

branap.

**Предложение о приобретении 100% капитала
ООО «НПО «Наногеология»**

Инвестиционное предложение

Январь 2017

Инвестиционное предложение

branan. Описание компании

- ООО «НПО «Наногеология» имеет 4 (четыре) лицензии на геологическое изучение участков, расположенных в Красноярском крае (Бурный, Катский, Нижневельминский) и в Республике Саха (Якутия) (Южно-Березовский)
- Оценка прогнозных ресурсов на участках:
 - нефть: 87,6 млн тонн по категории Д1 и 58,7 млн тонн по категории Д2*
 - природный газ: 124,4 млрд м3 по категории Д1 и 108,8 млрд м3 по категории Д2
- Срок действия лицензий – до 2017 года включительно с возможностью продления на срок до 3-ех лет
- Лицензии дают право на получение лицензии на добычу нефти и газа автоматически на праве первооткрывательства без проведения конкурсных процедур в случае открытия месторождений на участках; вероятность открытия месторождений составляет 99,9%
- Объем инвестиций, необходимых для открытия месторождений (доразведка, бурение поисковых скважин, получение лицензий на добычу УВС) – **96 млн долл.** (без учета НДС)

Предложение (вариант №1)

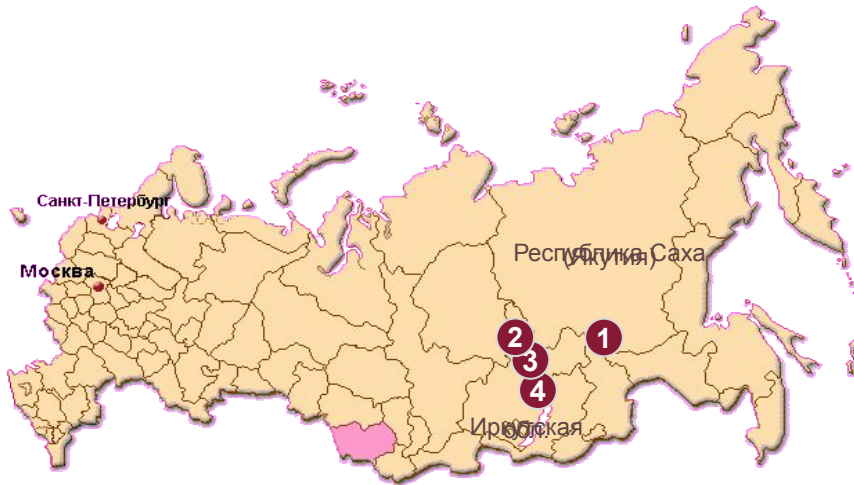
- Приобретение 100% в уставном капитале ООО «НПО «Наногеология» за 5,26 млн долл. США.
- Финансирование мероприятий по геологоразведке участков за счет средств инвестора

Предложение (вариант №2)

- Приобретение 75% в уставном капитале ООО «НПО «Наногеология» за 1,26 млн долл. США.
- Финансирование мероприятий по геологоразведке и разработке участков за счет средств инвестора

Характеристика лицензионных участков

- ООО «НПО «Наногеология» имеет 4 (четыре) лицензии на геологическое изучение участков, расположенных в Красноярском крае и в Республике Саха (Якутия); суммарная площадь участков – 11,8 тыс. км²
- Суммарные ресурсы нефти в категории Д1+Д2 оцениваются в объеме 146,3 млн тн., газа – 233,2 млрд м³
- Вероятность подтверждения запасов в ходе доразведки оценивается как крайне высокая (99,9%)*
- Современные технологии в среднем позволяют добыть **до 10%** запасов углеводородов указанных категорий: 1,3 млн тн. нефти и 0,6 млрд м³ природного газа в год
- Ожидается, что нефть на лицензионных участках по качеству аналогична нефти соседнего Куюмбинского месторождения (малосмолистая и обладает слабой коррозионной активностью) и может быть направлена на экспорт
- Основная компания, ведущая добычу УВС в регионе – ОАО «НК Роснефть», при этом по состоянию на 01.01.2012 г. более 96% участков недр уже были распределены



1	Республика Саха (Якутия)					
2	Южно-Березовский	1,1	0,3	1,6	6,0	20,0
3	Иркутская					
4	Красноярский край					
	Бурный	4,1	32,0	51,0	52,0	7,4

* - по данным ООО «НПО «Наногеология»; участки граничат с территориями, ресурсы нефти и газа которых уже учтены на гос. балансе (запасы нефти и конденсата в категории С1+С2 в 2011 г. – 2,284 млрд тн., газа – 4,54 трлн м³, извлекаемые запасы в категории С3 – 0,357 млрд тн. нефти и 0,35 трлн м³ газа), средний размер открытий в районе Бурного и Нижневель-минского участков превышает 14 млн тн. нефти, в районе Катского участка – более 80 млн тн. (категории С1+С2)

	ИТОГО	11,8	87,6	58,7	124,	108,
					4	8

Доступ к трубопроводной инфраструктуре

branan.

- Все участки, расположенные в Красноярском крае и в Республике Саха (Якутия) находятся в непосредственной близости от крупных нефте- и газопроводов, которые могут обеспечить транспортировку добываемого углеводородного сырья в полном объеме

Нефтепроводы



1 - Катский 2 - Бурный

- Нефтепровод «Куюмба-Тайшет» пропускной способностью 15 млн тн. в год планируется к вводу в эксплуатацию в 2016 году
- Нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (ВСТО) проходит от г. Тайшет до порта Козьмино, мощность – 30 млн тн. в год

Газопроводы



3 - Нижневельминский 4 - Южно-Березовский

- ОАО «Газпром» планирует масштабное строительство газопроводов в Красноярском крае
- «Сила Сибири» – совместный проект
- ОАО «Газпром» и CNPC (КНР), мощность газопровода предполагается в 60 млрд м3 в год (более подробно – см. Приложение)

branan.

Порядок получения прав на добычу углеводородного сырья

Лицензия на пользование недрами для геологического изучения недр с целью поисков и оценки месторождений углеводородного сырья

1 Разработка, согласование и утверждение программы поисково-оценочных работ

2 Переработка и переинтерпретация сейсморазведочных данных

3 Выполнение геохимических исследований

4 Выполнение сейсморазведочных работ

5 Выполнение электроразведочных работ

6 Строительство поисковых скважин*

Условия пользования недрами

7 Государственная экспертиза запасов

Проведение государственной экспертизы ГУ «ГКЗ», по результатам которой выносится **заключение**

Постановление Правительства РФ от 11 февраля 2013 г. № 101

8 Установление факта открытия месторождения

В Роснедра подается **заявка** о признании факта открытия месторождения (подтверждение первооткрывателя);
При установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых выдается **свидетельство** об установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых

Приказ МПР РФ от 11 ноября 2004 г. № 101/П
Порядке установления факта открытия месторождения

9 Получение права пользования участками недр

В Комиссию для рассмотрения заявок о предоставлении права пользования участками недр подается **заявка** на получение права пользования недрами при установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых на участке недр.

Приказ МПР РФ от 24 января 2005 г. № 23 «Об утверждении Порядка рассмотрения заявок на получение права пользования недрами при установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых...»

Лицензия на пользование недрами для добычи и разведки углеводородного сырья (по факту открытия месторождения)

Право пользования участком недр по факту открытия месторождения предоставляется без проведения аукциона

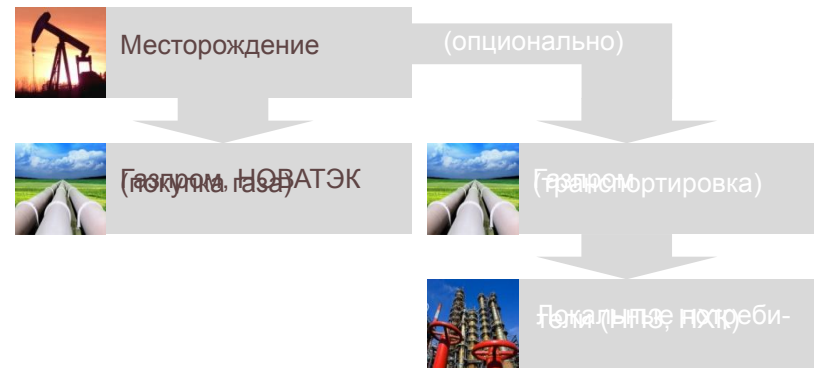
Бизнес-модель проекта

Нефть



- Предполагается, что продажа нефти будет совершаться крупным локальным потребителям, находящимся в непосредственной близости от месторождений*:
 - Нефтеперерабатывающим заводам (НПЗ)
 - Нефтехимическим компаниям (НХК)
- Транспортировка нефти будет осуществляться по нефтепроводу ОАО «АК «Транснефть» (ВСТО)
- Цена продажи нефти будет соответствовать внутрироссийским ценам на нефть марки Urals (за минусом стоимости прокачки и экспортной пошлины)

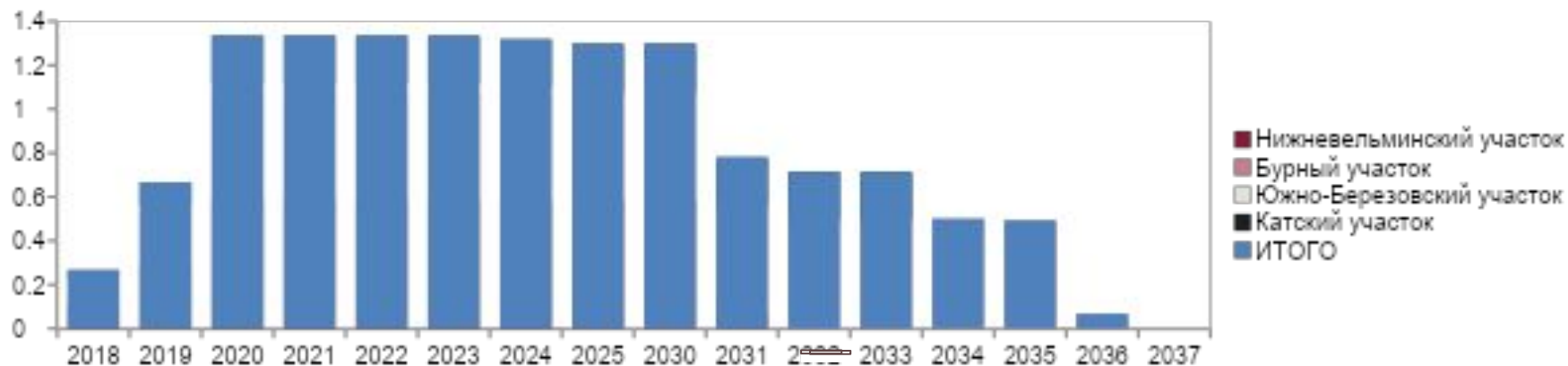
Природный газ



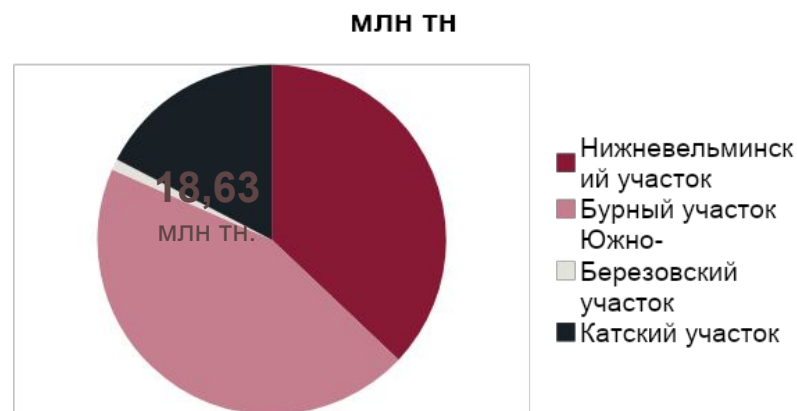
- Основной вариант – продажа добываемого газа ОАО «Газпром» или/и ОАО «НОВАТЭК» непосредственно с месторождения с дисконтом к цене покупки природного газа с месторождений Иркутской области и Республики Саха (Якутии)
- Альтернативный вариант – продажа природного газа крупным локальным потребителям, аналогично бизнес-модели продажи нефти*

Ожидаемый объем добычи нефти

Объем добычи нефти на месторождениях до 2037 года*, млн тн.



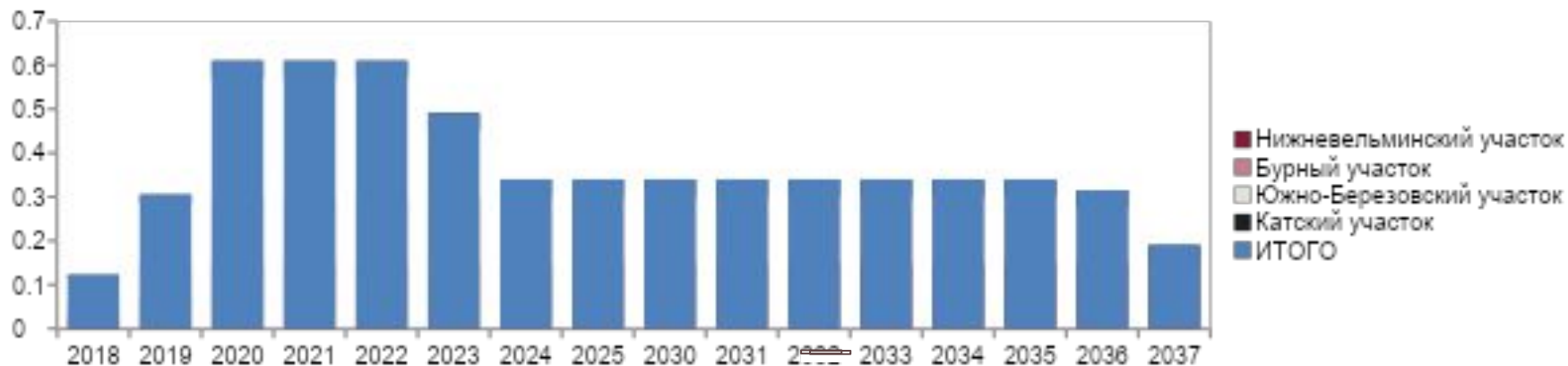
Объем извлекаемых запасов нефти, млн тн.



- Ожидается, что добыча нефти на всех четырех месторождениях начнется в 2018 году; выход на плановый объем добычи нефти (плато) будет производиться в течение 3 лет
- На протяжении 11 лет (2020-2030 гг.) объем добычи нефти на месторождениях будет стабилен (1,3 млн тонн нефти в год)
- Учитывая плановые объемы добычи ожидается, что извлекаемые запасы нефти по месторождениям будут полностью истощены к 2037 году

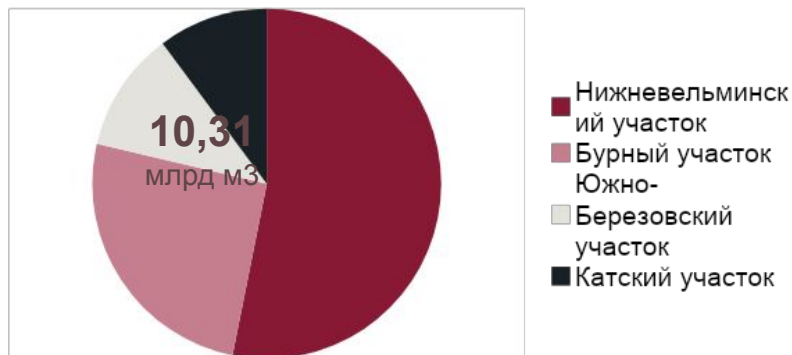
Ожидаемый объем добычи природного газа

Объем добычи природного газа на месторождениях до 2037 года*, млрд м3



Объем извлекаемых запасов газа, млрд м3

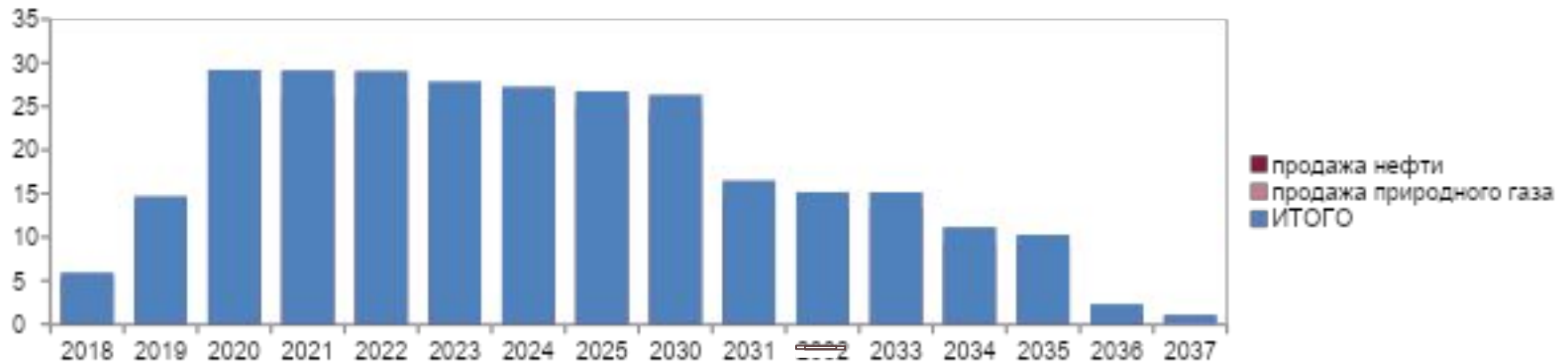
млрд м3



- Аналогично добыче нефти, ожидается, что добыча природного газа на всех четырех месторождениях начнется в 2018 году; выход на плановый объем добычи нефти (плато) будет производиться в течение 3 лет
- Максимальный объем добычи газа придется на 2020-2022 гг. (0,6 млрд м3 в год)

Прогноз доходов

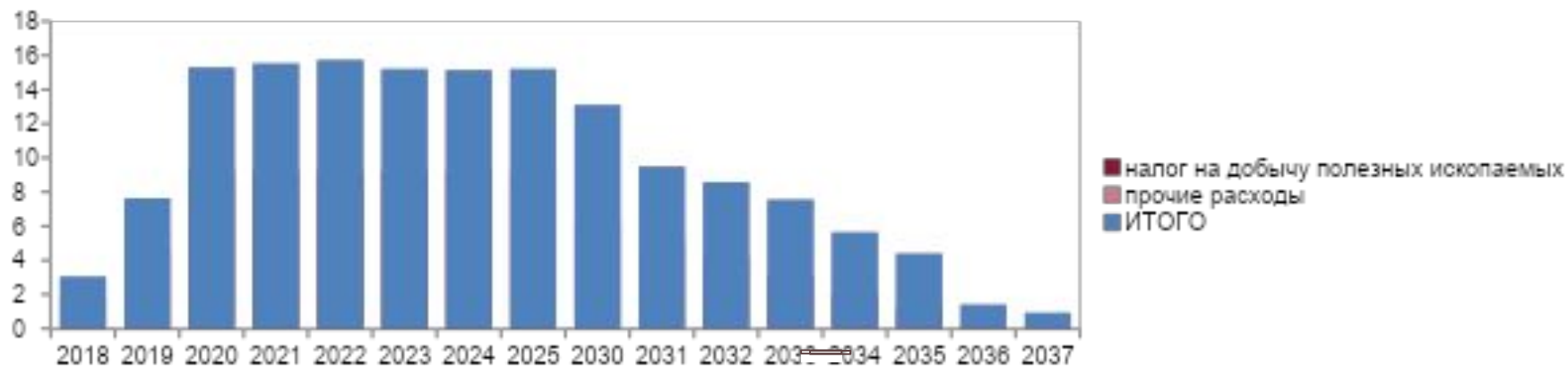
Выручка от реализации нефти и природного газа, млрд руб.



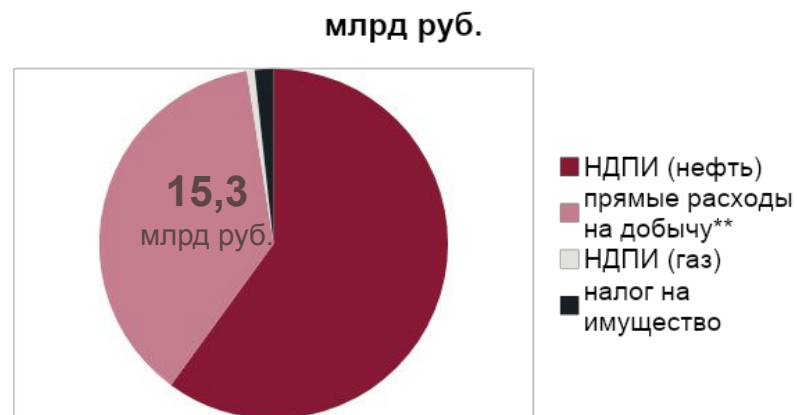
- Продажа нефти - основная статья доходов от эксплуатации месторождений, на долю которой приходится в среднем 90% всей выручки
- В связи выходом на проектную мощность добычи месторождений, в 2018-2020 гг. будет наблюдаться активный рост доходов от реализации нефти и природного газа
- Ожидаемое снижение выручки в 2023-2025 гг. связано с истощением запасов нефти и природного газа на Южно-Березовском участке (2023-2024 гг. – природный газ, 2024-2025 гг. – нефть)
- В период 2025-2030 гг. выручка от продажи нефти и природного газа будет относительно стабильна
- В период 2031-2036 гг. ожидается значительное снижение выручки по причине истощения запасов нефти и газа на Нижневельминском и Катском участках

Прогноз расходов

Операционные расходы по добыче нефти и природного газа (без учета амортизации), млрд руб.



Структура расходов (2020 г.)*, млрд руб.



- Динамика операционных расходов по большей части повторяет динамику доходов от реализации нефти и природного газа (основные статьи – НДПИ и эксплуатация скважин)
- Доля налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в среднем составляет 60-70% от суммарного объема операционных расходов

Капитальные инвестиции: без учета инвестиций в реновацию (1/2)

Вариант «Добыча нефти и природного газа»



Вариант «Добыча только нефти»

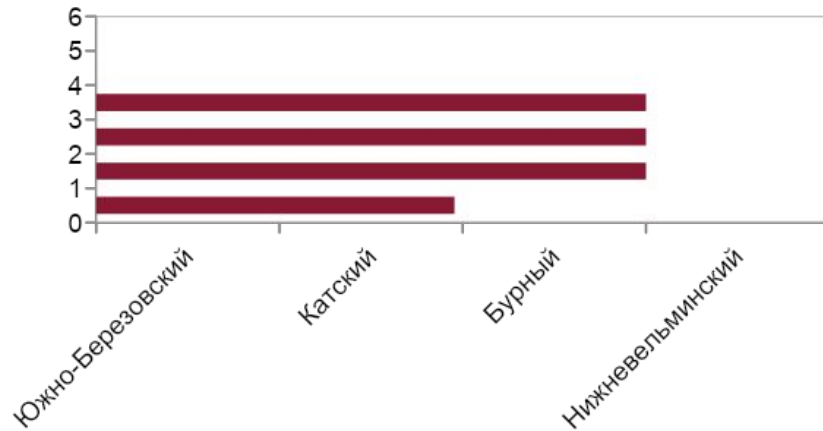


- При реализации варианта «Добыча только нефти» возможно снижение капитальных инвестиций на 2,1 млрд руб., или на 13,3%
- Основной статьей капитальных расходов являются расходы на освоение (разработку) месторождений:
 - 58% от суммарных расходов (вариант «Добыча нефти и природного газа»)
 - 52% от суммарных расходов (вариант «Добыча только нефти»)
- Наибольшая сумма инвестиций в обоих вариантах приходится на год начала эксплуатации месторождений (2018 год)

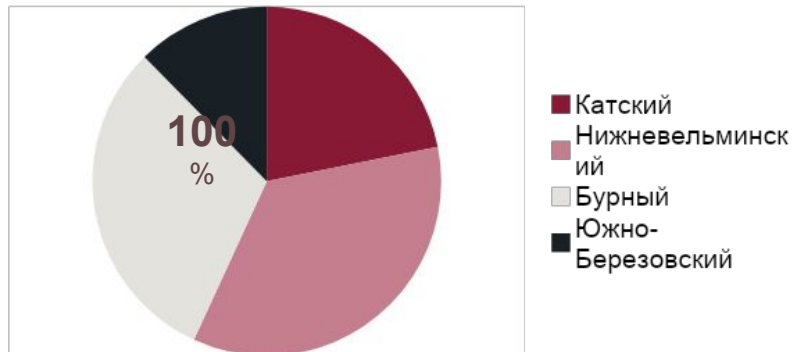
Капитальные инвестиции: без учета инвестиций в реновацию (2/2)

Вариант «Добыча нефти и природного газа»

млрд руб.*

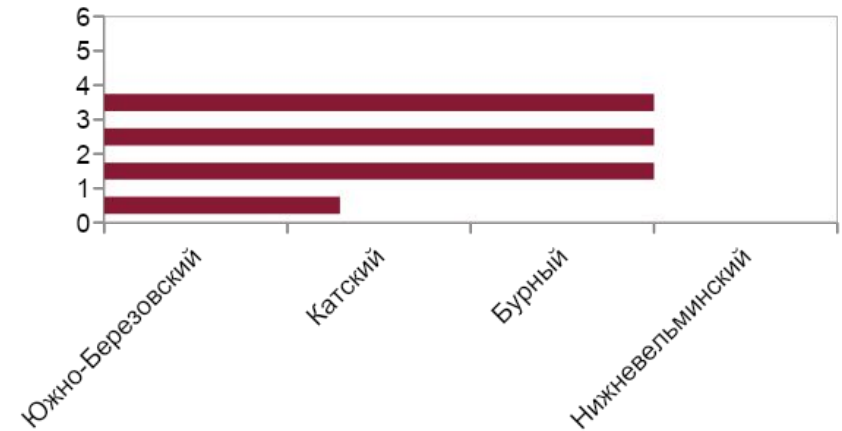


%

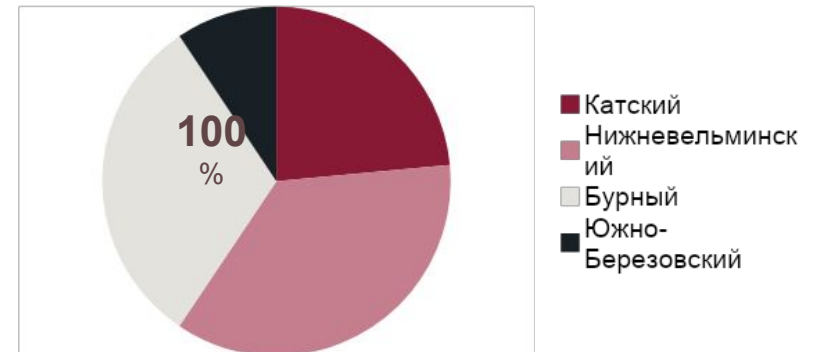


Вариант «Добыча только нефти»

млрд руб.*

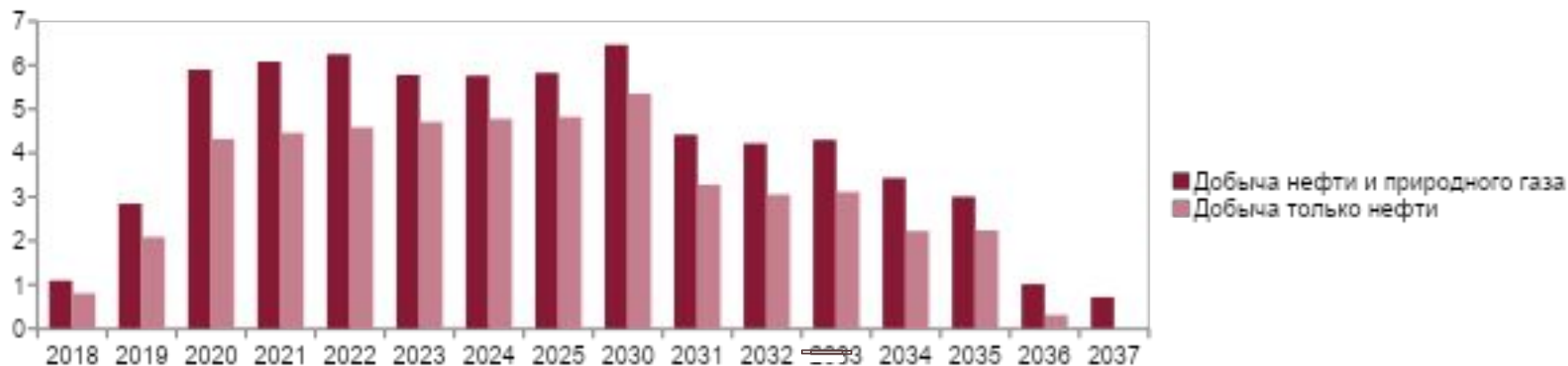


%



Капитальные инвестиции: инвестиции в реновацию

Объем инвестиций в реновацию (поддержание добывающих мощностей)*, млрд руб.



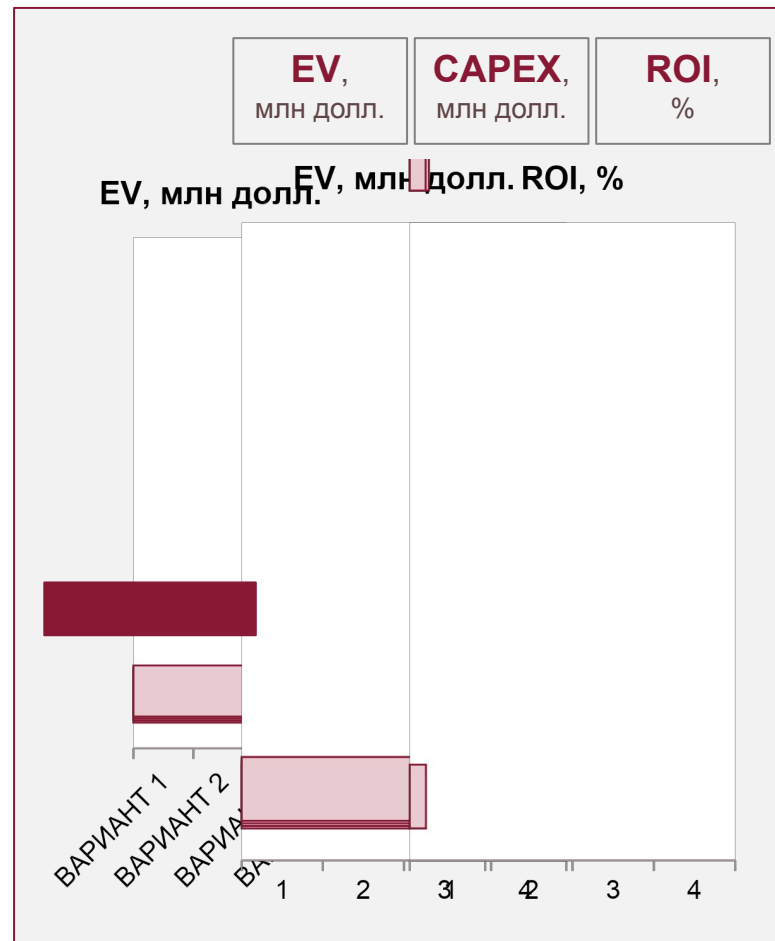
- Для поддержания добывающих мощностей потребуется ежегодно совершать инвестиции в реновацию оборудования (капитальный ремонт, обновление оборудования и проч.)
- Ожидается, что объем инвестиций в реновацию будет демонстрировать динамику, схожую с динамикой объема производства углеводородного сырья (УВС)
- Предполагается, что объем инвестиций в реновацию по варианту «Добыча только нефти» будет на 17% ниже объема инвестиций по варианту «Добыча природного газа и нефти»

Предполагаемые варианты участия инвестора в проекте

branap.

Возможны четыре варианта участия инвестора в проекте:

- **Вариант 1** (получение лицензии на добычу нефти и природного газа и выход инвестора до начала добычи, выход инвестора из проекта в 2018 году) – инвестор финансирует все расходы, связанные с получением лицензии на добычу нефти и газа, выходит из компании до начала эксплуатации месторождений
 - **Вариант 2** (получение лицензии на добычу и добыча нефти и природного газа) – инвестор финансирует все расходы, связанные с получением лицензии на добычу нефти и газа, обустройством месторождений, консолидирует денежные потоки от эксплуатации месторождений
 - **Вариант 3** (получение лицензии на добычу только нефти и выход инвестора до начала добычи, выход инвестора из проекта в 2018 году) – инвестор финансирует все расходы, связанные с получением лицензии на добычу только нефти, выходит из уставного капитала компании до начала эксплуатации месторождений
 - **Вариант 4** (получение лицензии на добычу и добыча только нефти) – инвестор финансирует все расходы, связанные с получением лицензии на добычу нефти и газа, обустройством месторождений, консолидирует денежные потоки от эксплуатации месторождений
- Наиболее оптимальным с точки зрения инвестирования является **ВАРИАНТ 3** (максимальный чистый доход инвестора и ROI при ставке дисконтирования в 18,2%)*



branap.

Исходные обозначения: CAPEX – капитальные инвестиции; ROI – рентабельность инвестиций

План-график реализации проекта

branap.

1. Геологоразведка

- интерпретация результатов СРР
- геохимические исследования
- сейсмологические исследования
- электроразведочные работы (ЗСБ)
- электроразведочные работы (ДНМЭ)
- прочие работы по доразведке
- бурение поисковых скважин

профинансировано

2. Получение лицензии на добычу

3. Обустройство месторождений

4. Добыча нефти и газа

 реализованный этап

 предстоящий этап

branap.

Основные риски по проекту

Риск	Последствия реализации риска	Вероятность наступления	Критичность для проекта	Контроль и управление риском
Риск продления и расширения санкций в отношении энергетического сектора России	Отсутствие возможности покупки и установки оборудования иностранного производства, заморозка работ по освоению месторождений			Поиск и выстраивание отношений с отечественными производителями нефтегазового оборудования
Падение курса национальной валюты	Покупка части оборудования производится в иностранной валюте, рост курса которой негативно сказывается на экономике проекта			Поиск и выстраивание отношений с отечественными производителями; хеджирование валютных рисков
Падение цен на энергоресурсы	Снижение цен на нефть и газ вызовет ухудшение экономики проекта			Заключение долгосрочных договоров поставки нефти и газа с фиксированными ценами
Техническая невозможность подключения к нефтепроводу «ВСТО»	Отсутствие доступа к ВСТО потребует поиска иных способов транспортировки нефти (ж/д, авто)			Глубокая проработка требований по присоединению к ВСТО, заключение предварительных соглашений с ОАО «Транснефть»
Техническая невозможность подключения к газопроводу «Сила Сибири»	Отсутствие доступа к газопроводу сделает невозможным продажу природного газа конечным потребителям			Глубокая проработка требований по присоединению к газопроводу, заключение предварительных соглашений с ОАО «Газпром»
Риск несоответствия фактических запасов УСВ ожидаемым прогнозам	Несоответствие фактических объемов добычи плановым, рост продолжительности окупаемости инвестиций			Проведение дополнительных экспертиз
Несоблюдение сроков запуска месторождений	Смещение денежных потоков на более поздние сроки, рост продолжительности окупаемости инвестиций			Составление плана строительства, мониторинг его точного выполнения
Презижение фактических операционных расходов над плановыми	Ухудшение экономики проекта, рост периода окупаемости инвестиций			Мониторинг операционных расходов, реализация мероприятий по их оптимизации



Условные обозначения:



— максимальная;



— выше среднего;



— средняя;



— низкая

Правовая информация и контакты

branan.

Настоящая презентация подготовлена Branap для потенциальных инвесторов ООО «НПО «Наногеология» и/или проекта и является информационно-аналитическим материалом. Данный материал может быть дополнен и/или изменен без предварительного уведомления

Любая информация, содержащаяся в данном документе, не является публичной офертой, советом или рекомендацией к купле/продаже ценных бумаг, долей или осуществлению любых иных инвестиций. Содержание данной презентации не накладывает никаких обязательств ни на ООО «НПО «Наногеология», ни на ее участников по совершению или не совершению каких-либо действий

Branap не несет ответственность за возможные последствия использования настоящего материала и содержащейся в них информации, за любые ошибки или пропуски, имеющиеся в них

Контакты Branap:

Ирина Гарсо
Управляющий директор
+7 495 961 12 06
int@branan.ru

branan.

Приложения

Рынок сбыта углеводородов: крупные локальные потребители и экспорт в Китай

branap.

Объем добычи по проекту		1 333	610	
Существующие заводы				
Ангарская НХК*	ОАО «Роснефть»	Иркутская обл.	200	-
Проектируемые заводы				
Амурский НПЗ	ООО «АЭК»	Амурская обл.	6 000	-
Амурский ГПЗ	ОАО «Газпром»	Амурский край	-	60 000
НПЗ «Северный Кузбасс»	ГК «КЕМ-ОЙЛ»	Кемеровская обл.	3 000	-

- Сбыт добываемой на месторождениях Республики Саха (Якутия) и Иркутской области возможен предприятиям в области нефте- и газопереработки, способных предъявлять стабильный спрос на добываемые углеводороды
- Помимо действующих потребителей в ближайшие годы планируется появление ряда новых потенциальных потребителей сырья
- Планируется, что в 2019 году состоится запуск газопровода «Сила Сибири» - для поставок природного газа в Китай в размере до 60 млрд м3 в год**

branap.

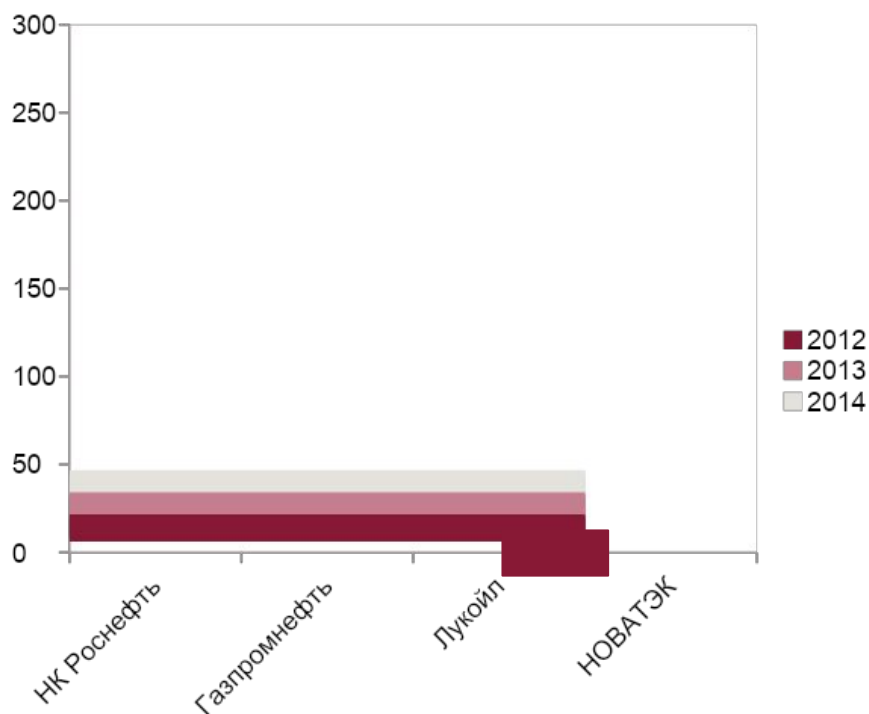
* - мощность завода 10,3 млн т при среднем объеме переработки в последние 3 года 10,0 млн т
 ** - мощность газопровода 60 млрд м3 в год

Удельные операционные затраты на добычу УВС

branap.

- Операционные затраты на добычу углеводородного сырья включают в себя затраты на сырье и материалы, обслуживание и текущий ремонт оборудования, оплату труда рабочих, проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, приобретение ГСМ и электроэнергии

Удельные OPEX, руб./бар.н.э.*



- По состоянию на 2014 год наибольшие удельные операционные расходы среди компаний-аналогов наблюдаются у ОАО «НОВАТЭК», наименьшие – у ОАО «НК «Роснефть»
- В связи с тем, что малые нефтяные компании с операционной точки зрения являются наиболее эффективными в сравнении с крупными вертикально-интегрированными холдингами, в рамках расчетной модели в качестве удельных операционных расходов были приняты наименьшие значения удельных операционных расходов (аналогично ОАО «НК «Роснефть»)

branap.

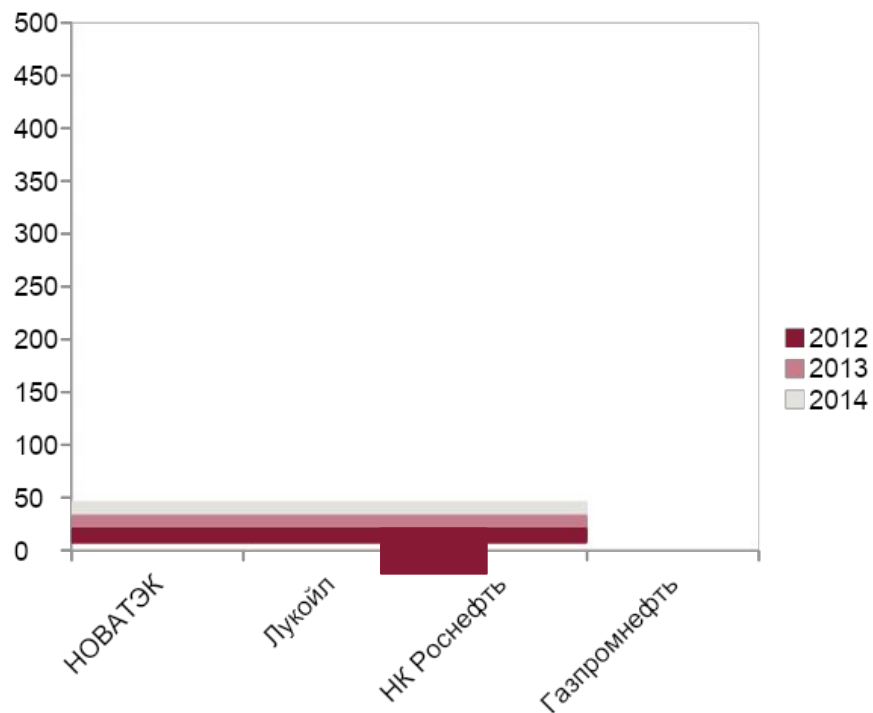
* - OPEX – операционные затраты; бар.н.э. – баррель нефтяного эквивалента;
источник – данные отчетов компаний

Удельные капитальные затраты на добычу УВС

branap.

- Капитальные затраты на добычу углеводородного сырья (инвестиции в реновацию скважин и оборудования) включают в себя затраты на обустройство месторождений, обновление нефтедобывающего оборудования, затраты на проведение капитального ремонта, прочие капитальные расходы, связанные с добычей углеводородного сырья

Удельные CapPEX, руб./бар.н.э.*



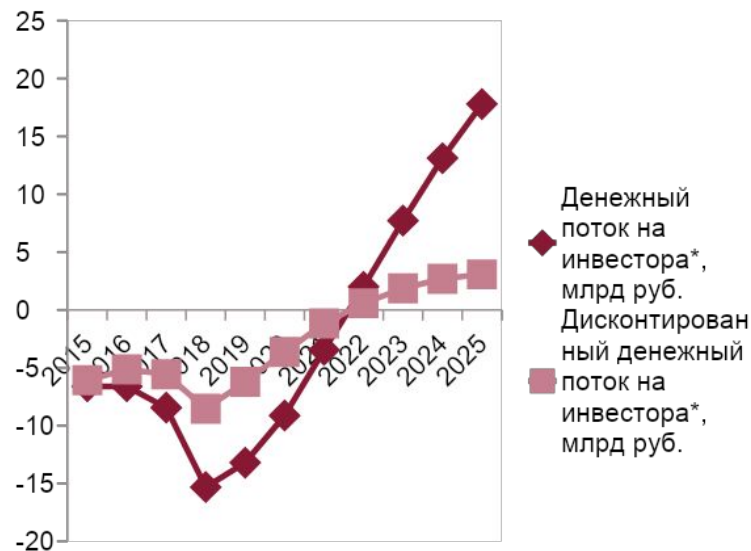
- По состоянию на 2014 год наибольшие удельные капитальные расходы среди компаний-аналогов наблюдаются у ОАО «Газпромнефть», наименьшие – у ОАО «НОВАТЭК»
- В рамках расчетной модели в качестве удельных капитальных расходов были приняты расходы ОАО «НОВАТЭК»

branap.

* - CapPEX – капитальные затраты; бар.н.э. – баррель нефтяного эквивалента;
источник – данные отчетов компаний

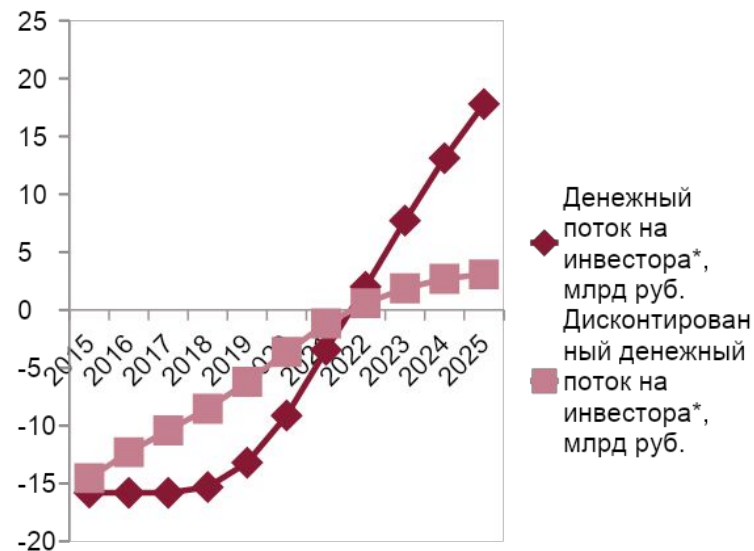
Оценка стоимости компании и параметры инвестиционного проекта: добыча нефти и природного газа

ВАРИАНТ 1: «Выход инвестора до начала добычи»



106 млн долл. — стоимость компании (EV)
 — объем инвестиций инвестора
96 млн долл. — доходность инвестиций (ROI)
19,9 %

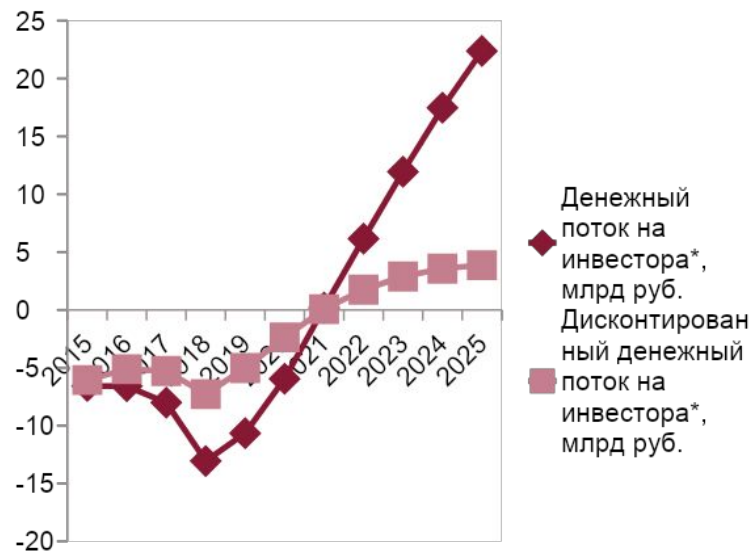
ВАРИАНТ 2: «Выход инвестора после начала добычи»



183 млн долл. — стоимость компании (EV)
 — объем инвестиций инвестора
229 млн долл. — доходность инвестиций (ROI)
16,2 %

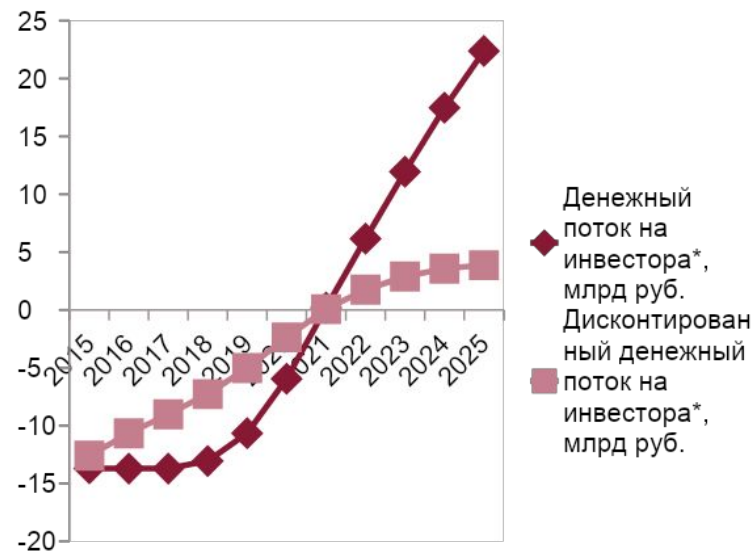
Оценка стоимости компании и параметры инвестиционного проекта: добыча только нефти

ВАРИАНТ 3: «Выход инвестора до начала добычи»



141 млн долл. — стоимость компании (EV)
— объем инвестиций инвестора
95 млн долл. — доходность инвестиций (ROI)
23,5 %

ВАРИАНТ 4: «Выход инвестора после начала добычи»

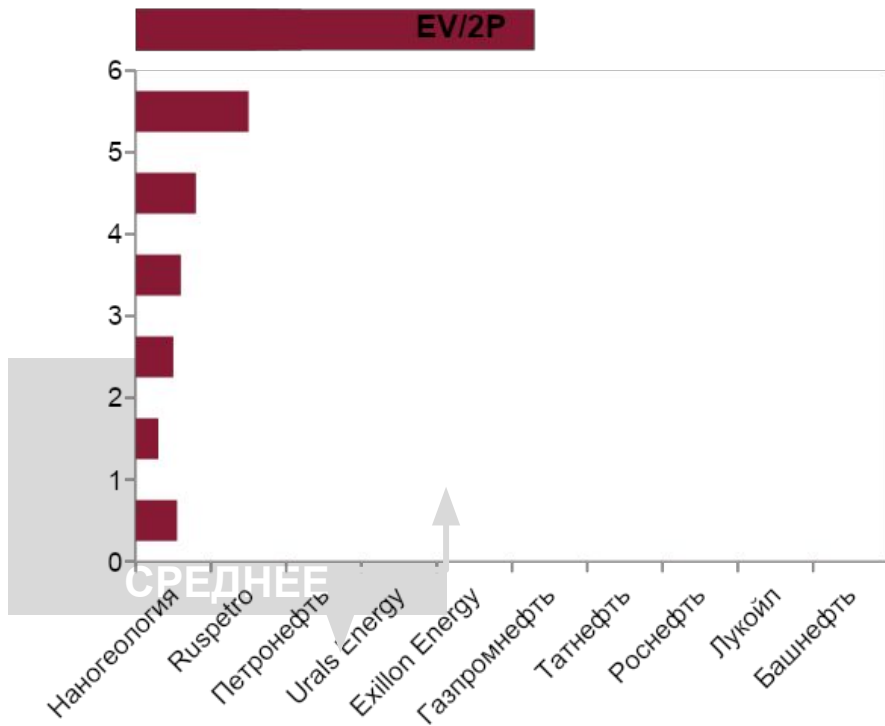


201 млн долл. — стоимость компании (EV)
— объем инвестиций инвестора
199 млн долл. — доходность инвестиций (ROI)
19,5 %

Оценка компании методом мультипликаторов (сравнительный метод)

branan.

EV / 2P, долл./бар.н.э.



137 млн долл. — стоимость компании (EV)

- Оценка стоимости компании сравнительным методом производилась с использованием мультипликатора **EV / 2P** (отношение стоимости компании к величине запасов категории 2P*), что соответствует общепринятой практике оценки стоимости нефтегазовых месторождений
- В качестве аналогов были выбраны нефтегазовые компании:
 - действующие на территории России
 - не имеющие вертикальной интеграции
 - относящиеся к малым нефтяным компаниям
- Расчет мультипликатора для оценки стоимости ООО «НПО «Наногеология» рассчитывался как среднее значение между мультипликаторами компаний-аналогов
- В случае формирования устойчивой бизнес-модели добычи и реализации УВС в отношении компании может применяться более высокий мультипликатор

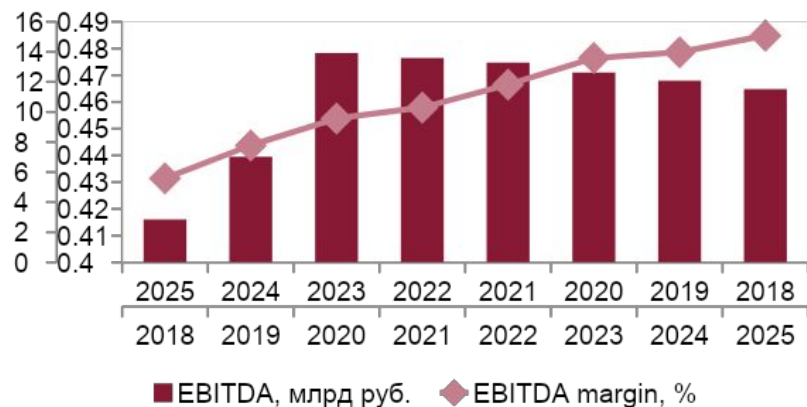
branan.

Источник данных: «Есть ли будущее у сектора российской нефтегазовой отрасли?», 2014 г.

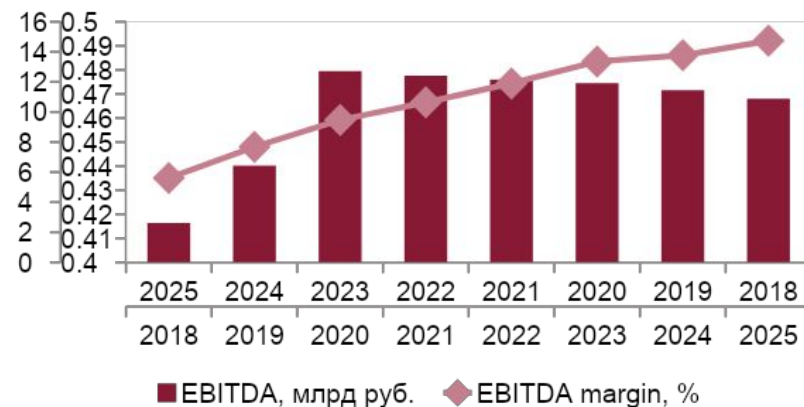
Прогнозные финансовые показатели

Динамика EBITDA и EBITDA margin до 2025 года

Вариант «Добыча нефти и природного газа»

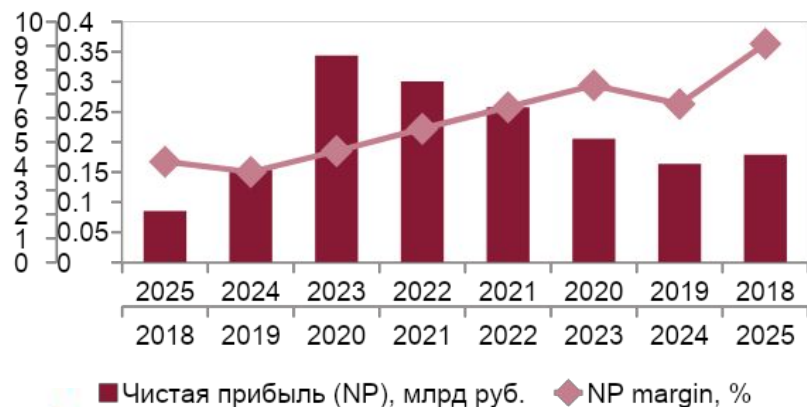


Вариант «Добыча только нефти»



Динамика чистой прибыли и рентабельности по чистой прибыли до 2025 года

Вариант «Добыча нефти и природного газа»



Вариант «Добыча только нефти»



Денежный поток на компанию (добыча нефти и природного газа)

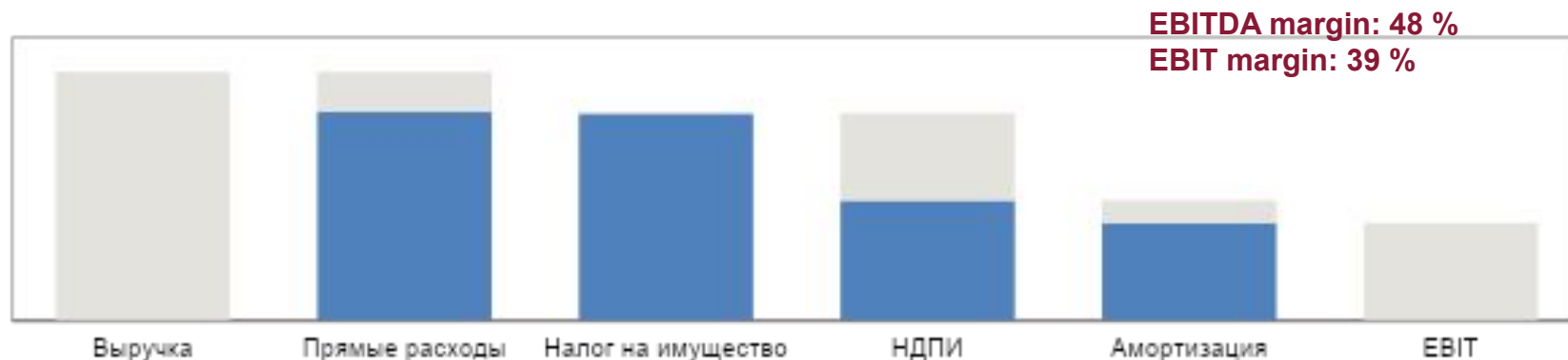
branan млн руб.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	...	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Выручка	5 885	14 656	29 209	29 113	29 027	27 814	27 218	26 720	...	26 303	16 485	15 179	15 137	11 115	10 276
в т.ч. продажа нефти	5 319	13 221	26 302	26 173	26 056	25 940	25 529	25 015	...	24 526	14 694	13 373	13 317	9 280	9 128
в т.ч. продажа газа	566	1 435	2 906	2 940	2 972	1 874	1 689	1 705	...	1 777	1 791	1 805	1 820	1 835	1 148
Операционные расходы	(3 032)	(7 642)	(15 293)	(15 532)	(15 735)	(15 192)	(15 139)	(15 192)	...	(13 077)	(9 496)	(8 588)	(7 547)	(5 637)	(4 391)
в т.ч. НДС (нефть)	(1 836)	(4 589)	(9 179)	(9 179)	(9 179)	(9 179)	(9 179)	(9 179)	...	(6 427)	(4 849)	(4 168)	(3 073)	(1 883)	(1 145)
в т.ч. НДС (газ)	(20)	(52)	(109)	(112)	(116)	(29)	(14)	(14)	...	(16)	(16)	(16)	(17)	(169)	(107)
в т.ч. прямые расходы	(1 065)	(2 770)	(5 739)	(5 923)	(6 090)	(5 627)	(5 608)	(5 675)	...	(6 291)	(4 301)	(4 106)	(4 187)	(3 341)	(2 925)
в т.ч. налог на им-во	(111)	(230)	(267)	(318)	(350)	(357)	(339)	(324)	...	(343)	(330)	(298)	(271)	(244)	(214)
Амортизация	(182)	(2 190)	(3 172)	(4 186)	(5 228)	(6 192)	(6 969)	(5 934)	...	(6 149)	(5 914)	(5 623)	(5 324)	(4 861)	(4 305)
ЕВИТ	2 671	4 825	10 744	9 395	8 064	6 431	5 110	5 594	...	7 077	1 076	968	2 266	617	1 579
ЕВИТ * (1-t)	2 137	3 860	8 595	7 516	6 451	5 145	4 088	4 475	...	5 662	861	774	1 812	494	1 263
Капитальные инвестиции	(9 391)	(2 845)	(5 894)	(6 084)	(6 255)	(5 780)	(5 760)	(5 829)	...	(6 462)	(4 418)	(4 217)	(4 300)	(3 431)	(3 005)
в т.ч. освоение	(7 359)	-	-	-	-	-	-	-	...	-	-	-	-	-	-
в т.ч. реновация	(1 093)	(2 845)	(5 894)	(6 084)	(6 255)	(5 780)	(5 760)	(5 829)	...	(6 462)	(4 418)	(4 217)	(4 300)	(3 431)	(3 005)
в т.ч. разовый платеж	(938)	-	-	-	-	-	-	-	...	-	-	-	-	-	-
Инвестиции в ОК	(735)	(1 085)	(1 800)	46	40	161	105	99	...	(114)	1 402	135	(116)	522	8
FCFF	(7 807)	2 119	4 073	5 665	5 465	5 718	5 402	4 679	...	5 235	3 758	2 315	2 721	2 445	2 572

Денежный поток на компанию (добыча только нефти)

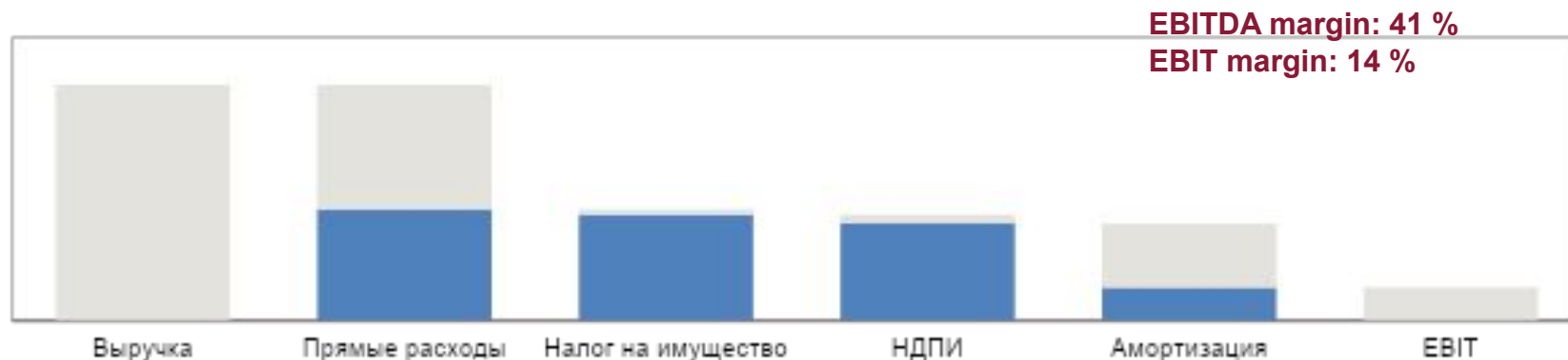
branan. <i>млн руб.</i>	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	...	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Выручка	5 319	13 221	26 302	26 173	26 056	25 940	25 529	25 015	...	24 526	14 694	13 373	13 317	9 280	9 128
в т.ч. продажа нефти	5 319	13 221	26 302	26 173	26 056	25 940	25 529	25 015	...	24 526	14 694	13 373	13 317	9 280	9 128
в т.ч. продажа газа	-	-	-	-	-	-	-	-	...	-	-	-	-	-	-
Операционные расходы	(2 702)	(6 795)	(13 586)	(13 756)	(13 901)	(14 030)	(14 092)	(14 131)	...	(11 914)	(8 310)	(7 379)	(6 315)	(4 228)	(3 479)
в т.ч. НДС (нефть)	(1 836)	(4 589)	(9 179)	(9 179)	(9 179)	(9 179)	(9 179)	(9 179)	...	(6 427)	(4 849)	(4 168)	(3 073)	(1 883)	(1 145)
в т.ч. НДС (газ)	-	-	-	-	-	-	-	-	...	-	-	-	-	-	-
в т.ч. прямые расходы	(780)	(2 030)	(4 205)	(4 340)	(4 462)	(4 583)	(4 651)	(4 694)	...	(5 204)	(3 192)	(2 975)	(3 304)	(2 165)	(2 181)
в т.ч. налог на им-во	(86)	(176)	(202)	(238)	(260)	(268)	(262)	(258)	...	(284)	(269)	(236)	(208)	(180)	(153)
Амортизация	(134)	(1 668)	(2 387)	(3 130)	(3 894)	(4 679)	(5 341)	(4 611)	...	(5 086)	(4 829)	(4 516)	(4 196)	(3 710)	(3 210)
ЕВИТ	2 484	4 758	10 329	9 286	8 261	7 232	6 096	6 273	...	7 526	1 555	1 478	2 807	1 342	2 439
ЕВИТ * (1-t)	1 987	3 807	8 264	7 429	6 609	5 785	4 877	5 018	...	6 021	1 244	1 182	2 245	1 074	1 951
Капитальные инвестиции	(7 415)	(2 085)	(4 319)	(4 457)	(4 583)	(4 707)	(4 777)	(4 821)	...	(5 345)	(3 279)	(3 055)	(3 116)	(2 224)	(2 240)
в т.ч. освоение	(5 696)	-	-	-	-	-	-	-	...	-	-	-	-	-	-
в т.ч. реновация	(801)	(2 085)	(4 319)	(4 457)	(4 583)	(4 707)	(4 777)	(4 821)	...	(5 345)	(3 279)	(3 055)	(3 116)	(2 224)	(2 240)
в т.ч. разовый платеж	(918)	-	-	-	-	-	-	-	...	-	-	-	-	-	-
Инвестиции в ОК	(669)	(984)	(1 628)	44	39	37	84	100	...	(114)	1 402	135	(116)	503	(61)
FCFF	(5 901)	2 871	5 669	7 275	7 087	6 922	6 637	5 992	...	4 406	1 891	2 098	3 285	2 685	3 429

Структура прибыли до налогообложения (ЕВIT) в 2020 году

Добыча нефти, млн руб.



Добыча газа, млн руб.



Команда инициатора проекта – ключевые эксперты

- По договоренности с инвестором возможно участие инициатора проекта в качестве эксперта до начала этапа разработки месторождений

Разумов Иван Владимирович

- Роль в проекте: инициатор
- Образование:
 - Московский Геологоразведочный институт, специальность: горный инженер открытой разработки редких и радиоактивных металлов
 - АНХ при Правительстве РФ, специальность: экономика и управление на предприятии
- Общий профессиональный стаж свыше 25 лет

Разумов Владимир Иванович

- Роль в проекте: главный специалист по горным работам
- Образование:
 - Иркутский Горный институт, специальность (горный инженер)
 - Харьковский инженерно-экономический институт (организатор промышленного производства)
 - Читинский горный институт (заочно), специальность: мастер-взрывник
- Общий профессиональный стаж свыше 45 лет

Кулешов Владимир Николаевич

- Роль в проекте: главный геолог
- Образование:
 - Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, специальность: геологическая съемка и поиски месторождений полезных ископаемых (доктор наук)
- Общий профессиональный стаж свыше 40 лет

Основные предположения, используемые в модели (1/2)

branap.

- Оценка стоимости компании производится методом дисконтированных денежных потоков (DCF)
- Дата, на которую производится оценка – 01.01.2015
- Период прогнозирования – 2015-2054 гг.
- Предполагается, что движение денежных потоков по проекту происходит в середине года
- Ставка дисконтирования принята на уровне 18,2% для всех лет реализации проекта; расчет ставки производился на основе модели CAPM для ОАО «НОВАТЭК» с поправкой на риск проекта
- Структура финансирования проекта: 100% - собственный капитал, привлечение займов не предусмотрено
- Возмещение НДС происходит в год освоения инвестиций, денежный поток по НДС в модели не выделяется
- Базовая ставка НДС на нефть - 559 руб./тн. (без учета налогового маневра, 2016-2054 гг.); 919 руб./тн. (с учетом налогового маневра, 2017-2054 гг.)
- Базовая ставка НДС на природный газ - 35 руб./тыс.м³ (2015-2054 гг.)
- Применяется общий режим налогообложения доходов компании
- Прогноз цен на нефть марки Urals основан на прогнозе цен на нефть марки Brent и величине спреда между котировками за 2014 год
- Рост цен на услуги ОАО «АК «Транснефть» по перекачке нефти привязан к индексу потребительских цен (ИПЦ)
- Дисконт к ценам на газ – 70% от среднего значения экспортной цены по трубопроводу «Сила Сибири» и оптовой розничной ценой на природный газ на внутреннем рынке; дисконт к ценам на нефть – 0%
- Выход на прогнозные мощности по добыче нефти и газа производится в течение 3 лет (20%, 50%, 100% соответственно)
- Доля попутного нефтяного газа (ПНГ) в структуре добычи природного газа составляет 30%
- Применяется линейный метод начисления амортизации; срок амортизации по объектам капитального строительства – 6 лет; амортизация нематериальных активов не производится
- Удельные прямые расходы на добычу нефти и газа рассчитаны на основе данных ОАО «НК Роснефть» за 2014 год
- Удельные капитальные инвестиции рассчитаны на основе данных годового отчета ОАО «НОВАТЭК» за 2013 год

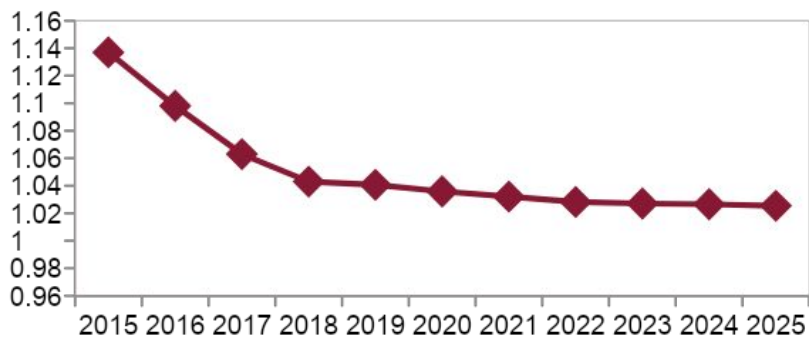
branap.

Основные предположения, используемые в модели (2/2)

branan.

Индекс потребительских цен (ИПЦ), %

ИПЦ, %



Источник: Morgan Stanley, ЦБ РФ, МЭР РФ

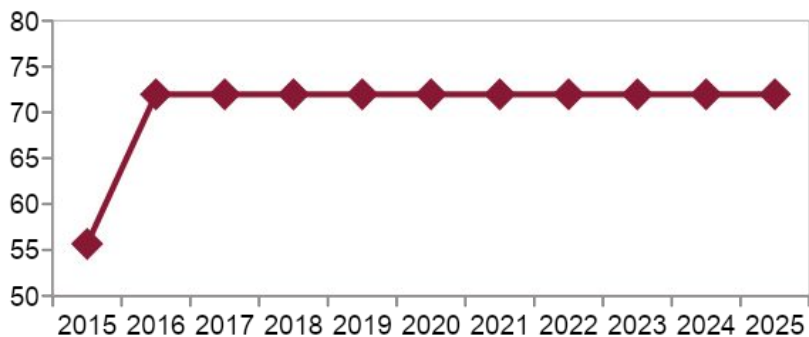
Курс доллара, руб./долл.



Источник: CitiBank, Goldman Sachs

Цены на Urals, долл./баррель

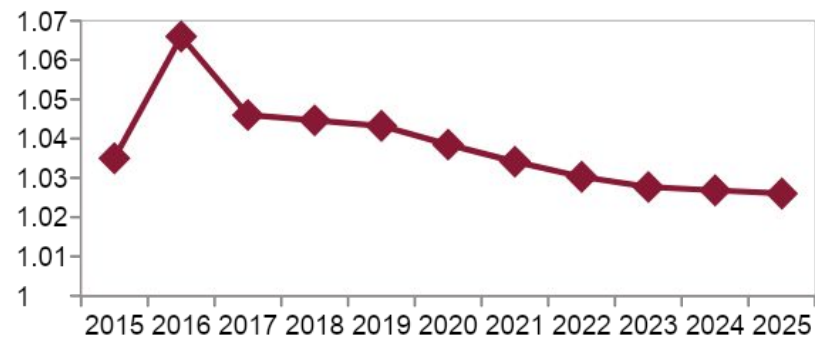
Urals, \$/баррель



Источник: IEA, аналитика Branan

Темпы роста цен на природный газ, %

Рост цен на газ, %



Источник: МЭР РФ

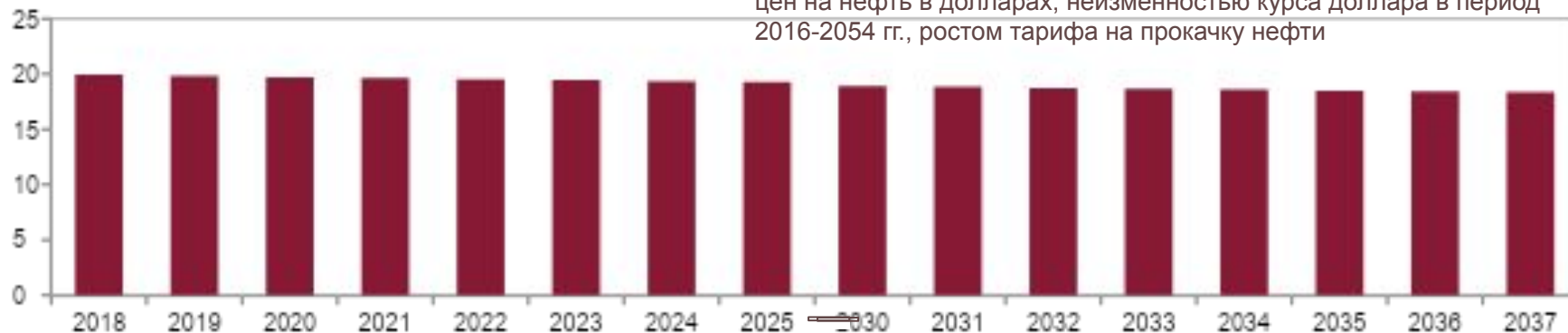
branan.

Прогноз отпускных цен на нефть и природный газ

Динамика отпускной цены на нефть, тыс.руб./тн.

CAGR* = -0,4%

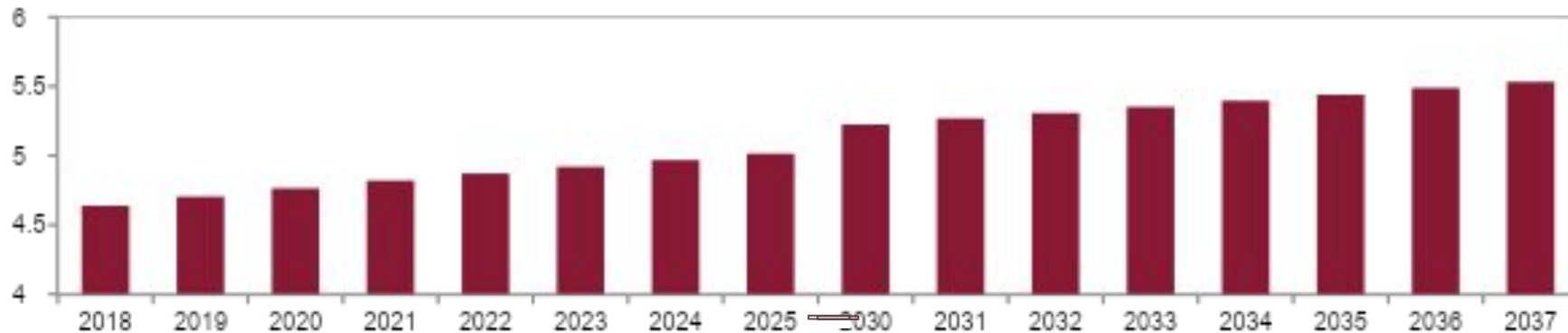
цена (нефть)
Снижение отпускных цен на нефть в рублях связано с неизменностью цен на нефть в долларах, неизменностью курса доллара в период 2016-2054 гг., ростом тарифа на прокачку нефти



Динамика отпускной цены на природный газ (с учетом дисконта 70%), тыс.руб./тыс.м3

CAGR* = 0,9%

цена (нефть)



Расчет средневзвешенной стоимости капитала (WACC)

branap.

1	Безрисковая ставка	7,0%	ОАО «Газпромбанк»
2	Премия за риск инвестирования в акции	9,0%	ОАО «Газпромбанк»
3	Бета (безрычаговая)	0,91	ОАО «Газпромбанк»
4	Структура капитала (D/E)	0,0%	Предположение
5	Ставка налога на прибыль	20,0%	НК РФ
6	Бета (рычаговая)	0,91	=№3*(1+(1-№5)*№4)
7	Премия за риск инвестирования в проект	3,0%	Экспертное допущение
8	Стоимость акционерного капитала	18,2%	=№1+№6*№2+№7
9	Стоимость заемного капитала	13,8%	ОАО «Газпромбанк»
10	Структура капитала (D/(D+E))	0,0%	Предположение
11	WACC	18,2%	= №10*№9*(1-№5)+(1-№10)*№8

branap.