в ред. Федерального закона от 21.07.2011 N 258-ФЗ)
01.01.2012 - 31.12.2012	446	часть вторая Налогового кодекса РФ от 05.08.2000 N 117-ФЗ (в ред. Федерального закона от 21.07.2011 N 258-ФЗ)
01.01.2007 - 31.12.2011	419	часть вторая Налогового кодекса РФ от 05.08.2000 N 117-ФЗ (в ред. Федерального закона от 27.07.2006 N 151-ФЗ)

Период	Средний уровень цен нефти сорта "Юралс", долл.США/ баррель (Ц)	Среднее значение курса доллара США (Р)	Значение коэффициента (Кц)	Размер налоговой ставки, руб./ тонна	Налоговая ставка с учетом коэффициента Кц, руб./ тонна	Основание (источник информации)
Апрель 2015	58,60	52,9336	8,8425	766	6773,355	"Российская газета", N 103, 15.05.2015; Письмо ФНС РФ от 18.05.2015 N ГД-4-3/8276@
Март 2015	54,19	60,2563	9,0477	766	6930,5382	"Российская газета", N 79, 15.04.2015; Письмо ФНС РФ от 22.04.2015 N ГД-4-3/6963@
Февраль 2015	57,31	64,6833	10,4856	766	8031,9696	"Российская газета", N 52, 13.03.2015; Письмо ФНС РФ от 17.03.2015 N ГД-4-3/4232@
Январь 2015	46,14	61,8773	7,3826	766	5655,0716	"Российская газета", N 30, 13.02.2015; Письмо ФНС России от 24.02.2015 N ГД-4-3/2823@
Декабрь 2014	60,90	55,5389	9,7672	493	4815,2296	"Российская газета", N 4, 15.01.2015; Письмо ФНС России от 20.01.2015 N ГД-4-3/504@

$$Кц = (58,6-15) * 52,9336/261 = 8,8425$$

$$С_{ндпи} = 766*Кц = 766*8,8425 = 6773,355$$

Источник:
http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_50642/

Расчет экспортной пошлины

.....

Цена на нефть сырую марки "Юралс" на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) долларов	ФОРМУЛА
$/т	
<109,5	$Ст_{нефть} = 0$
109,5-146	
146-182,5	
>182,5-2015г.	
>182,5-2016г.	$Ст_{нефть} = 0,36 \times (Ц_{нефть} - 182,5) + 29,2$
>182,5-2017г.	$Ст_{нефть} = 0,3 \times (Ц_{нефть} - 182,5) + 29,2$

http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_172668/

Цена мониторинга за период с 15 января по 13 февраля составила $49,98341 за баррель, или $364,9 за тонну.Таким образом, правительство РФ, скорее всего, установит пошлину на уровне $105,8 за тонну.

$$0,42*(364,9-182,5)+29,2 = 105,8$$

http://www.interfax.ru/business/424302

Расчет затрат на транспорт нефти

Тарифы на услуги по транспортировке нефтепродуктов по магистральным трубопроводам компании «Транснефть»

Показатели	руб/100т.км
декабрь 2001	9,25
декабрь 2002	10,46
декабрь 2003	11,44
декабрь 2004	12,65
декабрь 2005	15,22
декабрь 2006	16,73
декабрь 2007	18,04
декабрь 2008	23,85
декабрь 2009	29,31
декабрь 2010	38,57
декабрь 2011 (прогноз)	41,64

Несмотря на значительный рост тарифов в последние годы, они продолжают оставаться на относительно невысоком уровне по сравнению с тарифами других транспортных компаний. В частности, тарифы «Транснефти» в 2–3 раза ниже (в зависимости от направлений), чем тарифы РЖД. В отличие от зарубежных компаний расценки «Транснефти» (1,27 $/100 тlкм) также выглядят более привлекательно (словацкая TRANSPETROL и чешская MERGO –1,30 $/100 тlкм, «Укртранснафта» – 1,33 $/100 тlкм, канадская ENBRIDGE – 1,62 $/100 тlкм, «KazTransOil» – 2,25 $/100 тlкм).

http://www.vstoneft.ru/analit.php?number=224

В сентябре "Транснефть" попросила ФСТ повысить с 1 января 2015 г. тариф в среднем на 6,75% (90% от ожидаемого уровня инфляции потребительских цен в 2014 г. - 7,5%), а при поставках нефти по ВСТО через порт Козьмино и отводу Сковородино - Мохэ - на 7,5%, т. е. до 2237,08 руб. за 1 т. Служба монополию поддержала. Был подготовлен проект приказа ФСТ, но он не был подписан. Между тем инфляция в 2014 г. может оказаться "существенно больше" 8%, говорил в конце октября министр экономического развития Алексей Улюкаев.
http://www.interfax.ru/business/409606
Кроме того предлагается установить ставку сетевого тарифа на услуги "Транснефти" по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам по маршрутам от пунктов приема нефти ОАО "Сибнефтепровод" до портов Приморск и Усть-Луга. Ставка тарифа в размере 1695 руб. за 1 т без НДС определена из условия сбалансированности общего уровня роста тарифов на перекачку нефти в целом по системе магистральных нефтепроводов на уровне 5,4% (90% от ожидаемого уровня инфляции потребительских цен в 2015 г).

http://www.vedomosti.ru/business/news/2014/07/22/tarify-transnefti-v-2015-godu-mogut-vyrasti-na-54

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ

ПРИКАЗ
от 27 ноября 2014 г. N 275-э/1

ОБ УСТАНОВЛЕНИИ
ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ОАО "АК "ТРАНСНЕФТЬ" ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ
НЕФТИ ПО СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_179424/?frame=1#p49

СТАВКИ
ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ОАО "АК "ТРАНСНЕФТЬ" ПО ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ
ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ
руб/100т.км

1	ОАО "Сибнефтепровод"	9,2340
2	ОАО "Центрсибнефтепровод"	9,9037
3	ОАО "Транссибнефть"	11,5313
4	ООО "Транснефть-Восток"	16,5964
5	ООО "Транснефть-Дальний восток"	16,5964
6	ОАО "Уралсибнефтепровод"	14,4247
7	ОАО "Северо-Западные МН"	16,0301
8	ОАО "Транснефть-Верхняя Волга"	19,1275
9	ОАО "Приволжскнефтепровод"	15,0531
10	ОАО "МН "Дружба"	17,4430
11	ОАО "Черноморфранснефть"	24,0167
12	ОАО "Транснефть-Север"	29,8951
13	ООО "Транснефть-Балтика"	17,4688

Примечание: ставки тарифа являются предельными минимальными в случае оказания услуг по перекачке не организациями ОАО "АК Транснефть", указанными в приложении 1.

http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_179424/?frame=1#p49
http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_179424/
http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_179424/?frame=2#p102