http://www.ocenchik.ru/accounts/business/369/

ЗАО «XXXXXXX»

Отчет № XX

об оценке стоимости действующего предприятия

ОАО «ABC-oil»

Дата оценки: 1 октября 2000 года

Казань – 2000

ОГЛАВЛЕНИЕ

СОПРОВОДИТЕЛЬНОЕ ПИСЬМО	3
ВВЕДЕНИЕ	5
СПЕЦИАЛЬНЫЕ ДОПУЩЕНИЯ	7
РЕГИОНАЛЬНО-ОТРАСЛЕВОЙ АНАЛИЗ	8
ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ	18
БИЗНЕС-ДИАГНОСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ	22
ОЦЕНКА МЕТОДОМ ЧИСТЫХ АКТИВОВ	28
ОЦЕНКА МЕТОДОМ РЫНОЧНЫХ СРАВНЕНИЙ	31
ОЦЕНКА МЕТОДОМ ДИСКОНТИРОВАННОГО БУДУЩЕГО ДЕНЕЖНОГО ПОТОКА	35
СОГЛАСОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ О СТОИМОСТИ	47
СЕРТИФИКАТ КАЧЕСТВА ОЦЕНКИ	49
ПРИЛОЖЕНИЕ	50

Генеральному директору ОАО «ABC-oil»
XXXXXXX X.X.

Уважаемый XXXX XXXXXXXXX!

В соответствии с договором №XX от XX сентября XXXX года, заключенным между ОАО «ABC-oil» и ЗАО «XXXXXXX» (лицензия Государственного комитета Республики Татарстан по управлению государственным имуществом серия XX № XX от X.XX.XXXX г.), мы произвели оценку стоимости действующего предприятия ОАО «ABC-oil» по состоянию на 1 октября 2000 года.

Целью оценки являлось определение стоимости действующего предприятия для отражения в отчетности. Оценка проводилась в соответствии с Государственными стандартами Российской Федерации «Единая система оценки имущества» и Международными стандартами оценки Международного комитета по стандартизации оценки имущества - МКСОИ (TIAVSC).

На основании информации, представленной и проанализированной в настоящем отчете, мы пришли к заключению, что стоимость действующего предприятия ОАО «ABC-oil» по состоянию на 1 октября 2000 года составляет:

2.811 тыс. долларов США.

Если у Вас возникнут какие-либо вопросы по оценке или по методике ее проведения, пожалуйста, обращайтесь непосредственно к нам.

С уважением,
Генеральный директор ЗАО «XXXXXXX» XXXXX X.X.

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с договором №XX от XX сентября XXXX года ЗАО «XXXXXXX» выполнило услуги по оценке стоимости действующего предприятия ОАО «ABC-oil», по состоянию на 1 октября 2000 года, с целью отражения в отчетности. При этом следует иметь в виду, что цели проведения оценки строго регламентированы Государственными стандартами оценки Российской Федерации (ГОСТ Р51195.0.02-98, пункт 2.2.). Под отчетностью в настоящем отчете предполагается любая внутренняя отчетность ОАО «ABC-oil», в частности предоставляемая руководству и Совету Директоров общества для принятия решений о порядке и размере проведения эмиссий акций и других ценных бумаг.

На сегодняшний день, основным видом деятельности ОАО «ABC-oil» является лицензионная разработка XXXXовского нефтяного месторождения, расположенного на территории Республики Татарстан РФ, и оказания сервисных услуг нефтедобывающим предприятиям по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП) и капитальному ремонту скважин (КРС).

Стоимость действующего предприятия (или стоимость предприятия как единого целого) подразумевает оценку функционирующего предприятия - торговой, промышленной, сервисной или инвестиционной организации, осуществляющей хозяйственную деятельность, и определяется в соответствии с результатами функционирования сформировавшегося производства.

В процессе оценки была использована следующая информация:

1) Учредительные документы ОАО «ABC-oil»;
2) Финансовая отчетность ОАО «ABC-oil» за 1998 – 9 месяцев 2000 года;
3) Технико-экономическое обоснование и бизнес-план деятельности предприятия на 2000–2020 годы, другая информация касающаяся перспектив работы предприятия;
4) Информация о состоянии экономики России и Татарстана;
5) Информация о перспективах развития мирового рынка нефти и нефтедобывающей отрасли мирового хозяйства.

Оценка стоимости действующего предприятия ОАО «ABC-oil» производилась на основе следующих методов:

- метода чистых активов (в соответствии с порядком, утвержденным Приказом Министерства финансов РФ № 71 и Федеральной комиссии по рынку ценных бумаг

№ 149 от 5 августа 1996 года «О порядке оценки стоимости чистых активов акционерных обществ»);

- метода рыночных сравнений;
- метода дисконтированного будущего денежного потока.

Оценка стоимости малых нефтедобывающих компаний Республики Татарстан проводится в соответствии с решением Совещания у Государственного советника Президента РТ Муслимова Р.Х. по вопросу проведения мероприятий во исполнение Указа Президента РТ «О мерах по обеспечению участия государства в управлении нефтяными компаниями» № УП-153 от 4 марта 2000 года.

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ДОПУЩЕНИЯ

Следующие специальные допущения являются неотъемлемой частью настоящего отчета:

1) Все факты, положения и заявления, не упомянутые в отчете, не имеют силы. Изменения могут быть внесены только при согласии исполнителя и заказчика;

2) Настоящий отчет достоверен лишь в полном объеме и лишь в указанных в нем целях;

3) Информация, использованная в процессе настоящей оценки, представляется надежной, но исполнитель не гарантирует ее полной достоверности. Предполагается, что проведенный анализ и сделанные заключения не основываются на каких-либо предвзятых мнениях;

4) Все расчеты, приведенные в отчете, относятся к стоимости действующего предприятия. Любое разделение его на отдельные части и установление их стоимости с последующим суммированием ведет к неверному определению стоимости;

5) Исполнитель не несет ответственности за юридическое описание объекта оценки и его использование или за вопросы, связанные с рассмотрением прав собственности. Данные права считаются полностью соответствующими требованиям законодательства, если иное не оговорено специально;

6) При проведении оценки предполагалось отсутствие каких-либо скрытых фактов, влияющих на результаты оценки;

7) Исполнитель не принимает на себя ответственность за бухгалтерские и финансовые данные, предоставленные заказчиком. Ответственность за подобные данные, относящиеся к оцениваемому объекту, несет заказчик;

8) Мнение исполнителя относительно стоимости действующего предприятия справедливо только на дату оценки. Исполнитель не принимает на себя никакой ответственности за изменение экономических, юридических и иных факторов, которые могут возникнуть после этой даты и повлиять на стоимость объекта.

РЕГИОНАЛЬНО-ОТРАСЛЕВОЙ АНАЛИЗ

В I квартале 2000 года в России продолжился промышленный подъем, начавшийся осенью прошлого года. В целом, в 1999 году темп прироста промышленного производства по сравнению с 1998 годом составил 8,1%.

Согласно последним данным Госкомстата РФ, за I полугодие 2000 года валовой внутренний продукт (ВВП) России вырос на 7,5% по сравнению с тем же периодом прошлого года. Столь быстрые темпы роста экономики вкупе с высокими ценами на нефть и увеличением инвестиций позволяют прогнозировать рост ВВП в 2000 году на 6,3%. В следующем году экономический рост может замедлиться до 4-5%, что будет связано, прежде всего, с ослаблением влияния факторов внешнего спроса.

В то же время необходимо отметить, что рост экономической активности имеет ярко выраженный структурный характер. Во-первых, он проявляется в основном в сырьевых экспортноориентированных отраслях – нефтедобывающей, химической и нефтехимической промышленности, черной и цветной металлургии. Во-вторых, по важнейшим видам промышленной продукции расширение производства практически отсутствует: рост объемов выпуска сырья и материалов полностью компенсируется снижением выпуска конечной продукции.

Это лишний раз подтверждает, что развитие российской экономики во многом зависит от мировых цен на сырьевые ресурсы, экспорт которых в последние десятилетия был и остается одним из основных видов экономической деятельности страны. Около 40% российского экспорта составляет нефть, нефтепродукты и газ, мировые цены на которые, в последнее время, были весьма неустойчивы. Естественно, что такие колебания цен на нефть и другие энергоносители имеет непосредственное влияние на экономику России.

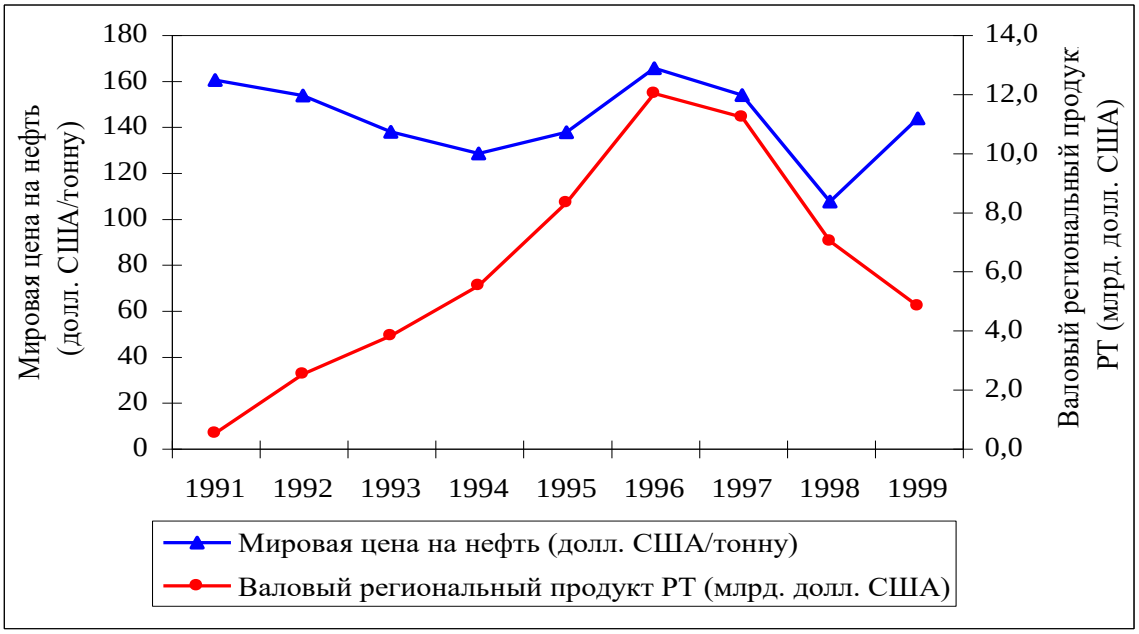
Количественные оценки зависимости российского ВВП от цен на нефть показывают, что изменение среднегодовой цены одного барреля нефти на $1 ведет к изменению объема ВВП России на 0,6%.

Такая высокой степени зависимость означает, что в случае неблагоприятного поведения мировых цен на энергоресурсы экономическое положение страны может оказаться под угрозой.

Еще большее значение, состояние и перспективы развития нефтедобывающей отрасли имеют для Республики Татарстан, которая была, и остается ведущей отраслью в регионе. Ее доля в объеме промышленного производства республики в 1999 году составила 32%.

Рисунок 1

Динамика мировых цен на нефть и валового регионального продукта РТ



В Республике Татарстан в течение последних четырех лет была достигнута стабилизация объемов нефтедобычи. Благодаря мерам государственной поддержки нефтедобывающих предприятий, наблюдается увеличение добычи нефти малыми нефтедобывающими компаниями, шире применяются передовые методы увеличения нефтеотдачи, осваиваются новые и разрабатываются малодебитные месторождения.

Вновь созданные малые нефтедобывающие компании обеспечили, начиная с 1997 года ускоренный ввод в разработку 36 новых нефтяных месторождений. Ранее такое количество месторождений было введено в течение 30 лет. В 1999 году этими нефтедобывающими предприятиями было добыто около 3,5 млн. тонн нефти.

Если по сравнению с 1994 годом уровень добычи нефти в Российской Федерации упал с 354 до 305 млн. тонн, то в Татарстане отмечен рост этого показателя - с 24 млн. тонн в 1994 году до 26,4 млн. тонн нефти в 1999 году. Но ради объективности, необходимо дополнить, что за период с 1975 года по 1991 год

добыча нефти в регионе сократилась в 3,2 раза: со 103,7 млн. тонн до 32,5 млн. тонн.

В целом в республике произошло закономерное истощение запасов «легкой» нефти - явление, типичное для поздней стадии разработки любых нефтяных месторождений. Но важнейшим резервом нефтедобычи в Татарстане является трудноизвлекаемая нефть. Нефтяные запасы республики, из недр которой за полвека извлечено 2,6 млрд. тонн углеводородного сырья, выработаны на 80%. Вся оставшаяся нефть относится к разряду трудноизвлекаемой. Эти запасы выработаны лишь на 19%. Поэтому, именно «трудная» нефть и сегодня, и в перспективе является источником роста нефтедобычи в Татарстане. Концепция стабилизации добычи татарстанской нефти на достигнутом уровне предусматривает, прежде всего, повышение нефтеотдачи пластов с помощью самых прогрессивных технологий, разработка и внедрение которых требует существенных затрат.

Правительство Республики Татарстан осуществляет последовательную политику, направленную на поддержание нефтедобывающей отрасли, предприятиям которой предоставляются налоговые льготы по стимулированию дополнительной добычи нефти посредством освоения новых и законсервированных месторождений и внедрения передовых технологий по повышению нефтеотдачи пластов.

В соответствии с Законом «О бюджетной системе Республики Татарстан на 2000 год» нефтяные компании направят на развитие отрасли средства, полученные за счет налоговых льгот. На 2000 год нефтедобывающие компании Татарстана получили налоговые льготы для добычи 10,8 млн. тонн нефти из нерентабельных, высокообводненных и малодебитных скважин.

Крупнейшее нефтедобывающее предприятие республики - ОАО «Татнефть», которое по объему годовой добычи входит в четверку нефтяных компаний России и в число 30 ведущих нефтяных компаний мира. ОАО «Татнефть» обеспечивает до 40% поступлений в бюджет РТ. Накопленная добыча нефти с начала разработки месторождений составляет около 2,7 миллиарда тонн. В последние годы компания обеспечила двукратное превышение прироста запасов над добычей. Ценные бумаги ОАО «Татнефть» котируются на самых престижных биржах мира - Лондонской и Нью-Йоркской.

Компания обладает прозрачностью и инвестиционной привлекательностью, чему способствуют международный аудит финансовой отчетности и запасов углеводородного сырья, грамотно выстроенная политика заимствований и поведения на международных и российских фондовых рынках. В сфере деятельности компании находится весь юго-восточный регион Татарстана и около полумиллиона человек, его населяющих.

ОАО «Татнефть» - одна из немногих российских нефтяных компаний, которой удалось добиться стабилизации нефтедобычи. Объемы добычи нефти держатся на стабильно высоком уровне уже в течение 6 лет. Этому способствовали активная разработка и внедрение новых технологий регулирования выработки запасов нефти и методов повышения нефтеотдачи пластов, сохранение объемов эксплуатационного бурения, налоговое стимулирование со стороны правительства республики и выход на международные финансовые рынки.

Наличие в Республике Татарстан мощной сырьевой базы предопределило развитие химической и нефтехимической отрасли, где преобладает производство синтетических смол и пластмасс, полиэтилена, синтетических каучуков и шин, пленок, листов и труб из полимерных материалов, лекарственных средств, технического углерода.

В Татарстане производится 45% общероссийского объема полиэтилена и 52% синтетического каучука. В городе Нижнекамске располагается один из крупнейших в Европе нефтехимических центров, включающий:

- ОАО «Нижнекамскнефтехим», которое, перерабатывая около 7 млн. тонн нефти в год, производит различную продукцию на основе этилена, пропилена и бензола, прямогонный бензин, дизельное топливо и топочный мазут;
- ОАО «Нижнекамскшина», выпускающее порядка 9 млн. единиц шин в год, что составляет около 32% объема общероссийского рынка;
- ОАО «Нижнекамский завод технического углерода», которое в 1999 году произвело 51,4 тыс. тонн технического углерода.

Кроме того, в настоящее время в Нижнекамске ведется строительство нефтеперерабатывающего завода с мощностями по глубокой (до 84%) переработки сернистой нефти. 63% акций этого предприятия принадлежит ОАО «Татнефть». В марте 2000 года начат монтаж комплекса гидроочистки средних дистиллятов,

который позволит получать ежегодно около 1,2 млн. тонн высококачественного дизельного топлива и 400 тыс. тонн авиационного керосина. Пусконаладочные работы запланированы на I полугодие 2001 года. Затем начнется строительство установки по производству до 1 млн. тонн автомобильных бензинов в год с октановым числом от 76 до 98. Таким образом, по крайней мере, на внутреннем рынке, сбыт нефти нефтедобывающим компаниям обеспечен на несколько десятков лет вперед.

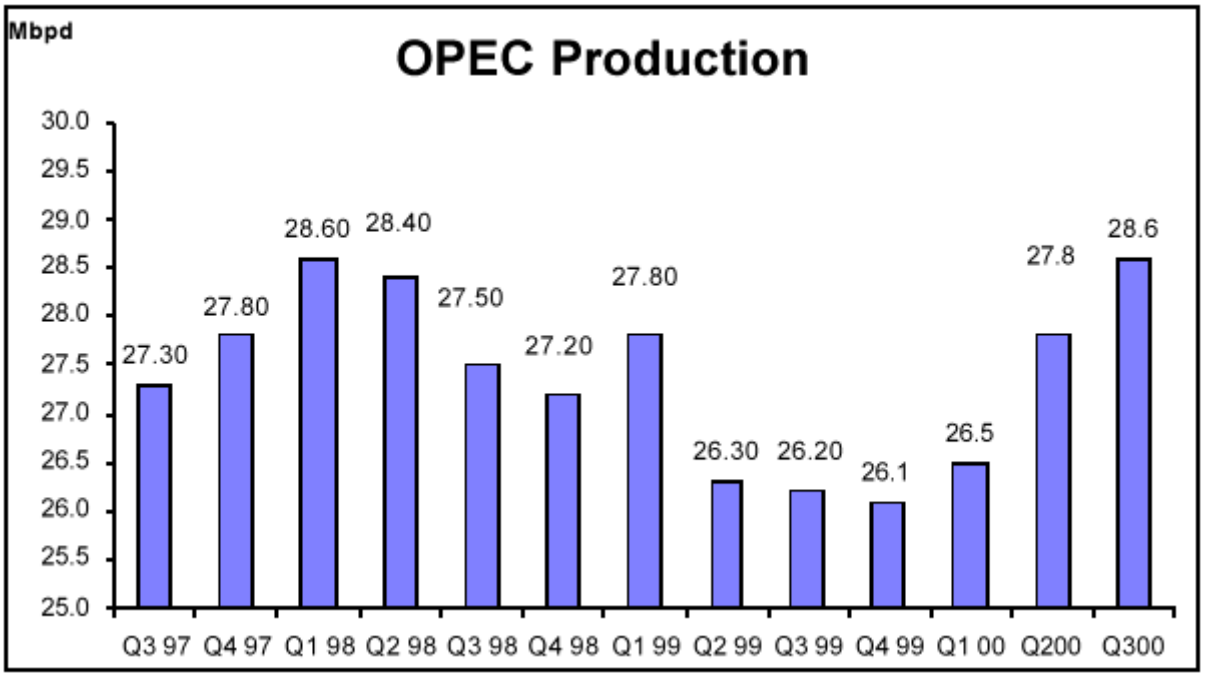
В начале нового столетия нефть останется основным двигателем мировой экономики и политики. На сегодняшний день цена нефти достигла уровня, который может привести к росту инфляции в основных странах-импортерах, и в первую очередь США. В результате в этом году не раз было отмечено американское давление на страны-членов ОПЕК, которая контролирует около 40% мирового рынка нефти.

Изменчивость цены на нефть марки Brent особенно стала проявляться с конца 80-х годов. Начиная с 1989 года, цена на нефть изменялась очень динамично, но выше $20 за баррель поднималась лишь эпизодически - на период от трех до девяти месяцев. Несмотря на высокие текущие цены на нефть и желание ОПЕК удерживать их в диапазоне от $20 до $25, даже в I квартале текущего года краткосрочные колебания цен достигали 30%.

Ценовая нестабильность нефтяного рынка продолжает оставаться одной из главных тем мировой экономики. Свои прогнозы относительно динамики движения цен публикуют многие экспертные институты и частные аналитики. В ежемесячном энергетическом обзоре Министерства энергетики США прогнозируется, что цена на нефть до окончания зимы снизится на $4-5 из-за увеличения добычи странами ОПЕК. В то же время, обращает на себя внимание тот факт, что добыча нефти в настоящее время достигла самого высокого с 1979 года уровня, составив 29,6 млн. баррелей в день (см. рис. 2). Государственные эксперты США считают, что цена, которая превышает 30 долларов за баррель, значительно завышена и, что в скором времени предложение нефти на рынке превысит спрос и это приведет к резкому падению цен. Уже сейчас, по их мнению, появились признаки того, что спрос на нефть в мире снизится.

Рисунок 2

Объемы добычи нефти странами ОПЕК



Источник: Организация экспортеров нефти (www.opec.com)

Однако по некоторым оценкам к концу января есть 50%-ная вероятность установления цены в $50. Фактически это было бы самой высокой ценой с 1985 года, если не считать короткого всплеска цен в 1990 году. Впрочем, цены на нефть носят крайне цикличный характер, и факторы, способные взвинтить цену до $50, в конце концов, сами готовят почву для ее будущего возвращения к среднему долгосрочному показателю $16,5-18.

Вот уже несколько месяцев подряд, начиная с июня текущего года, среднемесячные цены на лёгкую нефть держатся около отметки $30 за баррель, обозначенной представителями индустриально развитых стран в качестве предельно допустимой с точки зрения поддержания высоких темпов роста мировой экономики. Страны ОПЕК хотя и признают желательность поддержания цен на более низком уровне, но вполне удовлетворены нынешним их уровнем и получаемыми сверхдоходами. Их намного больше беспокоит возможность повторения ситуации конца 1998 - начала 1999 года, со снижением цен до $10 за баррель и ниже (см. рис. 3).

Рисунок 3

Динамика цены на нефть марки Brent

Источник: ИК «Тройка Диалог» (www.trodial.ru)

Несомненно, представители ОПЕК несколько драматизируют ситуацию, желая удержать цены на текущем уровне. Однако очевидно, что нефтяные запасы многих стран-импортеров, в первую очередь США, сейчас действительно находятся на очень низком уровне и, по-видимому, при нынешних темпах экономического роста будут последовательно сокращаться и в будущем, а это делает невозможным резкое падение мировой цены нефти.

По словам британского эксперта Колина Кэмпбелла, работавшего в таких нефтяных концернах как «British Petroleum», «Texaco» и «Amoco», начиная с 2005 года «мы будем свидетелями начала долговременного кризиса в производстве нефти и нефтепродуктов». По его прогнозам, цены на сырую нефть значительно возрастут и «оставят далеко позади нынешние 30 долларов США за один баррель».

Тем не менее, в нынешнем году страны ОПЕК, обеспечивающие в настоящий момент около 38% мировых поставок «чёрного золота», под давлением своих влиятельных западных партнёров (особенно, США) уже четыре раза повышали квоты. В сумме квоты были повышены на 3,7 млн. баррелей в день, чего, однако

хватило только для стабилизации цен чуть ниже отметки 10-летнего максимума - $37,8. Более того, в последние дни цены вновь растут под влиянием сообщений о распространении холодной погоды по территории США и повышением спроса на топливо.

Министр нефтяной промышленности Объединенных Арабских Эмиратов (ОАЭ) Абейд Бен Сейф Ан-Насери объявил, что его страна готова увеличить нефтедобычу, если ОПЕК вновь примет соответствующее решение. Министр сказал, что Эмираты в состоянии «справиться с любой дополнительной квотой», которая может быть определена для страны решением нефтяного картеля.

Важность происходящих на рынке нефти процессов для определения перспектив мировой экономики трудно переоценить. Но, как ожидается, ОПЕК не только не будет рассматривать возможность очередного повышения поставок, что было бы, на первый, взгляд логично в условиях угрожающе высоких цен на нефть, но наоборот, будет обсуждать вопрос о возможном сокращении квот с целью предотвращения падения цен к середине 2001 года. Дело в том, что столь высокий спрос на нефть вызван, по мнению большинства экспертов ОПЕК, исключительно сезонными факторами. Так, по оценке министра нефти Катара к весне избыток поставок над потреблением может достигнуть 2 млн. баррелей в день. Наученные горьким опытом двухлетней давности страны ОПЕК на этот раз загодя задумываются о подготовке к быстрому сокращению поставок. Но принятие реальных решений следует ожидать только в начале следующего года.

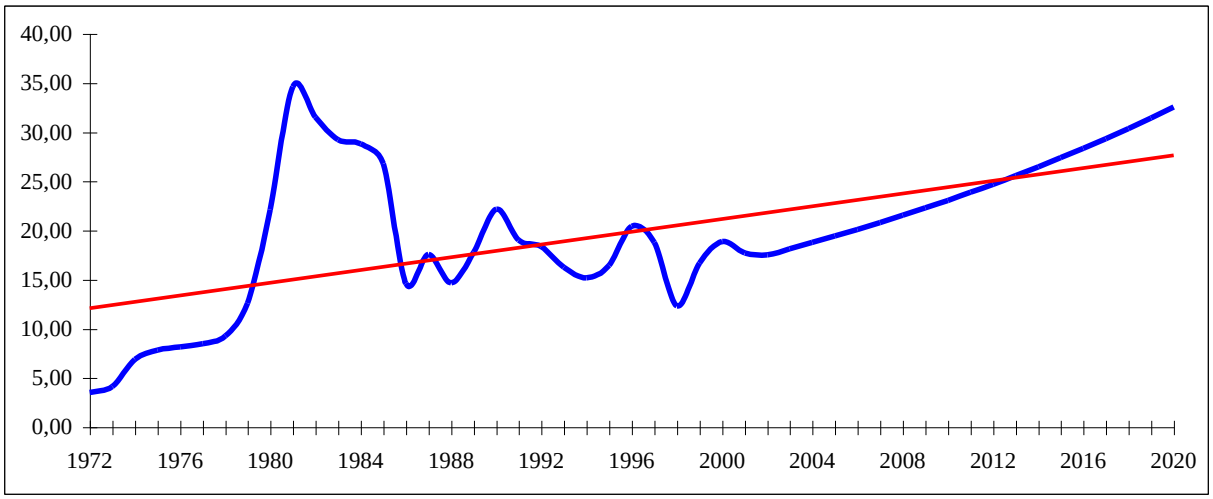
Независимые эксперты, в целом, сходятся в оценках ситуации с ОПЕК. По оценке Международного энергетического агентства в третьем квартале поставки уже превышали спрос в среднем на 1,6 млн. баррелей. А как уже отмечалось выше, энергетический департамент США прогнозирует вероятное снижение цен на нефть уже к концу зимы в северном полушарии на $4-5. Кроме того, отмечается отсутствие видимых эффектов для экономики США от поддержания высоких цен на нефть. Но вот европейские страны продолжают убеждать ОПЕК, и, особенно, Саудовскую Аравию, способную добывать дополнительно более 1 млн. баррелей в день, увеличить поставки. Но, по всей видимости, больше увеличивать квоты ОПЕК не будет. По мнению этой организации основным потребителям нефтепродуктов следует и самим предпринять усилия по снижению цен и, в том числе, понизить

налоги на топливо. В некоторых странах Европы налоги составляют до 75% от цены бензина. Но потребители отказываются идти на подобные меры, указывая, что эти налоги имеют иные функции, в том числе стимулирование использования топливосберегающих технологий.

Волновой анализ тенденций на мировом рынке нефти за последние три года также свидетельствует о вероятной стабилизации с последующим формированием большой нисходящей волны. Вероятные мишени для долгосрочной нисходящей тенденции - $22-23 и $19-20 за баррель. В восходящей тенденции, продолжающейся с конца 1998 года, чётко выделяются две импульсные восходящие и две коррекционные нисходящие волны, и в настоящий момент развивается третья (последняя) восходящая волна, обычно характеризующаяся эйфорией быков. Но предаваться ей нельзя, - время высочайших цен на нефть, вполне возможно, завершается.

Рисунок 4

Динамика цены на западную техасскую нефть (долларов США за баррель): факт и прогноз



Источник: Правительство штата Техас Соединенных Штатов Америки (www.window.state.tx.us)

Средняя долгосрочная цена смеси Brent в течение последних 15 лет составляла чуть выше $18 за баррель (см. рис. 3). Это тот ориентир, который был установлен соглашением стран ОПЕК, подписанным в марте 1999 года, и который вполне соответствует ориентирам ОПЕК с конца 80-х. Это тот уровень, который, по обоюдному мнению США и Саудовской Аравии, учитывает нужды, как

добывающих стран, так и стран-потребителей нефти. Это та цена, при которой становится рентабельной добыча нефти из глубоководных скважин (например, на шельфе Западной Африки и Северного моря). Цена нефти по $18 за баррель обеспечивает основным добывающим странам достаточный объем экспортных поступлений для финансирования своего бюджета (включая закупки западного дорогостоящего оборудования, техники и ноу-хау); позволяет странам-потребителям не опасаться ускорения темпов инфляции и не спешить с поисками альтернативных источников энергии; и, наконец, не дает международным компаниям оснований выделять значительные средства на геологоразведочные работы, успешный исход которых со временем привел бы к сокращению спроса на нефть ОПЕК.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ

Действующее предприятие открытое акционерное общество «ABC-oil» учреждено XX XXX XXXX года и зарегистрировано Государственной регистрационной палатой при Министерстве юстиции Республики Татарстан (свидетельство о регистрации №XXX от XX XXX XXXX года). Юридический адрес общества: 42XXXX, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. XXXXX, ул. XXXXX, д. XXX.

Основными видами деятельности ОАО «ABC-oil» являются:

- освоение и разработка новых нефтяных месторождений, повышение эффективности разработки ранее освоенных месторождений;
- изучение и отбор научных достижений в области разработки нефтяных месторождений, добычи и переработки нефти;
- поиск и создание новых технологий и техники, внедрение в производство;
- совершенствование технологии подготовки сточных вод с применением прогрессивных систем с целью очистки воды, в том числе для закачки в слабопроницаемые коллекторы;
- разработка и внедрение новых методов стимуляции работы скважин и нефтеотдачи пластов;
- выполнение технологических процессов по повышению нефтеотдачи пластов;
- внедрение новых технологий по восстановлению (реконструкции) бездействующих и физически ликвидированных скважин;
- выполнение подземного, капитального ремонта скважин;
- исследование скважин;
- внедрение технологий по обеспечению экологической безопасности при строительстве и ремонте скважин;
- патентная защита новых разработок;
- проведение маркетинговых исследований;
- торгово-закупочная деятельность и торгово-посредническая деятельность;
- транспортные услуги, а также другие виды производственной и хозяйственной деятельности.

На 1 октября 2000 года уставный капитал ОАО «ABC-oil» составляет 100 тыс. рублей, с общим количеством акций 10 тыс. штук и номинальной стоимостью одной акции 10 рублей. Акционерный капитал общества распределен следующим образом:

- ЗАО «XXXXXXX» - 75%;
- физические лица - 25%.

На сегодняшний день, основным видом деятельности ОАО «ABC-oil» является лицензионная разработка XXXXовского нефтяного месторождения и применение методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) на месторождениях ОАО «Татнефть».

Лицензия на геологическое изучение и добычу нефти XXXXовского нефтяного месторождения со сроком окончания действия в сентябре 2023 года выдана ОАО «ABC-oil» XX октября XXXX года Министерством природных ресурсов Российской Федерации и Российским федеральным геологическим фондом.

Кроме того, предприятие имеет лицензию на осуществление деятельности по ремонту оборудования для производств и объектов в нефтяной и газовой промышленности в части ремонта нефтяных скважин XXРТ №XXXXX со сроком действия в течение трех лет, выданную Федеральным горным и промышленным надзором России 20 июля 2000 года.

XXXXовское нефтяное месторождение в административном отношении расположено на границе Азнакаевского и Муслюмовского районов РТ. С экономической точки зрения район месторождения имеет благоприятное расположение. В западной части месторождения проходит усовершенствованная шоссейная дорога, соединяющая районный центр Азнакаево с другими городами республики, восточнее месторождения протекает река Ик. Дополнительным полезным ископаемым, кроме нефти, является строительное минеральное сырье (месторождения известняков, глин, суглинков, песков и песчаников, гравия). Кроме того, XXXXовское месторождение располагается в обжитом районе, в непосредственной близости от обустроенных разрабатываемых месторождений: с запада – Ромашкинского, а с севера и с юга – Муслюмовского и Тумутукского.

В тектоническом отношении ХХХХовское месторождение расположено на восточном склоне Южно-Татарского свода. В пределах месторождения выделены следующие локальные поднятия третьего порядка: Булатовское, Восточно-Булатовское, Чальпинское и Огореловское.

В геологическом строении ХХХХовского месторождения принимают участие докембрийские, девонские, каменноугольные, пермские и четвертичные отложения.

Залежи нефти на месторождении связаны с отложениями нижнего карбона (турнейский ярус и бобриковский горизонт) и верхнего девона (елецкий и пашийский горизонты).

Экспертная оценка имеющейся исходной информации показала слабую геологическую изученность месторождения, а именно – оказались практически неизученными свойства коллекторов и флюидов, эксплуатационные характеристики скважин, а также геометрические характеристики выявленных залежей нефти.

По состоянию на 1 января 2000 года запасы нефти ХХХХовского месторождения, числящиеся на балансе ВГФ, составляют по категории C_1 балансовые – 2.024 тыс. тонн, извлекаемые – 694 тыс. тонн. Нефть данного месторождения относится к группе средних, сернистых и парафинистых.

На 1 октября 2000 года фонд добывающих скважин состоит из 1 скважины, со средним дебитом нефти – 9,4 тонны в сутки.

В настоящее время количество сотрудников ОАО «ABC-oil» составляет 20 человек. Ниже представлена организационная структура компании.

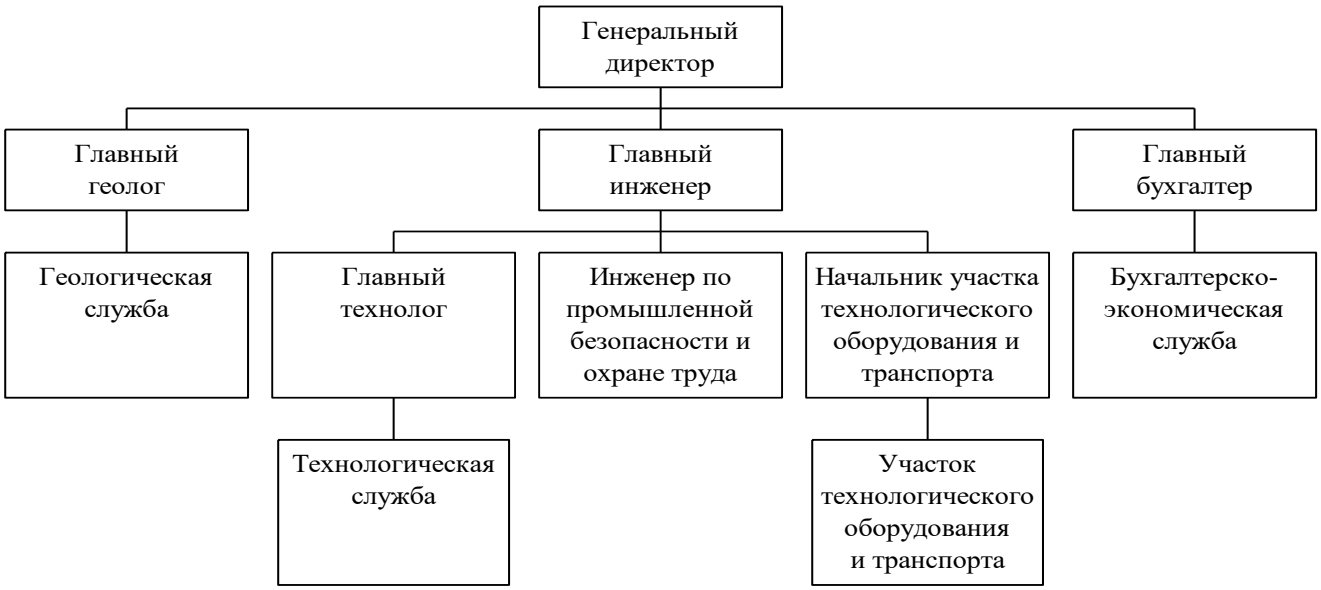
Таблица 1

Руководящий состав ОАО «ABC-oil»

Должность	Краткая характеристика
Генеральный директор	ХХХХХ ХХХХ ХХХХХ. Окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Стаж работы в отрасли 27 года, в ОАО «ABC-oil» - 2 года.
Главный геолог	ХХХХХ ХХХХ ХХХХХ. Окончил Альметьевский нефтяной институт по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Стаж работы в отрасли 10 лет, в ОАО «ABC-oil» - 2 года.
Главный инженер	ХХХХХ ХХХХ ХХХХХ. Окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Стаж работы в отрасли 29 лет, в ОАО «ABC-oil» - менее года.
Главный бухгалтер	ХХХХХ ХХХХ ХХХХХ. Прошла повышение квалификации в Казанском финансово-экономическом институте по специальности «Бухгалтерский учет, контроль и анализ хозяйственной деятельности». В ОАО «ABC-oil» - 2 года.
Главный технолог	ХХХХХ ХХХХ ХХХХХ. Окончил Уфимский нефтяной институт по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Стаж работы в отрасли 7 лет, в ОАО «ABC-oil» - 1 год.

Рисунок 5

Организационная структура ОАО «ABC-oil»



БИЗНЕС-ДИАГНОСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ

Бизнес-диагностика состояния ОАО «ABC-oil» проведена на основе его бухгалтерской и статистической отчетности и позволяет на основе ряда аналитических показателей оценить имущественное состояние, ликвидность, финансовую устойчивость и деловую активность предприятия (см. табл. 2).

Таблица 2

Аналитические показатели деятельности ОАО «ABC-oil»

Наименования показателей	1998 год	1999 год	9 месяцев 2000 года
Коэффициенты ликвидности			
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,00	0,42	0,78
Коэффициент текущей ликвидности	0,28	1,02	2,12
Коэффициент маневренности функционирующего капитала	-0,36	27,20	0,23
Доля собственных оборотных средств в общей их сумме, %	-	1,9	52,9
Показатели финансовой устойчивости			
Коэффициент соотношения заемных и собственных средств	115,87	2,03	0,61
Коэффициенты деловой активности			
Коэффициент оборачиваемости всего капитала	-	1,02	1,77
Коэффициент оборачиваемости собственного капитала	-	3,09	2,86
Коэффициент оборачиваемости собственного оборотного капитала	-	79,94	4,14
Коэффициент оборачиваемости сырья и материалов	-	72,00	322,02
Коэффициент оборачиваемости готовой продукции	-	2,15	10,35
Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности	-	61,31	4,33
Период оборачиваемости дебиторской задолженности, дней	-	6	62
Фондоотдача, рублей	-	9,45	11,45
Коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности	-	1,05	2,75
Период оборачиваемости кредиторской задолженности, дней	-	343	98
Период погашения задолженности поставщикам, дней	-	161	7
Коэффициенты рентабельности			
Рентабельность основной деятельности, %	-	45,6	82,0
Рентабельность продаж, %	-	31,3	45,0
Рентабельность совокупного капитала, %	-	21,2	46,1
Рентабельность собственного капитала, %	-	64,2	74,4

Оценивая динамику развития ОАО «ABC-oil» за период 1998 – 9 месяцев 2000 года, можно отметить тенденцию повышения устойчивости финансового состояния компании.

На 1 октября 2000 года величина чистых активов акционерного общества составила 28.262,2 тыс. рублей или 1.018,5 тыс. долларов США.

Рост стоимости активов ОАО «ABC-oil» произошел за счет увеличения основных производственных фондов в 3,2 раза, дебиторской задолженности – в 54,6 раза и остатков денежных средств на счетах в банках – в 2,4 раза.

На 1 октября 2000 года стоимость основных средств компании составляет 7.087,6 тыс. рублей. Кроме того, на дату оценки ОАО «ABC-oil» имеет ряд объектов незавершенного строительства на общую сумму 590,9 тыс. рублей.

В целом, оценивая состояние всех хозяйственных средств ОАО «ABC-oil» начиная с 1998 года, можно отметить положительную динамику роста всех активов предприятия, в том числе компания активно наращивает свои оборотные средства.

В начале 1999 года практически вся финансово-хозяйственная деятельность компании финансировалась за счет привлеченных средств. В дальнейшем, несмотря на увеличение абсолютной величины кредиторской задолженности, рост объемов нефтедобычи и мировых цен на нефть позволил ОАО «ABC-oil» стабилизировать структуру своих источников финансирования. По состоянию на 1 октября 2000 года в собственном капитале сосредоточено 64,7% пассивов компании.

На протяжении 1998–1999 годов ОАО «ABC-oil» испытывало дефицит в собственных оборотных средствах для финансирования текущей деятельности. Текущей показатель ликвидности в течение 9 месяцев 2000 года увеличился более чем в 2 раза и достиг оптимального уровня. Другими словами, компания, мобилизовав 47% оборотных активов, может исполнить все имеющиеся обязательства перед своими кредиторами. По итогам 9 месяцев 2000 года по первому требованию своих кредиторов, компания смогла бы погасить 78% всей имеющейся задолженности только за счет денежных средств.

В результате значительного роста объемов нераспределенной прибыли и фондов накопления в III квартале 2000 года доля собственных оборотных средств в общей их сумме составила 53%.

Таким образом, оценивая платежеспособность ОАО «ABC-oil» можно сделать вывод о том, что динамика представленных показателей отражает существенное улучшение ликвидности компании.

По данным на 1 октября 2000 года собственный капитал ОАО «ABC-oil» составляет 28.408,3 тыс. рублей, что в 4,2 раза больше чем на начало года. Собственный капитал компании формируется в основном за счет фондов накопления, добавочного капитала и нераспределенной прибыли отчетного периода.

Коэффициент соотношения заемных и собственных средств показывает, что на 1 рубль собственных средств приходится 0,61 рубля заемного капитала.

По итогам 9 месяцев 2000 года оборачиваемость всего капитала составила 203 дня. Рост данного показателя по сравнению с предыдущими периодами деятельности компании говорит о том, что быстрее совершается полный цикл производства и обращения. Этому способствовало превышение темпов прироста выручки от реализации над темпом прироста активов компании.

Рост выручки за 9 месяцев 2000 года положительно повлиял на уровень фондоотдачи, которая по состоянию на 1 октября 2000 года составила 11,45 рублей.

На начало 2000 года погашение дебиторской задолженности происходило в среднем через 6 дней, а за 9 месяцев 2000 года срок ее возврата составил 62 дня.

Срок оборачиваемости кредиторской задолженности на 1 октября 2000 года снизился более чем в 3 раза и составил 98 дней. Сопоставляя показатели оборачиваемости кредиторской и дебиторской задолженности (98 дней и 63 дня соответственно), можно сделать вывод о том, что предприятие активно пользуется коммерческим кредитом, предоставляемым покупателями и заказчиками.

Объемы товарной продукции ОАО «ABC-oil» в течение анализируемого периода складывались из нефтедобычи на лицензионном XXXXовском месторождении и оказании сервисных услуг по внедрению методов увеличения нефтедобычи (МУН) на скважинах ОАО «Татнефть» (см. рис. 6).

За 9 месяцев 2000 года добыча нефти ОАО «ABC-oil» составила 24.752 тонны, что на 71,6% больше чем уровень добычи 1999 года. Рост объемов нефтедобычи говорит об эффективности не только использования имеющихся производственно-технических мощностей по добыче лицензионной нефти, но и применяемых методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) на скважинах НГДУ «XXXXнефть» ОАО «Татнефть».

Рисунок 6

Добыча нефти ОАО «ABC-oil»

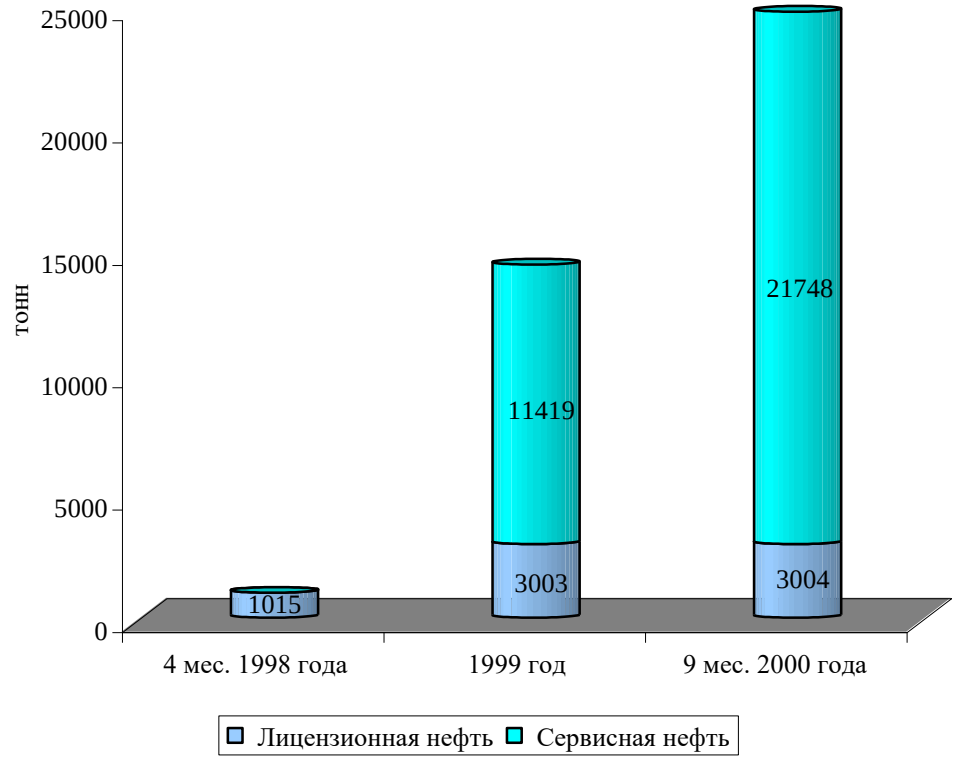
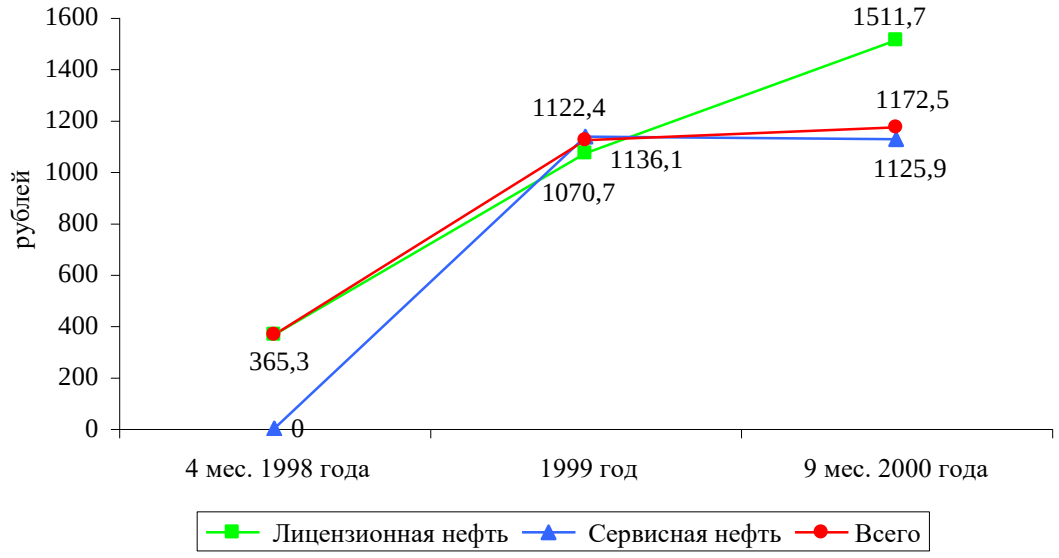


Рисунок 7

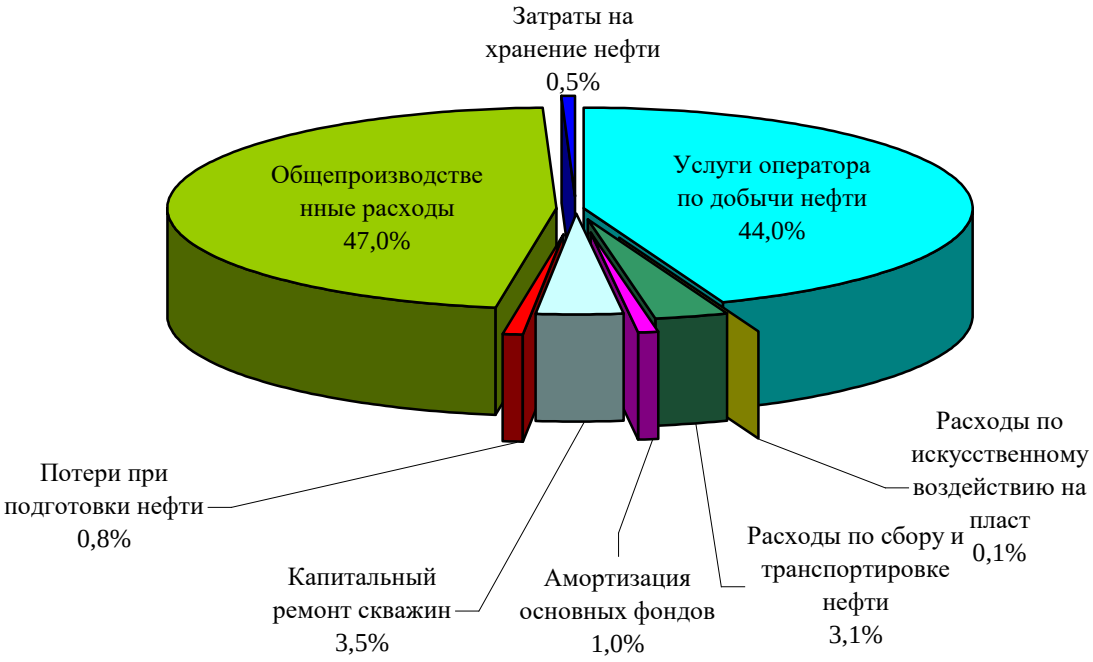
Себестоимость добычи нефти ОАО «ABC-oil»



Полная себестоимость 1 тонны добытой нефти в 1999 году составила 1.122 рубля. За 9 месяцев 2000 года данный показатель увеличился всего на 4,4% и достиг 1.172,5 рублей. При этом себестоимость лицензионной нефти составила 1.511,7 рублей, а сервисной – 1125,9 рублей.

Рисунок 8

Структура себестоимости добычи нефти ОАО «ABC-oil»

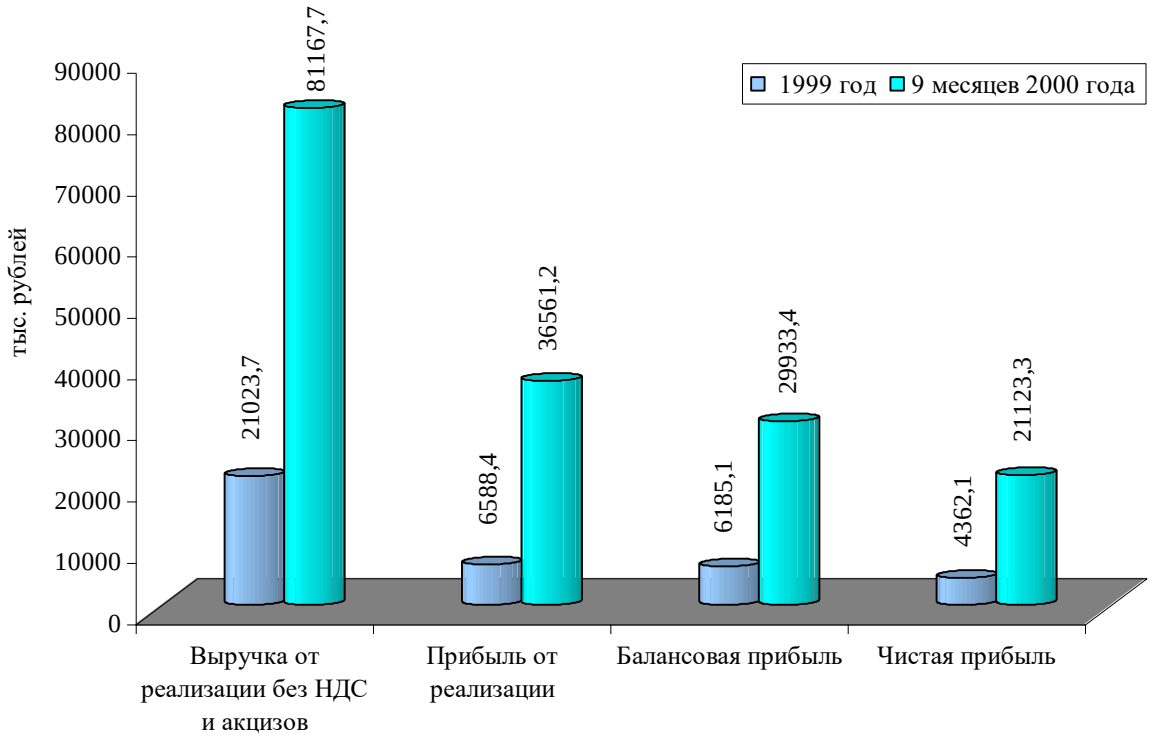


Следует отметить рост доли общепроизводственных расходов в себестоимости нефтедобычи. Так их доля в 1999 году составила 14%, а за 9 месяцев 2000 года - 55,1%, то есть увеличилась почти в 4 раза. В основном это было обусловлено ростом амортизационных отчислений, поскольку компания в течение 9 месяцев 2000 года активно наращивала основные производственные фонды и применяла повышенные нормы амортизационных отчислений.

Анализ технико-экономических показателей компании показал, что акционерное общество ежегодно увеличивает объемы нефтедобычи. Благоприятная рыночная ситуация в 1999–2000 годах привела к росту доходов компании. Так прибыль от реализации продукции увеличилась в 5,5 раза и составила 36.561,2 тыс. рублей (см. рис. 9). Каждая тонна добытой и отгруженной нефти за 9 месяцев 2000 года принесла компании 850 рублей чистой прибыли.

Рисунок 9

Финансовые результаты деятельности ОАО «ABC-oil» в 1999 – 9 месяцев 2000 года



ОЦЕНКА МЕТОДОМ ЧИСТЫХ АКТИВОВ

В оценке бизнеса подход на основе определения стоимости его активов основывается на принципе замещения: актив стоит не больше, чем были бы затраты на замещение всех его составных частей.

В рамках настоящей оценки при использовании метода чистых активов (см. Приказ Министерства финансов РФ № 71 и Федеральной комиссии по рынку ценных бумаг № 149 от 5 августа 1996 года «О порядке оценки стоимости чистых активов акционерных обществ»), баланс предприятия, составленный на принципе исторической стоимости, заменяется балансом, в котором все активы - осязаемые и неосязаемые, а также все обязательства показаны по рыночной стоимости или какой-либо другой подходящей текущей стоимости.

Недостатком оценки предприятия данным методом является то, что он редко соответствует его рыночной стоимости. Это вызвано тем, что в общем случае традиционные методы бухгалтерского учета не отражают истинную рыночную стоимость.

Оценка методом на основе активов проводилась по данным бухгалтерского баланса ОАО «ABC-oil» по состоянию на 1 октября 2000 года с соответствующей корректировкой балансовых статей. Следует отметить, что предприятие ведет активную деятельность с 1999 года, чем вызвано, и время приобретения подавляющей части его активов. Поэтому по большей части статей бухгалтерского баланса ОАО «ABC-oil» корректировки не проводились.

Нематериальные активы

Перечень нематериальных активов, принадлежащих ОАО «ABC-oil» представлен в Приложении к настоящему отчету (см. приложение).

Стоимость таких объектов как приобретенные лицензии на право пользование недрами и на осуществление деятельности по ремонту оборудования не корректировалась, так как размер платежей по ним регулируется государством.

Стоимость программных продуктов, приобретенных в январе–феврале текущего года, также не переоценивалась, так как цены на данные или аналогичные программные продукты реализуются по ценам в условных единицах и изменяются в соответствии с колебаниями курса доллара США.

Основные средства

Основные фонды ОАО «ABC-oil» приобретены в период с 5 июля 1999 года по 15 сентября 2000 года, причем большая их часть (74%) – в 2000 году. На основе данных о времени приобретения был сделан вывод о том, что стоимость объектов основных средств предприятия соответствует уровню текущих цен на аналогичные объекты. Кроме того, это дало основание для заключения, что объекты основных средств ОАО «ABC-oil» не имеют функционального износа (то есть износа имущества из-за несоответствия современным требованиям), поэтому при оценке их стоимости учитывался только физический износ - износ имущества, связанный со снижением его работоспособности в результате естественного физического старения. При этом физический износ основных средств предприятия определялся в соответствии с нормами амортизационных отчислений на их полное восстановление.

Незавершенные капитальные вложения

В составе незавершенных капитальных вложений, находящихся на балансе предприятия находятся как объекты незавершенного строительства, так и оборудование к установке (см. приложение). Все инвестиции в указанные объекты датируются 2000 годом, поэтому их стоимость не корректировалась.

Долгосрочные финансовые вложения

В составе объектов долгосрочных финансовых вложений, находящихся на балансе ОАО «ABC-oil» числятся акции ОАО «Татнефть» в количестве 66335 штук. Данная организацию является «открытой компанией», и наличие постоянных биржевых котировок акций ОАО «Татнефть» позволяет определить их реальную рыночную стоимость.

По итогам торгов в Российской торговой системе на 1 октября 2000 года рыночная стоимость одной акции ОАО «Татнефть» составила $0,50033 (или 13,88 рубля). Таким образом, откорректированная стоимость долгосрочных финансовых вложений ОАО «ABC-oil» составляет 920,7 тыс. рублей.

Производственные запасы

Корректировки статей «Сырье, материалы и другие аналогичные ценности» и «Готовая продукция» не проводились по причине отсутствия устаревших и неликвидных запасов по этим статьям.

Стоимость расходов будущих периодов не корректировалась, и оценивалась по номинальной стоимости, так как у ОАО «ABC-oil» существует связанная с данными активами выгода.

Дебиторская задолженность

Стоимость дебиторской задолженности ОАО «ABC-oil» также не корректировалась, так как в ее составе отсутствует дебиторская задолженность со сроком давности, превышающим три месяца.

Таблица 3

Оценка собственного капитала ОАО «ABC-oil»
на основе стоимости его активов по состоянию на 1 октября 2000 года (тыс. рублей)

Наименование показателя	Величина показателя до корректировки	Величина показателя после корректировки
I. Активы		
1. Нематериальные активы	142,7	142,7
2. Основные средства	7087,6	15735,5
3. Незавершенное строительство	590,9	590,9
4. Долгосрочные финансовые вложения	1000,0	920,7
5. Прочие внеоборотные активы	-	-
6. Запасы	4705,9	4705,9
7. Дебиторская задолженность	18733,7	18733,7
8. Краткосрочные финансовые вложения	-	-
9. Денежные средства	13608,5	13608,5
10. Прочие оборотные активы	-	-
11. Итого активы	45869,3	54437,9
II. Пассивы		
12. Целевое финансирование и поступление	146,1	146,1
13. Заемные средства	-	-
14. Кредиторская задолженность	16208,6	16208,6
15. Расчеты по дивидендам	-	-
16. Резервы предстоящих расходов и платежей	1252,4	1252,4
17. Прочие пассивы	-	-
18. Итого пассивы, исключаемые из стоимости активов	17607,1	17607,1
Стоимость чистых активов	**28262,2**	**36830,8**

Таким образом, стоимость собственного капитала ОАО «ABC-oil», определенная на основе стоимости его активов, по состоянию на 1 октября 2000 года составила 36.831 тыс. рублей или 1.327 тыс. долларов США.

ОЦЕНКА МЕТОДОМ РЫНОЧНЫХ СРАВНЕНИЙ

Данные о рыночных сделках по компаниям, долям акционеров в капитале компаний или ценным бумагам, являются одним из основных источников объективной эмпирической информации для выведения стоимостных показателей, применимых в оценке бизнеса. Но разработка стоимостных показателей на основе изучения компаний-аналогов в целях проведения оценки предприятий, доли акционеров в капитале предприятия или ценных бумаг должна использоваться в тех случаях, когда имеется достаточная информация.

Под компаниями-аналогами понимаются компании, которые представляют собой базу для сопоставления с оцениваемой компанией по сравнительным инвестиционным характеристикам. В идеале, компании-аналоги действуют в той же отрасли, что и оцениваемые компании.

Для того чтобы обеспечить доверие к аналитическим результатам оценки, требуется организовать тщательный, объективный поиск компаний-аналогов. Эта процедура должна включать критерии для предварительного рассмотрения и окончательного выбора компаний-аналогов.

Эмпирические данные, относящиеся к компаниям-аналогам, могут быть взяты из данных о сделках, как по контрольным пакетам акций, так и по неконтрольным пакетам либо в открытых компаниях, либо в компаниях закрытого типа. Получение и анализ всей доступной финансовой и оперативной информации о компаниях-аналогах является необходимым условием проведения оценки.

Необходимо провести качественный и количественный сравнительный анализ общих черт и различий между компаниями-аналогами и оцениваемой компанией для оценки стоимостных показателей компаний-аналогов по отношению к оцениваемой компании.

Ценовая информация о компаниях-аналогах должна быть увязана с наиболее существенной финансовой информацией о каждой компании-аналоге, чтобы можно было рассчитать соответствующие оценочные коэффициенты.

Чтобы определить соответствующие оценочные коэффициенты для оцениваемой компании, необходимо одновременно взаимоувязано использовать и оценочные коэффициенты для компаний-аналогов, и сравнительный анализ качественных и количественных факторов.

В процессе настоящей оценки рыночный подход использовался только в целях информационно-справочного характера по той причине, что размер и характер деятельности ОАО «ABC-oil», относящегося к категории малых нефтедобывающих компаний, не позволяют провести его корректную сопоставимую оценку на основе, например, такого мультипликатора как «капитализация/запасы».

Более того, сопоставляя по ряду показателей даже такие крупные и устойчивые компании как ОАО «Татнефть» и ОАО «Сургутнефтегаз» видно, как значительно отличаются их относительные показатели (см. табл. 4).

Таблица 4

Сравнительные данные по ОАО «Татнефть» и ОАО «Сургутнефтегаз»

Наименование показателя (мультипликатора)	ОАО «Татнефть»	ОАО «Сургутнефтегаз»
Капитализация/запасы	0,36	1,01
Капитализация/добыча	0,01	0,04
Капитализация/годовой объем реализации	0,13	0,52
Капитализация/суммарные активы	0,10	0,30
Капитализация/балансовый капитал	0,36	0,33

Источник: Козлов А., Салун В. Сколько стоит «закрытая» компания. - Рынок ценных бумаг, №16, 1999.

При этом следует учесть, что в настоящее время на величину рыночной капитализации предприятий на развивающемся российском фондовом рынке во многом оказывают влияние качественные факторы. В частности, к ним относится ликвидность акций, характеризуемая объемом торгов, величиной спрэда между ценой покупки и продажи акций, наличием расписок на акции, депонированных в американском банке (ADR) и др. Отличия в оценках особенно заметны при сравнении российских и зарубежных компаний (см. табл. 5).

Таблица 5

Сравнительные оценки
по ряду российских и зарубежных нефтедобывающих компаний

Наименование компании	Цена/ прибыль	Цена/ денежные потоки	Стоимость предприятия/ прибыль от реализации до амортизации
Татнефть	3,7	2,8	2,9
ЛУКойл	6,3	5,3	4,6
Сургутнефтегаз	4,8	5,3	2,8
Сибнефть	8,1	4,6	4,3
Enterprise Oil	21,9	н.д.	н.д.
Unipetrol	12,9	н.д.	н.д.
Petrobras	4,7	н.д.	н.д.

Источник: Татнефть - Аналитический обзор (www.trodial.ru)

Кроме того, несмотря на то, что ОАО «ABC-oil» функционирует с 1998 года, а самостоятельную деятельность по добыче нефти предприятие начало осуществлять с 1999 года, поэтому затруднительно проведение анализа ретроспективных данных о его прибылях и денежных потоках.

Таблица 6

Результаты оценки одной обыкновенной акции ОАО «ABC-oil»
на основе оценочных мультипликаторов

Наименование компании	P/E (2-й кв. 2000 г.)	P/S (2-й кв. 2000 г.)	P/BV (2-й кв. 2000 г.)	Капитализация / добыча, $/тонна (1-й кв. 2000 г.)
ОАО «Юганскнефтегаз»	0,907	0,082	0,076	7,167
ОАО «Сургутнефтегаз»	4,280	2,111	1,353	1011,945
ОАО «Томскнефть»	отриц.	0,113	0,055	
ОАО «Коминефть»	отриц.	0,359	0,131	
ОАО «Татнефть»	1,314	0,390	0,649	186,701
ОАО «Нижневартовскнефтегаз»	отриц.	0,001	0,056	
ОАО «Черногорнефть»	0,837	0,312	2,747	67,185
ОАО «Оренбургнефть»	1,549	0,557	0,677	215,772
ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз»	3,219	0,801	1,743	764,315
В среднем по отрасли	10,734	0,501	0,512	
В среднем по сопоставимым компаниям	2,018	0,525	0,832	248,228
ОАО «ABC-oil»	**0,173**	**0,176**	**0,085**	**118,057**

Источник: Национальная ассоциация участников фондового рынка (www.skrin.ru) и расчеты ЗАО «XXXXXXX»

Для проведения оценки ОАО «ABC-oil» были выбраны несколько оценочных коэффициентов и определены несколько стоимостных показателей стоимости одной обыкновенной акции (см. табл. 6) на основе следующих мультипликаторов:

1) Отношение цены обыкновенной акции к прибыли на акцию (P/E). Прибыль на акцию рассчитывается как разность между прибылью за последние 4 квартала и общей суммой дивидендов по привилегированным акциям, деленная на количество обыкновенных акций. Нераспределенная прибыль (стр. 170 ф. № 2 в отчетности до 01.01.2000 г.; стр. 190 ф. № 2 в отчетности после 01.01.2000 г.) за 3, 6, 9 или 12 месяцев (в зависимости от рассматриваемого квартала), пересчитанная по среднему курсу доллара за соответствующий период;

2) Отношение капитализации (суммарная рыночная стоимость обыкновенных и привилегированных акций) к выручке за последние 4 квартала (P/S). Чистая выручка (стр. 010 ф. № 2) за 3, 6, 9 или 12 месяцев (в зависимости от

рассматриваемого квартала), пересчитанная по среднему курсу доллара за соответствующий период;

3) Отношение капитализации к собственному капиталу (P/BV). Собственный капитал (стр. 490 ф. № 1) за вычетом убытков (стр. 390 ф. № 1) в отчетности до 01.01.2000 г. Собственный капитал (стр. 490 ф. № 1) в отчетности после 01.01.2000 г. Пересчет в доллары производится по курсу на конец квартала;

4) Отношение капитализации к объему добычи лицензионной нефти.

ОЦЕНКА
МЕТОДОМ ДИСКОНТИРОВАННОГО БУДУЩЕГО ДЕНЕЖНОГО ПОТОКА

Доходный подход предусматривает установление стоимости бизнеса путем расчета приведенной к текущему моменту стоимости ожидаемых выгод. Ожидаемый доход или выгоды конвертируются в стоимость посредством расчетов, учитывающих ожидаемый рост и время получения выгод, риск, связанный с потоком выгод, и стоимость денег в зависимости от времени.

Ожидаемый доход или выгоды должны рассчитываться с учетом структуры капитала и прошлых результатов бизнеса, перспектив его развития, а также отраслевых и общеэкономических факторов.

Одним из наиболее распространенных методов в рамках доходного подхода является метод дисконтированного будущего денежного потока. В процессе применения данного метода оценки денежные поступления рассчитываются для каждого из нескольких будущих периодов. Эти поступления конвертируются в стоимость путем применения дисконтной ставки с использованием способов расчета приведенной стоимости.

Чистый денежный поток - это сумма денежных средств, которая остается после того, как удовлетворены все потребности бизнеса в денежных средствах в данном операционном периоде. Чистый денежный поток, как правило, рассматривается как денежные средства, которые можно направить на пополнение собственного или инвестируемого капитала.

В процессе настоящей оценки расчеты производились на основе определения чистого денежного потока для собственного капитала действующего предприятия:

Чистый доход после уплаты налогов
+
Амортизация и другие не денежные расходы
-
Капитальные затраты
-
Прирост собственного оборотного капитала
+
Прирост долга с выплатой процентов за вычетом сумм выплат в погашение долга
=
Денежный поток

Все расчеты в рамках метода дисконтированного будущего денежного потока проводились в долларах США по курсу на 1 октября 2000 года, который составлял 27,75 рублей за 1 доллар США.

Прогнозы, содержащиеся в отчете, основывались на текущих рыночных условиях и предполагаемых краткосрочных факторах, влияющих на изменение спроса и предложения. Предполагалось также, что в прогнозный период будет сохраняться стабильная экономическая ситуация. Эти прогнозы подвержены изменениям и зависят от ситуации, складывающейся на рынке.

В процессе расчета будущего денежного потока был определен прогнозный период, равный сроку эксплуатации Булатовского участка ХХХХовского нефтяного месторождения, который был определен в технико-экономическом обосновании освоения и разработки данного месторождения, подготовленного Татарским научно-исследовательским и проектным институтом нефти (ТатНИПИнефть) - до 2020 года. Следует отметить, что первый прогнозный период соответствует IV кварталу 2000 года, а все последующие периоды - календарным годам.

Длительный прогнозный период предопределяется высоким уровнем риска и некоторой неопределенностью, связанной с перспективами деятельности ОАО «ABC-oil», относящегося к категории малых нефтедобывающих компаний. Это же делает неоправданным определение остаточной стоимости, исходя из предположения, что в послепрогнозный период будут сохраняться стабильные долгосрочные темпы роста предприятия, в частности увеличение объемов нефтедобычи.

Определение величины будущих валовых доходов и расходов в прогнозный период проводились по направлениям основной деятельности ОАО «ABC-oil»: добыча лицензионной нефти, оказание сервисных услуг по ПНП и КРС.

При прогнозировании предполагалось, что средняя мировая цена на нефть марки Brent в первые два прогнозных периодах составит $30 за баррель, а впоследствии будет изменяться в зависимости от конъюнктуры мирового рынка нефти (см. табл. 10). Цены реализации нефти определялись с учетом качественных характеристик татарстанской нефти и сложившегося на текущий момент времени соотношения цен реализации нефти по ОАО «ABC-oil» на внутреннем и внешнем рынках и мировой цены на нефть.

При расчете выручки от реализации нефти было сделано предположение, что полный объем добытой нефти отгружается потребителям на внутреннем рынке.

При определении себестоимости производственной деятельности расчет производился по таким статьям затрат, как:

- Услуги оператора по добычи нефти;
- Расходы по сбору и транспортировки нефти;
- Амортизация основных фондов;
- Потери при подготовке нефти;
- Капитальный ремонт скважин;
- Затраты на хранение нефти;
- Расходы по проведению мероприятий по ПНП;
- Расходы по заработной плате с отчислениями;
- Общепроизводственные расходы.

При этом расчеты производились на основе данных бюджета финансово-экономической деятельности ОАО «ABC-oil» на 2001-2005 годы с последующей экстраполяцией величины затрат, связанных с изменениями объемов нефтедобычи и сервисных услуг. Следует отметить, что величина амортизационных отчислений и льгота по налогу на прибыль, возникающая при финансировании предприятиями отраслей сферы материального производства капитальных вложений производственного назначения, начиная с 2001 года определяются в соответствии с Проектом части II Налогового кодекса Российской Федерации.

При прогнозировании будущих денежных потоков предполагалось, что капитальные вложения будут осуществляться в соответствии с планом освоения Булатовского участка ХХХХовского месторождения и мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов с учетом текущих цен на осуществление подобных работ.

Прирост собственного оборотного капитала определялся на основе допущения, что его величина составляет 10% от размера всего оборотного капитала предприятия, и исходя из предполагаемой продолжительности периода одного оборота производственных запасов (15 дней), готовой продукции (30 дней) и дебиторской задолженности (30 дней).

На время действия прогнозного периода предполагалось также, что, как и ранее, долгосрочные займы и ссуды получаться не будут, и долгосрочная задолженность в составе пассивов предприятия будет отсутствовать.

Дисконтная ставка - ставка отдачи (доходности), используемая для конвертации денежной суммы, подлежащей выплате или получению в будущем, в нынешнюю стоимость. Дисконтная ставка выражается как процентная ставка, определяемая по рыночным данным об альтернативных инвестициях. При ее расчете учитываются такие факторы, как уровень процентных ставок, ставок отдачи (доходности), ожидаемых инвесторами от аналогичных инвестиций, а также риск, присущий ожидаемому потоку выгод.

Дисконтная ставка совместима с рассматриваемым видом ожидаемых выгод. Так как прогнозируемый доход выражен в номинальных суммах (на основе текущих цен), в процессе настоящей оценки используется ставка для номинальных величин.

В рамках настоящей оценки расчет дисконтной ставки для денежного потока на собственный капитал производился на основе модели оценки капитальных активов и кумулятивным методом.

Необходимо отметить, что во избежание прогнозирования в условиях высокой инфляции стоимость действующего предприятия, величина его будущих денежных потоков оценивается в единицах твердой иностранной валюты - в долларах США, и соответственно дисконтирование денежных потоков возможно с учетом текущих сложившихся на дату оценки в США условий осуществления инвестиций. Такая дисконтная ставка отражает альтернативные издержки капитала в этой стране, включая ожидаемую инфляцию и рыночную премию за риск.

Модель оценки капитальных активов основана на предположении, что инвестор стремится к получению дополнительных доходов по сравнению с гарантированными доходами от безрисковых инвестиций.

В соответствии с моделью оценки капитальных активов дисконтная ставка находится по формуле:

$$R = R_f + \beta * (R_m - R_f), \text{ где}$$

R_f - очищенная от риска ставка дохода;

β - коэффициент Бета, являющийся мерой систематического риска, связанного с макроэкономическими и политическими процессами, происходящими в стране;

R_m - среднерыночная ставка доходности.

Данная модель является наиболее объективной, поскольку основана на реальной рыночной информации, а не на экспертной оценке. В качестве безрисковой ставки была принята доходность валютных облигаций РФ со сроком погашения в 2018 году в размере 15,4%. В настоящее время именно еврооблигации России являются наиболее разумным финансовым инструментом для определения безрисковой ставки. Среди всех отечественных аналогов они обладают максимальным объемом выпуска (более 15 млрд. долларов США), наличием большого количества разнообразных траншей и легкостью получения необходимой информации об их доходности. Кроме того, даже в связи с августовским кризисом 1998 года, по данному виду ценных бумаг дефолт не объявлялся.

Здесь следует отметить, что процентной ставкой вообще называется относительный размер платы за пользование ссудой (кредитом) в течение определенного периода времени. Процентная ставка, взимаемая банком по кредитам, называется кредитной процентной ставкой. Частным случаем кредитной процентной ставки является ставка рефинансирования Центрального банка РФ. Это ставка процента, под который ЦБ РФ выдает коммерческим банкам кредит для пополнения их резервов. Процентная ставка, выплачиваемая банком по депозитным вкладам, называется депозитной процентной ставкой. Кредитная и депозитная процентные ставки могут быть номинальными и реальными.

Номинальной называется процентная ставка, объявленная кредитором. Она учитывает не только доход кредитора, но и индекс инфляции. Реальная процентная ставка - это номинальная процентная ставка, приведенная к неизменному уровню цен, то есть скорректированная с учетом инфляции («очищенная от влияния инфляции»). Таким образом, реальная процентная ставка - это процентная ставка, которая при отсутствии инфляции обеспечивает такую же доходность от займа, что

и номинальная процентная ставка при наличии инфляции (см. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов, утвержденные Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом по строительству, архитектуре и жилищной политики РФ № ВК 477 от 21 июня 1999 года).

Для оценки дополнительного уровня доходности во внимание была принята средняя рыночная доходность российского фондового рынка, что и требует теория и практика финансовых расчетов. Причем определение средней доходности набора (портфеля) инвестиций за определенный период или средней доходности вложения капитала за несколько периодов времени следует рассчитывать средний цепной темп прироста по формуле средней геометрической, так как начальная сумма инвестиций меняется от периода к периоду.

Доходность вообще является производным показателем от общей суммы совокупного чистого дохода, произведенного капиталом за определенный период времени, и величины богатства собственника капитала на начало периода. Так как благосостояние на конец периода будет равно сумме его величины на начало периода плюс величина совокупного чистого дохода, полученного собственником за весь период, формулу расчета доходности можно представить следующим образом:

$$\text{Доходность} = (\text{Благосостояние}_1 - \text{Благосостояние}_0) / \text{Благосостояние}_0, \text{ где}$$

индексы 0 и 1 обозначают соответственно начало и конец периода времени.

Наряду с доходностью ценных бумаг или их портфелей, может быть определена доходность конкретного финансового рынка в целом (например, РТС). Для этого можно использовать изменение какого-либо фондового индекса (РТС, АК&М и др.). Прирост (снижение) этого индекса за определенный период должен быть отнесен к значению индекса на начало периода:

$$r_m = (I_1 - I_0) / I_0, \text{ где}$$

r_m – уровень доходности рынка в целом;

I_1, I_0 – значения фондовых индексов соответственно на конец и начало периода.

Таблица 7

Динамика рыночной доходности, определенной с учетом изменений индекса РТС

Дата	Значение индекса РТС	Доходность рынка, % годовых
01.10.95	86,09	
01.10.96	165,57	92,3
01.10.97	503,96	204,4
01.10.98	41,18	-91,8
01.10.99	84,50	105,2
01.10.00	199,08	135,6

Представленные выше данные позволяют определить, что уровень средней рыночной доходности составляет 18,3%.

Коэффициент Бета служит мерой систематического риска и показывает чувствительность ценных бумаг к колебаниям рынка. Коэффициент Бета больше единицы, если относительный риск по акциям конкретной компании или отрасли превышает среднерыночный, и меньше 1, если относительный уровень риска ниже среднего.

Можно ожидать, что для ОАО «ABC-oil», относящегося к категории малых нефтедобывающих компаний и имеющего ярко выраженную зависимость от ОАО «Татнефть», значение коэффициента Бета сопоставимо со значением данного показателя, определенного по ОАО «Татнефть» и составляющим 1,2156.

В то же время, коэффициентом Бета измеряется систематический риск имеющегося у сравниваемых компаний акционерного капитала с долговой нагрузкой, а как раз долговая нагрузка ОАО «Татнефть», структура инвестированного капитала которого имеет значительную долю заемных средств, отличается от той, какая свойственна ОАО «ABC-oil».

Коэффициент Бета, очищенный от долговой нагрузки, служит показателем предпринимательского риска компании, то есть риска, присущего ее бизнесу, так как устраняет эффект финансовой зависимости. Публикуемые же значения

коэффициента Бета акций, рассчитанные на основе рыночной доходности, показывают, какой риск свойственен акционерному капиталу компании при данном существующем уровне ее долговой нагрузки. Для того, чтобы «освободить» коэффициент Бета от долговой нагрузки, необходимо использовать данные о коэффициенте Бета с долговой нагрузкой, целевой структуре капитала, ставке налога на прибыль и произвести соответствующие расчеты на основе следующей формулы:

$$\beta_L = [1 + (1 - T_c) * B/S] * \beta_u, \text{ где}$$

β_L – коэффициент Бета акций с долговой нагрузкой;

T_c – ставка налога на прибыль;

B/S – коэффициент долг/собственный капитал компании, рассчитанный в рыночных ценах;

β_u – коэффициент Бета акций без долговой нагрузки (показатель предпринимательского риска).

Как видно из представленных ниже данных (см. табл. 8), значения коэффициента Бета, рассчитанные по акциям российских нефтяных компаний, значительно отличаются друг от друга. Это служит дополнительным основанием использовать в рамках настоящей оценки коэффициент Бета, рассчитанный по ОАО «Татнефть», составивший после корректировки на структуру капитала 1,0663. Так как в структуре капитала ОАО «ABC-oil» отсутствует долгосрочная задолженность, то есть показатель B/S = 0, то значение коэффициента Бета для оцениваемой компании составляет 1,0663.

Таблица 8

Коэффициент Бета нефтяных компаний (выборочно)

Наименование компании	Коэффициент Бета с долговой нагрузкой	Коэффициент долг / собственный капитал	Коэффициент Бета без долговой нагрузки
Татнефть	1,2156	0,20	1,0663
Сургутнефтегаз	1,1156	0,00	1,1156
ЛУКОЙЛ	0,9816	0,66	0,6714
ЮКОС	0,3853	1,13	0,2151
Среднее значение			0,7671
Медиана			0,8689

Таким, образом, дисконтная ставка, определенная на основе модели оценки капитальных активов, составила 18,5%.

Кумулятивный метод определения дисконтной ставки основывается на учете безрисковой ставки дохода, к которой прибавляется экспертно оцениваемая премия за инвестирование в данную компанию. Эта премия представляет собой доход, который требует инвестор в качестве компенсации за дополнительный риск, связанный с капиталовложениями в данную компанию, по сравнению с безрисковыми инвестициями.

Кумулятивный метод наилучшим образом учитывает все виды рисков инвестиционных вложений, связанные как с факторами общего для отрасли и экономики характера, так и со спецификой оцениваемого предприятия. В результате проведенного анализа ОАО «ABC-oil» была определена дисконтная ставка в размере 34,4% (см. табл. 9).

Таким образом, в результате использования двух методов оценки дисконтная ставка были определены ее различные значения, требующие заключительного согласования.

Таблица 9

Расчет ставки дисконтирования на основе экспертной оценки премий за риск инвестирования в конкретную компанию

Вид риска	Интервал оценки, %	Параметры риска	Значение, %	Примечание
Безрисковая ставка			15,4	Ставка доходности по еврооблигациям РФ со сроком погашения в 2018 году.
Ключевая фигура; качество и глубина управления	0 - 5	Независимость (зависимость) от одной ключевой фигуры; наличие (отсутствие) управленческого резерва	2,0	Существующая структура управления отражает стандартный подход к построению управленческой вертикали на предприятии. Предприятие не зависит от одной фигуры, но чувствуется ее определенное влияние - все стратегические управленческие решения принимает генеральный директор.
Размер предприятия	0 - 5	Крупное (среднее, мелкое) предприятие; форма рынка, на котором действует компания с позиции предложения: монопольная или конкурентная	4,0	ОАО «ABC-oil» относится к категории малых нефтедобывающих компаний и является развивающимся предприятием, подверженным повышенному риску. В то же время компания обладает исключительным правом на освоение и разработку ХХХХовского нефтяного месторождения РТ.
Финансовая структура (источники финансирования компании)	0 - 5	Соответствующая нормам (завышенная) доля заемных источников в совокупном капитале компании. В качестве нормы может быть принят среднеотраслевой уровень	1,0	Достаточно стабильный спрос на сырую нефть на внутреннем и внешнем рынке обеспечивает устойчивое поступление выручки от реализации. Структура капитала соответствует общепринятым нормативам - доля собственного капитала составляет 62,1%.
Товарная и территориальная диверсификация	0 - 5	Широкий (узкий) ассортимент продукции; территориальные границы рынка сбыта: внешний, региональный, местный рынок	3,0	В настоящее время, несмотря на специфику основной деятельности, предприятие способно обеспечивать достаточную диверсификацию по сервисным услугам, так как в отличие от других малых нефтедобывающих компаний Республики Татарстан, ОАО «ABC-oil» кроме добычи нефти оказывает услуги по ПНП и КРС. Уровень территориальной диверсификации незначителен, поскольку реализация нефти производится только на внутреннем рынке.
Диверсификация клиентуры	0 - 5	Форма рынка, на котором действует компания с позиции спроса: много или несколько (до пяти) потребителей, один потребитель продукции; незначительная (значительная) доля в объеме продаж приходящаяся на одного или несколько потребителей, в среднем на одного потребителя	5,0	Степень диверсификации клиентуры предприятия крайне низкая - реализации всей добытой нефти осуществляется через Управление реализации нефти и нефтепродуктов (УРНиН) ОАО «Татнефть».
Прибыль: норма и ретроспективная прогнозируемость	0 - 5	Наличие (отсутствие) информации за последние несколько (три - пять) лет о деятельности компании, необходимой для прогнозирования	4,0	В настоящее время, ОАО «ABC-oil» демонстрирует рентабельную работу, что в то же время во многом зависит от уровня мировых цен на нефть. В такой ситуации с учетом перспектив увеличения добычи нефти деятельность предприятия характеризуется невысокой прогнозируемостью.
Итого			34,4	

При согласовании полученных значений предполагалось, что дисконтная ставка, определенная на основе модели оценки капитальных активов, не учитывает несистематический риск получения ожидаемых в будущем доходов, обусловленный особенностями нефтедобывающей отрасли, конкретного предприятия, а дисконтная ставка, определенная кумулятивным методом, основывается во многом на субъективных оценках. Принимая во внимание, преимущества каждого из методов определения дисконтной ставки, при окончательном согласовании была произведена ее средневзвешенная экспертная оценка в размере 22,5%. При этом методу капитальных активов был определен удельный вес в размере 0,75, кумулятивному методу – 0,25.

После суммирования значений текущей стоимости будущих денежных потоков полученная величина представляет собой стоимость действующего предприятия на основе его текущей деятельности (см. табл. 10), но она не включает стоимость избыточных или неоперационных активов, которые не принимают участия в формировании денежного потока. Эти активы подлежат отдельной оценке. Ее результат затем должен быть прибавлен к величине стоимости предприятия, полученной на основе денежных потоков от текущей деятельности.

На дату оценки ОАО «ABC-oil» имеет избыточный собственный оборотный капитал. Избыточный собственный оборотный капитал определяется как разница между требуемым оборотным капиталом, определенным с учетом выручки от реализации в базовый период, и действительным оборотным капиталом, определенным как разница между суммой текущих активов и суммой текущих обязательств (см. табл. 10).

Таким образом, стоимость действующего предприятия ОАО «ABC-oil», определенная методом дисконтированного будущего денежного потока, по состоянию на 1 октября 2000 года составила 2.976 тыс. долларов США.

Таблица 10

Оценка ОАО "ABC-oil" методом дисконтированного будущего денежного потока, тыс. долларов США

Наименование позиций	Прогнозный период																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Добыча лицензионной нефти, тыс. тн	**1,0**	**7,2**	**9,9**	**15,4**	**19,7**	**18,5**	**16,0**	**13,7**	**12,3**	**11,1**	**10,3**	**9,6**	**9,0**	**8,5**	**8,0**	**7,8**	**7,4**	**7,9**	**7,7**	**7,5**	**7,3**
Цена реализации 1 тонны нефти, $	120,8	120,8	108,7	96,6	84,6	72,5	76,5	76,5	80,5	84,6	84,6	88,6	92,6	96,6	96,6	100,7	104,7	108,7	112,8	116,8	120,8
Справочно: средняя мировая цена на нефть, $	223,7	223,7	201,3	179,0	156,6	134,2	141,7	141,7	149,1	156,6	156,6	164,1	171,5	179,0	179,0	186,4	193,9	201,3	208,8	216,3	223,7
Выручка от реализации нефти	**120,8**	**869,8**	**1076,4**	**1488,3**	**1665,9**	**1340,9**	**1224,2**	**1048,2**	**990,6**	**938,7**	**871,0**	**850,5**	**833,6**	**821,5**	**773,2**	**785,2**	**774,8**	**858,9**	**868,2**	**875,8**	**881,9**
Выручка от оказание сервисных услуг по ПНП и КРС	**329,0**	**2326,8**	**2843,0**	**3041,0**	**3490,2**	**3680,2**	**3870,2**	**3870,2**	**3870,2**	**3870,2**	**3870,2**	**3870,2**	**3870,2**	**3870,2**	**3870,2**	**3870,2**	**3870,2**	**3870,2**	**3870,2**	**3870,2**	**3870,2**
Выручка всего	449,8	3196,6	3919,4	4529,3	5156,1	5021,1	5094,4	4918,4	4860,8	4808,9	4741,2	4720,7	4703,8	4691,7	4643,4	4655,4	4645,0	4729,1	4738,4	4746,1	4752,1
Налог на добавленную стоимость	75,0	532,8	653,2	754,9	859,3	836,9	849,1	819,7	810,1	801,5	790,2	786,8	784,0	781,9	773,9	775,9	774,2	788,2	789,7	791,0	792,0
Акциз	2,0	17,1	23,5	36,6	46,9	44,0	38,1	32,6	29,3	26,4	24,5	22,8	21,4	20,2	19,0	18,6	17,6	18,8	18,3	17,8	17,4
Выручка (без НДС и акциза)	**372,8**	**2646,7**	**3242,6**	**3737,8**	**4249,9**	**4140,3**	**4207,3**	**4066,1**	**4021,4**	**3981,0**	**3926,5**	**3911,1**	**3898,4**	**3889,5**	**3850,4**	**3861,0**	**3853,2**	**3922,2**	**3930,4**	**3937,2**	**3942,7**
Себестоимость	256,8	1677,9	2245,0	2614,4	3115,8	3228,1	3273,5	3017,4	2772,7	2517,4	2360,1	2340,6	2329,4	2329,9	2316,7	2326,5	2319,6	2351,2	2349,8	2363,8	2362,0
Затраты на $1 товарной продукции	0,69	0,63	0,69	0,70	0,73	0,78	0,78	0,74	0,69	0,63	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Себестоимость добычи нефти	**64,3**	**389,0**	**668,8**	**888,0**	**1140,5**	**1196,4**	**1158,8**	**923,9**	**685,9**	**436,7**	**287,5**	**270,3**	**261,1**	**262,9**	**255,5**	**263,8**	**258,0**	**279,3**	**276,6**	**289,7**	**287,0**
Услуги оператора по добычи нефти	15,3	110,1	151,3	235,4	301,2	282,8	244,6	209,4	188,0	169,7	157,5	146,8	137,6	129,9	122,3	119,2	113,1	120,8	117,7	114,7	111,6
Расходы по сбору и транспортировки нефти	10,7	77,3	106,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Амортизация основных фондов	3,5	139,0	324,1	551,4	734,4	803,2	803,4	600,4	385,7	150,6	14,7	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Потери при подготовки нефти	0,9	5,4	8,6	11,5	14,4	14,6	14,0	11,4	8,8	6,1	4,5	4,3	4,1	4,1	4,0	4,1	4,0	4,4	4,3	4,5	4,5
Капитальный ремонт скважин	21,6	28,8	36,0	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2
Расходы по заработной плате с отчислениями	-	4,5	18,1	21,7	21,7	26,1	26,1	31,3	31,3	37,5	37,5	45,0	45,0	54,0	54,0	64,9	64,9	77,8	77,8	93,4	93,4
Общепроизводственные расходы	12,2	23,9	24,3	24,8	25,5	26,5	27,4	28,2	28,9	29,5	30,1	30,6	31,1	31,5	32,0	32,4	32,7	33,1	33,5	33,9	34,3
- в том числе амортизация	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Затраты на 1 тонну добытой нефти	64,32	54,03	67,55	57,66	57,89	64,67	72,43	67,44	55,77	39,34	27,91	28,16	29,01	30,93	31,94	33,82	34,87	35,36	35,93	38,62	39,31
Себестоимость сервисных услуг по ПНП и КРС	**164,5**	**1163,4**	**1421,5**	**1520,5**	**1745,1**	**1840,1**	**1935,1**	**1935,1**	**1935,1**	**1935,1**	**1935,1**	**1935,1**	**1935,1**	**1935,1**	**1935,1**	**1935,1**	**1935,1**	**1935,1**	**1935,1**	**1935,1**	**1935,1**
Расходы по проведению мероприятий по ПНП	122,5	995,3	1148,5	1196,6	1358,4	1381,6	1416,1	1588,2	1606,4	1606,5	1644,7	1670,4	1706,4	1724,8	1742,0	1761,5	1778,6	1794,5	1807,4	1835,8	1861,9
Амортизация основных фондов	42,0	168,1	273,0	323,9	386,7	458,5	519,0	346,9	328,7	328,6	290,4	264,7	228,7	210,3	193,1	173,6	156,5	140,7	127,7	99,3	73,2
Налоги	28,0	125,5	154,7	205,9	230,3	191,7	179,6	158,4	151,7	145,6	137,5	135,1	133,2	131,9	126,0	127,6	126,5	136,8	138,0	139,1	139,9
- налог на недра	5,9	42,5	52,4	72,2	80,5	64,4	58,9	50,5	47,8	45,3	42,1	41,2	40,4	39,9	37,5	38,1	37,7	41,8	42,3	42,7	43,1
- ВЗМР	7,9	56,6	69,9	96,3	107,3	85,9	78,6	67,3	63,7	60,5	56,1	54,9	53,9	53,1	5-	50,9	50,2	55,8	56,4	57,0	57,4
- налог на пользователей автодорог	6,7	26,5	32,4	37,4	42,5	41,4	42,1	40,7	40,2	39,8	39,3	39,1	39,0	38,9	38,5	38,6	38,5	39,2	39,3	39,4	39,4
- налог на ликвидацию ветхого жилья	3,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- НИОКР	3,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Налоги из прибыли	**20,2**	**92,4**	**129,4**	**157,0**	**176,2**	**165,9**	**149,2**	**129,5**	**116,6**	**108,2**	**103,6**	**101,7**	**100,1**	**98,8**	**96,9**	**96,2**	**95,2**	**96,0**	**94,6**	**92,7**	**91,3**
- налог на имущество	14,6	52,7	80,8	100,9	112,5	103,7	86,1	68,5	56,3	48,5	44,7	43,0	41,6	40,5	39,1	38,3	37,4	37,2	35,7	33,6	32,1
- налог на содержание жилищного фонда и объектов социально-культурной сферы	5,6	39,7	48,6	56,1	63,7	62,1	63,1	61,0	60,3	59,7	58,9	58,7	58,5	58,3	57,8	57,9	57,8	58,8	59,0	59,1	59,1
Балансовая прибыль	**95,8**	**876,4**	**868,2**	**966,5**	**957,8**	**746,3**	**784,5**	**919,1**	**1132,1**	**1355,3**	**1462,9**	**1468,9**	**1468,9**	**1460,8**	**1436,8**	**1438,2**	**1438,4**	**1474,9**	**1486,0**	**1480,7**	**1489,5**
Льготы по налогу на прибыль в части капитальных вложений	47,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Налог на прибыль	14,4	262,9	260,5	289,9	287,3	223,9	235,4	275,7	339,6	406,6	438,9	440,7	440,7	438,2	431,1	431,5	431,5	442,5	445,8	444,2	446,8
Чистая прибыль	**81,4**	**613,5**	**607,7**	**676,5**	**670,5**	**522,4**	**549,2**	**643,4**	**792,5**	**948,7**	**1024,0**	**1028,2**	**1028,2**	**1022,6**	**1005,8**	**1006,8**	**1006,9**	**1032,5**	**1040,2**	**1036,5**	**1042,6**

Денежный поток	**-689,2**	**-734,0**	**-149,5**	**231,2**	**879,9**	**1744,5**	**1870,9**	**1594,7**	**1509,2**	**1430,2**	**1331,2**	**1294,3**	**1257,8**	**1233,6**	**1200,2**	**1180,7**	**1164,1**	**1172,4**	**1168,3**	**1136,2**	**1116,3**
Чистая прибыль	81,4	613,5	607,7	676,5	670,5	522,4	549,2	643,4	792,5	948,7	1024,0	1028,2	1028,2	1022,6	1005,8	1006,8	1006,9	1032,5	1040,2	1036,5	1042,6
Амортизация	46,1	307,6	597,7	875,8	1121,7	1262,2	1323,0	947,8	714,9	479,7	305,7	265,7	229,3	210,8	193,7	174,2	157,0	141,2	128,3	99,9	73,8
Прирост собственного оборотного капитала	7,2	43,8	12,3	9,8	10,6	-1,4	1,3	-3,4	-1,8	-1,7	-1,6	-0,3	-0,3	-0,1	-0,7	0,2	-0,2	1,3	0,1	0,2	0,1
Капитальные вложения	809,5	1611,3	1342,6	1311,4	901,6	41,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Текущая стоимость денежных потоков	**-689,2**	**-663,3**	**-110,3**	**139,3**	**432,9**	**700,8**	**613,7**	**427,1**	**330,1**	**255,4**	**194,1**	**154,1**	**122,3**	**97,9**	**77,8**	**62,5**	**50,3**	**41,4**	**33,7**	**26,7**	**21,5**

Стоимость действующего предприятия до внесения поправок	**2270,7**

Расчет оборотного капитала	
требуемый	0,1
действительный	705,8
избыток оборотного капитала	705,7

Стоимость действующего предприятия	**2976,4**

СОГЛАСОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ О СТОИМОСТИ

В процессе определения рыночной стоимости действующего предприятия ОАО «ABC-oil» использовались метод чистых активов, метод рыночных сравнений и метод дисконтированного будущего денежного потока.

Для определения итоговой величины стоимости действующего предприятия ОАО «ABC-oil» учитывались цель оценки и используемое определение стоимости, характер деятельности предприятия и его активов, количество и качество данных, использованных для обоснования вышеупомянутых методов оценки.

Преимуществом метода на основе стоимости активов является то, что он предполагает оценку имеющихся у предприятия активов. В то же время основная часть основных фондов ОАО «ABC-oil» имеет специализированный характер, обусловленный особенностями нефтедобывающей отрасли. В то же время метод чистых активов не позволяет учесть уровень доходности бизнеса. Кроме того, принимая во внимание уникальность нефтедобывающего бизнеса, а именно условия добычи нефти, незначительный производственный потенциал компании, методу чистых активов при оценке стоимости ОАО «ABC-oil» при итоговом согласовании стоимости действующего предприятия не было отдано предпочтение.

В процессе настоящей оценки метод рыночных сравнений использовался только в целях информационно-справочного характера по той причине, что размер, период и характер деятельности ОАО «ABC-oil», относящегося к категории малых нефтедобывающих компаний, не позволяют провести его обоснованную сопоставимую оценку на основе сравнений с другими нефтедобывающими предприятиями. Поэтому при итоговом согласовании стоимости действующего предприятия результаты, полученные при использовании данного метода, не учитывались.

В процессе оценки метод дисконтирования будущего денежного потока позволил учесть доходность вложений в данное предприятие с учетом объемов выручки от реализации продукции и затрат, а также рыночный аспект, так как требуемая ставка дохода основывалась на рыночных данных. Эти методы в наибольшей степени отражают интересы инвестора, хотя следует отметить, что в сложившейся ситуации реальную отдачу на вложенный капитал для потенциального

покупателя акций ОАО «ABC-oil» можно ожидать в средне- и долгосрочной перспективе.

Метод дисконтированного будущего денежного потока традиционно применяется в процессе оценке стоимости зарубежных и российских нефтяных компаний. Данный метод считается наиболее приемлемым по инвестиционным мотивам, поскольку любой инвестор, вкладывающий деньги в действующее предприятие, в конечном счете, покупает не набор активов, состоящий из набора материальных и нематериальных активов, а поток будущих доходов, позволяющий ему получить прибыль, окупить вложенный капитал и повысить свое благосостояние.

Запасы нефти месторождений, осваиваемых малыми нефтедобывающими компаниями, были и остаются основным фактором, влияющим на их стоимость. Таким образом, будущие доходы этих компаний, возникающие в результате освоения и эксплуатации нефтяных месторождений, оказывают влияние на их текущую стоимость, что и определяется в рамках метода дисконтированного будущего денежного потока. Поэтому при итоговом согласовании полученных результатов оценки стоимости действующего предприятия ОАО «ABC-oil» методу дисконтированного будущего денежного потока было отдано большее предпочтение.

С учетом характера деятельности предприятия, существующих и потенциальных рынков сбыта, инвестиционной привлекательности и рисков, связанных с управлением и владением предприятием, непосредственно влияющих на стоимость действующего предприятия, методу дисконтирования будущего денежного потока был присвоен вес 0,9, а методу чистых активов - 0,1.

Основываясь на проанализированной информации и всех, связанных с оценкой факторах, стоимость действующего предприятия ОАО «ABC-oil» по состоянию на 1 апреля 2000 года составила 2.811 тыс. долларов США.

Специалист-оценщик ЗАО «XXXXXXX» Рожнов К. В.

Специалист-оценщик ЗАО «XXXXXXX» Гатин Д. А.

СЕРТИФИКАТ КАЧЕСТВА ОЦЕНКИ

Подписавшие данный отчет оценщики настоящим удостоверяют, что в соответствии с имеющимися у них данными:

- изложенные в представленном отчете факты правильны и соответствуют действительности;

- проведенный анализ, высказанные мнения и полученные выводы действительны исключительно в пределах специальных допущений, являющихся частью настоящего отчета;

- оценщики не имеют ни настоящей, ни ожидаемой заинтересованности в объекте собственности, который является предметом данного отчета, а также не имеют личной заинтересованности и предубеждения в отношении вовлеченных сторон;

- вознаграждение оценщиков ни в коей степени не связано с объявлением оговоренной стоимости, определении стоимости в пользу заказчика или с последующими событиями, которые могут наступить в результате использования заказчиком или третьими сторонами выводов и заключений, содержащихся в отчете;

- задание на оценку не основывалось на требовании определения минимальной или оговоренной цены;

- заключение о стоимости было получено, а отчет составлен в соответствии с требованиями Федерального закона Российской Федерации «Об оценочной деятельности» и на основе Государственных стандартов Российской Федерации «Единая система оценки имущества» и Международных стандартов оценки МКСОИ;

- приведенные в отчете факты, на основе которых проводился анализ, делались предположения и выводы, были выбраны оценщиками с наибольшей степенью использования их знаний и умений, и являются, на их взгляд, достоверными и не содержащими фактических ошибок;

- определенная стоимость действующего предприятия признается действительной на 1 октября 2000 года.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Перечень нематериальных активов ОАО «ABC-oil»

Наименование	Дата постановки на учет	Балансовая стоимость, рублей
Лицензия на право пользования недрами	30.12.98	128960
Информационная программа «Консультант-бухгалтер»	05.01.00	7800
Программа «Зарплата»	09.02.00	7500
Программа «1-С бухгалтерия»	16.02.2000	5800
Программа «1-С бухгалтерия»	16.02.2000	6400
Лицензия на осуществление деятельности по ремонту оборудования	20.07.00	1085

Перечень основных средств ОАО «ABC-oil»

№	Дата ввода в эксплуатацию	Наименование объектов основных средств	Балансовая стоимость, рублей
1	05.07.99	Радиотелефон Н-85	31699
2	05.07.99	Радиотелефон Н-85	31699
3	19.07.99	Принтер-сканер LazerJet	11666
4	19.07.99	Компьютер Pentium II 32Mb	16193
5	30.09.99	ВЛ - 6 кВ 20м	26667
6	30.09.99	ВЛ - 6 кВ 60м	29627
7	30.09.99	Емкость 100 $м^3$	59167
8	30.09.99	КТП-100/6	57282
9	30.09.99	КТП-40/6	57282
10	30.09.99	ЛЭП-6кв 3750м	92500
11	30.09.99	Нефтепровод 2650м	320833
12	30.09.99	СК ПШГН-8	134167
13	30.09.99	Штанги 3/4 62м	19167
14	30.09.99	Штанги 7/8 63м	24167
15	30.09.99	Электродвигатель СКН	10564
16	30.11.99	Автомобиль ВАЗ-21102	133823
17	30.11.99	Автомобиль ВАЗ-21213	86253
18	27.12.99	Компьютер Pentium III 500	23170
19	27.12.99	Принтер LazerJet 1100	9567
20	31.12.99	Скважина №40005 Дата ввода 12.1998	1002606
21	31.12.99	Скважина №40059 Дата ввода 02.1996	2078541
22	31.12.99	НКТ d73*5,5 на скважину № 40005	28728
23	31.12.99	НКТ d73*5,5 на скважину № 40059	46298
24	31.12.99	Арматура устьевая для скважины № 40005	5707
25	31.12.99	Арматура устьевая для скважины № 40059	5888
26	05.01.00	Радиотелефон R-72	8500
27	26.01.00	Автомобиль УАЗ-22069	61629
28	26.01.00	Автомобиль УАЗ-31519	67384
29	06.04.00	Копировальный аппарат Utax C 44	8808
30	11.04.00	Копировальный аппарат Utax C 44	27248
31	29.04.00	Автомобиль УАЗ-22069	73293
32	22.05.00	Автомобиль ДЭУ-Нексия-1	241149
33	22.05.00	Автомобиль ДЭУ-Нексия-1	241116
34	31.05.00	Агрегат СИН-31 КрАЗ-65111 №488	2641663

№	Дата ввода в эксплуатацию	Наименование объектов основных средств	Балансовая стоимость, рублей
35	31.05.00	Агрегат СИН-31 КрАЗ-65111 №487	2649247
36	31.05.00	АЦ 6,5 КамАЗ-43101 №592	558349
37	31.05.00	АЦ 10,5 КамАЗ-43118 №593	620474
38	31.05.00	АЦ 10,5 КамАЗ-43118 №594	620474
39	30.06.00	Принтер Epson Stylus 1270	13128
40	30.06.00	Компьютер P-III-500\128\6	52950
41	12.07.00	Автомобиль УРАЛ-4320 н.о. СИН 35-01	1215928
42	12.07.00	Автомобиль УРАЛ-4320 н.о. СИН 32-01	1225177
43	31.08.00	КРАЗ цементный агрегат УНБ №В380СО	1558031
44	15.09.00	Автобус КАВЗ №В475СО	200334
45	15.09.00	Библиотечный фонд	2936
Итого			16431077

Перечень объектов незавершенного строительства ОАО «ABC-oil»

№	Наименование объектов незавершенного строительства	Балансовая стоимость, рублей
1	Трансформаторная подстанция КТПНД 40-100/6	106131
2	Трансформатор ТМ – ТМГ 40/6	35988
3	Трансформатор ТМ – ТМГ 63/6	77900
4	ВЛ – 10 кВ до скважины № 40005	11250
5	Нефтепровод скважины № 40005 до ДНС 14	77400
6	НКТ d2,5’’ на скважину № 40085	172000
7	Расширение наливной эстакады	10260
8	Выполненные работы по обустройству новых скважин	100000
Итого		590919

Плановые объемы сервисных услуг ОАО "ABC-oil"

Наименование позиций	Цена за единицу обработки	Прогнозный период																				
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Оказание сервисных услуг по ПНП																						
Количество обработок скважин (ед)		31,0	147,0	164,0	179,0	197,0	211,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
Виброволновое и депрессионное-химическое воздействие	394,63	14,0	90,0	100,0	110,0	120,0	130,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0
Вибропенная обработка горизонтальных стволов	450,00	-	1,0	2,0	2,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Создание каверн-накопителей с использованием ВДХВ	482,80	2,0	6,0	8,0	1-	12,0	14,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Выравнивание профиля приемистости реагентом "КАРФАС"	220,00	9,0	6,0	6,0	7,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Глубокая СКО с использованием замедлителя ЗСК-1	48,50	3,0	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
Дилатационно-волновой метод воздействия	102,50	-	5,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Изоляция водопритока КСС	120,90	-	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Изоляция водопритока раствором цеолита	312,90	1,0	7,0	8,0	9,0	1,0	11,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Изоляция водопритока раствором бутил каучука	280,00	-	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
ОПЗ пластов биореагентом ИААИП-1	100,00	2,0	18,0	19,0	19,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Оказание услуг по КРС	420,00	-	45,0	65,0	65,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
Справочно: объем дополнительной добычи нефти (тыс.тн)		33,0	120,0	165,0	210,0	256,0	302,0	343,4	343,4	343,4	343,4	343,4	343,4	343,4	343,4	343,4	343,4	343,4	343,4	343,4	343,4	343,4

План капитальных вложений ОАО "ABC-oil"

Наименование позиций	Прогнозный период					
	1	2	3	4	5	6
Капитальные вложения всего (без НДС)	**809,5**	**1611,3**	**1342,6**	**1311,4**	**901,6**	**41,4**
Капитальные вложения по добыче нефти	**375,9**	**1012,3**	**1456,2**	**1573,7**	**867,0**	**49,7**
Ввод новых добывающих скважин, шт.	1,0	5,0	4,0	4,0	3,0	1,0
Эксплуатационное бурение, тыс.м.	-	6500,0	6500,0	6850,0	5400,0	-
Фонд добывающих скважин на конец года	2,0	7,0	11,0	15,0	18,0	19,0
Затраты на бурение	288,3	508,1	796,4	839,3	661,6	-
Оборудование для нефтедобычи с СМР	43,2	216,2	173,0	173,0	129,7	43,2
Оборудование для сбора и транспортировки нефти и газа	14,4	155,7	327,2	191,0	18,0	-
Электроснабжение	6,5	42,5	29,5	230,6	10,8	-
КИП и АТ	2,0	4,0	4,0	4,0	10,0	-
Автодорожное строительство	10,0	20,0	40,0	20,0	10,0	-
Промышленное водоснабжение	-	-	-	20,0	-	-
Природоохранные мероприятия (15% от стоимости нефтепромыслового строительства и обустройства)	11,4	65,8	86,1	95,8	26,8	6,5
Капитальные вложения по сервисным услугам	**433,6**	**921,3**	**155,0**	**-**	**215,0**	**-**
Подъемные агрегаты АПРС-40	212,6	-	-	-	-	-
Подъемные агрегаты А-50	-	151,4	-	-	151,4	-
Автоцистерна АЦ-9,5	-	118,9	-	-	-	-
Оборудование для оснащения бригад КРС	127,3	63,6	-	-	63,6	-
Производственная база	-	306,3	-	-	-	-
Насосные агрегаты	-	155,0	155,0	-	-	-
Цементировочные агрегаты	64,9	-	-	-	-	-
Автотранспорт	28,8	126,1	-	-	-	-

СТРЕМЛЕНИЕ
Инвестиционная оценка и корпоративные финансы

https://www.bashneft.ru/files/iblock/9a3/9._Otchet_rynok_stoimost.pdf

КРАТКАЯ ВЕРСИЯ ОТЧЕТА

об определении рыночной стоимости 1 обыкновенной именной акции и 1 привилегированной акции ОАО АНК "Башнефть" для определения цены выкупа

ООО “СТРЕМЛЕНИЕ” 127055, Россия, г. Москва, ул. Лесная, д. 57, стр. 4
тел./факс +7 (495) 739 4994
stocf@stocf.ru

СТРЕМЛЕНИЕ
Инвестиционная оценка и корпоративные финансы

ООО "СТРЕМЛЕНИЕ" 127055, Россия, г. Москва, ул. Лесная, д. 57, стр. 4
тел./факс +7 (495) 739 4994
stocf@stocf.ru

Уважаемые господа!

ООО "СТРЕМЛЕНИЕ" выполнило оценку рыночной стоимости 1 обыкновенной именной акции и 1 привилегированной акции ОАО АНК "Башнефть" по состоянию на 30.09.2013 г.

Результаты оценки будут использованы для определения цены выкупа Обществом обыкновенных и привилегированных акций Общества по требованию акционеров (в соответствии со ст.75 Федерального закона "Об акционерных обществах" от 26.12.1995 г. №208-ФЗ).

Результаты расчета рыночной стоимости Объекта оценки по состоянию на 30.09.2013 г. показали следующее значение рыночной стоимости (Объект оценки НДС не облагается):

1 обыкновенной акции: 1 983 руб.,

1 привилегированной акции: 1 403 руб.

Оценка основана на информации о предприятии, уставных документах, финансовой отчетности за период 2010-9 мес. 2013 г., прогнозных данных менеджмента предприятия, а также информации, полученной из публичных источников.

В процессе оценки использованы различные методы и подходы, наиболее подходящие для данного случая. Оценка проведена в соответствии с российским законодательством в области оценочной деятельности.

Настоящий документ не является отчетом об оценке, составленным в соответствии с законодательством РФ в области оценочной деятельности.

Генеральный директор

ООО "СТРЕМЛЕНИЕ" _____В.Б.Шепелев

СОДЕРЖАНИЕ

1. КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ ОСНОВНЫХ ФАКТОВ И ВЫВОДОВ 5
1.1. Общая информация, идентифицирующая объект оценки 5
1.2. Итоговая величина стоимости объекта оценки 5
2. ЗАДАНИЕ НА ОЦЕНКУ 6
2.1. Объект оценки 6
2.2. Имущественные права на объект оценки 6
2.3. Цель оценки 6
2.4. Предполагаемое использование результатов оценки и связанные с этим ограничения 6
2.5. Вид стоимости 6
2.6. Дата оценки 6
2.7. Допущения и ограничения, на которых должна основываться оценка 6
3. СВЕДЕНИЯ О ЗАКАЗЧИКЕ ОЦЕНКИ, ОБ ОЦЕНЩИКАХ И ИСПОЛНИТЕЛЕ 7
3.1. Сведения о Заказчике 7
3.2. Сведения об Оценщиках 7
3.1. Сведения об Исполнителе 10
4. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОЦЕНКИ 11
4.1. Основание для проведения оценщиками оценки Объекта оценки 11
4.2. Вид Объекта оценки 11
4.3. Дата составления Отчета об оценке 11
4.4. Период проведения оценки 11
4.5. Порядковый номер Отчета об оценке 11
4.6. Допущения и ограничительные условия, использованные оценщиками при проведении оценки 11
4.7. Применяемые стандарты оценочной деятельности 12
4.8. Основные понятия и определения в соответствии с федеральными стандартами оценки 13
4.9. Последовательность определения стоимости Объекта оценки 14
5. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ 15
5.1. Основные тенденции развития экономики России 15
5.2. Обзор отрасли 17
6. ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ 24
6.1. Количественные и качественные характеристики Объекта оценки 24
6.2. Характеристика Общества 24
7. ФИНАНСОВЫЙ АНАЛИЗ 33
7.1. Анализ отчета о финансовом положении 33
7.2. Выводы по итогам анализа финансово-хозяйственной деятельности Группы 34
8. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ 35
8.1. Доходный подход 35
8.2. Сравнительный подход 44
8.3. Затратный подход 46
9. ОБОСНОВАНИЕ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ 47

1. КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ ОСНОВНЫХ ФАКТОВ И ВЫВОДОВ

1.1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ, ИДЕНТИФИЦИРУЮЩАЯ ОБЪЕКТ ОЦЕНКИ

Объектом оценки является 1 обыкновенная именная акция и 1 привилегированная акция ОАО АНК "Башнефть".

Балансовая стоимость 1 обыкновенной именной акции и 1 привилегированной акции различная для различных собственников.

Номинальная стоимость на дату проведения оценки составляет 1 руб. для обыкновенной именной акции и 1 руб. для привилегированной акции.

Акции ОАО АНК "Башнефть" принадлежат на праве собственности различным юридическим и физическим лицам.

Ограничения и обременения указанных прав отсутствуют.

Государственный регистрационный номер выпуска оцениваемых акций:

- обыкновенные акции - 1-01-00013-А;
- привилегированные акции - 2-01-00013-А.

1.2. ИТОГОВАЯ ВЕЛИЧИНА СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

Результаты расчета рыночной стоимости Объекта оценки по состоянию на 30.09.2013 г., показали следующее значение рыночной стоимости (Объект оценки НДС не облагается):

1 обыкновенной акции:

1 983 руб.,

1 привилегированной акции:

1 403 руб.

2. ЗАДАНИЕ НА ОЦЕНКУ

2.1. ОБЪЕКТ ОЦЕНКИ

Объектом оценки является 1 обыкновенная именная акция и 1 привилегированная акция ОАО АНК "Башнефть".

Балансовая стоимость 1 обыкновенной именной акции и 1 привилегированной акции различная для различных собственников.

Номинальная стоимость на дату проведения оценки составляет 1 руб. для обыкновенной именной акции и 1 руб. для привилегированной акции.

Государственный регистрационный номер выпуска оцениваемых акций:

- обыкновенные акции - 1-01-00013-А;
- привилегированные акции - 2-01-00013-А.

2.2. ИМУЩЕСТВЕННЫЕ ПРАВА НА ОБЪЕКТ ОЦЕНКИ

Акции ОАО АНК "Башнефть" принадлежат на праве собственности различным юридическим и физическим лицам.

Ограничения и обременения указанных прав отсутствуют.

2.3. ЦЕЛЬ ОЦЕНКИ

Цель оценки – определение рыночной стоимости Объекта оценки.

2.4. ПРЕДПОЛАГАЕМОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ И СВЯЗАННЫЕ С ЭТИМ ОГРАНИЧЕНИЯ

Результаты оценки будут использованы для определения цены выкупа Обществом обыкновенных и привилегированных акций Общества по требованию акционеров (в соответствии со ст.75 Федерального закона "Об акционерных обществах" от 26.12.1995 № 208-ФЗ).

В случае использования результатов оценки для цели, отличной от заявленной в Договоре, указанная в Отчете стоимость не может быть признана рекомендуемой. Любое другое использование Отчета (или его части) без письменного согласия Исполнителя и/или Заказчика недействительно.

2.5. ВИД СТОИМОСТИ

Вид стоимости – рыночная стоимость.

2.6. ДАТА ОЦЕНКИ

Оценка проводится по состоянию на 30.09.2013 г.

2.7. ДОПУЩЕНИЯ И ОГРАНИЧЕНИЯ, НА КОТОРЫХ ДОЛЖНА ОСНОВЫВАТЬСЯ ОЦЕНКА

- Оценка производится в предположении отсутствия каких-либо обременений оцениваемых прав.
- Оценка производится в предположении предоставления Заказчиком достаточной и достоверной информации по Объекту оценки.
- Прочие допущения и ограничения, возникающие в процессе оценки, будут приведены в Отчете об оценке.

3. СВЕДЕНИЯ О ЗАКАЗЧИКЕ ОЦЕНКИ, ОБ ОЦЕНЩИКАХ И ИСПОЛНИТЕЛЕ

3.1. СВЕДЕНИЯ О ЗАКАЗЧИКЕ

Заказчиком является Открытое акционерное общество "Акционерная нефтяная Компания "Башнефть" в лице Вице-президента по корпоративному управлению и правовым вопросам Андрейченко Кирилла Игоревича, действующего на основании доверенности.

Место нахождения Заказчика: 450077, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 30, к. 1

Реквизиты Заказчика: ОГРН 1020202555240 от 15.10.2002 г., ИНН 0274051582, КПП 997150001. Банковские реквизиты: р/с 40702810400130000157 в Уфимском филиале ОАО "МТС-Банк", к/с 30101810180730000777 в ГРКЦ НБ РБ, БИК 048073777.

3.2. СВЕДЕНИЯ ОБ ОЦЕНЩИКАХ

Сведения об Оценщиках приведены в Табл. 3.2-1.

Табл. 3.2-1. Сведения об Оценщиках

№ п. п.	Фамилия, имя, отчество оценщика	Статус	Наименование саморегулируемой организации, членом которой является оценщик, и место нахождения этой организации	Образование	Сведения об обязательном страховании гражданской ответственности оценщика	Стаж	Трудовой договор
1	Бабанин Евгений Николаевич	Оценщик I категории	Член Некоммерческого партнерства саморегулируемой организации "Национальная коллегия специалистов-оценщиков", 119017, г. Москва, Малая Ордынка, дом 13, строение 3 Регистрационный номер 01532 от 26.03.2008 г.	Диплом ВСВ 0543280 от 20.06.2005 г., выданный Федеральным государственным образовательным учреждением высшего профессионального образования "Финансовая академия при Правительстве Российской Федерации". Квалификация – экономист. Специальность – финансы и кредит. Специализация – оценка собственности. Свидетельство о повышении квалификации от 02 апреля 2010 года регистрационный номер 103-10С, Межотраслевой институт повышения квалификации Российской экономической академии им. Г.В. Плеханова по программе "Оценочная деятельность" Свидетельство о повышении квалификации выдано 27 марта 2013 года НОУ ВПО "Московский финансово-промышленный университет "Синергия" по программе "Оценочная деятельность", регистрационный номер 0097	ЗАО "ГУТА-Страхование", полис № ГС4К-ОЦСТ/002847-12, срок действия с 28.11.2012 по 27.11.2013 года, страховая сумма составляет 5 000 000 рублей	8 лет. 4 мес.	Оценщиком заключен трудовой договор № 127 от 08.10.2007 г. с ООО "СТРЕМЛЕНИЕ".
2	Быстрова Юлия Александровна	Оценщик II категории	Член Некоммерческого партнерства саморегулируемой организации "Национальная коллегия специалистов-оценщиков", 119017, г. Москва, Малая Ордынка, дом 13, строение 3 Регистрационный номер 02219 от 04.10.2013 г.	Диплом ВСГ 5307412 выдан 02.08.2010 года, рег. № 80450, квалификация "экономист" по специальности "Финансы и кредит", специализация – оценка собственности, Российский государственный социальный университет"	ЗАО "ГУТА-Страхование", полис № ГС4К-ОЦСТ/003658-13, срок страхования с 15.08.13 по 14.08.14 года, страховая сумма составляет 300 000 рублей	2 года 4 мес.	Оценщиком заключен трудовой договор №20/10 от 21.06.2010 г. с ООО "СТРЕМЛЕНИЕ".
3	Дятлов Евгений Геннадьевич	Оценщик I категории	Член Некоммерческого партнерства саморегулируемой организации "Национальная коллегия специалистов-оценщиков", 119017, г. Москва, Малая Ордынка, дом 13, строение 3 Регистрационный номер 01532 от 26.03.2008 г.	Диплом о профессиональной переподготовке: ПП № 871525 выдан 30 ноября 2006 года, регистрационный номер: 1374 – 6Д, выданный ГОУ ДПО Межотраслевой институт повышения квалификации руководящих кадров и специалистов Российской экономической академии им Г.В. Плеханова, Свидетельство о повышении квалификации выдано 06 марта 2009 года по программе "оценка стоимости недвижимого имущества", Всемирный технологический университет (институт), регистрационный номер 0003-сД	ЗАО "ГУТА-Страхование", полис № ГС4К-ОЦСТ/003852-13 и срок страхования с 10.11.13 по 09.11.14 года, страховая сумма составляет 30 000 000 рублей	6 лет. 11 мес.	Оценщиком заключен трудовой договор № 060 от 28.10.2004 г. с ООО "СТРЕМЛЕНИЕ".
4	Оздемир Дарья Андреевна	Оценщик I категории	Член Некоммерческого партнерства саморегулируемой организации "Национальная коллегия специалистов-оценщиков", 119017, г. Москва, Малая Ордынка, дом 13, строение 3 Регистрационный номер 01533 от 26.03.2008 г.	Диплом о профессиональной переподготовке ПП-I № 007231 выдан 20.10.2006 г. негосударственным образовательным учреждением "Институт профессиональной оценки". Свидетельство о краткосрочном повышении квалификации в области оценочной деятельности от 20 октября 2009 года, регистрационный номер 441-9С, ГОУ ДПО выдано Межотраслевым институтом повышения квалификации и переподготовки руководящих кадров и специалистов Российской экономической академии им. Г.В. Плеханова по программе "Оценочная деятельность	ЗАО "ГУТА-Страхование", полис № ГС4К-ОЦСТ/003488-13, срок действия полиса с 21.06.2013 года по 20.06.2014 года, страховая сумма составляет 3 000 000 рублей	7 лет.	Оценщиком заключен трудовой договор № 101 от 02.10.2004 г. с ООО "СТРЕМЛЕНИЕ".

№ п. п.	Фамилия, имя, отчество оценщика	Статус	Наименование саморегулируемой организации, членом которой является оценщик, и место нахождения этой организации	Образование	Сведения об обязательном страховании гражданской ответственности оценщика	Стаж	Трудовой договор
5	Чуркин Игорь Михайлович	Оценщик II категории	Член Некоммерческого партнерства саморегулируемой организации "Национальная коллегия специалистов-оценщиков", 119017, г. Москва, Малая Ордынка, дом 13, строение 3 Регистрационный номер 02095 от 15.09.2011 г.	Диплом о профессиональной переподготовке ПП-I № 891727 выдан 19 мая 2011 года, рег. номер 1466/11 Институт экономики и антикризисного управления по программе "Оценка стоимости предприятия (бизнеса) диплом о профессиональной переподготовке	ЗАО "ГУТА-Страхование", полис № № ГС4К-ОЦСТ/003669-13, действителен с 13.09.2013 по 12.09.2014 года, страховая сумма 1 000 000 рублей	2 года 5 мес.	Оценщиком заключен трудовой договор № 162 от 18.11.2008 г. с ООО "СТРЕМЛЕНИЕ".
6	Шепелев Владимир Борисович	Оценщик I категории	Член Некоммерческого партнерства саморегулируемой организации "Национальная коллегия специалистов-оценщиков", 119017, г. Москва, Малая Ордынка, дом 13, строение 3 Регистрационный номер 00006 от 24.02.2009 г.	Диплом о профессиональной переподготовке серии ПП № 322618 от 26.04.2001 г. по программе "Оценка стоимости недвижимости", рег. номер 274/2001 выдан Институтом профессиональной оценки. Диплом о профессиональной переподготовке серии диплом ПП № 064717 от 26.04.2001 г. по программе "Оценка стоимости предприятия (бизнеса)", рег. номер 141-ИПК. Свидетельство о повышении квалификации от 28.05.2004 г., рег. номер 420-4С выдано ГОУ ДПО Межотраслевой ИПК Российской экономической академии им. Г.В. Плеханова по программе "Оценочная деятельность". Свидетельство о повышении квалификации от 27.02.2008 г., регистрационный номер 56 – 8С, выдано ГОУ ДПО Межотраслевой ИПК Российской экономической академии им. Г.В. Плеханова по программе "Оценочная деятельность".	ЗАО "ГУТА-Страхование", полис № ГС4К-ОЦСТ/003074-13, срок действия с 23.01.2013 по 22.01.2014 года, страховая сумма составляет 30 000 000 рублей	12 лет. 6 мес.	Оценщиком заключен трудовой договор № № 6/11 от 08.04.2011 г. с ООО "СТРЕМЛЕНИЕ".

Местонахождение Оценщиков совпадает с местонахождением Исполнителя.

3.1. СВЕДЕНИЯ ОБ ИСПОЛНИТЕЛЕ

Исполнителем является Общество с ограниченной ответственностью "СТРЕМЛЕНИЕ".

ИНН 7734215210, КПП 770701001, ОГРН 1027739184307.

Юридический адрес (место нахождения): 127055, Россия, г. Москва, ул. Лесная, д. 57, стр. 4.

Почтовый адрес: 105066, г. Москва, ул. Нижняя Красносельская, д.40/12, корпус 8.

Сведения о включении предприятия в Единый Государственный реестр юридических лиц (данные о первичной регистрации): Дата – 15.02.2000 г., регистрирующий орган - Государственное учреждение Московская регистрационная палата, номер - 094.100. Регистрирующий орган ИНМС РФ № 34 по Северо-Западному административному округу г. Москвы. Дата внесения записи в ЕГРЮЛ (присвоения ОГРН) 12.09.2002 г.

Банковские реквизиты: наименование банка: Банк "ЗЕНИТ"; юридический адрес банка: Россия, 129110, г. Москва, Банный пер., д. 9; к/сч 30101810000000000272; БИК 044525272; р/сч 40702810900000003454.

4. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОЦЕНКИ

4.1. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОЦЕНЩИКАМИ ОЦЕНКИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

Основанием для проведения Оценщиками оценки Объекта оценки является Договор № БНФ/у/8/1541/13/ДКО от 18.11.2013 г.

4.2. ВИД ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

Вид Объекта оценки – акции.

4.3. ДАТА СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА ОБ ОЦЕНКЕ

Дата составления Отчета – 12.12.2013 г.

4.4. ПЕРИОД ПРОВЕДЕНИЯ ОЦЕНКИ

Оценка проводится в период с 18.11.2013 г. по 12.12.2013 г.

4.5. ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР ОТЧЕТА ОБ ОЦЕНКЕ

Порядковый номер Отчета – 3351.

4.6. ДОПУЩЕНИЯ И ОГРАНИЧИТЕЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ОЦЕНЩИКАМИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОЦЕНКИ

- Данные, приведенные в настоящем Отчете об оценке, являются достоверными, точными и могут быть использованы только для целей настоящей оценки.
- Содержащиеся в Отчете об оценке анализ, мнения и заключения принадлежат Оценщикам и действительны строго в пределах ограничительных условий и допущений, являющихся частью настоящего Отчета об оценке.
- Оценщики не имеют ни настоящей, ни ожидаемой заинтересованности в Объекте оценки и действуют непредвзято и без предубеждения по отношению к участвующим сторонам.
- Оценщики не являются учредителями, собственниками, акционерами, должностными лицами или работниками юридического лица – Заказчика, лицами, имеющими имущественный интерес в Объекте оценки, и не состоят с указанными лицами в близком родстве или свойстве.
- Оценщики не имеют вещных или обязательственных прав вне договора на проведение оценки в отношении Объекта оценки.
- Оценщики не являются участниками (членами) или кредиторами юридического лица – Заказчика, либо такое юридическое лицо не является кредитором или страховщиком Оценщиков.
- Не допускается вмешательство Заказчика либо иных заинтересованных лиц в деятельность Оценщиков, если это может негативно повлиять на достоверность результата оценки Объекта оценки, в том числе ограничение круга вопросов, подлежащих выяснению или определению при проведении оценки Объекта оценки.
- Размер оплаты Оценщикам за проведение оценки Объекта оценки не зависит от итоговой величины стоимости Объекта оценки.
- Оценщики, принимавшие участие в оказании услуг по оценке, обладают необходимым уровнем образования и квалификации, соответствующим требованиям законодательства Российской Федерации.
- Отдельные части настоящего Отчета об оценке не могут трактоваться раздельно, а только в связи с полным текстом прилагаемого Отчета об оценке, с учетом всех содержащихся в нем допущений и ограничений.
- Ни весь Отчет об оценке, ни любая его часть (особенно любые заключения о стоимости и данные об Оценщиках, принимавших участие в работе), не могут быть

предоставлены Заказчиком для использования в целях рекламы, для мероприятий по связи с общественностью без предварительного разрешения Оценщиков.

- Оценщики не принимают на себя ответственность за достоверность финансовой и налоговой отчетности, относящейся к вопросу управления Объектом оценки.
- Отчет об оценке содержит профессиональное мнение Оценщиков относительно рыночной стоимости Объекта оценки. Эта стоимость может быть признана рекомендуемой для целей совершения сделки с Объектом оценки, если от даты составления Отчета об оценке до даты совершения сделки с Объектом оценки или даты представления публичной оферты не прошло более 6 месяцев.
- Данная оценка отражает стоимость Объекта оценки по состоянию на 30.09.2013 г. Изменение состояния рынка после даты оценки может привести к уменьшению или увеличению стоимости, установленной на фактическую дату оценки.
- Отчет об оценке представляет собой точку зрения Оценщиков без каких-либо гарантий с их стороны в отношении последующей сделки с Объектом оценки.
- Заключение о стоимости, содержащееся в Отчете об оценке, относится к Объекту оценки в целом. Любое соотнесение части стоимости с какой-либо частью Объекта оценки является неправомерным, если таковое не оговорено в Отчете об оценке.
- Настоящий Отчет об оценке достоверен в полном объеме лишь в указанной в настоящем тексте цели. Понимается, что проведенный анализ и сделанные заключения не содержат полностью или частично предвзятого мнения.

Прочие допущения и ограничения, возникающие в процессе оценки, будут приведены в Отчете об оценке.

4.7. ПРИМЕНЯЕМЫЕ СТАНДАРТЫ ОЦЕНОЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Согласно Федеральному закону об оценочной деятельности в Российской Федерации № 135-ФЗ от 29.07.1998 г. (в действующей редакции), Оценщики обязаны:

- быть членами одной из саморегулируемых организаций оценщиков;
- соблюдать при осуществлении оценочной деятельности требования настоящего Федерального закона, других федеральных законов и иных нормативных правовых актов Российской Федерации, федеральные стандарты оценки, а также стандарты и правила оценочной деятельности, утвержденные саморегулируемой организацией оценщиков, членом которой он является.

Оценщики, участвующие в составлении настоящего Отчета об оценке, являются членами саморегулируемых организаций оценщиков (далее – СРОО):

- Некоммерческого партнерства саморегулируемой организации "Национальная коллегия специалистов оценщиков" (включена в единый государственный реестр саморегулируемых организаций оценщиков 19.12.2007 г. за № 0006) и
- Некоммерческого партнерства "Сообщество специалистов-оценщиков "СМАО" (включено в единый государственный реестр саморегулируемых организаций оценщиков 28.06.2007 г. за № 0001),

в связи с чем в рамках настоящей оценки применялись федеральные стандарты оценки, а также стандарты саморегулируемых организаций, в которых состоят Оценщики, приведенные ниже:

- Федеральный стандарт оценки "Требования к отчету об оценке (ФСО № 3)" (Утвержден Приказом Минэкономразвития России от 20.07.2007 г. № 254);
- Федеральный стандарт оценки "Цель оценки и виды стоимости (ФСО № 2)" (Утвержден Приказом Минэкономразвития России от 20.07.2007 г. № 255);
- Федеральный стандарт оценки "Общие понятия оценки, подходы к оценке и требования к проведению оценки (ФСО № 1)" (Утвержден Приказом Минэкономразвития России от 20.07.2007 г. № 256);

- Система стандартизации Саморегулируемой организации "Национальная коллегия специалистов-оценщиков. Общие положения. Стандарт организации СТО СДС СРО НКСО 1.1-2007.". Москва, 2007 г.

  - Основополагающий (базовый) стандарт СТО СДС СРО НКСО 1.1-2007, утвержденный Советом (Правлением) Некоммерческого партнерства "Саморегулируемая организация "Национальная коллегия специалистов-оценщиков" Протокол № 4 от 17.09.2007 г.;

  - СТО СДС СРО НКСО 3.1-2008 "Общие понятия оценки, подходы и требования к проведению оценки", утвержденный Правлением Некоммерческого партнерства "Саморегулируемая организация "Национальная коллегия специалистов-оценщиков" Протокол № 105 от 25.09.2008 г.;

  - СТО СДС СРО НКСО 3.2-2008 "Цель оценки и виды стоимости", утвержденный Правлением Некоммерческого партнерства "Саморегулируемая организация "Национальная коллегия специалистов-оценщиков" Протокол № 105 от 25.09.2008 г.;

  - СТО СДС СРО НКСО 3.3-2008 "Требования к отчету об оценке", утвержденный Правлением Некоммерческого партнерства "Саморегулируемая организация "Национальная коллегия специалистов-оценщиков" Протокол № 105 от 25.09.2008 г.

- Стандарты и правила оценочной деятельности Некоммерческого партнерства "Сообщество специалистов-оценщиков "СМАО" (утверждены Решением Совета Партнерства НП "СМАОс" от 15.08.2008 г, протокол № 78 с учетом изменений и дополнений): оценка недвижимости, оценка машин и оборудования, оценка бизнеса.

4.8. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ФЕДЕРАЛЬНЫМИ СТАНДАРТАМИ ОЦЕНКИ

Понятие	Определение (трактовка)
Объект оценки	Объекты гражданских прав, в отношении которых законодательством Российской Федерации установлена возможность их участия в гражданском обороте.
Стоимость объекта оценки	Определяется как расчетная величина цены объекта оценки на дату оценки в соответствии с выбранным видом стоимости.
Итоговая стоимость объекта оценки	Определяется путем расчета стоимости объекта оценки при использовании подходов к оценке и обоснованного оценщиком согласования (обобщения) результатов, полученных в рамках применения различных подходов к оценке.
Подход к оценке	Совокупность методов оценки, объединенных общей методологией.
Метод оценки	Последовательность процедур, позволяющая на основе существенной для данного метода информации определить стоимость объекта оценки в рамках одного из подходов к оценке.
Дата оценки	Дата, по состоянию на которую определяется стоимость объекта оценки.
Затраты на Объект оценки	Денежное выражение величины ресурсов, требуемых для создания или производства объекта оценки, либо цена, уплаченная покупателем за объект оценки.
Наиболее эффективное использование объекта оценки	Использование объекта оценки, при котором его стоимость будет наибольшей.
Срок экспозиции объекта оценки	Срок, рассчитываемый с даты представления на открытый рынок (публичная оферта) объекта оценки до даты совершения сделки с ним.
Доходный подход	Совокупность методов оценки стоимости объекта оценки, основанных на определении ожидаемых доходов от использования объекта оценки.
Сравнительный подход	Совокупность методов оценки стоимости объекта оценки, основанных на сравнении объекта оценки с объектами-аналогами объекта оценки, в отношении которых имеется информация о ценах.
Объект - аналог объекта оценки	Объект, сходный объекту оценки по основным экономическим, материальным, техническим и другим характеристикам, определяющим его стоимость.
Затратный подход	Совокупность методов оценки стоимости объекта оценки, основанных на определении затрат, необходимых для воспроизводства либо замещения объекта оценки с учетом износа и устареваний.
Затраты на воспроизводство объекта оценки	Затраты, необходимые для создания точной копии объекта оценки с использованием применявшихся при создании объекта оценки материалов и технологий.
Затраты на замещение объекта оценки	Затраты, необходимые для создания аналогичного объекта с использованием материалов и технологий, применяющихся на дату оценки.
Цель оценки	Определение стоимости объекта оценки, вид которой определяется в задании на оценку.
Результат оценки	Итоговая величина стоимости объекта оценки.
Рыночная стоимость	Наиболее вероятная цена, по которой объект оценки может быть отчужден на открытом рынке в условиях конкуренции, когда стороны сделки действуют разумно, располагая всей необходимой информацией, а на величине цены сделки не отражаются чрезвычайные обстоятельства, т.е. когда: одна из сторон сделки не обязана отчуждать объект оценки, а другая сторона не обязана принимать исполнение; стороны сделки хорошо осведомлены о предмете сделки и действуют в своих интересах; объект оценки представлен на открытом рынке посредством публичной оферты, типичной

Понятие	Определение (трактовка)
	для аналогичных объектов оценки; цена сделки представляет собой разумное вознаграждение за объект оценки и принуждения к совершению сделки в отношении сторон сделки с чьей-либо стороны не было; платеж за объект оценки выражен в денежной форме.
Возможность отчуждения на открытом рынке	Означает, что объект оценки представлен на открытом рынке посредством публичной оферты, типичной для аналогичных объектов, при этом срок экспозиции объекта на рынке должен быть достаточным для привлечения внимания достаточного числа потенциальных покупателей.
Разумность действия сторон сделки	Означает, что цена сделки – наибольшая из достижимых по разумным соображениям цен для продавца и наименьшая из достижимых по разумным соображениям цен для покупателей.
Полнота располагаемой информации	Означает, что стороны сделки в достаточной степени информированы о предмете сделки, действуют, стремясь достичь условий сделки, наилучших с точки зрения каждой из сторон, в соответствии с полным объемом информации о состоянии рынка и объекте оценки, доступным на дату оценки.
Отсутствие чрезвычайных обстоятельств	Означает, что у каждой из сторон сделки имеются мотивы для совершения сделки, при этом в отношении сторон нет принуждения совершить сделку.
Отчет об оценке	Документ, составленный в соответствии с законодательством Российской Федерации об оценочной деятельности, настоящим федеральным стандартом оценки, стандартами и правилами оценочной деятельности, установленными саморегулируемой организацией оценщиков, членом которой является оценщик, подготовивший отчет, предназначенный для заказчика оценки и иных заинтересованных лиц (пользователей отчета об оценке), содержащий подтвержденное на основе собранной информации и расчетов профессиональное суждение оценщика относительно стоимости объекта оценки.

4.9. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

Основными этапами определения стоимости объекта оценки являются:

1. Подготовка информации для проведения оценки.
2. Проведение финансового анализа компании.
3. Определение рыночной стоимости объекта оценки в рамках доходного подхода.
4. Определение рыночной стоимости объекта оценки в рамках сравнительного подхода.
5. Определение рыночной стоимости объекта оценки в рамках затратного подхода (обоснование отказа от использования).
6. Согласование (обобщение) результатов применения подходов к оценке и определение итоговой величины стоимости объекта оценки.
7. Составление отчета об оценке.

5. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

5.1. ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ РОССИИ

- Рост объема ВВП России в 2012 г. замедлился по сравнению с 2011 г. Развитие российской экономики характеризовалось замедлением как инвестиционного, так и потребительского спроса, на фоне усиления негативных тенденций в мировой экономике и ослабления внешнего спроса.
- Динамика большинства экономических показателей начала замедляться со второй половины 2012 г., что было связано с неблагоприятными погодными условиями, которые привели к потере части урожая и росту цен на продовольствие, а также с негативным эффектом высокой базы 2 полугодия 2011 г.
- Основным фактором экономического роста в 2012 г. оставался внутренний спрос на товары и услуги, поддерживаемый ростом реальной заработной платы, объемов банковского кредитования и увеличением численности занятых.
- В январе-августе 2013 г. наблюдается замедление темпов роста основных экономических показателей, что отчасти связано с ухудшением внешнеэкономической конъюнктуры и снижением внешнего спроса. Со стороны внутреннего спроса тенденция замедления роста в наибольшей степени связана с отрицательной динамикой инвестиционного спроса.
- В среднесрочной перспективе рост основных экономических показателей будет положительным, но темпы роста будут значительно ниже докризисного уровня.

5.1.1. Прогноз макроэкономических параметров

Прогнозные показатели до 2016 г. включительно принимаются согласно прогнозу МЭР "Сценарные условия, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и предельные уровни цен (тарифов) на услуги компаний инфраструктурного сектора на 2014 год и на плановый период 2015 и 2016 годов", от 12.04.2013 г., с учетом информации, представленной ниже.

После Петербургского международного экономического форума (прошел в июне 2013 г.) правительству было поручено разработать принципы и механизмы ограничения конечной стоимости товаров и услуг естественных монополий для потребителей в течение 5 лет — так, чтобы темпы роста цен не превышали величины фактической инфляции. Ограничение должно вступить в силу с 2014 года. Таким образом, Оценщиками принято решение приравнять рост тарифов естественных монополий (газ, теплоэнергия, ж/д тарифы) к инфляционному с 2014 г.

С 2017 г. прогноз показателей построен исходя из следующих допущений:

- инфляция в РФ – в соответствии с прогнозом МЭР "Прогноз долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 г.", от 25.03.2013 г.

- курс долл. США – на основе соотношения инфляции руб. и долл. США;

- цена на Urals – на уровне инфляции долл. США по данным Global Insight.

Цена на Brent прогнозируется на основе прогноза цен на Urals, скорректированных на величину средней разницы в ценах Brent и Urals в ретроспективном периоде (взят период с начала 2006 г. по 9 мес. 2013 г.), что составило 2 долл. США за бар.

Вывозная таможенная пошлина на нефть определялась на основе действующего по состоянию на дату оценки таможенного тарифа и составляет в 2013 г. - 60%, в 2014 г – 59%, в 2015 г. – 57%, после 2016 г. – 55% от разницы между ценой за 1 т прогнозного периода и 182,5 долл. США.

Таможенная вывозная пошлина на нефтепродукты определяется в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 1155 от 27.12.2010 г. исходя из величины пошлины на нефть сырую и ставки пошлины на соответствующий вид нефтепродукта.

Прогноз макроэкономических параметров, используемых при проведении оценки, представлен в Табл. 5.1-1.

Табл. 5.1-1. Прогноз макроэкономических показателей до 2030 г.

Наименование показателя	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Источник
Инфляция РФ	6,7%	5,3%	5,1%	5,1%	5,3%	5,1%	4,7%	4,3%	4,1%	3,9%	3,6%	3,4%	3,2%	3,0%	2,9%	2,7%	2,5%	2,3%	Минэкономразвития
Инфляция США	1,4%	1,6%	1,7%	1,9%	1,8%	1,8%	1,9%	2,0%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	2,0%	Global Insight
Курс долл. США	31,4	32,1	33,7	34,9	36,1	37,2	38,3	39,1	40,0	40,7	41,4	42,0	42,5	42,9	43,3	43,6	43,9	44,0	До 2016 г. - Минэкономразвития, с 2017 г. - расчет Оценщиков
Динамика мировых цен на нефть марки Brent, долл. США/баррель	107,0	103,0	102,0	102,0	103,8	105,7	107,7	109,7	111,8	114,0	116,2	118,4	120,7	123,1	125,4	127,8	130,3	132,8	расчет Оценщиков
Динамика мировых цен на нефть марки Urals, долл. США/баррель	105,0	101,0	100,0	100,0	101,8	103,7	105,7	107,7	109,8	112,0	114,2	116,4	118,7	121,1	123,4	125,8	128,3	130,8	Минэкономразвития, расчет Оценщиков
Экспортные пошлины																			
Нефть, долл. США/т	380	357	341	330	338	345	353	361	370	378	387	396	406	415	424	434	444	454	Расчет Оценщиков
Предельная ставка пошлины на нефть, %	60%	59%	57%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	Закон РФ "О таможенном тарифе" в действующей редакции
Нефть, руб./т	11 919	11 445	11 501	11 528	12 184	12 854	13 514	14 147	14 777	15 402	16 021	16 628	17 221	17 804	18 373	18 927	19 463	19 980	Расчет Оценщиков
Бензины, долл. США/т	342	321	307	297	304	311	318	325	333	341	349	357	365	373	382	391	399	408	Расчет Оценщиков
Бензины, руб./т	10 727	10 300	10 351	10 376	10 965	11 569	12 162	12 732	13 299	13 862	14 418	14 965	15 499	16 023	16 536	17 034	17 517	17 982	Расчет Оценщиков
Ставка для бензинов, %	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	Постановление правительства РФ № 1155 от 27.12.2010 г.
Мазут, долл. США/т	251	235	341	330	338	345	353	361	370	378	387	396	406	415	424	434	444	454	Расчет Оценщиков
Мазут, руб./т	7 867	7 553	11 501	11 528	12 184	12 854	13 514	14 147	14 777	15 402	16 021	16 628	17 221	17 804	18 373	18 927	19 463	19 980	Расчет Оценщиков
Ставка для мазута, %	66%	66%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Постановление правительства РФ № 1155 от 27.12.2010 г.

Источник: составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ"

5.2. ОБЗОР ОТРАСЛИ

5.2.1. Характеристика мировой нефтяной отрасли

5.2.1.a. Мировые запасы и добыча нефти

Мировые доказанные запасы нефти за 2012 г. практически не изменились (+0,9% относительно 2011 г.) и составили 1 668,90 млрд барр. Мировые запасы нефти распределены неравномерно: на территории десяти стран залегает 76,23% мировых запасов нефти (см. Табл. 5.2-1).

Табл. 5.2-1. Доказанные запасы нефти, млрд барр.

№ п/п	Страна	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Доля в 2012, %
1	Венесуэла	99,4	172,3	172,3	211,2	297,6	297,6	17,83%
2	Саудовская Аравия	264,2	264,1	264,6	264,5	265,4	265,9	15,93%
3	Иран	138,2	137,6	137,6	137	154,6	157,0	9,41%
4	Ирак	115	115	115	115	143,1	150,0	8,99%
5	Кувейт	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	6,08%
6	Объединенные Арабские Эмираты	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	5,86%
7	Российская Федерация	74,1	74,3	74,2	77,4	87,1	87,2	5,22%
8	Ливия	43,7	44,3	44,3	46,4	48,0	48,0	2,88%
9	Казахстан	39,8	39,8	39,8	39,8	30,0	30,0	1,80%
10	Нигерия	36,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	2,23%
	Мировые запасы	**1 253,00**	**1 332,40**	**1 333,10**	**1 383,20**	**1 654,10**	**1 668,90**	**100,00%**
	в т.ч. ОПЕК	953.0	1 028,80	1 029,40	1 068,40	1 199,00	1 211,90	72,62%
	10 крупнейших стран	1 009,90	1 083,90	1 084,30	1 127,90	1 262,30	1 272,20	76,23%

Источник: составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ" на основе данных BP Statistical review of world energy 2013 (www.bp.com/statisticalreview)

Мировые доказанные запасы нефти сконцентрированы на Ближнем Востоке. Пяти ближневосточным странам принадлежит более половины мировых запасов: Саудовская Аравия (15,93%), Иран (9,41%), Ирак (8,99%), Кувейт (6,08%) и ОАЭ (5,86%). Вне Ближнего Востока самые большие запасы имеют Венесуэла, Россия и Ливия. Запасы нефти в Венесуэле составляют 17,83% от мировых запасов, Россия обладает приблизительно 5,22% (7-е место).

Мировая добыча нефти в 2012 г. увеличилась на 2,49% по сравнению с 2011 г. (см. Табл. 5.2-2).

Табл. 5.2-2. Мир и 10 крупнейших производителей нефти, млн тонн

№ п/п	Страна	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Доля в 2012, %
1	Саудовская Аравия	494,2	515,3	459,5	467,8	526,0	547,0	13,28%
2	Российская Федерация	491,3	488,5	494,2	505,1	518,5	526,2	12,78%
3	США	309,8	304,9	325,3	339,1	345,7	394,9	9,59%
4	Иран	209,7	209,9	202,4	203,2	208,2	174,9	4,25%
5	Китай	186,7	195,1	189	203	202,9	207,5	5,04%
6	Канада	159,5	157,7	155,7	162,8	170,4	182,6	4,43%
7	Мексика	172,7	157,7	147,5	146,3	144,5	143,9	3,49%
8	Венесуэла	133,9	131,5	124,8	126,6	141,5	139,7	3,39%
9	Ирак	105,2	119,3	121,8	120,4	136,7	152,4	3,70%
10	Кувейт	129,9	137,2	121,3	122,5	139,7	152,5	3,70%
	Мировая добыча	**3 901,40**	**3 934,70**	**3 820,50**	**3 913,70**	**4018,8**	**4118,9**	**100,00%**
	в т.ч. ОПЕК	1 654,40	1 703,80	1 574,70	1 623,30	1706,2	1778,4	43,18%
	10 крупнейших стран	2 263,00	2 279,90	2 220,20	2 396,80	2 534,10	2 621,60	63,65%

Источник: составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ" на основе данных BP Statistical review of world energy 2013 (www.bp.com/statisticalreview)

Первое место в мире по объемам добычи нефти занимает Саудовская Аравия 547 млн тонн. Российская Федерация в 2012 г. занимает второе место по объему добычи нефти.

За 10 лет годовая добыча нефти в мире снижалась дважды. Сокращение в 2009 г. было максимальным – на 114,2 млн тонн. Основное снижение связано с квотовыми ограничениями на добычу ОПЕК.

5.2.1.b. Переработка нефти

В Табл. 5.2-3 представлены данные о распределении основных производственных мощностей по переработке нефти в мире.

Табл. 5.2-3. Производственные мощности по переработке нефти, тыс. барр./д

№ п/п	Страна	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Доля в 2010, %
1	США	17 593,80	17 671,60	17 688,00	17 736,00	17 322,00	17 388,00	18,79%
2	Китай	7 510,70	7 812,00	8 635,30	10 121,42	10 834,00	11 547,00	12,48%
3	Российская Федерация	5 616,00	5 596,00	5 616,00	5 555,00	5 569,00	5 754,00	6,22%
4	Япония	4 597,90	4 650,20	4 621,10	4 463,18	4 274,00	4 254,00	4,60%
5	Индия	2 983,30	2 992,10	3 574,40	3 703,31	3 795,00	4 099,00	4,43%
6	Южная Корея	2 671,40	2 712,30	2 712,30	2 712,25	2 860,00	2 887,00	3,12%
7	Италия	2 497,00	2 396,00	2 396,00	2 396,00	2 311,00	2 200,00	2,38%
8	Саудовская Аравия	2 100,00	2 100,00	2 100,00	2 100,00	2 117,00	2 122,00	2,29%
9	Бразилия	1 934,50	2 044,50	2 065,50	2 094,51	2 010,00	2 000,00	2,16%
10	Германия	2 390,40	2 366,30	2 362,30	2 091,16	2 077,00	2 097,00	2,27%
	Мировые мощности	**87 687,40**	**88 699,50**	**90 662,40**	**91 791,03**	**92 176,00**	**92 531,00**	**100,00%**
	10 крупнейших стран	49 895,00	50 341,00	51 770,90	52 972,83	53 169,00	54 348,00	57,56%

Источник: составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ" на основе данных BP Statistical review of world energy 2013 (www.bp.com/statisticalreview)

Основные производители нефтепродуктов сосредоточены в США (18,79% от общего объема производственных мощностей переработки нефти в мире), Китае (12,48%), Российской Федерации (6,22%) и Японии (4,60%).

Крупнейшими экспортерами нефтепродуктов являются Голландия, Россия, Сингапур, США, Саудовская Аравия, Корея, Венесуэла и Кувейт, а импортерами – США, Япония, Германия, Голландия, Сингапур и Франция (см Табл. 5.2-3). Объем рынка нефтепродуктов составляет около 33,7 млрд. барр./год.

5.2.2. Характеристика нефтяной промышленности России

5.2.2.а. Запасы нефти

В энергопроизводящих, прежде всего энергоизбыточных (экспортирующих энергоресурсы) странах, к которым относится РФ, главное условие обеспечения энергетической безопасности – надежное и устойчивое функционирование отраслей топливно-энергетического комплекса (далее ТЭК). Важнейший фактор долгосрочного развития ТЭК – расширенное воспроизводство материально-сырьевой базы с учетом ожидаемых объемов внутреннего потребления и экспортных возможностей. Современное состояние сырьевой базы нефти характеризуется снижением текущих разведанных запасов нефти и низкими темпами ее воспроизводства.

На начало 2013 г. доказанные запасы нефти в РФ составляют 87,2 млрд барр.[1]

Около половины ресурсов РФ сосредоточено в районах с развитой инфраструктурой, недалеко от эксплуатируемых месторождений.

Главным центром нефтяной промышленности является Западная Сибирь. В этом регионе сосредоточено более 52% начальных суммарных ресурсов. Другие крупные нефтедобывающие регионы страны – Дальневосточный (7,5%), Урало-Поволжский (7% от начальных суммарных ресурсов), Северо-Кавказский (1%), а в перспективе, шельфы Российских морей (19%) и Восточно-Сибирский нефтедобывающий регион (10,5%).

Основные районы добычи и перспективные месторождения на территории России — Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн (расположен на территории республики Коми и Ненецкого автономного округа Архангельской области), Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский автономные округа, шельф Каспийского моря, шельф острова Сахалин, Штокмановское (расположено в центральной части шельфа российского сектора Баренцева моря, в 650 км от Мурманска), Ковыктинское (в Иркутской области, в 450 км к северо-востоку от Иркутска, на территории Жигаловского и Казачинско-Ленского районов), Приразломное (на шельфе Баренцева моря), Малобалыкское (в Западной Сибири на территории Ханты-Мансийского автономного округа) месторождения.

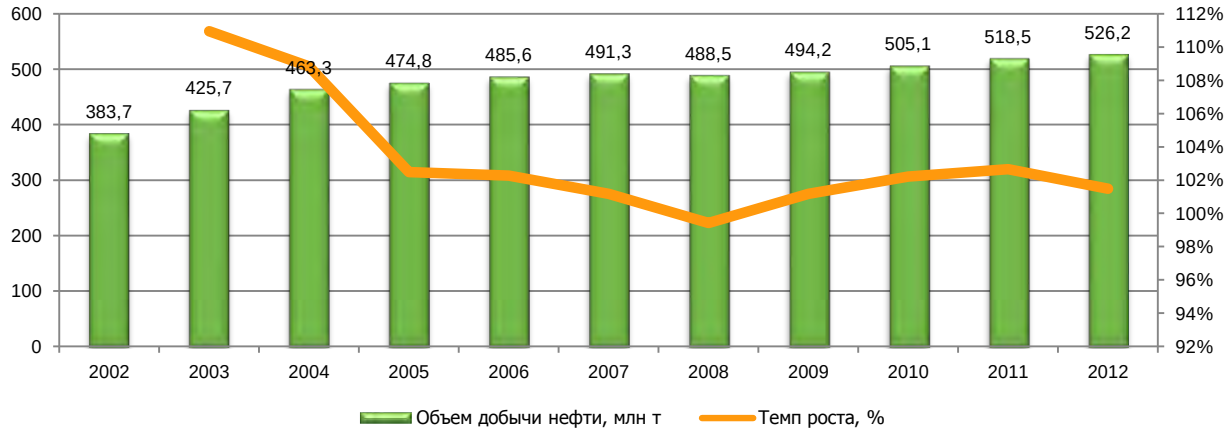
На текущий момент более 75% месторождений нефти вовлечены в промышленное освоение, и при этом их средняя выработанность приближается к 50%: большинство крупных месторождений нефти РФ находятся на поздней стадии разработки.

[1] BP Statistical review of world energy 2013 (www.bp.com/statisticalreview)

5.2.2.b. Нефтедобыча

В 2012 г. в России было добыто 526,2 млн тонн нефти, что составляет 101,5% от уровня добычи 2011 г. Объемы и темпы роста нефтедобычи в Российской Федерации приведены на Рис. 5.2-1.

Рис. 5.2-1. Объемы добычи нефти и темпы ее роста в России



Источник: составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ" на основе данных BP Statistical review of world energy 2013 (www.bp.com/statisticalreview)

В 2012 г. на долю вертикально интегрированных нефтегазовых компаний (включая ОАО "Газпром") приходилось около 82% всей добытой нефти в России.

На конец 2012 г. основной объем добычи нефти приходился на восемь вертикально-интегрированных нефтяных компаний и, прежде всего, на ОАО "НК "Роснефть", ОАО "ЛУКОЙЛ", ОАО "ТНК-ВР Холдинг", ОАО "Сургутнефтегаз". На долю ОАО "НК "Роснефть" приходится основной объем общероссийской добычи нефти.

5.2.2.c. Нефтепереработка

В настоящее время по мощностям и объему переработки нефти Россия занимает третье место в мире после США и Китая (см. Табл. 5.2-3). В 2012 г. суммарные производственные мощности по первичной переработке нефти в России несколько снизились и составили 279 млн тонн, что отчасти связано с началом активной модернизации установок и выводом мощностей по производству топлива ниже класса Евро-3 (Табл. 5.2-4). На фоне этого в 2012 г. значительно вырос объем первичной переработки нефти (на 10 млн тонн) и достиг максимального значения за последние 20 лет – 265,8 млн тонн, что привело к историческому максимуму загрузки установок по первичной переработке нефти (95%).

Табл. 5.2-4. Основные показатели нефтеперерабатывающей промышленности России

Год	Мощность по сырью, млн т	Первичная переработка, млн т	Загрузка установок по первичной переработке нефти, %	Производство основных нефтепродуктов, млн т			Глубина переработки нефти, %
				Автомобильный бензин	Дизельное топливо	Мазут	
1990	351	300	85	41,0	75,6	95,0	67,0
1995	304	185	61	28,0	43,0	60,0	63,0
2000	281	174	62	27,2	49,3	48,4	70,8
2001	281	178	63	27,6	50,1	50,3	70,6
2002	276	185	67	29,0	52,7	54,2	69,6
2003	271	190	70	29,3	53,8	57,2	70,1
2004	271	195	72	30,4	55,3	58,4	71,4
2005	264	207	79	31,9	59,9	56,7	71,6
2006	273	220	81	34,4	64,2	59,4	72,0
2007	279	229	82	35,1	66,4	62,4	71,9
2008	272	236	87	35,7	69,0	63,9	71,5
2009	267	236	88	35,8	67,3	64,4	71,8
2010	271	250	92	36,0	69,9	69,5	71,2
2011	282	256	91	36,6	70,6	73,3	70,8
2012	279	266	95	38,2	69,7	74,5	71,5

Источник: составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ" на основе специализированного журнала "Бурение и нефть" № 5 май 2013 г., "Современное состояние нефтяной промышленности России", С (http://burneft.ru/archive/issues/2013-05/2)

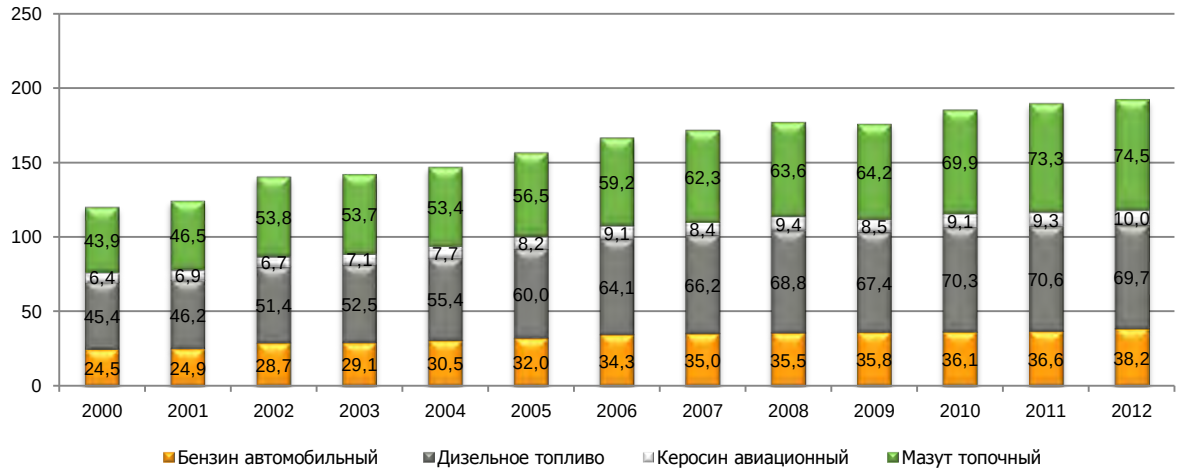
В отрасли имеет место высокая концентрация производства – в 2012 г. 82,4% (218,9 млн тонн) всей переработки жидких углеводородов осуществлялось на НПЗ, входящих в состав вертикально интегрированных нефтегазовых компаний. Около 13% (34,4 млн тонн) перерабатывалось крупными НПЗ, не входящими в структуру ВИНК, на долю мини-НПЗ пришлось порядка 4,7% (12,5 млн тонн). Ряд российских компаний – ОАО "ЛУКОЙЛ", ОАО "Газпром нефть", ОАО "НК "Роснефть" – владеют нефтеперерабатывающими заводами либо планируют покупку и строительство НПЗ за рубежом – на Украине, в Румынии, Болгарии, Сербии, Китае и др.

По итогам 2012 г. ОАО "НК "Роснефть" – лидер по объему первичной нефтепереработки – 50,6 млн тонн, или 19,1% от общего объема первичной переработки в стране. Значительные объемы нефти и конденсата перерабатывают заводы ОАО "ЛУКОЙЛ" – 44,3 млн тонн, ОАО "Газпром нефть" – 31,6 млн тонн, ОАО "Сургутнефтегаз"– 20,6 млн тонн.

Среди независимых крупных нефтеперерабатывающих заводов значительный рост объемов переработки нефти был отмечен на Афипском НПЗ. Так, благодаря завершению очередного этапа реконструкции Афипского НПЗ в конце 2011 г. компания смогла существенно нарастить объем первичной переработки нефти: с 3,9 млн тонн в 2011 г. до 4,8 млн тонн в 2012 г.

Производство основных видов нефтепродуктов в РФ в динамике с 2000 г. по 2012 г. представлено на Рис. 5.2-2.

Рис. 5.2-2. Производство основных нефтепродуктов в РФ, млн тн



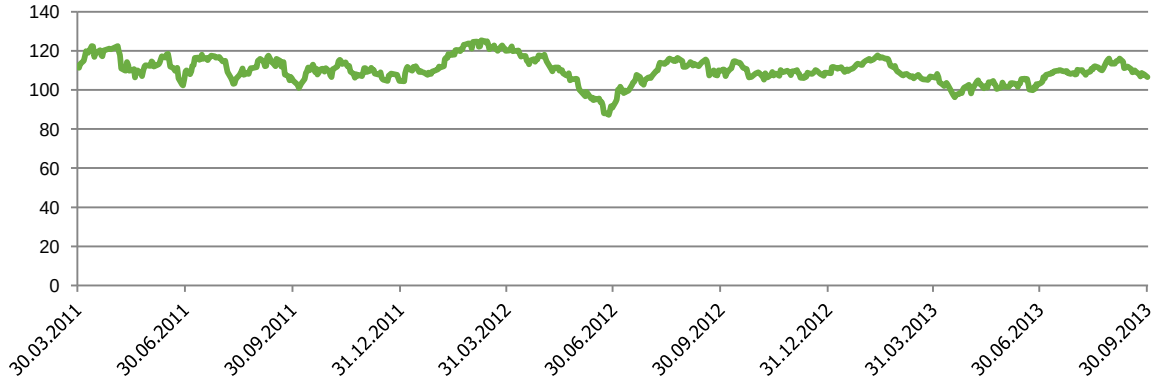
Источник: составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ" на основе данных журнала "Нефтегазовая вертикаль" № 5, 2010 г.; №3 (304), 2013 г.

В структуре выпуска продолжает наблюдаться высокая доля мазута и дизельного топлива, предложения которых превышают спрос внутреннего рынка. В результате эти нефтепродукты экспортируются как топливо и сырье для дальнейшей переработки. Изменить эту тенденцию невозможно без модернизации производственных мощностей.

5.2.2.d. Цены на нефть

Ретроспективные данные по средним ценам на нефть марки Urals за 2011 г. – 9 мес. 2013 г. приведены на Рис. 5.2-3.

Рис. 5.2-3. Динамика цен на нефть марки Urals, долл. США/барр



Источник: составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ" на основе данных Росстата[1]

На дату оценки (30.09.2013 г.) средняя мировая цена на нефть марки Urals составила 106,57 долл. США/барр.

5.2.2.е. Розничная реализация нефтепродуктов

Использование ресурсов топливного рынка и цены на нефтепродукты

Показатели реализации ресурсов автомобильных бензинов и дизельного топлива за январь-август 2013 г. характеризуются следующими данными:

Табл. 5.2-5. Использование ресурсов топливного рынка в III кв. 2011 г.

Показатель	Ресурсы, тыс. тн		2013 в % к 2012	Удельный вес в ресурсах, %	
	январь-август 2013	январь-август 2012		2011	2010
Автомобильные бензины					
реализация на внутреннем рынке	23 066,7	23 337,2	98,8	88,5	91,4
экспорт	2 996,5	2 182,9	137,3	11,5	8,6
Дизельное топливо					
реализация на внутреннем рынке	18 651,4	18 781,0	99,3	39,2	40,7
экспорт	28 893,9	27 383,8	105,5	60,8	59,3

Источник: составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ" на основе данных на основе данных Федеральной службы Государственной статистики "Росстат" (www.gks.ru)

Средние потребительские цены и цены производителей на автомобильный бензин и дизельное топливо по отдельным субъектам Российской Федерации в сентябре 2013 г. представлены в Табл. 5.2-6.

Табл. 5.2-6. Средние потребительские цены и цены производителей на бензин автомобильный и дизельное топливо на сентябрь 2013 г., руб./литр

Регион	А-76 (АИ-80)	АИ-92	АИ-95 и выше	Дизельное топливо
Потребительские цены				
Россия,	**27,56**	**29,65**	**32,61**	**31,55**
в том числе:				
г. Москва	27,03	29,97	33,06	32,80
г. Санкт-Петербург	29,20	29,94	32,79	32,51
Астраханская область	-	29,20	32,53	29,72
Саратовская область	26,43	29,10	32,27	29,69
Омская область	25,27	28,00	31,02	30,18
Цены производителей				
Россия,	**11,49**	**16,26**	**18,86**	**17,45**
в том числе:				
Центральный федеральный округ	13,54	15,66	18,80	17,61
Северо-Западный федеральный округ	17,07	17,30	19,20	17,69
Южный федеральный округ	-	16,46	17,93	16,79
Приволжский федеральный округ	10,73	16,61	19,36	17,50
Уральский федеральный округ	12,03	11,88	-	14,64
Сибирский федеральный округ	11,71	16,03	18,38	18,15

[1] Росстат (www.gks.ru)

Источник: составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ" на основе данных Федеральной службы государственной статистики www.gks.ru

В сентябре индекс потребительских цен на бензин автомобильный составил 101,4% (за период с начала года - 105,8%), индекс цен производителей - 103,3% (за период с начала года - 120,7%) (см. Табл. 5.2-7).

Табл. 5.2-7. Динамика потребительских цен и цен производителей на бензин и дизельное топливо

	сентябрь 2013/ август 2013	сентябрь 2013/ декабрь 2012	сентябрь 2013/ сентябрь 2012	январь-сентябрь 2013/ январь-сентябрь 2012	сентябрь 2012/ август 2012	сентябрь 2012/ декабрь 2011	сентябрь 2012/ сентябрь 2011	январь-сентябрь 2012/ январь-сентябрь 2011
Индекс потребительских цен								
на бензин автомобильный	101,4	105,8	108,6	108,1	102,0	104,0	105,0	107,9
в том числе:								
марки А-76 (АИ-80)	*100,6*	*102,7*	*105,8*	*106,8*	*101,6*	*104,0*	*105,5*	*109,1*
марки АИ-92 (АИ-93 и т.п.)	*101,5*	*105,6*	*108,1*	*107,6*	*102,0*	*103,7*	*104,4*	*107,4*
марки АИ-95 и выше	*101,5*	*106,3*	*109,7*	*109,1*	*102,1*	*104,6*	*105,6*	*107,8*
на дизельное топливо	100,5	102,3	110,3	111,9	101,9	102,7	112,9	114,1
Индекс цен производителей								
на бензин автомобильный	103,3	120,7	111,2	114,5	109,0	110,6	105,5	98,5
в том числе:								
марки А-76 (АИ-80)	*105,9*	*104,3*	*103,2*	*100,5*	*106,0*	*96,0*	*97,2*	*98,3*
марки АИ-92 (АИ-93 и т.п.)	*102,9*	*119,1*	*111,5*	*114,6*	*108,6*	*109,8*	*103,9*	*97,9*
марки АИ-95 и выше	*103,8*	*126,4*	*111,5*	*116,4*	*111,0*	*117,9*	*112,6*	*99,9*
на дизельное топливо	102,0	99,0	100,7	105,8	103,4	106,9	122,6	117,5
Индекс потребительских цен на товары и услуги	100,2	104,7	106,1	106,9	100,6	105,2	106,6	104,6
Индекс цен производителей промышленных товаров	101,4	105,4	101,9	103,7	104,8	109,4	111,6	106,7

Источник: составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ" на основе данных Федеральной службы Государственной статистики "Росстат" (www.gks.ru)

В сентябре 2013 г. потребительские цены на бензин различных марок в среднем по Российской Федерации превышали цены производителей в 1,7-2,4 раза (в сентябре 2012 г. - в 1,7-2,2 раза).

5.2.3. Современные тенденции и перспективы в развитии нефтяной промышленности в Российской Федерации

В ноябре 2009 г. утверждена Энергетическая стратегия России на период до 2030 г., предусматривающая[1]:

- сокращение доли ТЭК в ВВП, а топливно-энергетических ресурсов в экспорте – не менее чем в 1,7 раза;
- уменьшение доли экспорта топливно-энергетических ресурсов в ВВП в два раза;
- снижение энергоемкости ВВП более чем в два раза (база 2005 г.).

Таким образом, экспорт энергоносителей останется важнейшим фактором развития российской экономики, но рост экспорта энергетических материалов и продуктов будет замедляться и к 2030 г. стабилизируется.

В соответствии со Стратегией текущее состояние нефтяного комплекса характеризуется следующими тенденциями:

- истощение основных нефтяных месторождений Западной Сибири и, следовательно, необходимость освоения нефтяных ресурсов континентального шельфа арктических и дальневосточных морей, Восточной Сибири и Дальнего Востока;

[1] Энергетическая стратегия России до 2030 г. (minenergo.gov.ru/activity/energostrategy/ch_6.php#l4)

- увеличение доли трудноизвлекаемых запасов (сверхвязкая нефть, природный битум и другие) в структуре минерально-сырьевой базы нефтяного комплекса;
- расширенное вовлечение в эксплуатацию комплексных нефтегазовых месторождений сложнокомпонентного состава и связанная с этим необходимость утилизации попутного нефтяного газа, метана, гелия и газового конденсата;
- удорожание добычи и транспортировки углеводородов.

Одним из приоритетных положений Стратегии в отношении нефтяного комплекса является увеличение к 2030 г. глубины переработки нефти до 89-90%. По итогам 2012 г. значение данного показателя не превысило 71%.

Для целей повышения глубины переработки нефти и экспорта высококачественных нефтепродуктов конечного назначения должно быть организовано строительство и модернизация НПЗ, связанных с системой нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть", вблизи государственной границы и портов (Туапсе, Кириши, Ангарск, Комсомольск-на-Амуре, Хабаровск, Козьмино).

6. ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

6.1. КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ И КАЧЕСТВЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

Объектом оценки является 1 обыкновенная именная акция и 1 привилегированная акция ОАО АНК "Башнефть".

Балансовая стоимость 1 обыкновенной именной акции и 1 привилегированной акции различная для различных собственников.

Номинальная стоимость на дату проведения оценки составляет 1 руб. для обыкновенной именной акции и 1 руб. для привилегированной акции.

Ограничения и обременения указанных прав отсутствуют.

Государственный регистрационный номер выпуска оцениваемых акций:

- обыкновенные акции - 1-01-00013-А;
- привилегированные акции - 2-01-00013-А.

6.2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЩЕСТВА

6.2.1. Общие сведения

Табл. 6.2-1. Общие сведения об ОАО АНК "Башнефть"

Показатель	Значение
Полное наименование Общества	Открытое акционерное общество "Акционерная нефтяная Компания "Башнефть"
Сокращенное наименование Общества	ОАО АНК "Башнефть"
Полное наименование Общества на английском языке	Joint Stock Oil Company Bashneft
Сокращенное наименование Общества на английском языке	JSOC Bashneft
Место нахождения	450008, РФ, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 30, к. 1
Почтовый адрес	450008, РФ, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 30, к. 1
Телефон	(347) 261-61-61
Факс	(347) 261-62-62
Президент	Корсик А.Л.
Данные о первичной государственной регистрации	
Номер государственной регистрации	60
Дата государственной регистрации	13.01.1995
Наименование органа, осуществившего государственную регистрацию	Администрация Кировского района г. Уфы Республики Башкортостан
Данные о регистрации юридического лица	
Основной государственный регистрационный номер юридического лица (ОГРН)	1020202555240
Дата регистрации	15.10.2002
Наименование регистрирующего органа	Инспекция МНС по Кировскому району г. Уфы Республики Башкортостан
ИНН	0274051582
Год начала деятельности	1932
Отраслевая принадлежность Общества	Нефтедобыча, нефтепереработка и реализация нефтепродуктов
Код ОКВЭД	01.12.1, 11.20.1, 11.20.3, 23.20, 37.10.1, 37.10.21, 41.00.1, 45.11.1, 45.21.1, 45.21.2, 45.21.3, 45.21.4, 45.21.6, 45.21.7, 45.25, 45.3, 45.4, 45.5, 50.50, 51.51.2, 51.12.1, 51.19, 51.51.3, 51.70, 52.11, 55.30, 60.10.2, 60.24.1, 61.20.2, 63.12.21, 63.12.4, 63.40, 70.20.2, 72.20, 72.50, 72.60, 73.10, 74.11, 74.13.1, 74.14, 74.20.2, 74.20.35, 74.30.4, 74.40, 74.84, 80.42, 85.11.2, 90.00.1, 90.00.2, 92.51, 92.61, 92.62
Аудитор	ООО "ФинЭкспертиза" (Свидетельство о членстве ООО "ФинЭкспертиза" в Саморегулируемой организации аудиторов Некоммерческое партнерство "Аудиторская палата России" № 4209 от 28 декабря 2009 г.), место нахождения: 129110, г. Москва, Проспект Мира, д.69, стр.1; ЗАО "Делойт и Туш СНГ" (Свидетельство о членстве ЗАО "Делойт и Туш СНГ" в Саморегулируемой организации аудиторов Некоммерческое партнерство "Аудиторская Палата России" от 20 мая 2009 года № 3026, ОРНЗ 10201017407), место нахождения: РФ, Москва, 125047, ул. Лесная, д. 5 ЗАО "БДО" (Свидетельство о членстве ЗАО "БДО" в Саморегулируемой организации аудиторов Некоммерческое партнерство "Аудиторская палата России" № 3127 от 20 мая 2009 г.), место нахождения: 117587, г. Москва, Варшавское шоссе, д.125, стр.1 секция 11
Адрес страницы в сети интернет	www.bashneft.ru

Источник: данные Общества

ОАО АНК "Башнефть" является вертикально-интегрированной нефтяной компанией, сформированной на базе крупнейших предприятий ТЭК Республики Башкортостан.

6.2.2. Акционерный капитал

Уставный капитал ОАО АНК "Башнефть" по состоянию на дату оценки составляет 227 384 465 рублей и разделен на 227 384 465 акций, в т.ч.:

- обыкновенные акции в количестве 188 710 587 штуки номинальной стоимостью 1 рубль каждая на сумму 188 710 587 рубля. Размер доли в УК – 82,99%;
- привилегированные акции типа "А" в количестве 38 673 878 штук номинальной стоимостью 1 рубль каждая на сумму 38 673 878 рублей. Размер доли в УК – 17,01%.

Информация о выпусках акций представлена в Табл. 6.2-2.

Табл. 6.2-2. Информация о выпусках акций ОАО АНК "Башнефть"

Номер выпуска	Дата регистрации выпуска	Код регистрации	Количество акций в выпуске, шт. обыкновенных	привилегированных	Номинал, руб.
Первый выпуск	27.02.1995	01-1п-754	170 169 754	34 622 686	1,00
Присвоен государственный регистрационный номер[1]	07.04.2004	1-01-00013-А	170 169 754	–	1,00
Присвоен государственный регистрационный номер[2]	07.04.2004	2-01-00013-А	–	34 622 686	1,00
Дополнительный выпуск обыкновенных именных бездокументарных акций	23.08.2012	1-01-00013-А*	18 540 833	–	1,00
Дополнительный выпуск привилегированных именных бездокументарных акций	23.08.2012	2-01-00013-А*		4 051 192	1,00
Итого:			**188 710 587**	**38 673 878**	

Источник: данные Общества

* В соответствии с пунктами 1-9 приказа ФСФР от 21.02.2013 г. № 13-421/пз-и в связи с стечением 3 месяцев с момента государственной регистрации отчетов об итогах дополнительных выпусков (13.11.2012 г.) обыкновенных акций и привилегированных именных бездокументарных акций ОАО АНК "Башнефть" осуществлено аннулирование индивидуальных номеров (кодов) 001D, 002D, 004D и 005D государственных регистрационных номеров 1-01-00013-А-001D от 23.08.2012, 1-01-00013-А-002D от 23.08.2012, 1-01-00013-А-004D от 23.08.2012, 1-01-00013-А-005D от 23.08.2012, присвоенных дополнительным выпускам обыкновенных именных бездокументарных акций ОАО АНК "Башнефть", а также индивидуальных номеров (кодов) 001D, 002D, 003D, 004D и 005D государственных регистрационных номеров 2-01-00013-А-001D от 23.08.2012, 2-01-00013-А-002D от 23.08.2012, 2-01-00013-А-003D от 23.08.2012, 2-01-00013-А-004D от 23.08.2012, 2-01-00013-А-005D от 23.08.2012, присвоенных дополнительным выпускам привилегированных именных бездокументарных акций ОАО АНК "Башнефть" (уведомление ФСФР № 13-ЕК-03/6034 от 26.02.2013 г.).

Регистратор: ОАО "Реестр" (лицензия на осуществление деятельности по ведению реестра владельцев ценных бумаг № 10-000-1-00254 от 13.09.2002 г.), место нахождения: 129090, г. Москва, Б. Балканский пер., д. 20, стр. 1.

Информация о размерах дивидендов по акциям ОАО АНК "Башнефть" за 2005-2012 гг. представлена в Табл. 6.2-3.

Табл. 6.2-3. Дивидендная история

Наименование	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Размер дивидендов по обыкновенным акциям в расчете на одну акцию, руб.	1,14	25,8	16,31	48,82	109,65	235,77	99	24
Размер дивидендов по привилегированным акциям типа "А" в расчете на одну акцию, руб.	5,67	25,8	16,31	48,82	109,65	235,77	99	24

Источник: данные Общества

6.2.3. Характеристика деятельности

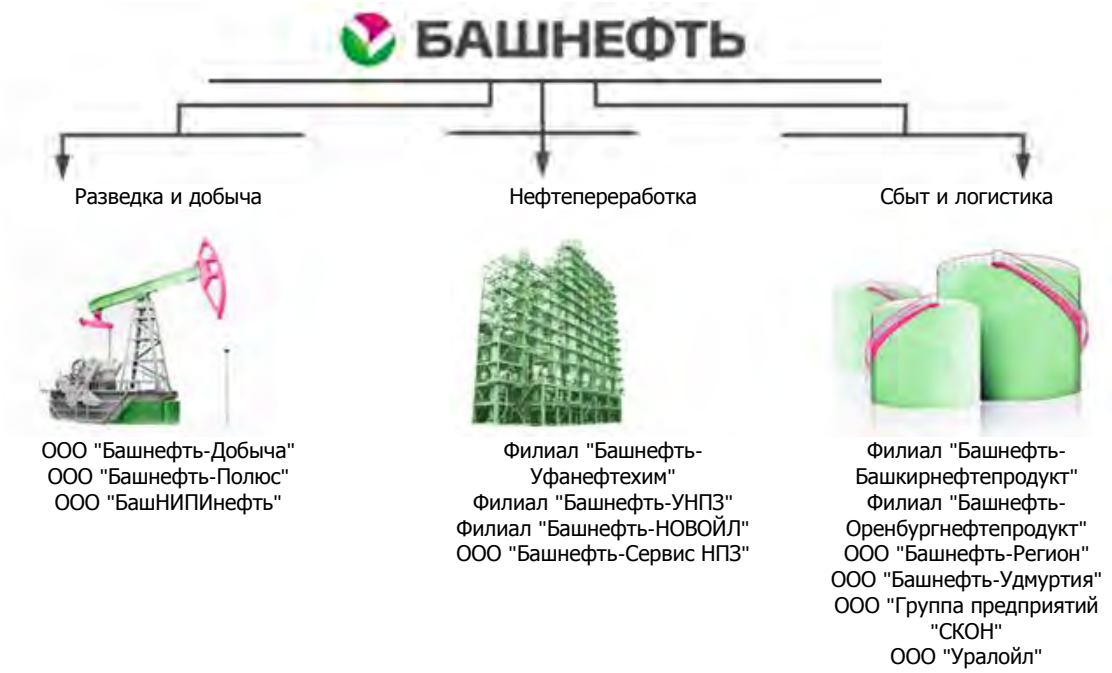
ОАО АНК "Башнефть" является вертикально-интегрированной нефтяной компанией. Основными видами деятельности ОАО АНК "Башнефть" являются разведка и добыча нефти и газа, производство нефтепродуктов, а также сбыт произведенной продукции. Компания реализует свою продукцию как на внутреннем, так и на внешнем рынках.

Организационная структура ОАО АНК "Башнефть" логически вытекает из основных видов деятельности и представлена тремя основными блоками: добыча сырья, переработка и сбыт нефти и нефтепродуктов (см. Рис. 6.2-1).

[1] Аннулирован государственный регистрационный номер 01-1п-754 от 27.02.1995 г., присвоенный выпуску обыкновенных именных бездокументарных акций ОАО АНК "Башнефть", указанному выпуску присвоен государственный регистрационный номер 1-01-00013-А от 07.04.2004 г.

[2] Аннулирован государственный регистрационный номер 01-1п-754 от 27.02.1995 г., присвоенный выпуску привилегированных именных бездокументарных акций ОАО АНК "Башнефть", указанному выпуску присвоен государственный регистрационный номер 2-01-00013-А от 07.04.2004 г.

Рис. 6.2-1. Организационная структура ОАО АНК "Башнефть"



Источник: данные Общества

6.2.3.а. Разведка и добыча нефти и газа

По состоянию на 30.09.2013 г. ОАО АНК "Башнефть" (совместно с дочерними обществами) владеет лицензиями на разработку 193 месторождений нефти и газа на территории Республики Башкортостан, Ханты-Мансийского автономного округа, Ненецкого автономного округа, Оренбургской области и Республики Татарстан. 171 месторождение Компании находится в промышленной эксплуатации. За 9 мес. 2013 г. Группой компаний "Башнефть" добыто 11 900 тыс. т нефти. (http://www.bashneft.ru/files/iblock/454/MDA_3q_2013_financial_results_rus.pdf)

Запасы нефти ОАО АНК "Башнефть" по состоянию на 31.12.2012 г. представлены в Табл. 6.2-4.

Табл. 6.2-4. Запасы нефти ОАО АНК "Башнефть"

Запасы нефти	31.12.2011	31.12.2012	2012/2011
Доказанные запасы, млн барр.	1 983,5	2 006,8	1,2%
Вероятные запасы, млн барр.	420,3	528,3	25,7%
Доказанные и вероятные запасы, млн барр.	2 403,8	2 535,1	5,5%
Возможные запасы, млн барр.	582,5	657,4	12,9%
Итого запасы, млн. барр.	2 986,3	3 192,5	6,9%

Источник: данные Общества

Согласно результатам аудита, доказанные запасы ОАО АНК "Башнефть" на 31.12.2012 г. составили 2 006,8 млн барр. нефти. Коэффициент замещения доказанных запасов нефти в 2012 г. составил 123,4 %. Обеспеченность ОАО АНК "Башнефть" доказанными запасами нефти составляет по итогам аудита 18,3 лет.

По оценке Miller and Lents, Ltd., вероятные и возможные запасы ОАО АНК "Башнефть " по классификации PRMS на 31.12.2012 г. составили 1 185,7 млн барр. нефти. При этом вероятные запасы компании увеличились за год на 25,7 % и составили 528,3 млн барр. нефти, а возможные запасы выросли на 12,9 % и составили 657,4 млн барр. нефти. Необходимо отметить, что указанные объемы запасов не учитывают запасы и ресурсы месторождений им. Требса и А.Титова, поскольку аудит запасов на них по состоянию на 31.12.2012 г. не проводился.

ОАО АНК "Башнефть" реализует новый крупный проект на севере Тимано-Печоры по освоению месторождения им. Р.Требса и А.Титова с суммарными извлекаемыми запасами по российской классификации (С1+С2) 140,1 млн тонн.

6.2.3.b. Переработка нефти

Филиалы "Башнефть-Уфанефтехим", "Башнефть-УНПЗ", "Башнефть-Новойл" входящие в нефтеперерабатывающий комплекс ОАО АНК "Башнефть" тесно взаимосвязаны между собой. Краткие характеристики заводов представлены в Табл. 6.2-5.

Табл. 6.2-5. Краткая характеристика нефтеперерабатывающих заводов ОАО АНК "Башнефть"

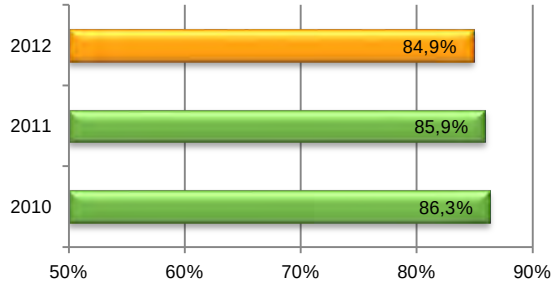
Филиал "Башнефть-Уфанефтехим"	Филиал "Башнефть-УНПЗ"	Филиал "Башнефть-Новойл"
Установленная мощность		
9,5 млн т в год	7,5 млн т в год	7,1 млн т в год
Выпускаемая продукция		
высокооктановые автобензины, дизельное топливо с низким содержанием серы, котельное топливо, битум, кокс, комовая и гранулированная сера, сжиженные газы, бензол, орто- и параксилолы	высокооктановые бензины, дизельное топливо, котельное топливо, сжиженные газы, жидкая и комовая сера	автобензины, топливо для реактивных двигателей, дизельные топлива, масла моторные, трансмиссионные и специальные, вакуумный газойль (ВГО), парафино-восковая продукция, нефтяные битумы, котельное топливо, кокс, комовая сера.

Источник: данные Общества

Совокупная мощность по первичной переработки нефти нефтеперерабатывающего комплекса ОАО АНК "Башнефть" составляет 24,1 млн т в год.

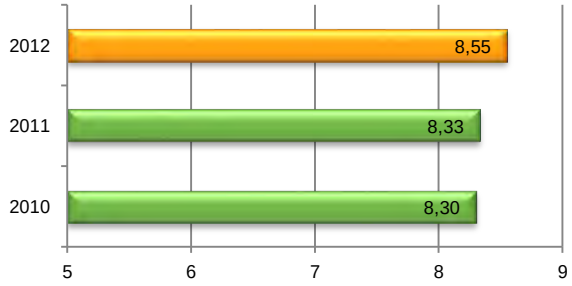
В рамках модернизации нефтеперерабатывающего комплекса ОАО АНК "Башнефть" в 2012 г. увеличилась мощность установки замедленного коксования филиала "Башнефть-Уфанефтехим" с 1,2 до 1,6 млн т в год, что позволило увеличить индекс сложности Нельсона с 8,33 ед. до 8,55 ед. (см. Рис. 6.2-3).

Рис. 6.2-2. Глубина переработки нефтеперерабатывающего комплекса ОАО АНК "Башнефть"



Источник: данные Общества

Рис. 6.2-3. Индекс Нельсона нефтеперерабатывающего комплекса ОАО АНК "Башнефть"



Источник: данные Общества

Нефтеперерабатывающий комплекс ОАО АНК "Башнефть" в 2012 г. переработал 20,8 млн т нефти (151,6 млн барр.) (см. Табл. 6.2-6). Средний показатель глубины переработки сырья на заводах Общества в 2012 г. составил 84,9% (см. Рис. 6.2-2).

Табл. 6.2-6. Переработка нефтяного сырья, млн т

	2010	2011	2012
Филиал "Башнефть-Уфанефтехим"	7,8	8,4	8,6
Филиал "Башнефть-УНПЗ"	6,7	6,1	5,4
Филиал "Башнефть-Новойл"	6,7	6,6	6,7
Всего	**21,2**	**21,1**	**20,8**

Источник: данные Общества

Основными источниками сырья для нефтеперерабатывающего комплекса являются два направления:

- собственная добыча на месторождениях в Республике Башкортостан в объеме 10,5 млн т;
- закупка западно-сибирской нефти и газового конденсата в объеме 10,5 млн т .

Основными поставщиками нефти и газового конденсата являются компании ОАО "ЛУКОЙЛ", ОАО "Сургутнефтегаз", ОАО НК "РуссНефть", Royal Dutch Shell.

Объем выпуска произведенной продукции нефтеперерабатывающего комплекса ОАО АНК "Башнефть" в 2012 г. составил 18,9 млн т. Структура выпускаемой продукции представлена на Рис. 6.2-4.

Рис. 6.2-4. Структура производства нефтепродуктов в 2012 г.

Источник: данные Общества

Доля бензина, соответствующего стандарту Евро-4 и Евро-5, существенно увеличилась в 2012 г. – до 75,1% от выпуска товарных бензинов по сравнению с 12,8% в 2011 г. Соответственно, доля бензина стандарта Евро-3 в общем объеме товарного автобензина сократилась с 73% в 2011 г. до 20,5% (см. Табл. 6.2-7).

Табл. 6.2-7. Структура выпуска автомобильных бензинов различных стандартов

	2 010	2011	2012
Евро-3		73,0%	20,5%
Евро-4	19,6%	12,8%	54,4%
Евро-5	0,0%	0,0%	20,7%

Источник: данные Общества

Доля производства дизельного топлива стандарта Евро-5 увеличилась с 5,1% в 2011 г. до 13,1% в 2012 г. (см. Табл. 6.2-8).

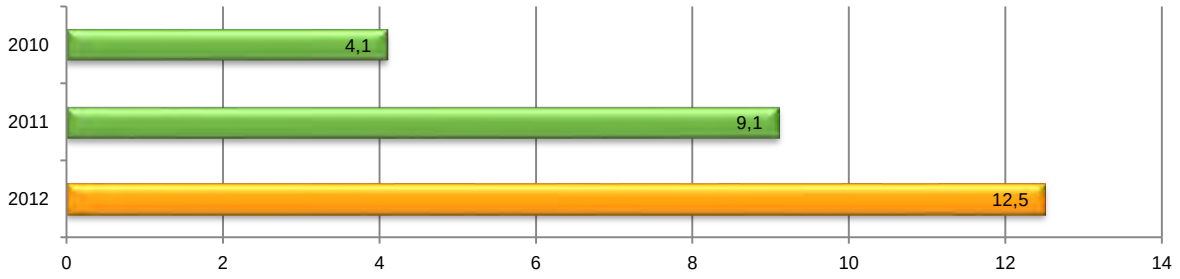
Табл. 6.2-8. Структура выпуска дизельного топлива различных стандартов

	2 010	2011	2012
Евро-3		0,5%	0,0%
Евро-4	5,6%	16,7%	10,5%
Евро-5	0,0%	5,1%	13,1%

Источник: данные Общества

Объем капитальных вложений в 2012 г. в нефтеперерабатывающий комплекс ОАО АНК "Башнефть" увеличился на 38% и составил 12,5 млрд руб. (см. Рис. 6.2-5).

Рис. 6.2-5. Объем капитальных вложений в нефтеперерабатывающий комплекс, млрд руб.



Источник: данные Общества

Основные направления капиталовложений в нефтеперерабатывающий комплекс ОАО АНК "Башнефть":

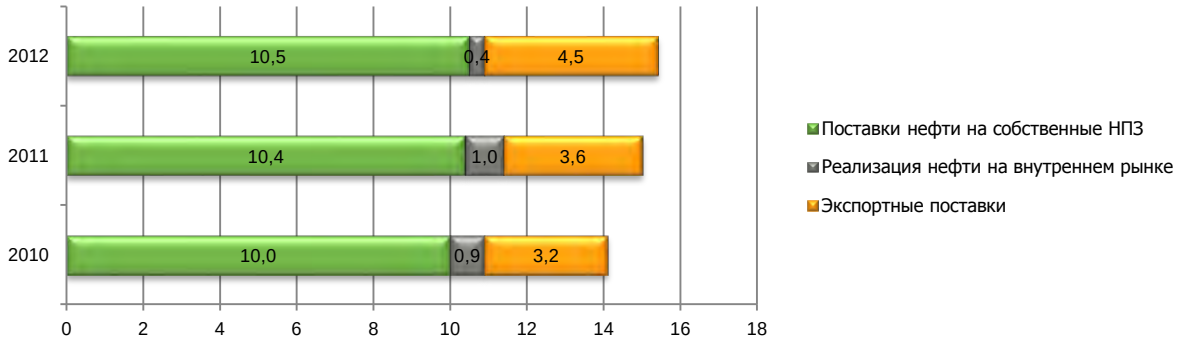
- Повышение качества выпускаемых моторных топлив с полным переходом на выпуск продукции стандарта Евро-5 к 2015 г.
- Увеличение глубины переработки нефти и выхода светлых нефтепродуктов.

6.2.3.c. Сбыт и логистика

Реализация нефти добытой ОАО АНК "Башнефть" осуществляются по трем направлениям:

- в качестве сырья для нефтеперерабатывающего комплекса ОАО АНК "Башнефть";
- на внутренний рынок;
- на экспорт.

Рис. 6.2-6. Распределение нефти добытой ОАО АНК "Башнефть"



Источник: данные Общества

Основной канал сбыта добытой нефти – НПЗ ОАО АНК "Башнефть", на которые приходится почти 70% поставок. В 2012 г. на НПЗ было поставлено 10,5 млн т нефти (см. Рис. 6.2-6). По результатам 2012 г. на внутренний рынок Общество поставило 0,4 млн т нефти. Небольшие объемы реализации сырой нефти на внутреннем рынке обусловлены целесообразностью загрузки собственных перерабатывающих мощностей. В 2012 г. ОАО АНК "Башнефть" существенно нарастила объем экспортных поставок нефти. Экспорт нефти в 2012 г. составил 4,5 млн т (см. Рис. 6.2-6), что на 24,5 % выше 2011 г.

Рис. 6.2-7. Структура экспортных поставок нефти

Источник: данные Общества

Основные направления экспорта нефти в 2012 г. – Польша (30%), порты Приморска (25%) и Новороссийска (16%), Чехия (9%) (см. Рис. 6.2-7). По результатам 2012 г. Общество расширило географию экспорта за счет поставок в Венгрию и порт Усть-Луги. Поставки нефти в Польшу, Чехию, Венгрию и порт Гданьск осуществляются по системе "Транснефть" до погранперехода с дальним зарубежьем, остальные поставки на экспорт осуществляются по системе "Транснефть" через морской порт.

Поставки нефтепродуктов осуществляются по следующим направлениям:

- На внутренний рынок:
  - в розницу через сеть АЗС ОАО АНК "Башнефть";
  - реализация мелким оптом;
  - оптовые поставки.
- На экспорт:
  - в страны дальнего зарубежья;
  - в страны СНГ.

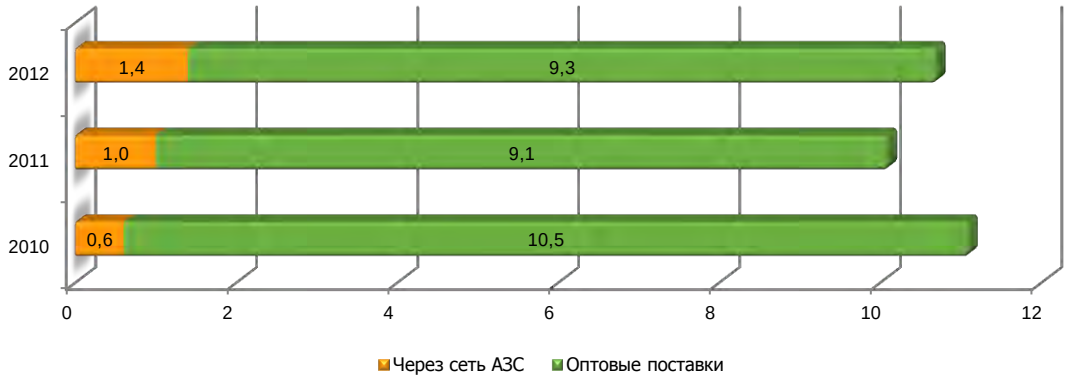
Внутренний рынок доминирует в структуре поставок нефтепродуктов. На внутреннем рынке в 2012 г. было реализовано более 55% от общего объема продукции (10,7 млн т) (см. Рис. 6.2-8).

Рис. 6.2-8. Структура реализации нефтепродуктов на экспорт и внутренний рынок, млн т

Источник: данные Общества

В 2012 г. объем оптовой реализации нефтепродуктов и продуктов нефтехимии (включая мелкий опт) составил 9,3 млн т (см. Рис. 6.2-9). Реализация нефтепродуктов мелким оптом осуществляется через дочернее сбытовое подразделение ООО "Башнефть-Регион".

Рис. 6.2-9. Структура поставок нефтепродуктов на внутреннем рынке, млн т



Источник: данные Общества

Поставки бензина, дизельного топлива, мазута, на внутреннем рынке осуществляются железнодорожным и трубопроводным транспортом (см. Табл. 6.2-9).

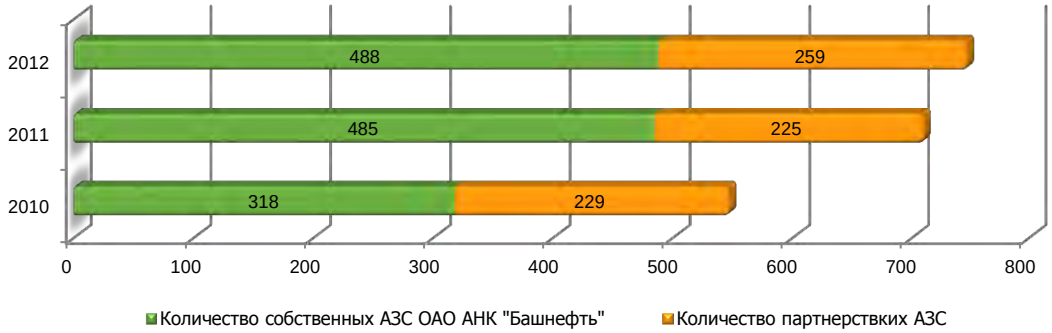
Табл. 6.2-9. Структура поставок нефтепродуктов на внутреннем рынке по видам транспорта

	Мазут	Дизельное топливо	Бензин
Трубопроводные поставки	1%	18%	15%
Поставки ж/д транспортом	99%	82%	85%

Источник: данные Общества

В 2012 г. сеть розничной реализации увеличилась с 710 до 747 АЗС, из которых 488 – собственные АЗС Общества (см. Рис. 6.2-10). В июле 2012 г. собственная сеть АЗС ОАО АНК "Башнефть" полностью перешла на продажу автомобильного бензина и дизельного топлива стандарта Евро-5.

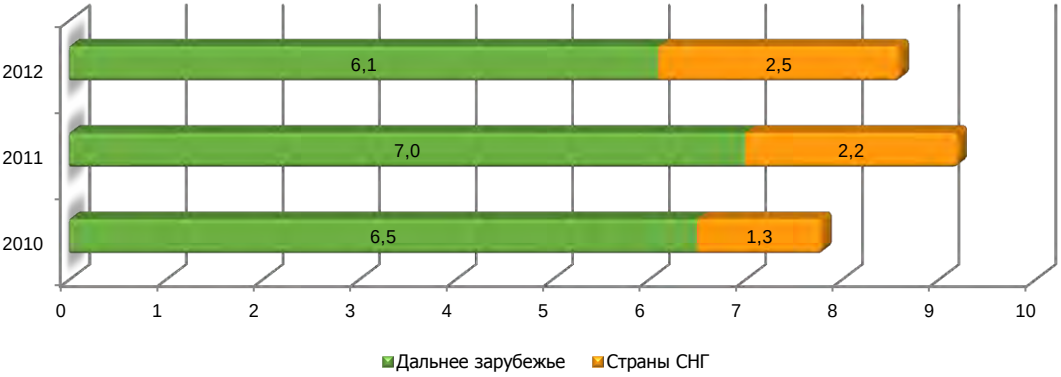
Рис. 6.2-10. Количество АЗС



Источник: данные Общества

Объем реализации нефтепродуктов и продуктов нефтехимии на экспорт в 2012 г. составил 8,6 млн т (см. Рис. 6.2-8). Поставки нефтепродуктов в дальнее зарубежье занимают доминирующее положение в структуре экспорта нефтепродуктов ОАО АНК "Башнефть" (см. Рис. 6.2-11).

Рис. 6.2-11. Структура реализации нефтепродуктов на экспорт, млн т



Источник: данные Общества

Среди экспортной продукции за 2012 г. доминирует дизельное топливо (59% поставок) и вакуумный газойль (19%). На мазут приходится 11% экспортных продаж.

Поставки нефтепродуктов и продуктов нефтехимии осуществлялись по системе экспортных продуктопроводов АК "Транснефтепродукт" по железной дороге в Казахстан и Европу, а также к морским терминалам в Санкт-Петербурге, Высоцке, Новороссийске, Калининграде (см. Табл. 6.2-10).

Табл. 6.2-10. Структура поставок нефтепродуктов на экспорт по видам транспорта

	Мазут	Дизельное топливо	Бензин
Трубопроводные поставки	0%	99%	56%
Поставки ж/д транспортом	100%	1%	44%

Источник: данные Общества

6.2.4. Положение в отрасли

ОАО АНК "Башнефть" – вертикально-интегрированная нефтяная компания, формирующаяся на базе крупнейших предприятий ТЭК Республики Башкортостан. Компания входит в топ-10 предприятий России по объему добычи нефти и в топ-5 – по нефтепереработке.

ОАО АНК "Башнефть" по уровню добычи нефти находится на восьмом месте среди нефтедобывающих компаний России. Компания разрабатывает 174 месторождения, основная часть которых находится на поздней, завершающей стадии разработки. По глубине переработки нефти занимает 1 место.

Основными конкурентами ОАО АНК "Башнефть" на рынке являются вертикально-интегрированные нефтяные компании, такие как: ОАО "Газпром нефть", ОАО "ЛУКОЙЛ", ОАО "НК "Роснефть" и др.

Факторами конкурентоспособности ОАО АНК "Башнефть" являются:

- наличие собственной сырьевой базы, соответственно, защищенность от ценовых колебаний на рынке нефти;
- добыча и переработка различных нефтей (Западно-Сибирская, Арланская, Туймазинская, нефти Шкаповского, Дачно-Репинского месторождений), как результат, оптимизация ассортимента вырабатываемой продукции;
- территориальная близость с нефтеперерабатывающим комплексом, следовательно, сокращение транспортных затрат;
- время существования компании на нефтяном рынке, внушительный опыт работы, положительная репутация, как залог поддержания постоянных партнерских отношений, а также привлечения новых контрагентов;
- использование современных технологий, что позволяет производить широкий ассортимент нефтепродуктов и продуктов нефтехимии, соответствующих современным требованиям и нормам.

7. ФИНАНСОВЫЙ АНАЛИЗ

7.1. АНАЛИЗ ОТЧЕТА О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

Ретроспективные данные отчета о финансовом положении приведены в Табл. 7.1-1.

Табл. 7.1-1. Отчет о финансовом положении Группы, тыс. руб.

Статьи баланса	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2012	01.10.2013
ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
Нематериальные активы	1 002	1 516	1 830	1 656
Основные средства	291 120	253 757	277 149	271 543
Авансы на приобретение основных средств	21 841	1 643	632	136
Долгосрочные Финансовые вложения	6 606	4 981	29 318	30 717
Инвестиции в зависимые компании и совместную деятельность	20 327	35 532	28 619	15 179
Долгосрочные запасы и прочие внеоборотные активы	1 626	2 111	4 349	3 569
ИТОГО внеоборотные активы	**342 522**	**299 540**	**341 897**	**322 800**
ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
Запасы	19 050	24 073	23 839	23 182
Предоплата по налогу на прибыль	341	426	2 485	522
Прочие налоги к возмещению их бюджета	20 867	28 511	22 534	21 328
Прочие оборотные активы	258	43	-	-
Торговая и прочая дебиторская задолженность	20 728	21 485	34 015	48 800
Финансовые вложения	20 592	34 546	18 635	16 821
Денежные средства и их эквиваленты	32 516	28 354	20 104	15 988
ИТОГО оборотные активы	**114 352**	**137 438**	**121 612**	**126 641**
БАЛАНС	**456 874**	**436 978**	**463 509**	**449 441**
КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ				
Акционерный капитал	2 252	2 252	2 501	2 501
Собственные акции, выкупленные у акционеров	-7 444	- 13 241	- 38 147	- 38 147
Добавочный капитал	34 736	34 736	83 651	72 682
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	131 222	156 870	194 975	223 383
ИТОГО капитал и резервы	**160 766**	**180 617**	**242 980**	**260 419**
Неконтролирующие доли владения	**82 819**	**46 312**	**4 928**	**-339**
ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Долгосрочные заемные средства	95 021	95 454	78 201	65 197
Отложенные налоговые обязательства	33 490	30 487	37 561	31 574
Прочие долгосрочные обязательства	8 115	10 270	13 014	13 793
ИТОГО долгосрочные обязательства	**136 626**	**136 211**	**128 776**	**110 564**
КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Краткосрочные заемные средства и краткосрочная часть долгосрочных заемных средств	24 226	13 532	32 007	15 037
Торговая и прочая кредиторская задолженность	20 075	23 383	28 942	40 078
Авансы полученные	16 850	17 084	14 156	8 979
Задолженность по прочим налогам и сборам	9 684	14 992	10 385	12 345
Задолженность по налогу на прибыль	642	1 345	393	972
Резервы предстоящих расходов	2 963	3 243	718	1 169
Прочие обязательства	2 223	259	224	217
ИТОГО краткосрочные обязательства	**76 663**	**73 838**	**86 825**	**78 797**
БАЛАНС	**456 874**	**436 978**	**463 509**	**449 441**

Источник: данные ОАО АНК "Башнефть", составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ"

Далее приведены ретроспективные данные отчета о прибылях и убытках Группы.

Табл. 7.1-2. Сводный отчет о прибылях и убытках Группы, млн руб.

Отчет о прибылях и убытках	2010	2011	2012	9 мес. 2013
Выручка	355 523	486 328	532 502	417 054
Себестоимость	291 156	410 580	452 189	355 102
Валовая прибыль	**64 367**	**75 748**	**80 313**	**61 952**
Финансовые расходы	-10 806	-14 926	-11 883	-23 214
Финансовые доходы	2 041	2 179	4 808	3 635
Курсовые разницы, нетто	-50	-379	107	451
Доля в прибыли зависимых предприятий	1 096	2 211	-361	-185
Прибыль (убыток) до налогообложения	**56 648**	**64 833**	**72 984**	**42 639**
Текущий налог на прибыль	-12 927	-15 087	-16 414	9 837
Чистая прибыль (убыток)	**46 512**	**53 292**	**56 570**	**32 802**
Расчет относительных показателей				
- рентабельность продаж по валовой прибыли	18%	16%	15%	15%
- рентабельность продаж по прибыли до налогообложения	16%	13%	14%	10%
- рентабельность продаж по чистой прибыли	13%	11%	11%	8%

Источник: данные ОАО АНК "Башнефть", составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ"

В разрезе направлений деятельности выручка за ретроспективный период сформирована следующим образом:

Табл. 7.1-3. Выручка Группы в разрезе направлений деятельности

Наименование показателя	2010	2011	2012	9 мес. 2013
Выручка от реализации	**355 523**	**486 328**	**532 502**	**417 054**

Наименование показателя	2010	2011	2012	9 мес. 2013
Реализация нефти	60 581	92 348	113 043	81 747
Реализация нефтепродуктов	284 346	382 199	406 428	327 003
Прочая реализация	10 596	11 781	13 031	8 304

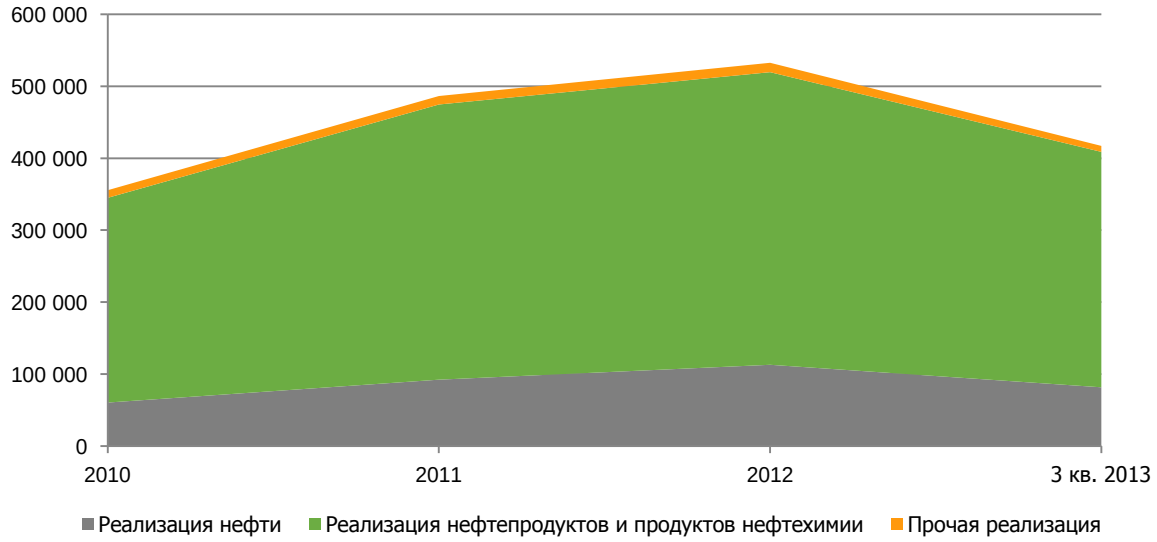
Источник: данные ОАО АНК "Башнефть", составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ"

Основными видами деятельности для Группы являются:

- Реализация нефти;
- Реализация нефтепродуктов.

Данные о динамике выручке по направлениям деятельности визуализированы на графике ниже.

Рис. 7.1-1. Динамика выручки по видам деятельности



Источник: составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ"

7.2. ВЫВОДЫ ПО ИТОГАМ АНАЛИЗА ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ГРУППЫ

По данным проведенного финансового анализа можно сделать следующие выводы.

Табл. 7.2-1. Основные выводы по итогам анализа финансово-хозяйственной деятельности

Направление анализа	Описание
Основные виды деятельности, которые формируют выручку	Основным видом деятельности является добыча и реализация нефти и продуктов нефтепереработки
Прибыльность/эффективность деятельности	Деятельность Группы прибыльна
Какие основные статьи формируют имущество Группы	Имущественный комплекс в основном формируется основными средствами, запасами, в т.ч. запасами в незавершенном производстве, и финансовыми вложениями
За счет каких источников формируется имущество Группы	Имущество Группы сформировано в равной степени заемными и собственными средствами. Привлечение внешних заемных источников для деятельности Группы характерно
Стабильность деятельности Группы	Деятельность Группы стабильна
Характеристика состояния Группы на дату оценки	Состояние на дату оценки стабильное, деятельность финансово устойчива

Источник: данные ОАО АНК "Башнефть", составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ"

8. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ

8.1. ДОХОДНЫЙ ПОДХОД

8.1.1. Расчет ставки дисконтирования

Ставка дисконтирования – коэффициент, используемый для приведения текущей стоимости денежной суммы, получаемой или выплачиваемой в будущем. То есть ставка дисконтирования используется для определения суммы, которую заплатил бы инвестор сегодня за право получения ожидаемых в будущем поступлений. При вложении средств в предприятие ставка дисконтирования представляет собой коэффициент эффективности вложений капитала, достижение которого ожидает инвестор при принятии решения о приобретении будущих доходов с учетом риска их получения. Таким образом, для того чтобы принять правильное решение об инвестировании в предприятия с одинаковыми денежными потоками, необходимо учесть в ставке дисконтирования все риски связанные с бизнесом тех или иных предприятий.

Поскольку для оценки ОАО АНК "Башнефть" Оценщиками выбрана модель денежного потока для инвестированного капитала, выраженного в рублях, то при дисконтировании бездолговых денежных потоков следует применять соответствующую ему ставку альтернативных затрат на привлечение капитала.

Для оценки величины ставки дисконтирования Оценщики использовали формулу средневзвешенных затрат на привлечение капитала (WACC):

$$WACC = R_d (1 - T_c) W_d + R_s W_s \quad (1)$$

где:

R_d - стоимость привлечения заемного капитала,
T_c - ставка налога на прибыль предприятия,
W_d - доля заемного капитала в структуре капитала предприятия,
R_s - стоимость привлечения акционерного капитала,
W_s - доля акционерного капитала в структуре предприятия.

Ставка, отражающая стоимость привлечения акционерного капитала, использованная Оценщиками в анализе, выведена на основе модели оценки капитальных активов (CAPM – capital asset pricing model).

Для того чтобы определить ставку привлечения собственного капитала (Rs) с использованием модели CAPM, использовалась следующая формула:

$$R_s = R_f + \beta l \cdot R_p + S_1 + C \quad (2)$$

где:

R_s - ставка привлечения собственного капитала,
R_f - ставка безрискового финансирования,
βl - отраслевой коэффициент "бета",
R_p - рыночная премия,
S_1 - премия для малых предприятий,
C - страновой риск.

Показатель βl рассчитывается по формуле:

$$\beta l = \beta u * (1 + \frac{D}{E}(1 - T)), \quad (3)$$

где

Bl – рычаговая бета;
Bu – безрычаговая бета;
D/E – отношение долга к собственному капиталу;
T – ставка налога на прибыль.

Учитывая, что денежные потоки определяются в рублях, то и валютой расчета ставки дисконтирования также должен быть рубль.

Согласно теории паритета процентных ставок соотношение процентных ставок по кредитам в разных валютах на рыночных условиях должно быть сопоставимо с соотношением

ожидаемых темпов инфляции, с соотношением форвардного и "спот" – курсов данных валют, с соотношением ожидаемого изменения "спот" – курса.

С учетом определенной стоимости собственного капитала Общества для денежного потока, номинированного в долларах, и соотношения долгосрочной инфляции рубля и доллара США, Оценщики, с учетом формулы Фишера, определяют стоимость собственного капитала для денежного потока, номинированного в рублях, следующим образом:

$$\frac{(1 + R \text{ руб.})}{(1 + R \text{ долл.})} = \frac{(1 + \%\text{infl руб.})}{(1 + \%\text{infl долл.})} \quad (4)$$

$$\text{R руб.} = \frac{(1 + R \text{ долл.}) \times (1 + \%\text{infl руб.})}{(1 + \%\text{infl долл.})} - 1 \quad (5)$$

где

R руб.	- стоимость собственного капитала для денежного потока, номинированного в рублях;
R долл.	- стоимость собственного капитала для денежного потока, номинированного в долларах США;
%infl руб.	- долгосрочная инфляция рубля;
%infl долл.	- долгосрочная инфляция доллара США.

Ставка привлечения инвестированного капитала рассчитывается по данным Табл. 8.1-1.

Табл. 8.1-1. Расчет ставки привлечения инвестированного капитала, %

Показатель	Значение
Стоимость собственного капитала	**15,23%**
Стоимость заемного капитала (до налогов)	8,30%
Средневзвешенная стоимость капитала WACC, руб.	**12,91%**

Источник: рассчитано ООО "СТРЕМЛЕНИЕ"

8.1.2. Выбор длительности прогнозного периода

При оценке бизнеса методом дисконтированного денежного потока весь прогнозный срок следует разделить на два периода: прогнозный период и постпрогнозный период.

Высокий уровень риска, характеризующий российский рынок инвестиций, делает неоправданным рассмотрение длительного периода в качестве прогнозного. Также суммы прироста стоимости с течением времени стремятся к нулю и вклад потоков отдельных отдаленных периодов в значение чистой приведенной стоимости незначителен.

С другой стороны, предполагается, что в течение прогнозного периода предприятие должно достигнуть стабильного уровня развития и темпов роста величины денежного потока, что явно в краткосрочной перспективе невозможно.

Поскольку нефтедобывающая отрасль отличается высокой капиталоемкостью, и средние сроки окупаемости инвестиций в ней составляют 8-10 лет, а также учитывая исчерпаемость запасов нефти на лицензионных участках, Оценщики выбирали длительность прогнозного периода таким образом, чтобы отразить в модели максимальный период осуществления инвестиций и вовлечь в разработку значительную часть начальных извлекаемых запасов. Исходя из этого Оценщики выбрали расчетный период с даты оценки по 31.12.2030 г.

8.1.3. Прогноз операционных показателей

ОАО АНК "Башнефть" является вертикально-интегрированной компанией и осуществляет деятельность в трех сегментах:

- Добыча нефти;
- Нефтепереработка;
- Сбыт нефтепродуктов;

Каждый из указанных сегментов имеет свою специфику, в связи с чем прогноз выручки и себестоимости (с учетом затрат на транспортировку и таможенные пошлины, но без учета амортизации) каждого из сегментов Оценщики прогнозируют отдельно.

Необходимо отметить, что в рамках доходного подхода Оценщики определяют стоимость Группы АНК "Башнефть" на основе данных консолидированной Отчетности по МСФО, с учетом вложений во все консолидируемые дочерние общества, связанные операционной деятельностью с АНК "Башнефть". Денежные потоки отдельно по юридическим лицам и,

соответственно, рыночная стоимость отдельных юридических лиц, входящих в Группу АНК "Башнефть" не рассчитываются.

8.1.3.a. Прогноз выручки (Добыча)

Прогноз выручки составлен в рамках следующих положений:

- ✓ Прогноз сформирован на основе оценок как извлекаемых запасов, которые могут быть вовлечены в разработку без выполнения геологоразведочных работ для их дополнительного изучения и подтверждения, так и на основе предоставленных менеджментом данных о планируемых геологоразведочных работах и соответствующих им уровней добычи нефти. Тем самым в модели реализуется оптимистичный вариант оценки, основанный на предположении о соответствии коэффициентов подтверждаемости и уровней будущей добычи нефти ожиданиям менеджмента ОАО АНК "Башнефть".
- ✓ Деятельность по добыче нефти ведут шесть структурных подразделений ОАО АНК "Башнефть": НГДУ Арланнефть, НГДУ Чекмагушнефть, НГДУ Ишимбайнефть, НГДУ Краснохолмскнефть, НГДУ Туймазанефть, НГДУ Уфанефть. К статусу нефтегазодобывающих управлений приравнены и три нефтедобывающих предприятий, в которых ОАО АНК "Башнефть" владеет 100% уставного капитала: ООО "Зирган", ООО "Геонефть" и ООО "Башминерал".
- ✓ ОАО АНК "Башнефть" в феврале 2011 г. получило лицензию сроком на 25 лет на участок недр федерального значения, включающий нефтяное месторождение им. Романа Требса и им. Анатолия Титова (ТиТ). Прогноз денежных потоков по месторождению ТиТ учитывает соглашение между ОАО АНК "Башнефть" и ОАО "ЛУКОЙЛ" о совместной разработке этого месторождения в рамках совместного предприятия. Согласно достигнутой договоренности, доля ОАО "ЛУКОЙЛ" в этом предприятии составит 25,1%, ОАО АНК "Башнефть" получит 74,9%.

Таким образом, объемы доходов (и расходов) от месторождения ТиТ в рамках Отчета прогнозируются в соответствии с долей участия ОАО АНК "Башнефть" 74,9%, при этом объем добычи нефти по данному месторождению приводится справочно суммарно по всему месторождению.

- ✓ Прогноз выручки от реализации нефти осуществляется в разрезе двух статей: для всех НГДУ (с учетом указанных ДЗО) и месторождения Титова и Требса.
- ✓ Выручка от реализации нефти определяется исходя из добычи нефти в натуральном выражении и цен реализации.
- ✓ Прогноз объемов добычи нефти в натуральном выражении с 2013 г. до 2030 г. предоставлен менеджментом ОАО АНК "Башнефть".

8.1.3.b. Прогноз себестоимости (Добыча)

Основные статьи затрат в прогнозе формировались при следующих допущениях:

- ✓ Все эксплуатационные затраты в целях оценки разделены на переменные и постоянные. Отдельно прогнозируется НДПИ, таможенная пошлина, расходы на транспортировку (экспорт).
- ✓ Если не указано прямо, расходы относятся к месторождениям ОАО АНК "Башнефть", кроме месторождения Титова и Требса. Для этого месторождения расходы прогнозируются отдельно.
- ✓ К переменным расходам отнесены затраты на топливо и энергию, затраты на оплату труда с отчислениями в страховые фонды, а также сервисные услуги.
- ✓ Постоянные затраты формируют затраты на материалы, прочие налоги и аренду, затраты на сейсмику и РБП и прочие расходы.

- ✓ Необходимо отметить, что в составе статей переменных расходов имеется постоянная часть, которая прогнозируется аналогично постоянным расходам.
- ✓ Удельная величина расходов, как переменных, так и постоянных, на последний квартал 2013 г. и 2014 г. принимается на уровне расходов в соответствии со Стратегией Общества.
- ✓ С 2014 г. изменение постоянных расходов прогнозируются исходя из индекса удорожания затрат, который складывается из реальной и номинальной составляющей. Реальные темпы изменения расходов для периода 2014-2030 гг. предоставлены Обществом. Для прогноза номинальной составляющей индекса удорожания начиная с 2014 г. используется индекс инфляции рубля.
- ✓ Переменные затраты прогнозируются на основе удельных показателей затрат в расчете на тонну добытой жидкости или количество скважин с учетом указанного индекса удорожания.
- ✓ Налог на добычу полезных ископаемых рассчитывается в соответствии с действующим законодательством.
- ✓ Для месторождений Титова и Требса налогообложение НДПИ производится по ставке 0% до достижения накопленного объема добычи нефти 15 млн т и при условии, что срок разработки запасов участка недр не превысит 7 лет (ст.342 НК РФ). В дальнейшем налог рассчитывается в общем порядке.
- ✓ Прогноз таможенной пошлины приведен в разделе, посвященном макроэкономическому обзору (см. п.5.1.1 на стр.15).

8.1.3.c. Прогноз выручки (Переработка)

Прогноз доходов сегмента "Переработка" строился Оценщиком на основании прогноза производства нефтепродуктов в натуральном выражении и прогноза цен их реализации.

Прогноз доходов строился исходя из следующих предположений:

- ✓ Весь объем произведенной продукции будет реализован в том же периоде;
- ✓ Прогнозные объемы выхода нефтепродуктов из установок каждого этапа переработки нефти, которые использует Оценщик в расчетах, основаны на прогнозе объема выхода нефтепродуктов, составленном специалистами Компаний, и закрепленных в Стратегии.

На протяжении всего ретроспективного периода и 9 мес. 2013 года НПЗ Уфимской группы занимались производством следующих нефтепродуктов:

- бензины,
- дизельное топливо,
- Авиакеросин,
- Топливо судовое,
- БГС,
- Вакумный газойль,
- Мазут,
- Битум,
- масла,
- кокс нефтяной,
- сера техническая,
- прочие.

По данным менеджмента, в дальнейшем НПЗ не будут менять профиль производства и сохранят выбранные направления деятельности. Следовательно, прогноз выручки в прогнозном и постпрогнозном периодах будет проводиться по перечисленным выше группам нефтепродуктов. Изменение структуры выхода нефтепродуктов в прогнозном периоде будет связано с реализацией Стратегии развития, в рамках которой будет осуществлен ввод ряда новых установок переработки, а также модернизацией существующих мощностей.

Прогноз цен реализации

Прогноз экспортных цен на нефтепродукты строился на основании рассчитанной зависимости между ценами на нефтепродукты и ценой нефти марки Brent.

Прогноз внутренних цен на нефтепродукты составлен с учетом того, что имеет место премиальность при реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке по сравнению с экспортом.

Таким образом, внутренняя цена на нефтепродукты определяется по следующему алгоритму:

+ Экспортная цена на нефтепродукты
- Расходы по транспортировке нефтепродуктов
- Пошлина при экспорте нефтепродуктов
= Цена на нефтепродукты net-back
+ Премия внутреннего рынка
= Внутренняя цена на нефтепродукты

Источник: составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ"

Цены на прочие нефтепродукты, для которых не строились зависимости от цены Brent, привязываются в прогнозе к цене на дизельное топливо (масла, ТСМ), цене на бензин (прочие), цене на мазут (битум, кокс) или корректировались с учетом инфляции (сера).

Изменение экспортных цен на нефтепродукты прогнозировалось Оценщиком в соответствии с изменением цен нефти марки Brent.

Описание расчета прогнозных значений цен на нефть и экспортных пошлин представлено в п.5.1.1 на стр.15 настоящего Отчета.

Направления реализации

Реализация продукции НПЗ осуществляется по двум направлениям:

- Экспорт;
- Внутренний рынок (реализация крупным оптом);
- Поставка на собственные АЗС и для реализации мелким оптом (см. сегмент "Сбыт").

Прогноз объемов реализации нефтепродуктов на экспорт составлен на основе данных Стратегии Общества.

Объем поставки на собственные АЗС и для реализации мелким оптом спрогнозирован в рамках раздела, посвященного сегменту "Сбыт" (см. далее).

Объем реализации крупным оптом определен как разница между общим объемом выхода нефтепродуктов каждого вида и объемами, направляемыми на экспорт и реализуемыми в розницу и мелким оптом.

8.1.3.d. Прогноз себестоимости (Переработка)

Себестоимость производства нефтепродуктов определяется в разрезе групп затрат (переменные и постоянные затраты). Прогноз себестоимости основан на данных Стратегии Компании.

Себестоимость производства складывается из следующих основных статей калькуляции:

- Закупка сырья,
- Основные материалы и полуфабрикаты со стороны,
- Работы и услуги производственного характера,

- Вспомогательные материалы и катализаторы,
- Пар с горячей водой,
- Электроэнергия,
- Заработная плата,
- Начисления на заработную плату,
- Прочие затраты,

Основной статьей материальных затрат является закупка сырой нефти.

Структура поставки нефти на НПЗ определена Оценщиками на основе прогнозируемого менеджментом Группы в рамках Стратегии общего объема переработки сырья и спрогнозированного в рамках раздела, посвященного прогнозу выручки сегмента "Добыча" объема собственной нефти ОАО АНК "Башнефть", поставляемой на НПЗ.

Переменные затраты на переработку нефти (в т.ч. работы и услуги производственного характера, вспомогательные материалы, реагенты и катализаторы, топливо), прогнозировались исходя из норматива затрат соответствующего вида на 1 т перерабатываемого сырья, рассчитанного на основе Стратегии с учетом корректировки на прогнозный уровень инфляции.

Постоянные затраты на переработку нефти (в т.ч. затраты на оплату труда, социальные отчисления, прочие затраты), прогнозировались исходя из общей величины постоянных затрат, рассчитанной на основе Стратегии с учетом корректировки на прогнозный уровень инфляции.

8.1.3.e. Прогноз доходов (Сбыт)

В сегменте "Сбыт" ОАО АНК "Башнефть" получает доходы от следующих видов деятельности:

- мелкооптовой реализации нефтепродуктов;
- розничной реализации нефтепродуктов.

Доходы ОАО АНК "Башнефть" от мелкооптовой и розничной реализации нефтепродуктов зависят от:

- объема продаж нефтепродуктов;
- цены закупки нефтепродуктов со стороны;
- надбавки (наценки) к стоимости нефтепродуктов (разница между ценой реализации и ценой закупки).

Прогноз объемов реализации

В сегменте "Сбыт" Общество осуществляет реализацию продукции в разрезе двух направлений: мелкий опт и розница.

Номенклатура: основные виды топлива – бензин 80, 92, 95, 98, дизельное топливо (летнее, зимнее), масла моторные, прочие нефтепродукты.

Прогнозный объем продаж в натуральных показателях формируется на основе данных Стратегии Общества и предоставленных Заказчиком данных о планируемой структуре реализации по видам нефтепродуктов. При прогнозе объемов продаж учтено изменение структуры выработки нефтепродуктов на НПЗ ОАО АНК "Башнефть".

Прогноз торговой наценки

Цена нефтепродуктов (по видам) для потребителей формируется в разрезе направлений реализации на основе спрогнозированной цены закупки и исходя из сложившейся в ретроспективном периоде наценки.

8.1.3.f. Прогноз затрат (Сбыт)

Затраты сегмента "Сбыт" представляет собой:

- расходы на закупку реализуемых нефтепродуктов со стороны;

- транспортные расходы;
- расходы на содержание АЗС;
- расходы по реализации нефтепродуктов мелким оптом.

Прогноз цен закупки

Основной объем нефтепродуктов, реализуемых в сегменте "Сбыт", поставляется с НПЗ ОАО АНК "Башнефть", таким образом, в рамках расчетов Оценщики не предусматривают закупку данных нефтепродуктов.

Тем не менее, часть нефтепродуктов, реализуемых мелким оптом, закупается у сторонних поставщиков. Предполагается, что цены закупки нефтепродуктов у сторонних поставщиков будут соответствовать ценам реализации соответствующих нефтепродуктов НПЗ ОАО АНК "Башнефть" крупным оптом.

8.1.4. Прогноз КиАУР и прочих расходов

Прогноз коммерческих и административно-управленческих расходов составлен на основе фактических данных о величине соответствующих расходов за 9 мес. 2013 г. по консолидированной отчетности ОАО АНК "Башнефть" по МСФО. При этом из состава КиАУР были исключены расходы, связанные с сегментом "Сервис", предприятия которого были выведены из состава группы АНК "Башнефть" до даты оценки. В дальнейшем величина КиАУР корректировалась с учетом прогнозируемых темпов инфляции рубля.

8.1.5. Прогноз чистой прибыли

Прогноз чистой прибыли ОАО АНК "Башнефть" основывается на ставке налога на прибыль 20% (гл.25 Налогового кодекса), а также на величине налоговой амортизации.

В соответствии с действующим законодательством (ст.258 гл.25 НК РФ), прогноз налога на прибыль учитывает, что в состав расходов в целях налогообложения включены расходы на капитальные вложения по месторождению Титова и Требса в размере 30% первоначальной стоимости основных средств.

8.1.6. Прогноз денежных потоков для инвестированного капитала

На основании определенных прогнозных значений чистой прибыли, амортизации, а также прогноза капитальных вложений, потребностей в пополнении оборотного капитала, социальных расходов произведен расчет денежных потоков прогнозного периода. Оценка денежных потоков прогнозного и постпрогнозного периода

Стоимость суммарного инвестированного капитала ОАО АНК "Башнефть" определяется как сумма приведенной стоимости денежного потока прогнозного периода и приведенной стоимости денежного потока по завершении прогнозного периода (терминальная стоимость).

Для расчета постпрогнозной стоимости (терминальная стоимость) использована модель Гордона, в соответствии с которой постпрогнозная стоимость определяется по формуле:

$$\mathrm{TV} = \frac{CF_n \times (1 + \mathrm{g})}{\mathrm{r} - \mathrm{g}} \qquad (1)$$

где
- TV — постпрогнозная (терминальная) стоимость,
- CFn — денежный поток в последний год прогнозного периода,
- r — ставка дисконтирования,
- g — предполагаемый (прогнозируемый) темп роста денежного потока на бесконечный по времени период.

При суммировании с величиной приведенной стоимости денежных потоков, постпрогнозная стоимость приводится к дате оценки путем умножения на коэффициент дисконтирования последнего года прогнозного периода.

Текущая стоимость денежных потоков определяется как сумма приведенной стоимости денежного потока в течение прогнозного периода и приведенной стоимости денежного потока по завершении прогнозного периода (остаточная или продленная стоимости).

Итоговое значение стоимости дисконтированных денежных потоков приведено в Табл. 8.1-2.

Табл. 8.1-2. Расчет стоимости дисконтированных денежных потоков, млрд руб.

	Суммарный ДДП прогнозного периода	Дисконтированная терминальная стоимость	Итого:
ОАО АНК "Башнефть"	302	63	**365**

Источник: расчет ООО "СТРЕМЛЕНИЕ"

8.1.7. Внесение корректирующих поправок и определение стоимости собственного капитала компании

В силу того, что при расчете Оценщиками выбрана модель денежного потока для всего инвестированного капитала, необходимо внести поправку на величину чистого долга Общества, а также на стоимость неоперационных активов и обязательств по охране окружающей среды.

Поправки на величину отложенных налоговых активов (ОНА) и отложенных налоговых обязательств (ОНО) в рамках настоящей оценки не применяются, поскольку, по данным менеджмента Общества, существующие ОНА и ОНО связаны с расхождениями в величине амортизации по бухгалтерскому и налоговому учету. Таким образом, суммы ОНА и ОНО, отраженные на балансе Общества, не могут рассматриваться как реальные активы или обязательства Общества по состоянию на дату оценки. Кроме того, при построении финансовой модели деятельности Общества, Оценщики отдельно учитывают суммы бухгалтерской и налоговой амортизации, таким образом, расхождения в бухгалтерском и налоговом учете основных средств уже учтены в расчете рыночной стоимости инвестированного капитала Общества.

Для корректного учета перекрестного владения акциями ОАО АНК "Башнефть" и ЗАО "Система-Инвест", расчет стоимости акционерного капитала ОАО АНК "Башнефть" осуществляется по формуле:

$$СК = \frac{x + X * y}{1 - X * Y}$$

где x – стоимость 100% акционерного капитала ОАО АНК "Башнефть" без учета перекрестного владения,

y – стоимость 100% акционерного капитала ЗАО "Система-Инвест" без учета перекрестного владения,

X – доля владения ОАО АНК "Башнефть" в уставном капитале ЗАО "Система-Инвест" (49,41%),

Y - доля владения ЗАО "Система-Инвест" в уставном капитале ОАО АНК "Башнефть" (25,24%).

Итоговый расчет стоимости собственного капитала ОАО АНК "Башнефть" представлен в Табл. 8.1-3.

Табл. 8.1-3. Расчет стоимости собственного капитала ОАО АНК "Башнефть", млрд руб.

Показатель	Значение
Рыночная стоимость инвестированного капитала	**365**
Чистый долг	72
Прочие поправки	62
Рыночная стоимость 100% акционерного капитала без вложений в ЗАО "Система-Инвест"	**356**
Рыночная стоимость 100% акционерного капитала	**408**

Источник: расчет ООО "СТРЕМЛЕНИЕ"

Таким образом, рыночная стоимость 100% собственного капитала ОАО АНК "Башнефть", полученная методом дисконтирования денежного потока, составляет 408 млрд руб.

8.1.8. Расчет итоговой рыночной стоимости Объекта оценки в рамках доходного подхода

Уставный капитал ОАО АНК "Башнефть" сформирован обыкновенными и привилегированными акциями. В соответствии с положениями Федерального закона "Об акционерных обществах" № 208-ФЗ от 26.12.1995 г. с последующими изменениями и дополнениями предусмотрены различные права для акционеров-владельцев обыкновенных акций и акционеров-владельцев привилегированных акций.

Различный набор прав, принадлежащих акционерам-владельцам обыкновенных акций и акционерам-владельцам привилегированных акций, обуславливает разницу в рыночной стоимости 1 обыкновенной акции и 1 привилегированной акции с одинаковым номиналом. Основными отличиями между различными типами акций являются: право голоса и дивиденды.

Обыкновенные акции являются голосующими, а владельцы привилегированных лишены права голоса (за исключением нескольких строго регламентированных в корпоративном законодательстве случаев). В то же время привилегированные акции дают право на получение четко определенного дивиденда, превосходящего, как правило, дивиденд по обыкновенным акциям.

В основе расчетов величины дисконта по привилегированной акции относительно обыкновенной акции использован метод сопоставления рыночных котировок обыкновенных и привилегированных акций ОАО АНК "Башнефть" за период с 01.01.2012 г. по 30.09.2013 г.

В результате выполненного анализа среднее значение соотношения цены одной привилегированной и одной обыкновенной акции составило 70,8%.

Табл. 8.1-4. Расчет рыночной стоимости 1 обыкновенной и 1 привилегированной акции в рамках доходного подхода

Показатель	Алгоритм	Значение
Рыночная стоимость собственного капитала, млрд руб.	(1)	408
Количество обыкновенных акций, шт.*	(2)	185 281 700
Количество привилегированных акций, шт.*	(3)	33 809 710
Стоимость 1 обыкновенной акции, руб.	**(4)=(1)/((2)+(3)*(5))**	**1 951**
Разница между РС ОА и РС ПА	(5)	70,8%
Стоимость 1 привилегированной акции, руб.	**(6)=(4)*(5)**	**1 381**

Источник: рассчитано ООО "СТРЕМЛЕНИЕ"

*без учета акций на балансе дочерних обществ

Таким образом, получены следующие величины рыночной стоимости Объекта оценки ОАО АНК "Башнефть" в рамках доходного подхода:

Рыночная стоимость одной обыкновенной акции: 1 951 руб.

Рыночная стоимость одной привилегированной акции: 1 381 руб.

8.2. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ПОДХОД

8.2.1. Описание метода

На базе сравнительного подхода выделяют, в зависимости от цели, объекта и конкретных условий оценки, два основных метода:

- Метод сделок основывается на информации о сделках с крупными пакетами акций. Метод предполагает сопоставление цен реальных сделок купли-продажи пакетов акций предприятий-аналогов и их финансовых и производственных показателей (годовая выручка, годовая прибыль после налогообложения, величина чистых активов и др.).
- Метод компании-аналога (метод рынка капитала) предполагает использование в качестве базы для сравнения реальную цену купли-продажи, сложившуюся на фондовом рынке.

Сравнительный подход включает следующие основные этапы оценки:

- Сбор необходимой информации. (Рыночная (ценовая) и финансовая информация).
- Составление списка аналогичных компаний. На первом этапе определяется первоначальный перечень компаний-аналогов, в который входит максимально возможное число компаний, имеющих сложившуюся на рынке цену купли-продажи. Критерии отбора на первом этапе: сходство отрасли, производимой продукции, объем производства, соотношение собственных и заемных средств. На втором этапе составляется окончательный перечень компаний-аналогов. Включение компаний в этот список основано на тщательном анализе дополнительно полученной информации (уровень диверсификации производства, положение на рынке, характер конкуренции и т.д.).
- Финансовый анализ. Проводится расчет финансовых коэффициентов, анализ балансов и отчетов о прибылях и убытках за ряд лет. Финансовый анализ позволяет определить положение (ранг) оцениваемой компании в списке аналогов, а также является основой для внесения необходимых корректировок, обеспечивающих как увеличение сопоставимости, так и обоснованность окончательной стоимости.
- Расчет мультипликаторов. Используются 4 группы мультипликаторов:
- Расчет значения мультипликаторов для оцениваемой компании. Этот этап является наиболее сложным, т.к. одинаковых компаний нет. Поскольку диапазон величины одного и того же мультипликатора по компаниям-аналогам достаточно широк, Оценщик отсекает экстремальные величины и рассчитывает среднюю величину показателя по группе аналогов.
- Определение итоговой величины стоимости. Сравнительный подход позволяет использовать максимальное число всех возможных вариантов мультипликаторов, следовательно, в процессе расчета будет получено столько же вариантов стоимости. Наиболее правильным приемом определения итоговой величины является метод взвешивания. Оценщик в зависимости от конкретных условий, целей и объекта оценки, степени доверия к той или иной информации придает каждому мультипликатору свой вес. На основе взвешивания получается итоговая величина стоимости, которая может быть взята за основу для проведения последующих корректировок.

Результаты, полученные в ходе применения сравнительного подхода, имеют объективную основу, уровень которой зависит от возможности привлечения широкого круга компаний-аналогов.

8.2.2. Расчет стоимости собственного капитала методом сделок

В результате анализа открытых источников найдена следующая информация о сделках с пакетами акций компаний нефтегазового сектора за период 01.01.2010-30.09.2013 гг. (см.Табл. 8.2-1).

Табл. 8.2-1. Информация о сделках с пакетами акций компаний нефтегазового сектора за период 01.01.2010-30.09.2013 гг.

Компания	Дата сделки	Пакет	Цена пакета, тыс. руб.
ЗАО "Дулисьма"	янв.09	99,00%	11 362 176
ООО "Таас-Юрях-Нефтегазодобыча"	янв.09	35,30%	
Нефтяная индустрия Сербии	фев.09	51,00%	18 418 280
Sibir Energy	апр.09	16,95%	15 326 865
Sibir Energy	июн.09	23,35%	28 006 560
Rosneft-Stroytransgaz Limited	авг.09	50,00%	6 032
ООО "СТС-Сервис"	фев.10	100,00%	3 387 299
ООО "Тернефтегаз"	мар.10	44,50%	881 691
ОАО "Тамбейнефтегаз"	июл.10	100,00%	311 942
ООО "Рябовское"	сен.10	100,00%	1 841 148
Ring Oil Holding & Trading	сен.10	74,90%	9 211 470
ОАО "Верхнечонскнефтегаз"	ноя.10	5,48%	1 500 000
ISAB	апр.11	11%	8 174 694
ОАО "Уральская нефтяная компания"	июн.11	50,99%	4 184 760
ЗАО "Центр наукоемких технологий"	авг.11	100,00%	2 164
ЗАО "Синтезнефтегаз" и ЗАО "Арктикшельфнефтегаз"	мар.12	100% акций и 50% акций	3 559 208
Petroplus Refining Antwerp N.V.	мар.12	100% акций	4 426 875
Matra Petroleum plc.	апр.12	29,8% акций	218 086
ОАО "Новосибирскнефтегаз" и ОАО "Северноенефтегаз"	авг.12	100% акций и 71,09% акций	13 503 908
ООО "НГК "Итера"	июл.12	51%	11 757 240
TNK-BP Ltd. и TNK Industrial Holdings Ltd	дек.12	50% и 50%	306 888 931
ОАО "Технологии добычи нефти и инвестиций" ("Технефтьинвест" или TNI Group)	апр.13	100%	31 305 100
ЗАО "Самара-Нафта"	апр.13	100%	64 175 455
ЗАО "Уралнефтесервис" и ООО "СтандартНафта"	май.13	100% и 100%	2 815 002

Источник: составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ"

Информация по большинству указанных в таблице компаний, достаточная для расчета мультипликаторов, отсутствует. Это связано с тем, что данные компании являются закрытыми. Анализ информации по открытым компаниям показал, что они не могут быть признаны аналогами, поскольку либо несопоставимы с оцениваемой компанией по профилю (не являются ВИНК), либо по масштабам деятельности. Таким образом, использовать метод сделок не представляется возможным.

8.2.3. Расчет стоимости собственного капитала методом рынка капитала

Метод рынка капитала основан на использовании цен акций аналогичных компаний, сформированных открытым фондовым рынком (рынком ценных бумаг).

Рыночная капитализация рассчитывается как произведение количества акций соответствующей категории на рыночную цену одной акции (котировки), раскрываемую организатором торговли на рынке ценных бумаг.

Информация о ценах на акции компаний, находящиеся в свободной продаже, после соответствующих корректировок дает ориентир для определения цены акции оцениваемой компании. В общем случае в качестве компаний-аналогов могут выступать как отечественные, так и зарубежные компании.

Для оценки объекта оценки методом рынка капитала использованы данные о котировках обыкновенных акций российских нефтедобывающих компаний. Первичными критериями отбора аналогов являются:

- ✓ максимальная схожесть основной деятельности аналога с ОАО АНК "Башнефть";
- ✓ доступность необходимой информации по финансовым и рыночным показателям.

8.2.3.а. Отбор компаний-аналогов

Основным видом деятельности ОАО АНК "Башнефть" является добыча нефти. Общество осуществляет свою деятельность на территории Российской Федерации.

При выборе потенциальных компаний аналогов учитывались различные аспекты, такие как, например, страновые, отраслевые и прочие факторы. Известно, что доходность, требуемая инвестором при вложении в конкретную страну, варьируется в зависимости от различных политических, экономических, социальных и прочих особенностей. Кроме того, между отраслями также существуют значительные различия в доходности, капиталоемкости, ожидаемом росте и других факторах. Таким образом, основным критерием отбора аналогов на данном этапе являлось отраслевое сходство объектов-аналогов и ОАО АНК "Башнефть" (ВИНК),

а также территориальная принадлежность (объект оценки и компании-аналоги должны осуществлять свою деятельность на территории одного государства, Российской Федерации).

Табл. 8.2-2. Информация о котировках компаний нефтегазовой отрасли за 9 месяцев 2013 г.

Наименование	Тикер	Вид акции	Котировка*, руб.	Количество акций**, шт.
ОАО "Газпром нефть"	SIBN	ОА	131,29	4 718 000 000
ОАО "ЛУКОЙЛ"	LKOH	ОА	1 966,37	754 866 000
ОАО "НОВАТЭК"	NVTK	ОА	336,79	3 030 107 000
ОАО "Сургутнефтегаз"	SNGS	ОА	27,25	35 725 994 705
ОАО "Сургутнефтегаз"	SNGSP	ПА	21,53	7 701 998 235
ОАО "Татнефть" им. В.Д. Шашина	TATN	ОА	204,40	2 123 150 700
ОАО "Татнефть" им. В.Д. Шашина	TATNP	ПА	103,45	147 508 500
ОАО НК "Роснефть"	ROSN	ОА	238,95	10 200 000 000

Источник: составлено ООО "СТРЕМЛЕНИЕ" на основе данных Московской Биржи

* - средняя котировка за период 01.01.2013 – 30.09.2013 гг.

** - средневзвешенное количество акций в обращении за период 01.01.2013 – 30.09.2013 гг.

Рыночная капитализация, рассчитанная как произведение количества обыкновенных акций в обращении и средней котировки акций за 9 месяцев до даты оценки (с начала 2013 г.), была скорректирована с учетом рисков за размер компании и рассчитана на контрольном уровне.

Для расчета величины инвестированного капитала необходимо к скорректированной рыночной капитализации прибавить чистый долг (сумма краткосрочных и долгосрочных займов, уменьшенная на величину денежных средств), а также долю меньшинства и рыночную капитализацию привилегированных акций (рассчитана как указано выше для обыкновенных акций), также необходимо исключить величину финансовых вложений.

Наиболее показательными мультипликаторами для предприятия, функционирующего в нефте- и газодобывающей отрасли, являются: ИК/Запасы, ИК/EBITDA, ИК/Sales.

В результате проведенных расчетов были получены следующие результаты:

Табл. 8.2-3. Расчет рыночной стоимости 1 обыкновенной и 1 привилегированной акции в рамках сравнительного подхода

Показатель	Алгоритм	Значение
Рыночная стоимость собственного капитала, млрд руб.	(1)	364
Количество обыкновенных акций, шт.*	(2)	157 086 428
Количество привилегированных акций, шт.*	(3)	33 651 306
Стоимость 1 обыкновенной акции, руб.	**(4)=(1)/((2)+(3)*(5))**	**2 014**
Разница между РС ОА и РС ПА	(5)	70,8%
Стоимость 1 привилегированной акции, руб.	**(6)=(4)*(5)**	**1 425**

Источник: рассчитано ООО "СТРЕМЛЕНИЕ"

*без учета акций на балансе дочерних обществ

Таким образом, получены следующие величины рыночной стоимости Объекта оценки в рамках сравнительного подхода:

Рыночная стоимость одной обыкновенной акции: 2 014 руб.

Рыночная стоимость одной привилегированной акции: 1 425 руб.

8.3. ЗАТРАТНЫЙ ПОДХОД

Оценка бизнеса в рамках затратного подхода осуществляется путем определения рыночной стоимости его собственного капитала или чистых активов и представляет собой процесс расчета рыночной стоимости всех активов Общества и текущей стоимости всех его обязательств.

Базовым компонентом имущественного комплекса любого нефтедобывающего предприятия является лицензия на право пользования недрами, рыночная стоимость которой может быть определена исключительно методами доходного подхода. То, что основной актив в рамках затратного подхода может быть оценен лишь доходным подходом, приводит к вырождению затратного подхода в доходный. В свою очередь, это приводит к абсолютной взаимозависимости результатов оценки, полученных в рамках данных двух подходов, что методологически некорректно. Поэтому Оценщиками принято решение отказаться от использования затратного подхода к оценке рыночной стоимости акций ОАО АНК "Башнефть".

9. ОБОСНОВАНИЕ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

В рамках описанных выше подходов получили два значения рыночной стоимости 1 обыкновенной акции и 1 привилегированной акции ОАО АНК "Башнефть".

В рамках доходного подхода приведен прогноз денежных потоков от осуществления основной операционной деятельности ОАО АНК "Башнефть". Результат доходного подхода, с точки зрения Оценщиков, в достаточной степени отражает рыночную стоимость Объекта оценки, т.к. позволяет учесть все перспективы развития Общества и специфику деятельности ОАО АНК "Башнефть". Результату доходного подхода в рамках согласования результатов присвоен вес 50%.

В рамках сравнительного подхода приведен анализ рыночных данных о котировках компаний-аналогов ОАО АНК "Башнефть". Результат сравнительного подхода, с точки зрения Оценщиков, также в достаточной степени отражает рыночную стоимость Объекта оценки, т.к. позволяет учесть ожидания инвесторов в отношении стоимости акций компаний, осуществляющих деятельность в сфере добычи и переработки нефти. Результату доходного подхода в рамках согласования результатов присвоен вес 50%.

Расчет рыночной стоимости Объекта оценки приведен ниже.

Рыночная стоимость Объекта оценки

Подход	Рыночная стоимость обыкновенной акции, руб.	Рыночная стоимость привилегированной акции, руб.	Вес, %
Доходный	1 951	1 381	50%
Сравнительный	2 014	1 425	50%
Затратный	отказ от использования	отказ от использования	–
Итого	**1 983**	**1 403**	

Источник: рассчитано ООО "СТРЕМЛЕНИЕ"

Таким образом, получили оценку рыночной стоимости акций ОАО АНК "Башнефть":

Рыночная стоимость одной обыкновенной именной акции: 1 983 руб.

Рыночная стоимость одной привилегированной акции: 1 403 руб.

http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Timofeeva/Timofeeva_1.pdf

ВЫЯВЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО МЕТОДА ОЦЕНКИ СТОИМОСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ РОССИИ

Тимофеева А.А., Буренина И.В.

В данной работе:

- рассмотрены существующие подходы к оценке стоимости компаний;

- выявлены основные преимущества и недостатки каждого подхода, с учетом специфики этапа развития экономики и отраслевых особенностей;

- проведен анализ методов определения стоимости капитала и выбран наиболее подходящий метод, позволяющий рациональную оценку стоимости затрат на капитал;

– *определен наиболее оптимальный подход для сравнения результатов, полученных различными методами оценки стоимости компании.*

На современном этапе развития рыночной экономики России необходимо отметить важность оценки стоимости компаний для решения задач инвестирования в бизнес, привлечения капитала, залоговых операций, страхования и других.

Компания является инвестиционным товаром, то есть товаром, вложения в который осуществляют в надежде на отдачу в будущем. Размер ожидаемой отдачи – дохода – имеет вероятностный характер, поэтому покупателю приходится учитывать риск возможной неудачи. Если будущие доходы с учетом времени их получения оказываются меньше издержек на приобретение компании, она теряет свою привлекательность.

Оценка стоимости требует максимально полной информации. Ни один из других показателей результатов деятельности не является столь всеобъемлющим, как стоимость.

Стоимость – наиболее общий показатель, характеризующий общий итог, дающий вывод, отражающий сумму всех элементов и факторов. Поэтому именно на стоимость важно ориентироваться в бизнесе, именно к повышению своей оценки надо стремиться компаниям.

Управление стоимостью компании позволяет наиболее эффективно перераспределять денежные потоки. Для решения вопросов управления стоимостью необходима методология, позволяющая сравнивать различные инвестиционные альтернативы и принимать наиболее рациональные решения, которые позволят увеличить стоимость.

© Нефтегазовое дело, 2007 http://www.ogbus.ru

Оценка стоимости компании отражает реальное положение компании и способствует принятию решений в области инвестиционной деятельности, планированию их в долгосрочном и краткосрочном периоде для повышения конкурентоспособности на рынке.

Необходимость исследования оценки компаний нефтегазовой промышленности на современном этапе развития рынка и влияния нефтегазовых компаний на экономику страны определяет актуальность данного исследования.

Целью данного исследования является выявление оптимального метода оценки стоимости нефтегазовой компании в современных условиях развития экономики России на примере нефтегазодобывающего предприятия ОАО «Негуснефть».

Достоверная оценка требует правильного применения существующих подходов с целью определения стоимости, которая представляет собой ясное понимание инвестиций в продаваемый или приобретаемый бизнес.

Для того чтобы добиться наибольшей точности при оценке стоимости компании используют два, реже три подхода, которые изначально основываются на разных предположениях. Компании также различаются по характеру своих операций, обслуживаемым рынкам, финансовым положениям и стратегическим возможностям. Выбор и согласование методов и полученных результатов является важнейшими факторами в формировании итогового значения стоимости компании.

Суть доходного подхода к оценке стоимости состоит в определении времени и размеров доходов, которые будет получать собственник, и с каким риском это сопряжено. Концепция предполагает составление прогноза доходов и расходов и их приведение к текущей стоимости.

Сравнительный подход – совокупность методов оценки стоимости объекта оценки, основанных на сравнении объекта оценки с аналогичными объектами, в отношении которых имеется информация о ценах сделок с ними. Сравнительный подход обычно используется с затратным либо доходным подходами.

Затратный подход – совокупность методов оценки стоимости объекта оценки, основанных на определении затрат, необходимых для восстановления либо замещения объекта оценки, с учетом его износа. Исследование бизнеса с

применением методов затратного подхода осуществляется исходя из величины тех активов и обязательств, которые приобрела компания за период своего функционирования на основе принципа замещения.

Каждый из подходов имеет преимущества и недостатки в применении к оценке стоимости предприятия.

Затратный подход к оценке бизнеса применяется в условиях отсутствия или неразвитости рынка, а также определения ликвидационной стоимости. Этот метод не подходит для оценки рентабельных компаний, так как методология подхода не отражает денежные потоки, генерируемые компанией. Положительные стороны подхода в том, что он точно определяет стоимость объекта, без применения допущений и прогнозирования, как это происходит в доходном подходе. Отрицательная сторона затратного подхода состоит в его узкой направленности. Любая рентабельная компания, оцененная этим подходом, будет существенно занижена в стоимости.

Сравнительный подход основан на предположении, что разумный покупатель не заплатит за объект больше той суммы, за которую он может приобрести на открытом рынке объект аналогичный полезности. Определение стоимости базируется на данных о недавно совершенных сделках купли-продажи аналогичными объектами. Сравнительный подход широко применим на Западе, так как там легко найти необходимую финансовую информацию. В России в условиях непрозрачного рынка данный метод применять крайне затруднительно. Положительная сторона подхода – в его объективности. Правильно оцененная компания отражает наиболее вероятную стоимость бизнеса, аналогичный бизнес уже был оценен рынком и продан в недавнем прошлом по определенной цене. Сравнительный подход наиболее уместен для оценки компаний, по которым имеется достоверная информация о недавних сделках купли-продажи и имеются объективные инструменты выявления различий между оцениваемой компанией и сопоставимыми объектами, а также расчета поправок к базовой цене аналога.

Доходный подход основывается на утверждении, что разумный покупатель не заплатит за объект больше суммы, которую оцениваемый объект недвижимости принесет в будущем в виде чистого дохода, скорректированного на инвестиционный риск. В данном случае стоимость объекта определяется его

способностью приносить доход в будущем. Доходный подход применим для оценки компаний, приносящих достаточно большую положительную величину дохода, в случае, когда можно составить достоверный прогноз доходов и расходов, обоснованно оценить ожидания инвестора по требуемой ставке доходности, исходя из уровня риска вложения капитала в объект. Чтобы доходный подход был уместен, стоимость компании должна формироваться от положительного денежного потока. Доходный подход обоснованно является самым применимым подходом. Это связано с разумностью теоретических умозаключений и универсальностью метода. Доходный подход не дает точных значений, только если компания не генерирует выручку. При этом применяется затратный подход. Во всех остальных случаях доходный подход может использоваться с учетом того, что прогнозируемые данные разрабатываются с особой тщательностью.

ОАО «Негуснефть» по объему производимой продукции относится к средним предприятиям, состоит в ассоциации малых и средних предприятий «АссоНефть».

Приоритетные направления деятельности предприятия: разведка нефтяных месторождений, добыча нефти и газа, транспортировка нефти и газа, хранение и торговля нефтью. Компания осуществляет добычу нефти и попутного газа на Варынгском месторождении.

С начала разработки на 1.01.2006 г. добыто 7,176 млн. т нефти, отбор от начальных извлекаемых запасов категории АВС1 составляет 39.6 %. Максимальный уровень добычи нефти (1010,3 т.т.) достигнут в 2005 году.

Для определения стоимости компании доходным подходом необходимо рассчитать свободный денежный поток. Именно он отражает конечную сумму денежных средств, доступных для инвестора/акционера. Создание стоимости может быть определено как скорректированный на риск свободный денежный поток.

Чистый денежный поток учитывает все поступления и все выплаты от операционной деятельности, что характеризует эффективность деятельности компании.

Операционная прибыль после уплаты налога на прибыль + Неденежные списания расходов (износ, амортизация) - Капиталовложения (внеоборотные операционные активы) ± Рост (-) или снижение (+) неденежного капитала + Дивиденды, выплаченные по привилегированным акциям = Чистый денежный поток.

Чистый денежный поток определен на уровне 560 201,56 тыс. руб.

После того как денежные потоки спрогнозированы, следует рассчитать факторы риска и стоимость капитала.

Поскольку компания часто использует не только собственный, но и заемный капитал, определение ставки дисконтирования происходит в два этапа:

- определение затрат на собственный каптал;
- определение затрат на заемный капитал.

В случае если компания использует лишь собственный капитал, применяется первый этап расчетов – определение стоимости собственного капитала. Если компания пользуется и заемными средствами, то рассчитывается ставка с учетом рисков обоих источников капитала.

Заемный капитал не такой дорогой, как собственный, потому что остается менее рисковым, а затраты на выплату процентов по кредитам и займам обычно высчитываются до налогов из операционной прибыли. Возврат же кредита и выплаты процентов по нему гарантирует кредитный договор, а также залог, находящийся в собственности банка. В случае объявления компании банкротом банк часто обладает приоритетом над общими кредиторами и акционерами.

В свою очередь, стоимость собственного капитала выше, так как прибыль по нему ничем не гарантируется и зависит лишь от финансовых показателей компании и риска инвестиций в нее.

Затраты на заемный капитал – это, как правило, та процентная ставка по которой банк кредитует компанию при условии, что компания достаточно прибыльна, чтобы рассчитаться посудной задолженности. В случае если компания кредитуется во многих банках, то рассчитывается средневзвешенная ставка кредита с учетом доли кредитов того или иного банка в совокупной доле кредитов. Стоимость заемного капитала отражается в кредитных договорах с банками.

Основными способами определения стоимости собственного капитала являются:

- модель оценки капитальных активов (CAPM);
- модифицированная модель оценки капитальных активов (MCAPM);
- метод кумулятивного построения;
- метод средневзвешенных затрат на капитал (WACC).

Далее определим издержки привлечения капитала. Для начала рассчитаем затраты на собственный капитал по модифицированной модели оценки капитальных активов (MCAPM).

Модифицированная модель оценки капитальных активов (MCAPM) в отличие от метода CAPM использует два дополнительных показателя (премия малой компании; рисковая премия отдельной компании, которая учитывает несистематические риски). Данные премии учитывают дополнительные риски при работе компании. Модель MCAPM чаще используется ввиду ее явных преимуществ перед CAPM.

Расчет MCAPM может проходить и с учетом данных российского рынка:

$$R = Rf + b * (Rd – Rf) + Ru, \quad (1)$$

где: R – искомая ставка дисконтирования или стоимость собственного капитала компании;

Rf – безрисковая ставка дохода по российским внутренним валютным займам;

b – коэффициент β, являющийся мерой рыночного (недиверсифицируемого) риска и отражающий чувствительность изменений доходности инвестиций в компании определенной отрасли к колебаниям доходности рынка акций в целом;

Rd – доходность рынка в целом;

Ru – рисковая премия, учитывающая несистематические риски оцениваемой компании.

Рассчитаем затраты на собственный капитал с учетом данных российского рынка по формуле 1. В качестве безрисковой ставки дохода (Rf) используется доходность инвестиций в 10-летние ОГВЗ, т.к. они наиболее полно отвечают прогнозируемому периоду. Ставка доходности инвестиций = 5,5%.

Величина отраслевого коэффициента β принимается равной единице, что соответствует средней волатильности рынка. В связи с этим все отличия профиля риска отражены в рисковой премии.

Расчет доходности рынка в целом проводится по формуле:

$$MY = \sqrt[n]{RTSIn / RTSI0} \qquad (2)$$

RTSIn – значение индекса РТС на 30 декабря 2005 года; RTSI0 – значение индекса РТС на начало периода, за который рассчитывается среднегодовая доходность; n = 10,4 – продолжительность периода в годах.

Таким образом, в соответствии с данными РТС среднегодовая доходность инвестиций в акции за период с 1 сентября 1995 года по 30 декабря 2004 года составила 26%. При ставке налога на прибыль 24% чистая требуемая доходность инвестиций в акции крупнейших российских компаний равна около 20%.

Определение премии за несистематические специфические риски, связанные с деятельностью компании представлено в таблице 1. Оценим несистематические риски экспертным путем для ОАО «Негуснефть». Премии за каждый риск оцениваются в диапазоне от 0 до 1%.

Таблица 1

Оценка несистематических рисков

Виды несистематических рисков	Премия за риск, %
Зависимость от государственного регулирования тарифов на продукцию предприятия	0,3
Колебания цен на сырье и материалы	0,1
Риск ключевой фигуры в управлении	0,1
Компетентность руководства	0,1
Зависимость от ключевых покупателей	0,1
Зависимость от ключевых поставщиков	0,1
Перспективы развития отрасли и предприятия	0,1
Местоположение предприятия и инфраструктура	0,5
«Текучесть» кадров и квалификации персонала	0,1
Доступность капитала	0,1
Совокупный несистематический риск	1,6

Итого стоимость собственного капитала (по формуле 1) составляет 21,6%.

Далее воспользуемся методом средневзвешенных затрат на капитал (WACC).

Метод средневзвешенных затрат на капитал (WACC) используется для расчета стоимости как собственного, так и заемного капиталов. Она строится на основании отношения долей собственного и заемного капитала и отражает не балансовую, а рыночную стоимость капитала. Согласно модели средневзвешенной стоимости капитала ставка дисконта (WACC – Weighted Average Cost of Capital) определяется следующим образом:

$$WACC = kd * (1 – tc) * wd + kpwp + ksws, \quad (3)$$

где: kd – стоимость привлеченного заемного капитала;

tc – ставка налога на прибыль;

wd – доля заемного капитала в структуре капитала компании;

kp – стоимость привлечения акционерного капитала (привилегированные акции);

wp – доля привилегированных акций в структуре капитала компании;

ks – стоимость привлечения акционерного капитала (обыкновенные акции);

ws – доля обыкновенных акций в структуре капитала компании.

Величина WACC компании уменьшается, когда она использует больше дешевых заемных средств вместо дорогого собственного капитала. Таким образом, на первый взгляд кажется выгодным заместить почти все собственные дорогие средства на более дешевые заемные. Но в таком случае ликвидность баланса компании снизится, что повлечет за собой повышенный риск для банков, что приведет к повышению процентной ставки по кредитам, что, в свою очередь, увеличит величину WACC. Необходимо умело балансировать на грани ликвидности и в то же время оптимальным образом сочетать собственные и заемные средства.

Вспомогательный инструмент для расчета WACC – метод итераций. Поскольку непубличные компании не знают рыночной стоимости своих акций, то невозможно выяснить и стоимость собственного капитала в общей стоимости компании. Для того чтобы избежать ошибок в данной ситуации, используется

метод итераций. Для этого стоимость компании рассчитывается несколько раз с учетом изменений долей собственного и заемного капиталов.

В случае, когда необходимо быстро рассчитать стоимость, и нет времени на детальные расчеты WACC, то можно воспользоваться значением ставки рефинансирования. Необходимо отметить, что ставка рефинансирования не отражает специфических рисков компании и отрасли в целом. Поэтому это будет некорректная оценка.

Поскольку компания пользуется не только собственным капиталом, но и заемным, применяем данный метод.

Таблица 2

Расчет WACC

Параметр	В тыс.руб.	Доля, %
Собственный капитал	907 190	-
Долгосрочные банковские кредиты	1 693 364	-
Краткосрочные банковские кредиты	1 329 292	-
Кредиторская задолженность	211 100	-
Валюта баланса	4 140 946	-
Собственный капитал	907 190	34,9
Долгосрочные банковские кредиты	1 693 364	65,1
Инвестированный капитал	3 929 846	100

Для того, чтобы рассчитать стоимость капитала, необходимо рассчитать доли собственного и заемного капиталов. Сначала выбираем из разделов валюты баланса инвестированный капитал, который мы будем оценивать по методу WACC. Доля собственного капитала равна 34,9%, а заемного – 65,1%. В действительности это не так. Когда рассматривается размер собственного капитала, в расчет берутся данные баланса. А цель метода итераций – определить реальную долю собственного капитала с учетом рыночной капитализации. Расчеты производятся на предположении знания стоимости собственных и заемных средств. Ставка дисконта согласно модели стоимости капитала (WACC) равна 12,49%.

Применяя метод капитализации можно вычислить стоимость компании, которая равна 4 485 200,64 тыс. руб. После вычитания заемного процентного капитала (1 693 364 тыс. руб.), получается значение стоимости собственного капитала. Теперь их веса изменились: доля собственного капитала – 62,2% вместо 34,9%.

Таблица 3

Итерация 1

Параметр	Показатель	Доля, %
Стоимость собственного капитала, %	21,6	34,9%
Стоимость заемных средств, %	10	65,1%
WACC, %	12,49	-
Чистый денежный поток, тыс.руб.	560 201,56	-
Рыночная стоимость компании, тыс. руб.	4 485 200,64	100%
Долгосрочные банковские кредиты, тыс. руб.	1 693 364	37,8%
Стоимость собственного капитала, тыс. руб.	2 791 836,64	62,2%

Для того, чтобы быть уверенным, что данное соотношение является верным и оценить действительно правильную пропорцию, необходимо провести расчеты еще раз с уже новыми значениями.

Таблица 4

Итерация 1 – проверка

Параметр	Показатель	Доля, %
Стоимость собственного капитала, %	21,6	62,2%
Стоимость заемных средств, %	10	37,8%
WACC, %	16,31	-
Чистый денежный поток	560 201,56	-
Рыночная стоимость компании, тыс. руб.	3 434 712,2	100%
Долгосрочные банковские кредиты, тыс. руб.	1 693 364	49,3%
Стоимость собственного капитала, тыс. руб.	1 741 348,2	50,7%

Подставляя в формулу WACC новые значения весов, получаем другую ставку дисконтирования, равную 16,31%. Значение изменилось, для вычисления более точных данных необходимо провести процедуру пересчета еще несколько раз до тех пор, пока отклонение от задаваемых долей будет минимальным. Подставляем в формулу WACC новые значения долей - 14,7%.

Таблица 5

Итерация 2

Параметр	Показатель	Доля, %
Стоимость собственного капитала, %	21,6	50,7%
Стоимость заемных средств, %	10	49,3%
WACC,%	14,7	-
Чистый денежный поток, тыс. руб.	560 201,56	-
Рыночная стоимость компании, тыс.руб.	3 810 895,0	100%
Долгосрочные банковские кредиты, тыс. руб.	1 693 364	44,5%
Стоимость собственного капитала, тыс. руб.	2 117 531	55,5%

Значение ставки дисконтирования равно 14,7%, а доли собственного и заемного капиталов 55,5% и 44,5% соответственно. Полученные значения долей снова отличаются от предыдущих. Следовательно, необходимо провести процедуру расчета еще раз.

Таблица 6

Итерация 2 – проверка

Параметр	Показатель	Доля, %
Стоимость собственного капитала, %	21,6	55,5%
Стоимость заемных средств, %	10	44,5%
WACC, %	**15,37**	-
Чистый денежный поток	560 201,56	-
Рыночная стоимость компании, тыс. руб.	3 644 772,7	100%
Долгосрочные банковские кредиты, тыс. руб.	1 693 364	46,5%
Стоимость собственного капитала, тыс. руб.	1 951 408,7	53,5%

В данной таблице значение собственного и заемного капиталов не сильно отличаются от предыдущих значений. Достигнуто необходимое равновесие. WACC = 15,37 %.

Проведем оценку стоимости ОАО «Негуснефть» методом капитализации дохода (SPCM).

Метод капитализации дохода (Single-Period Capitalization Method, SPCM) основывается на принципе ожидания. Данный принцип утверждает, что типичный инвестор или покупатель, приобретает предприятие в ожидании получения будущих доходов или выгод. Иными словами, стоимость предприятия может быть определена как текущая стоимость будущих доходов, проистекающих из факта владения данным предприятием.

Формула для расчета SCPM выглядит следующим образом:

$$PV = r0 * (1+g) / d – g \quad (4)$$

где: PV – текущая стоимость; r0 – историческая прибыль / денежный поток или прибыль за текущий год, используемая как базовая прибыль без учета роста в следующем году; g – предполагаемый долгосрочный стабильный темп роста; d – ставка дисконтирования; d – g – ставка капитализации.

В ставке дисконтирования учитываются инфляция и риски отрасли, в которой находится бизнес. То есть в ставке дисконтирования отражается рискованность инвестиций, что уменьшает стоимость компании.

Также при расчете стоимости бизнеса необходимо определить долгосрочные темпы роста прибыли в перспективе, то есть прибыль будет расти до бесконечности ежегодными темпами, соответствующими установленной величине.

Ставка капитализации отражает рискованность инвестиций (ставка дисконтирования), что уменьшает стоимость компании, за вычетом темпа годового роста прибыли в долгосрочной перспективе. Ставка капитализации позволяет посчитать все будущие прибыли компании с учетом существующих рисков.

По формуле 4 находим текущую стоимость - 5 672 243,4 тыс. руб.

Таблица 7

Расчет текущей стоимости компании

Свободный денежный поток, тыс.руб.	560 201,56
Ставка дисконта (WACC),%	15,37
Темп роста денежного потока в постпрогнозный период (g), %	5
Ставка капитализации (WACC – g),%	10,37
Рыночная стоимость собственного капитала, тыс.руб.	5 672 243,4
Долгосрочные банковские кредиты, тыс.руб.	1 693 364
Рыночная стоимость компании, тыс.руб.	3 978 879,4

Рыночная стоимость компании ОАО «Негуснефть» рассчитанная методом капитализации составляет 3 978 879,4 тыс. руб.

Метод дисконтированных денежных потоков предполагает, что измерителем дисконтируемых прогнозируемых доходов от бизнеса выступают не прогнозируемые прибыли, а денежные потоки.

Прогнозный период соответствует периоду времени, на который могут быть обоснованно спрогнозированы величины доходов и расходов компании. Необходимо отметить, что прогнозный период должен быть не менее 5 лет, для того чтобы отразить цикличность отрасли.

Поступление денежного потока рассчитывается следующим образом:

$$PV=r_1/(1+d)^1 + r_2/(1+d)^2 + r_n/(1+d)^n + ((r_n*(1+g)*1*(d-g))/(1+d)^n) \quad (5)$$

где: PV – текущая стоимость;

rn – историческая прибыль / денежный поток или прибыль за периоды, без учета роста в следующем году;

g – предполагаемый долгосрочный стабильный темп роста;

d – ставка дисконтирования;d – g – ставка капитализации.

Далее проводим оценку стоимости компании методом дисконтированных денежных потоков по формуле 5.

Таблица 8

Свободные денежные потоки в ближайшие 5 лет

Период	Свободный денежный поток, тыс.руб.
2006 год	588 211,64
2007 год	617 622,22
2008 год	648 503,33
2009 год	680 928,5
2010 год	714 974,92

Таблица 9

Расчет рыночной стоимости методом дисконтированных денежных потоков

Период	Свободный денежный поток, тыс.руб.	Приведенная стоимость, тыс.руб.
2006 год	588 211,64	509 848,0
2007 год	617 622,22	464 028,7
2008 год	648 503,33	422 202,7
2009 год	680 928,5	384 705,4
2010 год	714 974,92	349 792,0
ИТОГО	3 250 240,61	2 130 576,8
Постпрогнозная стоимость	-	3 541 770,85
Рыночная стоимость собственного капитала	-	5 672 347,65
Долгосрочные банковские кредиты	-	1 693 364
Рыночная стоимость компании	-	3 978 983,65
Ставка дисконта (WACC)	15,37%	-
Темп роста денежного потока в постпрогнозный период (g)	5%	-
Ставка капитализации	10,37%	-

Рыночная стоимость компании, рассчитанная методом дисконтированных денежных потоков равна 3 978 983,65 тыс. руб.

По методу чистых активов, стоимость предприятия определяется как разность между активами и текущими обязательствами. Чистые активы – это величина, определяемая путем вычитания из суммы активов организации, принимаемых к расчету, суммы его обязательств, принимаемых к расчету. Проведение оценки с помощью методики чистых активов основывается на анализе финансовой отчетности. Рыночная стоимость ОАО «Негуснефть», рассчитанная методом чистых активов, с учетом данных баланса предприятия составляет 945 687 тыс. руб.

Отсутствие развитого рынка ценных бумаг, непрозрачности компаний ограничивает возможность использования сравнительного подхода оценки стоимости предприятия.

По итогу результатов проведенных расчетов проведем корректировку и согласование стоимости.

Таблица 10

Результаты методов оценки стоимости компании ОАО «Негуснефть»

Метод	Стоимость, тыс. руб.
Дисконтированных денежных потоков	3 978 983,65
Капитализации дохода	3 978 879,4
Чистых активов	945 687

Согласование стоимости – один из важнейших шагов в оценке, который также сильно влияет на стоимость. Для определения итоговой стоимости предприятия можно использовать метод интерполяции результатов доходного и затратного подходов на базе Наегли. Согласно методике Наегли выбор формул расчета стоимости оцениваемого объекта определяется величиной относительного отклонения определяющего и поправочного результатов оценки. Ниже приведены (табл.11) устанавливающие функциональную зависимость формулы базового расчета от отклонения значений оценки, полученных различными методами.

Таблица 11

Интерполяция на базе Наегли

Отклонение	Формула базового расчета
Менее 10%	(определяющее значение + поправочное значение) : 2
От 10 до 19,9%	(2 * определяющее значение + поправочное значение) : 3
От 20 до 29,9%	(3 * определяющее значение + поправочное значение) : 4
От 30 до 39,9%	(4 * определяющее значение + поправочное значение) : 5
Свыше 40%	(5 * определяющее значение + поправочное значение) : 6

В качестве определяющего результата выбираем результат, полученный методом дисконтированных денежных потоков доходного подхода. Поправочный результат оценки получен методом чистых активов затратного подхода. Отклонение результатов составило 320,7 %.

В результате подстановки поправочного и определяющих результатов оценки была получена рыночная стоимость ОАО «Негуснефть» равная 3 473 434,2 тыс. руб.

Для изучения особенностей оценки стоимости средней нефтегазодобывающей компании были рассмотрены и оценены существующие подходы. В связи с особенностями данного предприятия были определены наиболее подходящие методы оценки стоимости компании. В итоге была определена рыночная стоимость ОАО «Негуснефть» с помощью определения чистого дисконтированного потока, издержек привлечения капитала и оценки несистематических рисков.

Литература

1. Волков А., Куликов М., Марченко А. Создание рыночной стоимости и инвестиционной привлекательности. – М., СПб.: Вершина 2006. – 302с.

2. Савчук В.П. Оценка эффективности инвестиционных проектов// http://www.cfin.ru/finanalysis/savchuk/index.shtml

3. Shaken J. and Smith C.W., Implications of Capital Markets Reseach for Corporate Finance Financial Managment. - 25 (spring 1996). – Pp. 98-104.

4. Быковский В.А. Оценка капитализации нефтяных и газовых компаний. //Журнал "Нефть, газ и бизнес", №5, 2002, стр. 4-7.

5. Санников А.А. Особенности оценки стоимости предприятия в нефтегазодобыче. Материалы международной научно-практической конференции «Экономические проблемы и пути развития Республики Башкортостан» – Уфа: Гилем, 2005.

https://www.slavneft.ru/_upload/doc/28_12_2018_9.pdf

ОТЧЕТ ОБ ОЦЕНКЕ №64537-2017-51/92-АА-АА/17

"Определение рыночной стоимости 1 (Одной) обыкновенной именной бездокументарной акции в составе 100 %-го пакета акций ОАО "НГК "Славнефть"

Дата оценки: 31.12.2017

Дата составления: 16.07.2018

Заказчик: ОАО "НГК "Славнефть"

Исполнитель: ООО "ЭсАрДжи-Консалтинг" ("SRG-Consulting")

Москва 2018

Исполнительное резюме

В соответствии с договором на оказание услуг по оценке №64537-201-51/92-АА-АА/17 от 28 марта 2017 г. ООО "ЭсАрДжи-Консалтинг" ("SRG-Consulting") произвело оценку рыночной стоимости одной обыкновенной именной бездокументарной акции в составе 100%-го пакета акций ОАО "НГК "Славнефть", по состоянию на 31.12.2017 г.

На основании информации, представленной и проанализированной в Отчете об оценке №64537-2017-51/92-АА-АА/17 от 16 июля 2018 г., с учетом ограничивающих условий и сделанных допущений, специалистами ООО "ЭсАрДжи-Консалтинг" ("SRG-Consulting") был сделан вывод о том, что по состоянию на 31 декабря 2017 г. рыночная стоимость одной обыкновенной именной бездокументарной акции в составе 100%-го пакета акций ОАО "НГК "Славнефть" составляет:

20,0 (Двадцать) рублей 00 копеек

что по курсу Банка России на 31.12.2017[1] составляет:

0,35 (Тридцать пять) центов

Настоящая оценка проведена в соответствии с Федеральным законом от 29 июля 1998 г. № 135-ФЗ "Об оценочной деятельности в Российской Федерации" (в действующей редакции), Федеральными стандартами оценки, утвержденными Приказами Минэкономразвития России от 20 мая 2015 г. № 297, 298, 299 (ФСО №1, 2, 3), от 1 июня 2015 г. № 326, 327, 328 (ФСО № 8, 9, 10),от 25.09.2014 г. № 611 (ФСО № 7), от 17.11.2016 г. № 721 (ФСО №12), стандартами и правилами саморегулируемой организации, в которой состоит оценщик, подписавший настоящий отчет.

Необходимо принять во внимание, что цена, установленная в случае реальной сделки купли-продажи, может отличаться от стоимости, определенной в ходе оценки, вследствие таких факторов, как мотивы сторон, умение сторон вести переговоры, условия сделки, иные факторы.

Итоговая величина рыночной или иной стоимости объекта оценки, определенная в отчете, за исключением кадастровой стоимости, является рекомендуемой для целей определения начальной цены предмета аукциона или конкурса, совершения сделки в течение шести месяцев с даты составления отчета, за исключением случаев, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

С уважением,
Директор,
Направление "Оценка и финансовый консалтинг"
ООО "ЭсАрДжи-Консалтинг" ("SRG-Consulting") **Е. А. Григорьева**

[1] Курс доллара США на 31.12.2017 - 57,6002.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ЗАДАНИЕ НА ОЦЕНКУ 6

2. ПРИМЕНЯЕМЫЕ СТАНДАРТЫ ОЦЕНКИ 7

3. ПРИНЯТЫЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОЦЕНКИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ ДОПУЩЕНИЯ 8

4. СВЕДЕНИЯ О ЗАКАЗЧИКЕ ОЦЕНКИ И ОБ ОЦЕНЩИКЕ 10

4.1. Основание для проведения Оценщиком оценки объекта оценки 10

4.2. Сведения о Заказчике 10

4.3. Сведения об Исполнителе 10

4.4. Сведения об Оценщиках 10

4.5. Информация обо всех привлекаемых к проведению оценки и подготовке отчета об оценке организациях и специалистах с указанием их квалификации, и степени их участия в проведении оценки объекта оценки 11

5. ОСНОВНЫЕ ФАКТЫ И ВЫВОДЫ 12

5.1. Основание для проведения Оценщиком оценки объекта оценки 12

5.2. Общая информация, идентифицирующая Объект оценки 12

5.3. Выводы по результатам анализа деятельности 12

5.4. Использованные подходы и методы оценки 12

5.5. Ключевые моменты применения доходного подхода 13

5.6. Результаты оценки, полученные при применении различных подходов к оценке 14

5.7. Итоговая величина рыночной стоимости Объекта оценки 14

6. ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ 16

6.1. Общая информация об Объекте оценки 16

6.1.1. Общие сведения 16

6.1.2. Информация о структуре уставного капитала и об акционерах 16

6.1.3. Права и обязанности акционеров 16

6.1.4. Преимущественное право приобретения долей в уставном капитале 17

6.1.5. Органы управления и контроля общества 18

6.1.6. Информация о распределении прибыли организации, ведущей бизнес 18

6.1.7. Структура Группы ОАО "НГК "Славнефть" 18

6.2. Анализ производственной деятельности ОАО "НГК "Славнефть" 20

6.2.1. Информация о создании и развитии бизнеса, условиях функционирования Компании 20

6.2.2. Нефтегазоносные месторождения Компании 21

6.2.3. Выданные лицензии 23

6.2.4. Сведения о запасах нефти и газа 25

6.2.5. Краткие сведения о значимых дочерних обществах 26

6.2.6. Сведения об объемах добычи и реализации нефти 28

6.2.7. Сведения об объемах переработки нефти 29
6.3. Анализ финансово-хозяйственной деятельности ОАО "НГК "Славнефть" 29
6.4. Анализ ключевых рисков, связанных с деятельностью ОАО "НГК "Славнефть" 42
7. АНАЛИЗ РЫНКА ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ 45
7.1. Анализ макроэкономической ситуации в России 45
7.2. Анализ нефтегазового рынка....47
7.2.1. Мировой рынок нефти и газа....47
7.2.2. Нефтегазодобыча в России 50
7.2.3. Прогнозы развития отрасли 57
7.2.4. Государственное регулирование отрасли....58
8. ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ОЦЕНКИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ В ЧАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДОХОДНОГО, ЗАТРАТНОГО И СРАВНИТЕЛЬНОГО ПОДХОДОВ К ОЦЕНКЕ 62
8.1. Общие сведения 62
8.2. Обоснование выбора используемых подходов к оценке и методов в рамках каждого из применяемых подходов....62
8.3. Определение рыночной стоимости Объекта оценки в рамках доходного подхода 64
8.3.1. Общие сведения и методика расчета....64
8.3.2. Анализ прогнозной информации, предоставленной Заказчиком....65
8.3.3. Формирование основных параметров и допущений модели....70
8.3.4. Прогноз денежного потока 76
8.3.5. Расчет ставки дисконтирования....89
8.3.6. Расчет стоимости инвестированного капитала 94
8.3.7. Введение корректировок и расчет рыночной стоимости собственного капитала Компании 96
8.3.8. Определение рыночной стоимости Объекта оценки в рамках доходного подхода....99
8.4. Расчет рыночной стоимости Объекта оценки в рамках сравнительного подхода 100
9. ОПИСАНИЕ ПРОЦЕДУРЫ СОГЛАСОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ И ВЫВОДЫ, ПОЛУЧЕННЫЕ НА ОСНОВАНИИ ПРОВЕДЕННЫХ РАСЧЕТОВ ПО РАЗЛИЧНЫМ ПОДХОДАМ....105
10. ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ОЦЕНОЧНЫХ ПОНЯТИЙ (ТЕРМИНОВ), ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОТЧЕТЕ ОБ ОЦЕНКЕ....107
11. ПРИЛОЖЕНИЕ 2. СПИСОК ИСТОЧНИКОВ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ОЦЕНЩИКОМ 110
12. ПРИЛОЖЕНИЕ 3. РАСЧЕТНЫЕ ТАБЛИЦЫ 111
13. ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ИНФОРМАЦИЯ ИЗ ВНЕШНИХ ИСТОЧНИКОВ....118
14. ПРИЛОЖЕНИЕ 5. КОПИИ ДОКУМЕНТОВ, ПРЕДОСТАВЛЕННЫЕ ЗАКАЗЧИКОМ (ПРИЛАГАЮТСЯ НА DVD)....130

15. ПРИЛОЖЕНИЕ 6. КОПИИ ДОКУМЕНТОВ ИСПОЛНИТЕЛЯ И ОЦЕНЩИКА ..131

1. ЗАДАНИЕ НА ОЦЕНКУ[2]

Объект оценки	1 (Одна) обыкновенная именная бездокументарная акция в составе 100 %-го пакета акций ОАО "НГК "Славнефть"
Количество акций	1 (одна)
Категория (тип) акций	Обыкновенные именные бездокументарные акции
Номер и дата государственной регистрации выпуска акций	1-01-00221-А от 17 июня 2003 года
Полное и сокращенное фирменное наименование организации (включая организационно правовую форму) доли в уставном капитале которой оцениваются, местонахождение, ОГРН	Открытое акционерное общество "Нефтегазовая компания "Славнефть" ОАО "НГК "Славнефть" Местонахождение: Российская Федерация, 125047, г. Москва, 4-й Лесной переулок, дом 4 ОГРН: 1027739026270
Права на объект оценки, учитываемые при определении стоимости объекта оценки	Право собственности
Цель оценки	Определение рыночной стоимости
Предполагаемое использование результатов оценки	Для целей выкупа у акционеров в порядке статьи 75 Федерального закона "Об акционерных обществах"
Вид стоимости	Рыночная
Дата оценки	31.12.2017 г.
Допущения, на которых должна основываться оценка	В процессе проведения оценки и подготовки настоящего отчета Оценщик исходил из того, что предоставленная Заказчиком информация являлась точной и правдивой, и не проводил ее проверки. Оценщик не принимает на себя ответственность за достоверность и полноту предоставленной информации, ответственность за это несет Заказчик. Проведенный Оценщиком анализ и данные им заключения не содержат полностью или частично предвзятых мнений. Права собственности на объект оценки предполагаются полностью соответствующими требованиям законодательства, если иное не оговорено специально
Порядок и сроки предоставления заказчиком необходимых для проведения оценки материалов и информации	Порядок и сроки предоставления заказчиком необходимых для проведения оценки материалов и информации приведены в разделе 5 настоящего Отчета
Необходимость привлечения отраслевых экспертов	На этапе подготовки задания на оценку сторонами договора не выявлена потребность привлечения отраслевых экспертов.

[2]Настоящий раздел Отчета составлен в соответствии с договором на проведение оценки № 64537-2017-51/92-АА-АА/17 от 28 марта 2017 г.

2. ПРИМЕНЯЕМЫЕ СТАНДАРТЫ ОЦЕНКИ

Оценщик осуществил оценку и составил Отчет в соответствии с действующими на дату составления Отчета федеральными стандартами оценки:

- Федеральный стандарт оценки "Общие понятия оценки, подходы к оценке и требования к проведению оценки (ФСО № 1)", утвержденный Приказом Министерства экономического развития Российской Федерации (Минэкономразвития России) от 20 мая 2015 г. № 297 (далее – ФСО № 1);
- Федеральный стандарт оценки "Цель оценки и виды стоимости (ФСО № 2)", утвержденный Приказом Министерства экономического развития Российской Федерации (Минэкономразвития России) от 20 мая 2015 г. № 298 (далее – ФСО № 2);
- Федеральный стандарт оценки "Требования к отчету об оценке (ФСО № 3)", утвержденный Приказом Министерства экономического развития Российской Федерации (Минэкономразвития России) от 20 мая 2015 г. № 299 (далее – ФСО № 3);
- Федеральный стандарт оценки "Оценка недвижимости (ФСО № 7)", утвержденный Приказом Министерства экономического развития Российской Федерации (Минэкономразвития России) от 25 сентября 2014 г. № 611 (далее – ФСО № 7);
- Федеральный стандарт оценки "Оценка бизнеса (ФСО № 8)", утвержденный Приказом Министерства экономического развития Российской Федерации (Минэкономразвития России) от 1 июня 2015 г. № 326 (далее – ФСО № 8).

Федеральные стандарты оценки (ФСО № 1, ФСО № 2, ФСО № 3, ФСО № 7, ФСО № 8) являются обязательными к применению при осуществлении оценочной деятельности в соответствии со ст. 15 Закона РФ от 29.07.1998 № 135-ФЗ "Об оценочной деятельности в Российской Федерации" (в действующей редакции).

Кроме того, Оценщик использовал стандарты и правила СРО, в которой он состоит, в части, не противоречащей ФСО № 1, 2, 3, 7, 8.

Стандарты и правила оценочной деятельности, утвержденные саморегулируемой организацией оценщиков, членом которой является Оценщик, обязательны к применению при осуществлении оценочной деятельности, в соответствии со ст. 15 Закона РФ от 29.07.1998 № 135-ФЗ "Об оценочной деятельности в Российской Федерации" (в действующей редакции).

3. ПРИНЯТЫЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОЦЕНКИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ ДОПУЩЕНИЯ

Следующие допущения и ограничительные условия являются неотъемлемой частью данного отчета.

Общие допущения

- В процессе проведения оценки и подготовки настоящего отчета Оценщик исходил из того, что предоставленная Заказчиком информация являлась точной и правдивой, но не проводил ее проверки. Оценщик не принимает на себя ответственность за достоверность предоставленной информации, ответственность за это несет Заказчик.
- Отчет достоверен в полном объеме лишь в указанных в настоящем тексте целях. Понимается, что проведенный Оценщиком анализ и данные им заключения не содержат полностью или частично предвзятых мнений.
- Согласно установленным профессиональным стандартам, Оценщик сохранит конфиденциальность в отношении информации, полученной от Заказчика, или полученной и рассчитанной в ходе исследования в соответствии с задачами оценки.
- От Оценщика не требуется проводить дополнительные работы или давать показания и присутствовать в суде в связи с объектом оценки, если только не будут заключены иные соглашения.
- Заказчик должен принять условие о защите Оценщика от всякого рода расходов и материальной ответственности, происходящих из иска третьих сторон, ввиду легального использования третьими сторонами полученных результатов оценки, кроме случаев, когда окончательным судебным порядком определено, что убытки, потери и задолженности были следствием мошенничества, общей халатности и умышленно неправомочных действий со стороны Оценщика в процессе выполнения данной работы.
- Права собственности на объект оценки предполагаются полностью соответствующими требованиям законодательства, если иное не оговорено специально.
- Заключение о стоимости, содержащееся в настоящем отчете, относится к объекту оценки в целом. Любое соотнесение части стоимости с какой-либо частью объекта является неправомерным, если это не оговорено в отчете.
- При проведении оценки предполагалось отсутствие каких-либо скрытых (не указанных явным образом в настоящем отчете) факторов, влияющих на стоимость объекта оценки. Оценщик не несет ответственности по обнаружению или в случае обнаружения подобных факторов.
- Приведенная в настоящем отчете стоимость не призвана отражать стоимость объекта оценки на какую-либо дату, отличную от даты оценки, которая указана в отчете. Изменения конъюнктуры рынка могут привести к существенным изменениям величины стоимости объекта оценки по сравнению со стоимостью на дату оценки.
- Расчеты проведены с помощью программного продукта MS Excel. Функция "точность как на экране" не использована, что обеспечивает большую точность вычислений, однако дает погрешность в визуализации данных.

Специальные допущения

В рамках применения доходного подхода к оценке Оценщиком были приняты следующие допущения:

- Предполагается, что Открытое акционерное общество "НГК "Славнефть" (далее - ОАО "НГК "Славнефть" или Компания) будет продолжать операционную деятельность в будущем по своей специализации, возможность изменения специализации и/или технологии производства выпускаемой продукции не рассматривается.
- В рамках доходного подхода расчеты выполнены Оценщиком для бизнеса Группы ОАО "НГК "Славнефть" в целом, включая дочерние компании, вошедшие в периметр консолидации. Рыночная стоимость прочих дочерних и зависимых обществ ОАО "НГК "Славнефть" учитывается в качестве итоговой корректировки к результату дисконтирования.
- Планы в отношении разработки лицензионных участков недр, а также в отношении иных видов деятельности Компании, предоставленные Оценщику, считаются корректными и достоверными и используются для прогнозирования будущих денежных потоков. При необходимости, отдельные параметры планов подлежали уточнению.
- В рамках настоящей оценки предполагается дальнейшая беспрепятственная разработка имеющейся сырьевой базы.
- В прогнозный период Компания будет работать на рыночных условиях, т.е. приобретение ресурсов и продажа нефти будут осуществляться по ценам, рассчитанным от котировок цен на нефть Urals методом netback, предполагающем рыночное формирование цен и отсутствие возможностей получения арбитражных доходов (покупка на внутреннем рынке и перепродажа на внешнем и наоборот).
- При построении будущих денежных потоков не принимались во внимание потенциальные последствия возможного изменения налогового режима в нефтедобывающей отрасли, а также возможные отраслевые санкции.
- В прогнозном периоде будет сохранен ответственный подход собственников к распоряжению активами и обеспечено компетентное управление деятельностью уполномоченными лицами. Компания будет соблюдать все применимые к ней положения законов и нормативных актов, требования промышленных стандартов, а также будет предпринимать все необходимое, включая своевременное проведение ремонтов и технического обслуживания, для недопущения на своих производственных мощностях техногенных катастроф и аварий системного характера.

В случае возникновения прочих дополнительных условий, допущений и ограничений, не указанных в данном разделе, они будут отмечены Оценщиком в соответствующей части отчета.

4. СВЕДЕНИЯ О ЗАКАЗЧИКЕ ОЦЕНКИ И ОБ ОЦЕНЩИКЕ

4.1. Основание для проведения Оценщиком оценки объекта оценки

Основанием для проведения оценщиком оценки Объекта оценки является договор на проведение оценки №64537-2017-51/92-АА-АА/17 от 28 марта 2017 г., заключенный между Обществом с ограниченной ответственностью "ЭсАрДжи-Консалтинг" ("SRG-Consulting") и Открытое акционерное общество "Нефтегазовая компания "Славнефть".

4.2. Сведения о Заказчике

Табл. 4.1

Сведения о Заказчике оценки

Полное наименование	Открытое акционерное общество "Нефтегазовая компания "Славнефть"
Юридический адрес:	Российская Федерация, 125047, г. Москва, 4-й Лесной переулок, дом 4
ИНН	7707017509
КПП	771001001
ОГРН	1027739026270
Дата присвоения ОГРН	30.07.2002 г.

4.3. Сведения об Исполнителе

Исполнителем услуг по оценке является ООО "ЭсАрДжи-Консалтинг" ("SRG-Consulting"):

Табл. 4.2

Сведения об Исполнителе

Организационно-правовая форма и полное наименование	Общество с ограниченной ответственностью "ЭсАрДжи-Консалтинг" ("SRG-Consulting")
Место нахождения (юридический адрес)	Российская Федерация, 105082, г. Москва, ул. Ф. Энгельса, д. 75, стр. 11
ОГРН	1022200911260
Дата присвоения ОГРН	04.12.2002
Сведения о добровольном страховании гражданской ответственности	"Росгосстрах": - договор страхования ответственности юридического лица, заключающего договоры на проведение оценки, №19/16/134/933 от 3 февраля 2016 г., страховая сумма – 520 000 000 (Пятьсот двадцать миллионов) рублей, франшиза (безусловная, по каждому страховому случаю) – не установлена, срок действия договора 12 февраля 2016 г. по 31 мая 2018 г.
Сведения о независимости юридического лица, с которым оценщик, заключил трудовой договор в соответствии со ст. 16 Федерального Закона "Об Оценочной деятельности в Российской Федерации"	Юридическое лицо, с которым оценщик заключил трудовой договор не имеет имущественных интересов в объекте оценки и не является аффилированным лицом заказчика. Размер денежного вознаграждения за проведение оценки объекта оценки не зависел от итоговой величины стоимости объекта оценки.

Исполнитель полностью соответствует требованиям п. 15.1 Федерального закона РФ от 29.07.98 № 135-ФЗ "Об оценочной деятельности в Российской Федерации" (в действующей на дату составления Отчета редакции).

4.4. Сведения об Оценщиках

Табл. 4.3

Сведения об Оценщиках

Фамилия Имя Отчество	Григорьева Екатерина Алексеевна
Сведения о членстве в саморегулируемой организации оценщиков	Член саморегулируемой межрегиональной ассоциации оценщиков, адрес: 123007, Москва, Хорошевское шоссе, д. 32А. Свидетельство № 3927 (номер согласно реестру членов "СМАО") от 19.04.2017 г.
Место нахождения Оценщика	Российская Федерация, 105082, г. Москва, ул. Ф. Энгельса, д. 75, стр. 11
Документы, подтверждающие получение профессиональных знаний в области оценочной деятельности	Московский государственный университет технологий и управления: профессиональная переподготовка по программе "Оценка стоимости предприятия (бизнеса)", диплом ПП № 653719 от 14.03.2008; Федеральный ресурсный центр по организации подготовки управленческих кадров: квалификационный аттестат в области оценочной деятельности № 000345-3 от 17.10.2017 г. по направлению "Оценка бизнеса"; Совет рынка евразийского экономического сообщества, свидетельство о

	профессиональной квалификации № РФ 00-0062, специалист в оценочной деятельности - эксперт итогового документа об определении стоимостей предприятий 8 (восьмого) уровня квалификации (2 подуровня)
Сведения об обязательном страховании гражданской ответственности Оценщика	Полис обязательного страхования ответственности оценщика № 1800SB 4000087 от 22.03.2018 г., срок действия полиса с 03.04.2018 по 02.04.2019, выдан Страховым акционерным обществом "ВСК", страховая сумма 30 000 000 (Тридцать миллионов) руб.
Стаж работы в оценочной деятельности	Более 16 лет
Номер контактного телефона Оценщика	+7 (495) 797 30 31
Почтовый адрес Оценщика	Российская Федерация, 105082, г. Москва, ул. Ф. Энгельса, д. 75, стр. 11
Адрес электронной почты Оценщика	GrigorevaEA@srgroup.ru
Основание привлечения Оценщика к проведению оценки	Трудовой договор № 34 от 01.06.2017 г.
Сведения о независимости оценщика в соответствии со ст. 16 Федерального Закона "Об Оценочной деятельности в Российской Федерации"	Оценщик не является учредителем, собственником, акционером, должностным лицом или работником юридического лица - заказчика, не имеет имущественных интересов в объекте оценки, не состоит с указанными лицами в близком родстве или свойстве. Оценщик не имеет вещных или обязательственных прав вне договора. Оценщик не является участником (членом) или кредитором юридического лица – заказчика, а заказчик не является кредитором или страховщиком оценщика. Заказчик либо иные заинтересованные лица не вмешивались в деятельность оценщика и юридического лица, с которым оценщик заключил трудовой договор при проведении оценки. Размер оплаты оценщику за проведение оценки объекта оценки не зависел от итоговой величины стоимости объекта оценки.

4.5. Информация обо всех привлекаемых к проведению оценки и подготовке отчета об оценке организациях и специалистах с указанием их квалификации, и степени их участия в проведении оценки объекта оценки

Для проведения работ по оценке по Договору не привлекались другие специалисты.

5. ОСНОВНЫЕ ФАКТЫ И ВЫВОДЫ

5.1. Основание для проведения Оценщиком оценки объекта оценки

Основанием для проведения Оценщиком оценки Объекта оценки является Договор на проведение оценки №64537-2017-51/92-АА-АА/17 от 28 марта 2017 г., заключенный между Обществом с ограниченной ответственностью "ЭсАрДжи-Консалтинг" ("SRG-Consulting") и Открытое акционерное общество "Нефтегазовая компания "Славнефть".

5.2. Общая информация, идентифицирующая Объект оценки

Табл. 5.1

Объект оценки

Объект оценки	1 (Одна) обыкновенная именная бездокументарная акция в составе 100 %-го пакета акций ОАО "НГК "Славнефть"
Полное и сокращенное фирменное наименование организации (включая организационно правовую форму) доли уставного капитала которой оцениваются, местонахождение, ОГРН	Открытое акционерное общество "Нефтегазовая компания "Славнефть" ОАО "НГК "Славнефть" Местонахождение: Российская Федерация, 125047, г. Москва, 4-й Лесной переулок, дом 4 ОГРН: 1027739026270

Источник информации: данные Заказчика, анализ Оценщика

Эмитент - ОАО "НГК "Славнефть" - входит в число крупных вертикально-интегрированных нефтяных компаний России. По уровню нефтедобычи ОАО "НГК "Славнефть" занимает 8-е место в РФ. Доля Компании в общем объеме добываемой в стране нефти в настоящее время составляет 2,6%.

Ключевым нефтегазодобывающим дочерним предприятием Компании является ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз", производственные мощности которого расположены на территории ХМАО–Югры.

5.3. Выводы по результатам анализа деятельности

Краткие выводы по результатам анализа деятельности Компании:

- В 2017 году Компания продемонстрировала сокращение объемов добычи нефти, существенное ухудшение эффективности деятельности, замедление оборачиваемости, ухудшение потенциальной способности выделять средства из прибыли на выплату процентных платежей.
- По итогам 2017 года операционная и чистая прибыль Компании существенно сократились: на 13 и 26% соответственно в абсолютном выражении и на 4-5% в относительном выражении по сравнению с 2016 годом.
- Падение доходов Компании по итогам 2017 года обусловлено ростом налоговой нагрузки, сокращением объемов добычи и реализации нефти, влиянием курсовых разниц, а также увеличением амортизационных отчислений в результате значительных объемов ввода.
- Во многом, ухудшение результатов деятельности Компании связано с реализацией "большого налогового маневра", в рамках которого в 2015-2017 годах произошло повышение НДПИ на темные нефтепродукты.

5.4. Использованные подходы и методы оценки

На основании предоставленных данных Оценщиком была определена рыночная стоимость 1 (Одной) обыкновенной именной бездокументарной акции в составе 100 %-го пакета акций ОАО "НГК "Славнефть".

При оценке рыночной стоимости Объекта оценки использовался доходный (метод дисконтирования денежных потоков) и сравнительный (метод рынка капитала) подходы.

Оценщик счел возможным отказаться от применения затратного (имущественного) подхода при определении рыночной стоимости Объекта оценки по причине объективной невозможности выполнить корректную оценку в рамках подхода независимо от метода дисконтирования денежных потоков.

5.5. Ключевые моменты применения доходного подхода

Для проведения работ по оценке Оценщику был предоставлен Бизнес-план развития Компании на период 2018-2022 гг., а также отчеты по состоянию на 31 декабря 2017 г. по оценке запасов и выручки на некоторых месторождениях, принадлежащих ОАО "НГК "Славнефть", подготовленные DeGolyer and MacNaughton.

Предоставленные планы в отношении разработки лицензионных участков недр и иных видов деятельности Компании считались корректными и достоверными и использовались в расчетах. Необходимость и логика внесения корректив в утвержденные плановые показатели описана в соответствующем разделе Отчета.

Необходимо отметить, что по итогам 2017 года специалистами компании DeGolyer&MacNaughton был пересмотрен профиль добычи Компании (SEC TP) в сторону сокращения для периода 2018-2021 гг. на 4,4% суммарно (по отношению к показателям на 31.12.2016 г.). Также, по сравнению с отчетом годом ранее, разработка значительной части запасов перенесена на более поздний плановый период (2030-е - 40-е гг.).

В рамках подхода расчеты выполнены Оценщиком для бизнеса Группы ОАО "НГК "Славнефть" в целом, включая дочерние компании, вошедшие в периметр консолидации. Рыночная стоимость прочих дочерних и зависимых обществ ОАО "НГК "Славнефть" учитывается в качестве итоговой корректировки к результату дисконтирования.

Оценщиком заложено в расчеты рыночное формирование цен и отсутствие возможностей получения арбитражных доходов. Цены реализации нефти спрогнозированы от фактических цен netback Группы ОАО "НГК "Славнефть" в региональном разрезе.

Оценщик основывался на официальных данных, актуальных по состоянию на дату оценки, о действующих налоговых режимах, и не рассматривал потенциальные последствия возможного изменения налогового режима в нефтедобывающей отрасли, а также возможные отраслевые санкции.

5.6. Результаты оценки, полученные при применении различных подходов к оценке

Результаты оценки, полученные при применении двух подходов, приведены в таблице ниже.

Табл. 5.2

Результаты оценки, полученные при применении различных подходов к оценке

Подход	Стоимость, руб. (без учета НДС)
Доходный подход	20,0
Затратный подход	Не применялся
Сравнительный подход	27,5

Источник информации: анализ и расчет Оценщика

Проанализировав достоинства и недостатки каждого из примененных подходов, Оценщик отдал предпочтение доходному подходу, как наиболее полно и достоверно отражающему рыночную стоимость Объекта оценки.

Оценщик отмечает, что рынок более высоко оценивает стоимость Компании (в рамках примененного метода рынка капитала) и это обосновано фактом сопоставления ее с крупнейшими российскими вертикально-интегрированными холдингами, характеризующимися большими масштабами деятельности и более высокой степенью диверсификации деятельности.

С учетом указанного, по мнению Оценщика, результаты расчетов в рамках сравнительного подхода косвенно подтверждают адекватность оценки, проведенной методом дисконтирования денежных потоков.

5.7. Итоговая величина рыночной стоимости Объекта оценки

Рыночная стоимость одной обыкновенной именной бездокументарной акции в составе 100%-го пакета акций ОАО "НГК "Славнефть" по состоянию на 31.12.2017 г. составляет:

20,00 (Двадцать) рублей 00 копеек.

что по курсу Банка России на 31.12.2017[3] составляет:

0,35 (Пятьдесят) центов.

Ограничения и пределы полученной итоговой стоимости

- Итоговая величина рыночной или иной стоимости объекта оценки, определенная в отчете, является рекомендуемой для целей определения начальной цены предмета аукциона или конкурса, совершения сделки в течение шести месяцев с даты составления отчета, за исключением случаев, предусмотренных законодательством Российской Федерации.
- Полученные в результате исследований Оценщиками выводы о стоимости объекта оценки могут использоваться только Заказчиком в соответствии с предполагаемым использованием результатов оценки.
- В настоящем Отчете содержатся предположения и выводы Оценщиков, которые предполагаются правомерными и обоснованными. Пользователь отчета, использующий настоящий Отчет, может иметь отличное от мнения Оценщиков, что может потребовать проведения дополнительного анализа и финансово-правовой проверки. Поэтому Отчет не может являться единственным источником информации для принятия каких-либо решений.

[3] Курс доллара США на 31.12.2017 - 57,6002.

- Отчет об оценке содержит профессиональное мнение Оценщиков относительно величины стоимости Объекта оценки и не является гарантией того, что какая-либо сделка с Объектом оценки будет проведена по указанной стоимости.

Оценщик: **Е.А. Григорьева**

6. ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

6.1. Общая информация об Объекте оценки

В настоящем разделе приводится информация об эмитенте оцениваемых акций - ОАО "НГК "Славнефть".

6.1.1. Общие сведения

Общие сведения о компании приведены в таблице ниже.

Табл. 6.1

Общие сведения об ОАО "НГК "Славнефть"

Полное наименование	Открытое акционерное общество "Нефтегазовая компания "Славнефть"
Краткое наименование	ОАО "НГК "Славнефть"
Место нахождения	125047, г. Москва, 4-й Лесной переулок, д.4
ИНН	7707017509
Основной государственный регистрационный номер (ОГРН) и дата его присвоения	1027739026270 от 30.07.2002
Корпоративный договор	Нет сведений
Основной вид деятельности Общества (по ОКВЭД)	70.10.2 Деятельность по управлениюхолдинг-компаниями
Дополнительный вид деятельности(по ОКВЭД)	06.10 Добыча сырой нефти и нефтяного(попутного) газа

Источник: данные Компании

6.1.2. Информация о структуре уставного капитала и об акционерах

Уставной капитал ОАО "НГК "Славнефть" составляет 4 754 238 (четыре миллиона семьсот пятьдесят четыре тысячи двести тридцать восемь) рублей.

Уставный капитал сформирован из именных обыкновенных акций в количестве 4 754 238 000 штук номиналом 0,1 коп. каждая.

Сведения о ключевых акционерах Компании приведены в таблице ниже.

Табл. 6.2

Сведения об акционерах ОАО "НГК "Славнефть" по состоянию на дату оценки

Полное наименование	Количество обыкновенных акций, шт.	Доля в уставном капитале, %
VARDEZ HOLDINGS LIMITED	313 129 432	6,5863
ООО "ГПН-Инвест"	313 129 432	6,5863
ООО "Инвест-Ойл"	4 114 039 611	86,5342
Итого	**4 740 298 475**	**99,7068**

Источник: данные Компании

6.1.3. Права и обязанности акционеров

В соответствии с Уставом ОАО "НГК "Славнефть" (утвержденобщим собранием акционеровоткрытого акционерного общества "Нефтегазовая компания "Славнефть", протокол №23 от 30 июня 2005 г.):

"…Акционер обязан:

- своевременно и в полном объеме оплачивать приобретаемые ими акции, размещаемые Компанией в порядке, предусмотренном настоящим Уставом;
- соблюдать настоящий Устав, выполнять решения органов управления Компании;
- не разглашать конфиденциальной информации о деятельности Компании, перечень которой устанавливается Советом директоров;
- воздерживаться от всякой инойдеятельности, наносящей ущерб или могущей нанести ущерб Компании.

Акционер имеет право:

- участвовать в собраниях акционеров лично или через полномочных представителей ивносить предложения на рассмотрение в соответствии с настоящим Уставом;
- получать в соответствии с категорией акций пропорциональную сумме его акций долюприбыли (дивиденды) Компании, подлежащей распределению между акционерами;
- продать свои акции без согласия других акционеров;
- получать информацию по всем вопросам, включенным в повестку дня Собрания акционеров, знакомиться с протоколами Собрания акционеров;
- получить часть имущества Компании в случае ее ликвидации в соответствии с категорией акций и их количеством, а также иметь иные права, предоставляемые акционерамнастоящим Уставом и действующим законодательством Российской Федерации.
- Акционер Компании не вправе требовать от Компании приобретения полностью иличастично принадлежащих акционеру акций Компании, выделения иным образом принадлежащей акционеру доли в капитале, за исключением случаев, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

6.1.4. Преимущественное право приобретения долей в уставном капитале

В соответствии с Уставом ОАО "НГК "Славнефть" (утвержден общим собранием акционеров ОАО "НГК "Славнефть", протокол №23 от 30 июня 2005 года):

"…Акционеры Компании имеют преимущественное право приобретения в количестве, пропорциональном количеству принадлежащих им акций Компании, дополнительно размещаемых путем открытой подписки акций и эмиссионных ценных бумаг, конвертируемых в акции.

Акционеры Компании, голосовавшие против или не принимавшие участия в голосовании по вопросу о размещении посредством закрытой подписки акций и эмиссионных ценных бумаг, конвертируемых в акции, имеют преимущественное право приобретения дополнительных акций и эмиссионных ценных бумаг, конвертируемых в акции, размещаемых посредством закрытой подписки, в количестве, пропорциональном количеству принадлежащих им акций Компании (за исключением случая проведения закрытой подписки только среди акционеров Компании, при которой акционеры имеют возможность приобрести целое число размещаемых акций и иных эмиссионных ценных бумаг, конвертируемых в акции, пропорционально количеству принадлежащих им акций Компании).

Список лиц, имеющих преимущественное право приобретения дополнительных акций составляется на основании данных реестра акционеров на дату принятия решения, являющегося основанием для их размещения.

Компания в порядке, предусмотренном п. 7.10 настоящего Устава для сообщения о проведении Собрания акционеров, уведомляет лиц, имеющих преимущественное право приобретения дополнительных акций и эмиссионных ценных бумаг, конвертируемых в акции, о возможности осуществления ими преимущественного права.

Уведомление должно содержать сведения о количестве размещаемых акций, цене их размещения или порядке определения цены размещения (в том числе о цене их размещения или порядке определения цены размещения при осуществлении преимущественного права приобретения), порядке определения количества акций, которое вправе приобрести каждое лицо, имеющее преимущественное право их приобретения, порядке, в котором заявления таких лиц о приобретении таких акций должны быть поданы в Компанию, и сроке, в течение которого

такие заявления должны поступить в Компанию (далее - срок действия преимущественного права).

Срок действия преимущественного права не может быть менее 45 дней с момента направления (вручения) или опубликования уведомления. Компания не вправе до окончания указанного срока размещать дополнительные акции и эмиссионные ценные бумаги, конвертируемых в акции, лицам, не имеющим преимущественного права их приобретения.

Лицо, имеющее преимущественное право приобретения дополнительных акций и эмиссионных ценных бумаг, конвертируемых в акции, вправе полностью или частично осуществить свое преимущественное право путем подачи в Компанию письменного заявления о приобретении указанных акций с указанием своего имени (наименования), места жительства (места нахождения), количества приобретаемых акций. К заявлению о приобретении акций должен быть приложен документ об их оплате, за исключением случая, предусмотренного абзацем вторым пункта 2 статьи 41 Федерального закона "Об акционерных обществах".

Если решение, являющееся основанием для размещения дополнительных акций и эмиссионных ценных бумаг, конвертируемых в акции, предусматривает их оплату неденежными средствами, лица, осуществляющие преимущественное право приобретения, вправе по своему усмотрению оплатить их денежными средствами…".

6.1.5. Органы управления и контроля общества

В соответствии с Уставом ОАО "НГК "Славнефть" высшим органом управления Компании является Собрание акционеров. Один раз в год Компания проводит годовое Собрание акционеров. Годовое Собрание акционеров проводится не ранее чем через два и не позднее чем через шесть месяцев после окончания финансового года.

Общее руководство деятельностью Компании, за исключением решения вопросов, относящихся к компетенции Собрания акционеров, осуществляет Совет директоров. Полномочия Совета директоров Компании определяется настоящим Уставом и решениями Собрания акционеров. Решения Собрания акционеров являются для Совета директоров обязательными.

Руководство текущей деятельностью Компании осуществляется Президентом, являющимся единоличным исполнительным органом Компании, и Правлением - коллегиальным исполнительным органом Компании.

6.1.6. Информация о распределении прибыли организации, ведущей бизнес

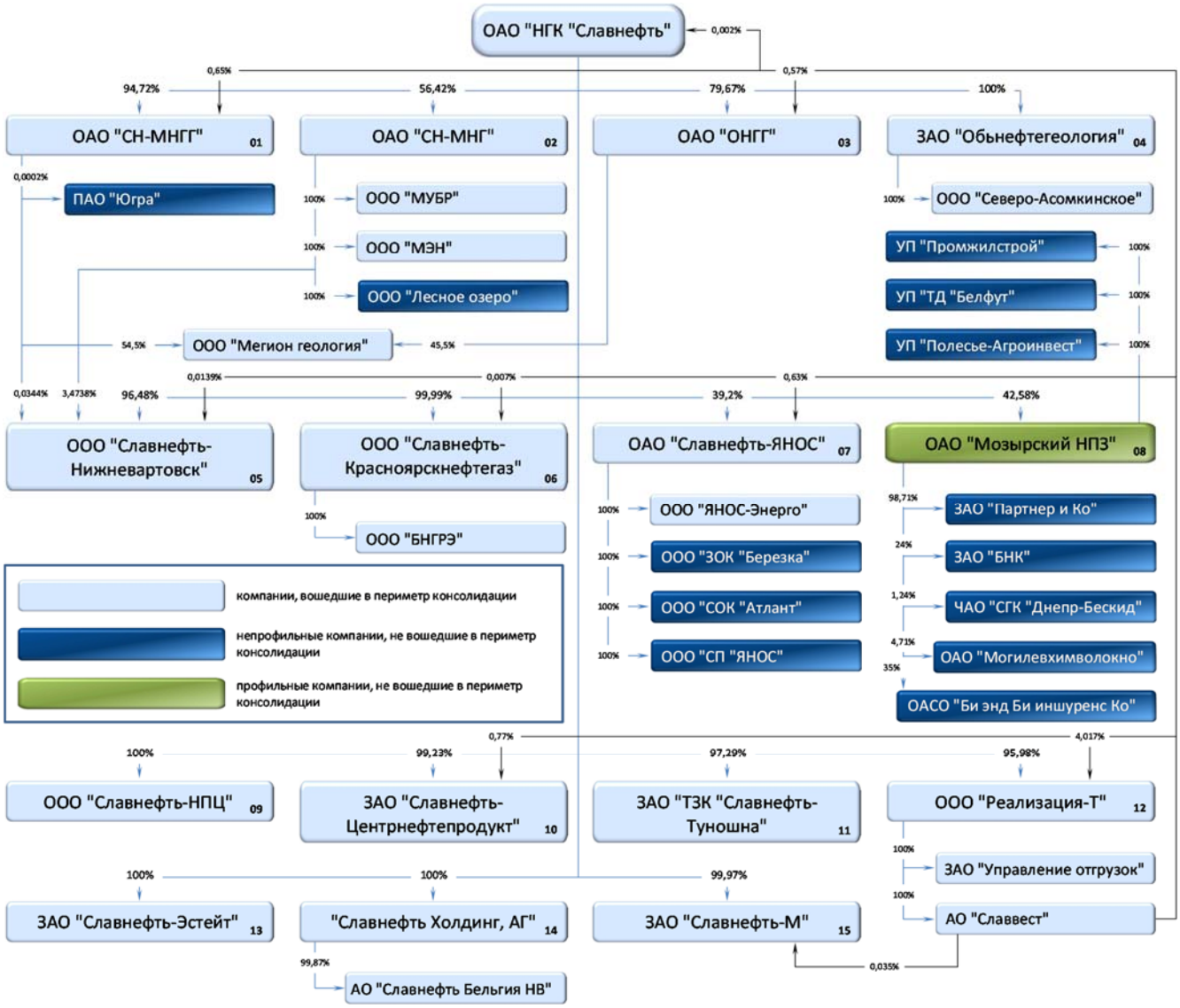
В 2017 году и 2016 году акционеры ОАО "НГК "Славнефть" принимали решения не распределять дивиденды. Дивиденды объявлялись и выплачивались отдельными дочерними обществами в адрес их акционеров, включая выплаченные дивиденды основным акционерам в сумме 1 млн руб. и 3 млн руб. в 2016 и 2017 гг., и другим неконтролирующим акционерам в сумме 1 млн руб. и 15 млн руб., соответственно.

6.1.7. Структура Группы ОАО "НГК "Славнефть"

На рисунке ниже приведена структура Группы ОАО "НГК "Славнефть".

Рис.6.1

Структура Группы ОАО "НГК "Славнефть"



Источник: данные Компании

Табл. 6.3

Компании, вошедшие в периметр консолидации ОАО "НГК "Славнефть" на 31.12.2017 г.

№	Наименование		Доля ОАО "НГК "Славнефть" в УК	
	Сокращенное	Полное	Фактическая	Эффективная[4]
1	ОАО "СН-МНГГ"	Открытое акционерное общество "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"	94,07%	94,72%
2	ОАО "СН-МНГ"	Открытое акционерное общество "Славнефть-Мегионнефтегаз"	56,42%	56,42%
3	ОАО "ОНГГ"	Открытое акционерное общество "Обьнефтегазгеология"	79,67%	80,24%

[4]Рассчитана на основании схемы Группы, представленной на Рис.6.1, как сумма долей владения ОАО "НГК "Славнефть" каждой отдельно взятой дочерней компанией через другие дочерние компании, с учетом перекрестного владения.

№	Наименование		Доля ОАО "НГК "Славнефть" в УК	
	Сокращенное	Полное	Фактическая	Эффективная[4]
4	ЗАО "Обьнефтегеология"	Закрытое акционерное общество "Обьнефтегеология"	100,00%	100,00%
5	ООО "Славнефть-Нижневартовск"	Общество с ограниченной ответственностью "Славнефть-Нижневартовск"	96,48%	100,00%
6	ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"	Общество с ограниченной ответственностью "Славнефть-Красноярскнефтегаз"	99,99%	100,00%
7	ОАО "Славнефть-ЯНОС"	Открытое акционерное общество "Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез"	39,20%	39,83%
8	ОАО "Мозырский НПЗ"	Открытое акционерное общество "Мозырский нефтеперерабатывающий завод"	42,58%	42,58%
9	ООО "Славнефть-НПЦ"	Общество с ограниченной ответственностью "Славнефть-Научно-Производственный Центр"	100,00%	100,00%
10	ЗАО "Славнефть-Центрнефтепродукт"	Закрытое акционерное общество "Славнефть-Центрнефтепродукт"	99,23%	100,00%
11	ЗАО "ТЗК "Славнефть-Туношна"	Закрытое акционерное общество "Топливно-заправочный комплекс "Славнефть-Туношна"	97,29%	97,29%
12	ООО "Реализация -Т"	Общество с ограниченной ответственностью "Реализация-Т"	95,98%	100,00%
13	ЗАО "Славнефть-Эстейт"	Закрытое акционерное общество "Славнефть-Эстейт"	100,00%	100,00%
14	"Славнефть Холдинг, АГ"	“Славнефть Холдинг, АГ”	100,00%	100,00%
15	ЗАО "Славнефть-М"	Закрытое акционерное общество “Славнефть-М”	99,97%	100,00%
16	ООО "БНГРЭ"	Общество с ограниченной ответственностью "Байкитская нефтегазоразведочная экспедиция"	-	100,00%
17	ЗАО "Славвест"	Закрытое акционерное общество "Славвест"	-	100,00%
18	АО "Славнефть Бельгия НВ"	Акционерное общество "Славнефть Бельгия НВ"	-	100,00%
19	СП ЗАО "Славнефть-Старт"	Совместное предприятие Закрытое акционерное общество "Славнефть-Старт"	-	100,00%
20	ЗАО "Управление отгрузок"	Закрытое акционерное общество “Управление отгрузок”	-	100,00%
21	ООО "Славнефть-Логистика"	Общество с ограниченной ответственностью "Славнефть-Логистика"	-	100,00%
22	ООО "Северо-Асомкинское"	Общество с ограниченной ответственностью "Северо-Асомкинское"	-	100,00%
23	ООО "Мегион геология"	Общество с ограниченной ответственностью "Мегион геология"	-	88,13%
24	ООО "МУБР"	Общество с ограниченной ответственностью "Мегионское управление буровых работ"	-	56,42%
25	ООО "МЭН"	Общество с ограниченной ответственностью "МегионЭнергоНефть"	-	56,42%
26	ООО "ЯНОС-Энерго"	Общество с ограниченной ответственностью "ЯНОС-Энерго"	-	39,83%

Источник: данные Компании, анализ Оценщика

6.2. Анализ производственной деятельности ОАО "НГК "Славнефть"

6.2.1. Информация о создании и развитии бизнеса, условиях функционирования Компании

Открытое акционерное общество "Нефтегазовая компания "Славнефть" (ОАО "НГК "Славнефть") было учреждено 26 августа 1994 года на основании постановления Правительства Российской Федерации от 8 апреля 1994 года № 305 и распоряжения Совета Министров Республики Беларусь от 15 июня 1994 года № 589-р. Основными учредителями ОАО "НГК "Славнефть"выступили Госкомимущество России с первоначальной долей в уставном капитале Компании 86,3% и Мингосимущество Республики Беларусь (7,2%).

В ноябре 2002 года Правительство Республики Беларусь реализовало принадлежавший белорусскому государству пакет акций ОАО "НГК "Славнефть"в размере 10,83%. 18 декабря 2002 года на аукционе в Москве был продан находившийся в российской федеральной собственности пакет акций ОАО "НГК "Славнефть", составлявший 74,95% от уставного капитала Компании.

В настоящее время ОАО "НГК "Славнефть" входит в десятку крупнейших нефтяных компаний России. Вертикально интегрированная структура Группы позволяет обеспечивать полный производственный цикл: от разведки месторождений и добычи углеводородных запасов до их переработки.

По уровню нефтедобычи ОАО "НГК "Славнефть" занимает восьмое место в РФ. Доля компании в общем объеме добываемой в стране нефти в настоящее время составляет 2,6%. Ключевым нефтегазодобывающим предприятием холдинга является ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз", производственные мощности которого расположены на территории ХМАО–Югры.

Одним из важных направлений стратегии развития ОАО "НГК "Славнефть" является освоение уникального по объему запасов и сложности коллектора Куюмбинского месторождения, расположенного в Красноярском крае. Разработку месторождения осуществляет дочернее общество Компании – ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз". Предприятие приступило к сдаче углеводородного сырья в систему магистрального нефтепровода "Куюмба-Тайшет". В 2017 году распоряжением Правительства РФ для Куюмбинского проекта была предоставлена льгота по экспортной пошлине на сырую нефть.

В 2017 году предприятия ОАО "НГК "Славнефть" добыли 14,3 млн тонн нефти и 906,6 млнкуб.м попутного нефтяного газа. На лицензионных участках компании было введено в эксплуатацию 235 новых скважин. Проходка в эксплуатационном бурении составила 1110,9 тыс. м.

Нефтеперерабатывающие предприятия компании (ОАО "Славнефть-ЯНОС", ОАО "Мозырский НПЗ") обладают значительными производственными мощностями и современными технологическими установками, что позволяет выпускать высококачественную продукцию на уровне мировых стандартов.

Реализуемая Компанией бизнес-стратегия призвана обеспечить устойчивое и сбалансированное развитие нефтедобывающих и перерабатывающих мощностей. Основными задачами Компании в настоящее время являются стабилизация уровня нефтедобычи, продолжение модернизации перерабатывающего производства, а также реструктуризация бизнеса, создание оптимальной схемы взаимодействия предприятий Группы, снижение издержек и рост эффективности производственной деятельности.

6.2.2. Нефтегазоносные месторождения Компании

Компания владеет лицензиями на геологическое изучение недр и добычу нефти и газа на 33 лицензионных участках на территории Западной и Восточной Сибири, где расположены 37 нефтегазовых месторождений, в числе которых:

- в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре -Аганское, Аригольское, Ачимовское, Ватинское, Вахское, Восточно-Охтеурское, Западно-Асомкинское, Западно-Покамасовское, Западно-Усть-Балыкское, Западно-Чистинное, Ининское, Кетовское, Кысомское, Локосовское, Луговое, Максимкинское, Малочерногорское, Мегионское, Мыхпайское, Ново-Покурское, Островное, Покамасовское, Самотлорское, Северо-Ореховское, Северо-Островное, Северо-Покурское, Тайлаковское, Травяное, Узунское, Фаинское, Чистинное, Южно-Аганское, Южно-Островное, Южно-Покамасовское и Южно-Чистинное;
- в Красноярском крае - Куюмбинское месторождение (территориально расположено на четырех лицензионных участках:Куюмбинском, Кординском, Абракупчинском и части Терско-Камовского) и северная часть Юрубчено-Тохомского месторождения (Терско-Камовский лицензионный участок).

Список лицензионных участков с указанием компании, ведущей разработку, приведен ниже.

Табл. 6.4

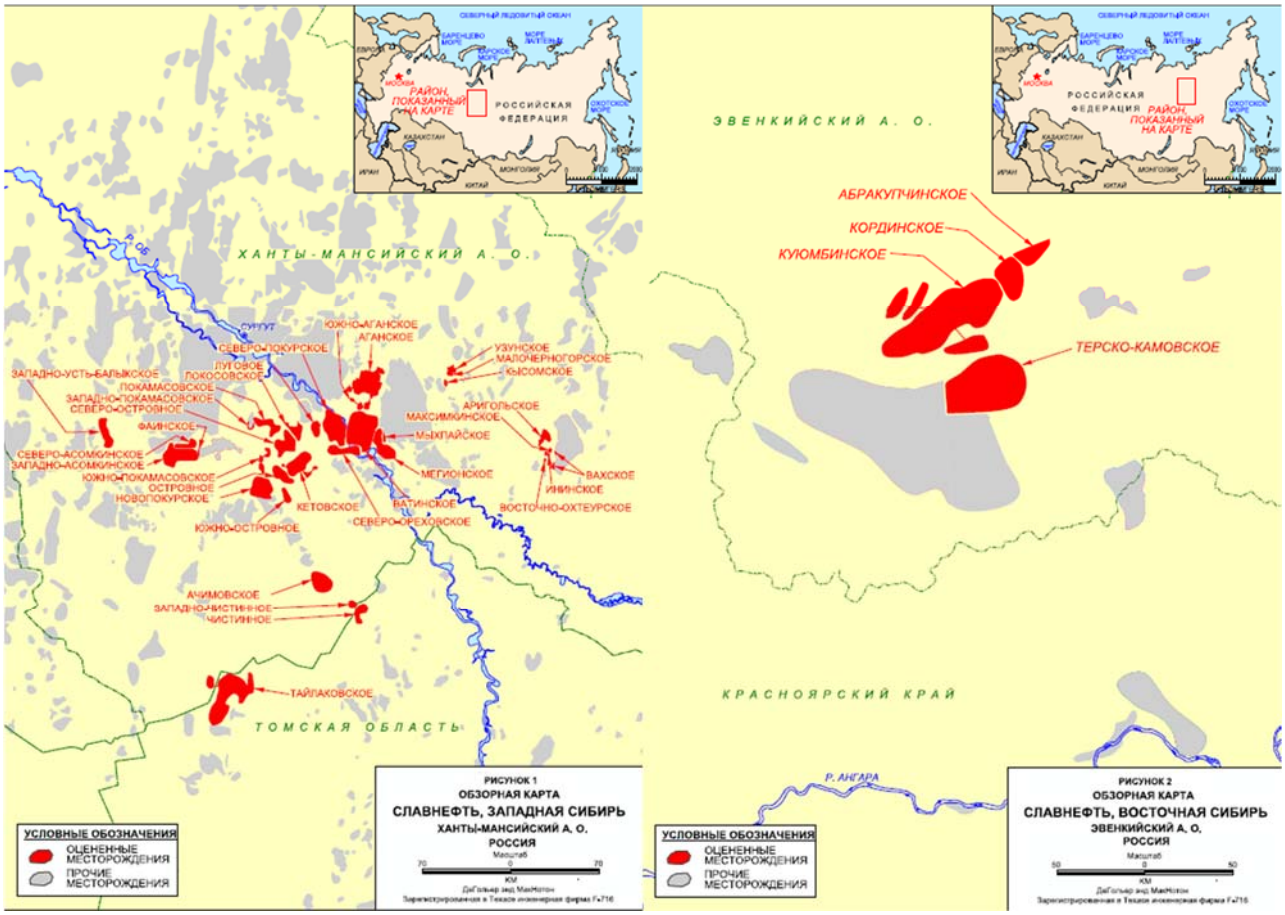
Список лицензионных участков

Предприятие-разработчик	Месторождение	Название лицензионного участка
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"	Мегионское	Мегионский
	Мыхпайское	Мыхпайский
	Ватинское	Ватинский
	Северо-Покурское	Северо-Покурский
	Аганское	Аганский
	Южно-Аганское	Южно-Аганский
	Покамасовское	Покамасовский
	Кетовское	Кетовский
	Ново-Покурское	Ново-Покурский
	Южно-Покамасовское	Южно-Покамасовский
	Локосовское	Южно-Локосовский
	Северо-Островное	Северо-Островной
	Луговое	Луговой
ЗАО "Обьнефтегеология"	Западно-Асомкинское	Западно-Асомкинский
ОАО "Славнефть-Нижневартовск"	Аригольское	Аригольский
	Узунское	Узунский
	Кысомское	Кысомский
	Максимкинское	Максимкинский
	Ининское	Максимкинский
	Вахское	Максимкинский
	Восточно-Охтеурское	Максимкинский
	Западно-Усть-Балыкское	Западно-Усть-Балыкский
	Южно-Островное	Южно-Островной
	Островное	Южно-Островной
ОАО "Соболь"	Северо-Ореховское	Северо-Ореховский
ОАО "СН-МНГГ"	Чистинное	Чистинный
	Аригольское	Западно-Аригольский
ОАО "НГК "СН"	Ачимовское	Ачимовский
ОАО "Обьнефтегазгеология"	Тайлаковское	Тайлаковский
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"	Куюмбинское	Куюмбинский

Источник: данные Компании

Рис.6.2

Обзорная схема расположения месторождений



Источник: данные DeGolyer&MacNaughton, Отчет по состоянию на 31 декабря 2017 года по оценке запасов и выручки на некоторых месторождениях, принадлежащих ОАО "НГК "Славнефть"

6.2.3. Выданные лицензии

Перечень лицензий на право пользования недрами, которыми владеют компании Группы ОАО "НГК "Славнефть", приведен ниже.

Табл. 6.5

Лицензии на пользование недрами Группы ОАО "НГК "Славнефть"

Лицензионный участок	Недропользователь	Номер лицензии	Дата регистрации	На срок до	Кем выдано	Территориальное расположение	Виды работ
Аганский	ОАО "СН-Мегионнефтегаз"	ХМН 00604 НЭ	01.07.1997	21.10.2038	МПР, адм. ХМАО	Нижневартовский р-н Тюменской обл.	Добыча нефти и газа
Ватинский	ОАО "СН-Мегионнефтегаз"	ХМН 00535 НЭ	26.05.1997	31.12.2100	МПР, адм. ХМАО	Нижневартовский р-н Тюменской обл.	Добыча нефти и газа
Кетовский	ОАО "СН-Мегионнефтегаз"	ХМН 00605 НЭ	01.07.1997	29.06.2038	МПР, адм. ХМАО	Нижневартовский р-н Тюменской обл.	Добыча нефти и газа
Луговой	ОАО "СН-Мегионнефтегаз"	ХМН 01097 НЭ	12.10.1999	31.12.2075	МПР, адм. ХМАО	Нижневартовский р-н Тюменской обл.	Поиск и добыча нефти и газа
Мегионский	ОАО "СН-Мегионнефтегаз"	ХМН 00534 НЭ	26.05.1997	31.12.2038	МПР, адм. ХМАО	Нижневартовский р-н Тюменской обл.	Добыча нефти и газа
Мыхпайский	ОАО "СН-Мегионнефтегаз"	ХМН 00523 НЭ	29.04.1997	29.06.2038	МПР, адм. ХМАО	Нижневартовский р-н Тюменской обл.	Добыча нефти и газа
Ново-Покурский	ОАО "СН-Мегионнефтегаз"	ХМН 00646 НЭ	17.09.1997	31.12.2038	МПР, адм. ХМАО	Сургутский и Нижневартовский р-ы Тюменской обл.	Добыча нефти и газа
Покамасовский	ОАО "СН-Мегионнефтегаз"	ХМН 00617 НЭ	22.07.1997	21.10.2038	МПР, адм. ХМАО	Сургутский р-н Тюменской обл.	Добыча нефти и газа

Лицензионный участок	Недропользователь	Номер лицензии	Дата регистрации	На срок до	Кем выдано	Территориальное расположение	Виды работ
Северо-Островной	ОАО "СН-Мегионнефтегаз"	ХМН 00616 НЭ	06.07.1997	27.04.2039	МПР, адм. ХМАО	Нижневартовский р-н Тюменской обл.	Добыча нефти и газа
Северо-Покурский	ОАО "СН-Мегионнефтегаз"	ХМН 00536 НЭ	26.05.1997	21.10.2038	МПР, адм. ХМАО	Нижневартовский р-н Тюменской обл.	Добыча нефти и газа
Южно-Аганский	ОАО "СН-Мегионнефтегаз"	ХМН 00602 НЭ	01.07.1997	31.12.2023	МПР, адм. ХМАО	Нижневартовский р-н Тюменской обл.	Добыча нефти и газа
Западно-Чистинный	ОАО "СН-Мегионнефтегаз"	ХМН 03314 НР	23.01.2017	22.01.2042	Департамент по недропользованию по Уральскому ФО	Сургутский и Нижневартовский р-ны Тюменской обл.	Геологическое изучение, включая поиск и оценку месторождений полезных ископаемых, разведки и добычи полезных ископаемых
Южно-Локосовский	ОАО "СН-Мегионнефтегаз"	ХМН 01095 НЭ	12.10.1999	31.12.2099	МПР, адм. ХМАО	Сургутский р-н Тюменской обл.	Поиск и добыча нефти и газа
Южно-Покамасовский	ОАО "СН-Мегионнефтегаз"	ХМН 00603 НЭ	01.07.1997	20.10.2038	МПР, адм. ХМАО	Сургутский и Нижневартовский р-ы Тюменской обл.	Добыча нефти и газа
Зап. Аригольский	ОАО "СН-Мегионнефтегазгеология"	ХМН 01096 НЭ	12.10.1999	11.10.2043	МПР, адм. ХМАО	Нижневартовский р-н Тюменской обл.	Поиск и добыча нефти и газа
Чистинный	ОАО "СН-Мегионнефтегазгеология"	ХМН 00779 НР	20.04.1998	31.12.2109	МПР, адм. ХМАО	Сургутский р-н Тюменской обл.	Поиск и добыча нефти и газа
Аригольский	ООО "СН-Нижневартовск"	ХМН 12549 НЭ	15.07.2004	27.02.2043	МПР, адм. ХМАО	Нижневартовский р-н Тюменской обл.	Поиск и добыча нефти и газа
Зап.-Усть-Балыкское	ООО "СН-Нижневартовск"	ХМН 11183 НЭ	17.05.2002	31.12.2114	МПР, адм. ХМАО	Нефтеюганский и Сургутский р-ы Тюменской обл.	Геологическое изучение, поиск и добыча нефти и газа
Зап.-Усть-Балыкский	ООО "СН-Нижневартовск"	ХМН 03093 НП	20.05.2002	19.05.2020	Департамент по недропользованию по Уральскому ФО	Нефтеюганский и Сургутский р-ны Тюменской обл.	Геологическое изучение с целью поисков и оценки залежей УВ сырья
Кысомский	ООО "СН-Нижневартовск"	ХМН 11185 НЭ	17.05.2002	26.10.2044	МПР, адм. ХМАО	Нижневартовский р-н Тюменской обл.	Добыча нефти и газа
Максимкинский	ООО "СН-Нижневартовск"	ХМН 11149 НЭ	17.04.2002	31.12.2079	МПР,прав.ХМАО	Нижневартовский р-н Тюменской обл.	Поиск и добыча нефти и газа
Узунский	ООО "СН-Нижневартовск"	ХМН 11184 НЭ	17.05.2002	24.10.2024	МПР,прав.ХМАО	Нижневартовский р-н Тюменской обл.	Поиск и добыча нефти и газа
Южно-Островной	ООО "СН-Нижневартовск"	ХМН 11148 НЭ	17.04.2002	31.12.2095	МПР,прав.ХМАО	Сургутский и Нижневартовский р-ы Тюменской обл.	Поиск и добыча нефти и газа
Северо-Ореховский	ООО "СН-Нижневартовск"	ХМН 16156 НЭ	30.09.2003	31.12.2038	МПР,прав.ХМАО	Нижневартовский р-н Тюменской обл.	Поиск и добыча нефти и газа
Тайлаковское	ОАО "Обьнефтегазгеология"	ХМН 00575 НЭ	24.06.1997	31.12.2103	МПР, адм. ХМАО	Сургутский р-н Тюменской обл.	Добыча нефти и газа
Западно-Асомкинский	ЗАО "Обьнефтегеология"	ХМН 00630 НЭ	06.08.1997	30.11.2038	МПР, адм. ХМАО	Сургутский и Нижневартовский р-ы Тюменской обл.	Добыча нефти и газа
Северо-Асомкинский	ООО "Северо-Асомкинское"	ХМН 15357 НР	27.04.2012	31.12.2095	МПР,прав.ХМАО	Сургутский и Нефтеюганский р-ы Тюменской обл.	Геологическое изучение, разведка и добыча УВ сырья
Ачимовский	ОАО "НГК "Славнефть"	ХМН 01578 НЭ	26.06.2001	25.06.2026	МПР,прав.ХМАО	Сургутский и Нижневартовский р-ы Тюменской обл.	Геологическое изучение, разведка и добыча УВ сырья
Абракупчинский	ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"	ТУР 13546 НР	27.03.2006	01.03.2031	Роснедра	Байкитский р-н Красноярского края	Геологическое изучение, разведка и добыча УВ сырья
Кординский	ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"	ТУР 13343 НР	09.11.2005	31.12.2134	Роснедра	Байкитский р-н Красноярского края	Геологическое изучение, разведка и добыча УВ сырья
Куюмбинский	ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"	ТУР 11086 НР	30.01.2002	31.12.2171	МПР, адм. ЭАО	Байкитский р-н Красноярского края	Геологическое изучение, разведка и добыча УВ сырья
Подпорожный	ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"	ТУР 13543 НП	27.03.2006	31.12.2023	Роснедра	Байкитский р-н Красноярского края	Геологическое изучение с целью

Лицензионный участок	Недропользователь	Номер лицензии	Дата регистрации	На срок до	Кем выдано	Территориальное расположение	Виды работ
							поисков и оценки месторождений УВ сырья
Терско- Камовский	ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"	ТУР 11087 НР 30.01.2002		31.12.2158	МПР, адм. ЭАО	Байкитский р-н Красноярского края	Геологическое изучение, разведка и добыча УВ сырья

Источник: данные Компании

6.2.4. Сведения о запасах нефти и газа

Независимый аудит запасов углеводородного сырья ОАО "НГК "Славнефть" в 2017 году проводился по 37 месторождениям, 35 из которых расположены в ХМАО–Югре, 2 – в Красноярском крае. Результаты аудита приведены ниже (на основании оценки международной консалтинговой компании DeGolyer and MacNaughton).

Табл. 6.6

Запасы нефти, млн баррелей

Доказанные запасы по категориям	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
TP SPE-PRMS	1 843	1 832	1 764	1 973	1 922	1 876	1 869
2P SPE-PRMS	4 836	4 715	4 635	5 140	5 121	5 132	5 160
3P SPE-PRMS	7 564	7 256	7 205	7 831	7 826	7 861	7 803
TP SEC LOF	1 642	1 650	1 647	1 797	1 768	1 753	1 737

Источник: данные Компании
TP (Total Proved) – суммарные доказанные запасы.
2P (TP + Probable) – суммарные доказанные + вероятные запасы.
3P (TP + Probable + Possible) – суммарные доказанные + вероятные + возможные запасы.
LOF (Life of Field) – совокупные доказанные запасы на срок рентабельности месторождений.

Табл. 6.7

Запасы попутного газа, млрд. куб. футов

Доказанные	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
TP SPE-PRMS	260	346	367	375	371	395	367
2P SPE-PRMS	429	588	631	655	706	882	952
3P SPE-PRMS	563	805	887	874	925	1 175	1 248
TP SEC LOF	246	325	347	365	353	391	358

Источник: данные Компании

В 2017 году предприятиями ОАО "НГК "Славнефть" в ХМАО-Югре и Красноярском крае были открыты и поставлены на баланс Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых 7 новых залежей нефти. В результате выполнения комплекса геологоразведочных работ, применения новых технологий в эксплуатационном бурении и перевода открытых запасов углеводородов в промышленные категории Компания обеспечила восполнение ресурсной базы на 26,4 млн тонн.

Табл. 6.8

Коэффициенты баррелизации нефти по компаниям Группы ОАО "НГК "Славнефть"

Наименование компании	Коэффициент баррелизации, т/баррель
По всем компаниям Группы ОАО "НГК "Славнефть"	7,43
ОАО "НГК "Славнефть"	7,33
ОАО "Обьнефтегазгеология"	7,14
ЗАО "Обьнефтегеология"	7,36
ООО "Северо-Асомкинское"	7,56
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"	7,63
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"	7,37
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"	7,39

Наименование компании	Коэффициент баррелизации, т/баррель
ООО "Славнефть-Нижневартовск"	7,29

Источник: данные Компании

6.2.5. Краткие сведения о значимых дочерних обществах

ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"

ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз" является ключевым нефтегазодобывающим предприятием ОАО "НГК "Славнефть". К основным видам деятельности ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз" относятся добыча нефти и газа, доразведка нефтегазовых месторождений, бурение и эксплуатация скважин. Предприятие осуществляет процесс нефтедобычи на территории Нижневартовского, Сургутского и Нефтеюганского районов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Общество владеет лицензиями на разработку 13 месторождений, большая часть которых может быть отнесена к категории крупных и сложных по геологическому строению. Еще на 13 лицензионных участках - Кысомском, Узунском, Максимкинском, Ининском, Западно-Усть-Балыкском, Южно-Островном, Западно-Асомкинском, Тайлаковском, Чистинном, Аригольском, Западно-Аригольском, Северо-Ореховском, Ачимовском – предприятие работает на основании договоров об оказании операторских услуг.

ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз" развает производственную базу семи новых месторождений: Тайлаковское, Чистинное, Ачимовское, Островное, Южно-Островное, Западно-Усть-Балыкское, Узунское.

ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"

Производственное объединение по разведке нефти и газа "Мегионнефтегазгеология" было создано в 1978 году на основе Мегионской, Аганской и Вахской нефтеразведочных экспедиций, Мегионской вышкомонтажной конторы и Мегионской экспедиционно-комплектовочной базы. Территория деятельности ОАО "Славнефть-мегионнефтегазгеология" составляет около 200 тыс. кв. метров. За годы деятельности общества открыто 135 месторождений, выявлено более 600 залежей, введено в бурение 200 площадей.

В 1994 году предприятие одним из первых в геологической отрасли акционировалось и вошло в состав ОАО "НГК "Славнефть". В 2010 году на базе ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология" было создано ООО "Мегион геология", ключевым подразделением которого стала Мегионская нефтеразведочная экспедиция.

В настоящее время компания разрабатывает Западный Аригольский и Чистинный лицензионные участки в ХМАО.

ОАО "Обьнефтегазгеология"

ОАО "Обьнефтегазгеология" было организовано 17 ноября 1992 года на базе Сургутской нефтегазоразведочной экспедиции глубокого бурения, созданной в 1967 году.Компания является комплексным нефтегазоразведочным предприятием, осуществляющим поиск и разведку нефтяных месторождений на территории Сургутского, Нефтеюганского, Нижневартовского районов и Ямало-Ненецкого автономного округа.

Общество владеет лицензией на разработку Тайлаковского месторождения, которое находится в ХМАО Тюменской области и относится к одному из четырех новых пилотных участков ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз", расположенных на трех новых месторождениях - Тайлаковском, Чистинном и Ачимовском. Их разработка началась в 2004 году. Суммарные извлекаемые запасы Тайлаковского месторождения составляют свыше 116 млн тонн. Перспективные планы годовой добычи – более 2,5 млн тонн нефти в год.

ЗАО "Обьнефтегеология"

Общество осуществляет поиск и добычу нефти и газа в пределах Западно-Асомкинского лицензионного участка (стадия разработки - промышленная эксплуатация).

Западно-Асомкинское нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа и относится к категории крупных (более 30 млнт) по сумме запасов.

ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"

ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз" основано в 1997 году для реализации стратегических планов ОАО "НГК "Славнефть" по поиску, геологической разведке и освоению новых месторождений нефти и газа в Красноярском крае. Основными направлениями деятельности предприятия являются геологическое изучение участков недр, обустройство и подготовка к эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

В настоящее время ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз" занимается изучением недр на пяти лицензионных участках в Эвенкийском муниципальном районе Красноярского края: Куюмбинском, Терско-Камовском, Абракупчинском, Кординском и Подпорожном. Суммарная площадь лицензионных участков ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз" составляет 18,3 тыс. кв. км.

Куюмбинское месторождение по величине запасов относится к категории уникальных и в настоящее время находится в опытно-промышленной разработке. Объем начальных извлекаемых запасов нефти Куюмбинского месторождения по категориям B_1+B_2 составляет 310,8 млн т. На начальном этапе эксплуатации в 2017 году на месторождении намечено добыть в общей сложности 295 тыс. тонн нефти.

ОАО "Славнефть-ЯНОС"

ОАО "Славнефть-ЯНОС" является одним из крупнейших нефтеперерабатывающих предприятий России, мощность которого позволяет ежегодно перерабатывать более 15 млн тонн нефти. Предприятие занимает третье место среди российских НПЗ по объему переработки углеводородного сырья. Доля предприятия в общем объеме перерабатываемой в России нефти составляет 5,5%.

В 2012 году завод стал одним из первых российских нефтеперерабатывающих предприятий, полностью перешедших на выпуск бензинов и дизельного топлива в соответствии с экологическим стандартом Евро-5.

С конца 1990-х годов на предприятии реализуется крупномасштабная программа реконструкции производственных мощностей. На заводе было реконструировано и возведено более двух десятков крупных промышленных объектов, в том числе построен современный комплекс глубокой переработки нефти, включающий технологические установки гидрокрекинга, висбрекинга и каталитического риформинга.

ОАО "Мозырский НПЗ"

ОАО "Мозырский НПЗ" расположен на юге Республики Беларусь в Гомельской области. Традиционными рынками сбыта для завода являются северные области Украины, запад России, юг Белоруссии, Польша и Чехия. Система продуктопроводов обеспечивает выход нефтепродуктов в страны Восточной Европы.

В рамках реализации программы развития предприятия на Мозырском НПЗ проводится модернизация действующих производственных мощностей, были введены в эксплуатацию комплекс каталитического крекинга, комплекс по производству бензола, установки висбрекинга гудрона, гидрообессеривания бензина каталитического крекинга, гидроочистки дизельного

топлива, алкилирования, изомеризации, вакуумной перегонки мазута, комбинированная установка производства высокооктановых компонентов бензина и другие промышленные объекты.

6.2.6. Сведения об объемах добычи и реализации нефти

Добыча нефти

Добываемая с месторождений Компании сырая нефть обладает такими свойствами, как маловязкая, легкая, среднесернистая.

Информация об исторических объемах добычи нефти на месторождениях Компании приведена ниже.

Табл. 6.9

Данные об исторической добыче нефти

Наименование	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017
Нефть	тыс. тонн	16 186	15 475	15 001	14 300
прирост			-4,4%	-3,1%	-4,7%

Источник: данные Компании

На протяжении рассматриваемого периода Компания ежегодно сокращала объемы добычи нефти - на 3-5%.

Реализация нефти

Структура сбыта нефти ОАО "НГК "Славнефть" отражает ситуацию на рынке нефти в последние годы. В связи с резким падением цен и спроса на нефть российские добывающие компании переключились на внутренний рынок.

Транспортировка нефти с месторождений ОАО "НГК "Славнефть" осуществляется по магистральному трубопроводу ПАО Транснефть, нефть направляется на российские НПЗ.

Сведения об исторических и плановых объемах реализации нефти приведены в таблицах ниже.

Табл. 6.10

Исторические объемы реализации нефти, тыс. тонн

Наименование компании	2014	2015	2016	2017
ОАО "НГК "Славнефть"	513	438	575	812
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"	8 949	8 924	8 714	7 985
ОАО "Соболь" (присоединился к СН-Нижневартовск)	111	105	48	-
ЗАО "Обьнефтегеология"	472	418	362	368
ООО "Славнефть-Нижневартовск"	2 062	1 720	1 723	1 677
ОАО "Обьнефтегазгеология"	3 602	3 510	3 256	2 990
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"	391	317	254	201
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"	86	42	70	228
Итого	**16 186**	**15 475**	**15 001**	**14 261**
прирост		-4,4%	-3,1%	-4,9%

Источник: данные Компании

Табл. 6.11

Плановые объемы реализации нефти, тыс. тонн

Наименование компании	2014	2015	2016	2017
ОАО "НГК "Славнефть"	523	493	514	684
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"	9 473	8 780	8 725	8 257

ОАО "Соболь" (присоединился к СН-Нижневартовск)	119	107	97	-
ЗАО "Обьнефтегеология"	539	493	345	461
ООО "Славнефть-Нижневартовск"	2 107	1 701	1 567	1 836
ОАО "Обьнефтегазгеология"	3 471	3 400	3 191	2 845
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"	406	313	256	210
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"	24	17	46	278
Итого	**16 663**	**15 305**	**14 740**	**14 571**
прирост	-	-8,1%	-3,7%	-1,1%

Источник: данные Компании

В 2017 году Компания сократила добычу и реализацию нефти (в натуральном выражении), суммарно за год было добыто на 310 тыс.т нефти меньше запланированного объема. Снижение объемов было произведено по наиболее крупным дочерним обществам ОАО "НГК "Славнефть" - ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз" (минус 729 тыс. т), ОАО "Обьнефтегазгеология" (минус 266 тыс. т).

Цены реализации нефти Обществами Группы ОАО "НГК "Славнефть" на внутренний рынок формируются в соответствии с Соглашением о ценообразовании контролируемых сделок по реализации нефти на внутреннем рынке, заключенным с ФНС России, и согласовываются ПАО "НК "Роснефть" и ПАО "Газпром нефть".

По состоянию на 31.12.2017 г. обществами Группы ОАО "НГК "Славнефть" заключены договоры поставки нефти с ПАО "НК "Роснефть", ПАО "Газпром нефть" и прочими покупателями.

6.2.7. Сведения об объемах переработки нефти

По итогам 2017 года объем переработки нефти на предприятиях ОАО "НГК "Славнефть" с учетом доли Компании в ОАО "Мозырский НПЗ" составил 19,7 млн тонн, увеличившись по сравнению с предыдущим годом на 2,6%.

За 12 месяцев 2017 года ОАО "Славнефть-ЯНОС" переработало около 15,5 млн тонн, ОАО "Мозырский НПЗ" (с учетом доли Компании) – 4,2 млн тонн углеводородного сырья. Производство автомобильных бензинов на заводах Группы составило 3,8 млн тонн, выпуск дизельного топлива – 5,6 млн тонн.

На ОАО "Славнефть-ЯНОС" было произведено около 8,6 млн тонн светлых нефтепродуктов, в том числе 2,6 млн тонн автомобильных бензинов и 4,2 млн тонн дизельного топлива. ОАО "Мозырский НПЗ" выпустил 2,6 млн тонн светлых нефтепродуктов, включая 1,2 млн тонн автобензинов и 1,4 млн тонн дизтоплива.

Все моторные топлива, выпускаемые нефтеперерабатывающими предприятиями Группы ОАО "НГК "Славнефть", соответствуют высшему экологическому стандарту Евро-5. Продукция НПЗ компании реализуется как в России, так и за рубежом. Экспортные поставки нефтепродуктов и продажу их на внутреннем рынке РФ и Республики Беларусь осуществляют акционеры холдинга – компании "Роснефть" и "Газпром нефть".

6.3. Анализ финансово-хозяйственной деятельности ОАО "НГК "Славнефть"

Для оценки прибыльности основной коммерческой деятельностиОАО "НГК "Славнефть", эффективности использования его имущества, а также выявления рисков, которые могут привести к ухудшению финансового состояния, Оценщик провел экспресс-анализ консолидированной финансовой отчетности Группы ОАО "НГК "Славнефть", подготовленной в соответствии с МСФО, за период 2014-2017гг.

Экспресс-анализ включал:

- анализ состава, структуры и динамики статей консолидированного отчета о финансовом положении Группы ОАО "НГК "Славнефть";
- анализ динамики консолидированных финансовых результатов и рентабельности деятельности Группы ОАО "НГК "Славнефть";
- оценку финансовой устойчивости и деловой активности Группы ОАО "НГК "Славнефть".

Анализ динамики, состава и структуры активов

Состав, структура и динамика основных статей консолидированного отчета о финансовом положении Группы ОАО "НГК "Славнефть" за период с 2014 г. по 2017 г. приведены в таблице ниже.

Табл. 6.12

Анализ косолидированного отчета о финансовом положении Группы ОАО "НГК "Славнефть"

Наименование показателей	31.12.2014		31.12.2015		31.12.2016		31.12.2017		Изменение за период 31.12.2014-31.12.2017, млн руб.
	Сумма, млн руб.	Доля в валюте баланса, %	Сумма, млн руб.	Доля в валюте баланса, %	Сумма, млн руб.	Доля в валюте баланса, %	Сумма, млн руб.	Доля в валюте баланса, %	
Совокупные активы	**300 944**	**100,0**	**311 985**	**100,0**	**339 773**	**100,0**	**403 629**	**100,0**	**102 685**
Внеоборотные активы	**269 667**	**89,6**	**288 077**	**92,3**	**312 935**	**92,1**	**344 997**	**85,5**	**75 330**
Основные средства	257 948	85,7	275 868	88,4	302 117	88,9	332 104	82,3	74 156
Финансовые вложения	313	0,1	313	0,1	0	0,0	0	0,0	-313
Отложенные налоговые активы	7 701	2,6	8 096	2,6	9 872	2,9	11 314	2,8	3 613
Прочие внеоборотные активы	3 705	1,2	3 800	1,2	946	0,3	1 579	0,4	-2 126
Оборотные активы	**31 277**	**10,4**	**23 908**	**7,7**	**26 838**	**7,9**	**58 632**	**14,5**	**27 355**
Запасы	6 521	2,2	6 602	2,1	7 664	2,3	7 967	2,0	1 446
Дебиторская задолженность и предоплата	8 880	3,0	8 062	2,6	14 416	4,2	46 363	11,5	37 483
Дебиторская задолженность по налогу на прибыль	2 152	0,7	1 135	0,4	264	0,1	102	0,0	-2 050
Денежные средства и их эквиваленты	13 709	4,6	8 078	2,6	4 333	1,3	4 153	1,0	-9 556
Прочие оборотные активы	15	0,0	31	0,0	161	0,0	47	0,0	32
Капитал	**140 303**	**46,6**	**159 347**	**51,1**	**188 215**	**55,4**	**209 919**	**52,0**	**69 616**
Акционерный капитал - обыкновенные акции	70	0,0	70	0,0	70	0,0	70	0,0	0
Добавочный капитал	54 812	18,2	54 812	17,6	54 812	16,1	54 812	13,6	0
Прочие резервы	112	0,0	62	0,0	-56	0,0	0	0,0	-112
Нераспределенная прибыль	14 305	4,8	24 347	7,8	41 613	12,2	53 635	13,3	39330
Доля неконтролирующих акционеров	69 299	23,0	80 056	25,7	91 776	27,0	101 402	25,1	32103
Долгосрочные обязательства	**71 565**	**23,8**	**84 596**	**27,1**	**79 463**	**23,4**	**129 427**	**32,1**	**57 862**
Долгосрочные займы и кредиты	46 592	15,5	54 562	17,5	42 876	12,6	88 198	21,9	41 606
Отложенные налоговые обязательства	10 521	3,5	14 287	4,6	17 057	5,0	18 903	4,7	8 382
Обязательства по выводу активов из эксплуатации и охране окружающей среды	12 737	4,2	13 521	4,3	16 722	4,9	19 699	4,9	6 962
Прочие долгосрочные обязательства	1 715	0,6	2 226	0,7	2 808	0,8	2 627	0,7	912
Краткосрочные обязательства	**89 076**	**29,6**	**68 042**	**21,8**	**72 095**	**21,2**	**64 283**	**15,9**	**-24 793**
Краткосрочные займы и кредиты и текущая часть долгосрочной задолженности по займам и кредитам	44 221	14,7	26 986	8,6	24 614	7,2	10 359	2,6	-33 862
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	24 553	8,2	22 699	7,3	22 104	6,5	24 098	6,0	-455
Авансы полученные	2 223	0,7	1 324	0,4	372	0,1	209	0,1	-2 014
Задолженность по выплате дивидендов	193	0,1	63	0,0	9	0,0	10	0,0	-183
Задолженность по налогам	15 192	5,0	14 932	4,8	22 803	6,7	26 618	6,6	11 426
Прочие краткосрочные обязательства	2 694	0,9	2 038	0,7	2 193	0,6	2 989	0,7	295

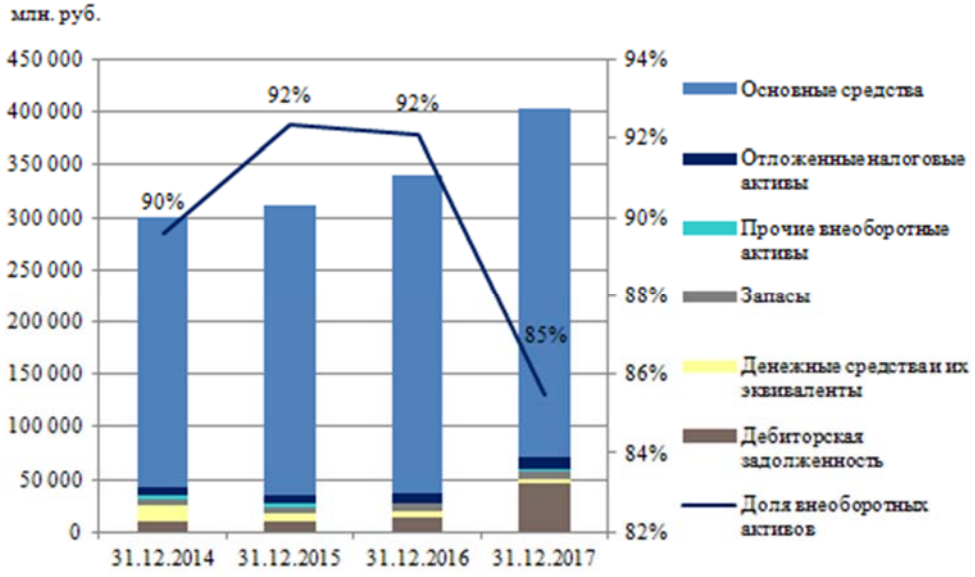
Источник информации: консолидированная финансовая отчетность Группы ОАО "НГК "Славнефть", подготовленная в соответствии с МСФО, по состоянию на 31 декабря 2015 г., 2016 г. и 2017 г. и аудиторские заключения; анализ и расчеты Оценщика

За рассматриваемый период балансовая стоимость совокупных активов Группы ОАО "НГК "Славнефть" увеличилась на 34% в результате увеличения стоимости основных средств и роста объема дебиторской задолженности. В пассиве баланса изменения затронули прежде всего капитал (рост на 50%) и долгосрочныйдолг (увеличение почти вдвое).

Динамика балансовой стоимости совокупных активов Группы ОАО "НГК "Славнефть" в абсолютном и относительном выражении за рассматриваемый период приведена на рисунке ниже.

Рис. 6.1

Динамика балансовой стоимости совокупных активов Группы ОАО "НГК "Славнефть"



Источник информации: консолидированная финансовая отчетность Группы ОАО "НГК "Славнефть", подготовленная в соответствии с МСФО, по состоянию на 31 декабря 2015 г., 2016 г. и 2017 г. и аудиторские заключения; анализ и расчеты Оценщика

Внеоборотные активы в анализируемом периоде составляли не менее 85% совокупных активов Группы ОАО "НГК "Славнефть" и были почти полностью сформированы стоимостью основных средств на балансе с суммарным износом 45%.

Сумма обесценения активов, признанная Группой ОАО "НГК "Славнефть" по состоянию на 31.12.2017 г., относительно несущественна (0,6 млн руб. или менее 0,1% от остаточной стоимости).

В таблице ниже приведены сведения об основных средствах Группы ОАО "НГК "Славнефть".

Табл. 6.13

Расшифровка стоимости основных средств Группы ОАО "НГК "Славнефть", в млн руб.

Показатель	Основные средства, связанные с добычей нефти и газа	Машины и оборудование	Незавершенное строительство	Итого
Первоначальная стоимость на 01.01.2017 г.	**380 670**	**114 131**	**40 024**	**534 825**
Накопленная амортизация, износ и обесценение на 01.01.2017 г.	187 526	44 371	811	232 708
Остаточная стоимость на 01.01.2017 г.	193 144	69 760	39 213	302 117
Поступления активов за 2017 г.	958	0	67 518	68 476
Перевод между категориями за 2017 г.	43 359	12 259	-55 618	0
Выбытие и прочие операции за 2017 г.	-1 321	-1 151	-1 199	-3 671
Первоначальная стоимость на 31.12.2017 г.	**423 666**	**125 239**	**50 725**	**599 630**
Накопленная амортизация, износ и обесценение на 31.12.2017 г.	216 416	50 625	485	267 526

Показатель	Основные средства, связанные с добычей нефти и газа	Машины и оборудование	Незавершенное строительство	Итого
Остаточная стоимость на 31.12.2017 г.	**207 250**	**74 614**	**50 240**	**332 104**

Источник информации: консолидированная финансовая отчетность Группы ОАО "НГК "Славнефть", подготовленная в соответствии с МСФО, по состоянию на 31 декабря 2017 г. и аудиторское заключение; анализ Оценщика

Группа ОАО "НГК "Славнефть" отражает в отчетности существенные суммы отложенных налоговых активов и обязательств. Признание отложенного налогового актива в результате налоговых убытков, которые переносятся на будущие периоды, производилось Группой ОАО "НГК "Славнефть" только в случае существования высокой вероятности реализации таких налоговых убытков за счет будущей налогооблагаемой прибыли.

Табл. 6.14

Расшифровка сумм отложенных налоговых активов Группы ОАО "НГК "Славнефть", в млн руб.

Показатель	Балансовая стоимость на 31.12.2017	Балансовая стоимость на 31.12.2016
Перенос налоговых убытков на будущие периоды	11 109	12 260
Обязательства, связанные с выводом активов из эксплуатации	3 227	3 811
Прочее	-4 464	-4 757
Итого	**9 872**	**11 314**

Источник информации: консолидированная финансовая отчетность Группы ОАО "НГК "Славнефть", подготовленная в соответствии с МСФО, по состоянию на 31 декабря 2017 г. и аудиторское заключение; анализ Оценщика

Порядка половины стоимости запасов сформировано остатками сырой нефти - см. таблицу ниже.

Табл. 6.15

Расшифровка балансовой стоимости запасов Группы ОАО "НГК "Славнефть"

Показатель	Балансовая стоимость на 31.12.2017, млн руб.	Структура, %	Балансовая стоимость на 31.12.2016, млн руб.	Структура, %
Нефть	4 488	56,3	3 868	50,5
Сырье и материалы	2 739	34,4	2 479	32,3
Нефтепродукты	301	3,8	430	5,6
Прочие	461	5,8	1 123	14,7
Резерв под обесценение запасов	-22	-0,3	-236	-3,1
Итого	**7 967**	**100,0**	**7 664**	**100,0**

Источник информации: консолидированная финансовая отчетность Группы ОАО "НГК "Славнефть", подготовленная в соответствии с МСФО, по состоянию на 31 декабря 2017 г. и аудиторское заключение; анализ Оценщика

Дебиторская задолженность Группы ОАО "НГК "Славнефть" (см. таблицу ниже) существенно возросла в 2017 году (доля в активах - более 11%). Крупнейшие покупатели Группы ОАО "НГК "Славнефть" – компании, аффилированные с основными акционерами. Просроченная задолженность относительно невелика. Группа ОАО "НГК "Славнефть" начислила оценочный резерв по сомнительным долгам по всем существенным суммам просроченной дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг.

Табл. 6.16

Расшифровка дебиторской задолженности Группы ОАО "НГК "Славнефть"

Показатель	Балансовая стоимость на 31.12.2017, млн руб.	Структура, %	Балансовая стоимость на 31.12.2016, млн руб.	Структура, %
Дебиторская задолженность	42 288	91,2	10 187	70,7

Показатель	Балансовая стоимость на 31.12.2017, млн руб.	Структура, %	Балансовая стоимость на 31.12.2016, млн руб.	Структура, %
покупателей и заказчиков				
Прочая дебиторская задолженность	2 076	4,5	1 528	10,6
Резерв по сомнительным долгам	-664	-1,4	-709	-4,9
Итого дебиторская задолженность, нетто	**43 700**	**94,3**	**11 006**	**76,3**
Авансы, выданные постащикам, и предварительная оплата	1 391	3,0	1 989	13,8
НДС к возмещению	1 272	2,7	1 421	9,9
Итого предварительная оплата налогов и авансы выданные	**2 663**	**5,7**	**3 410**	**23,7**
Всего задолженность покупателей и заказчиков и предоплата, нетто	**46 363**	**100,0**	**14 416**	**100,0**

Источник информации: консолидированная финансовая отчетность Группы ОАО "НГК "Славнефть", подготовленная в соответствии с МСФО, по состоянию на 31 декабря 2017 г. и аудиторское заключение; анализ Оценщика

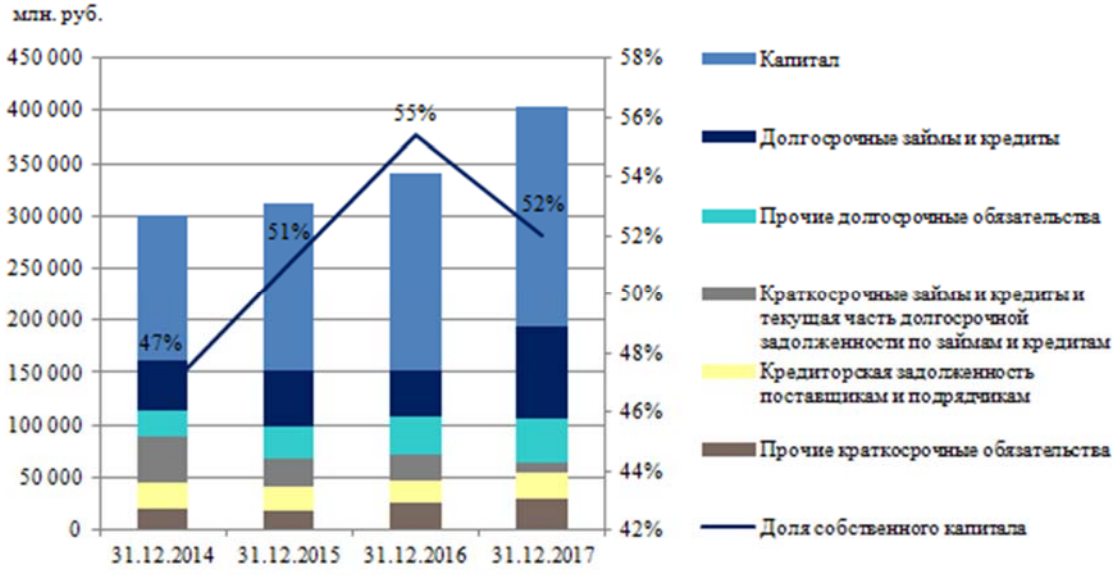
Прочие внеоборотные активы на последнюю отчетную дату почти полностью представлены прочими нематериальными активами.

Динамика балансовой стоимости совокупных пассивов Группы ОАО "НГК "Славнефть" в абсолютном и относительном выражении за рассматриваемый период приведена на рисунке ниже.

Основным источником финансирования деятельности Группы ОАО "НГК "Славнефть" является собственный капитал. Балансовая стоимость акционерного капитала Группы ОАО "НГК "Славнефть" на 31 декабря 2017 г. отличается от его номинальной стоимости вследствие эффекта гиперинфляции в РФ.

Рис. 6.2

Динамика балансовой стоимости совокупных пассивов Группы ОАО "НГК "Славнефть"



Источник информации: консолидированная финансовая отчетность Группы ОАО "НГК "Славнефть", подготовленная в соответствии с МСФО, по состоянию на 31 декабря 2015 г., 2016 г. и 2017 г. и аудиторские заключения; анализ и расчеты Оценщика

В структуре совокупных балансовых пассивов на дату оценки 22% приходилось на долгосрочные кредитные обязательства, преимущественно рублевые. Около 90% долгосрочной

задолженности Группы ОАО "НГК "Славнефть" приходилось на 4 банка-кредитора (см. таблицу ниже).

Свыше 75% задолженности Группы ОАО "НГК "Славнефть" по кредитам на 31 декабря 2017 г. оформлено с плавающей процентной ставкой. С учетом снижения ключевой ставки ЦБ РФ в течение 2017 и 2016 гг., а также прогнозов на дальнейшее снижение ключевой ставки ЦБ РФ, Группа ОАО "НГК "Славнефть" увеличила долю кредитов с плавающей ставкой.

Согласно данных Заказчика, по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 гг. Группой ОАО "НГК "Славнефть" соблюдались все финансовые и прочие ограничительные условия, содержащиеся в кредитных соглашениях.

Табл. 6.17

Расшифровка долгосрочных кредитов и займов Группы ОАО "НГК "Славнефть", в млн руб.

Показатель	Балансовая стоимость на 31.12.2017	Балансовая стоимость на 31.12.2016
Задолженность перед АО "Банк ГПБ"	24 640	15 000
Задолженность перед АО "АЛЬФА-БАНК"	20 007	14 338
Задолженность перед ПАО "Сбербанк"	19 120	0
Задолженность перед ПАО "Московский кредитный банк"	16 363	7 013
Прочая задолженность по кредитам в рублях	10 762	20 302
Задолженность по кредитам в долларах США	5 562	10 837
Корректировка на вычет текущей части	-8 256	-24 614
Итого долгосрочные кредиты и займы	**88 198**	**42 876**

Источник информации: консолидированная финансовая отчетность Группы ОАО "НГК "Славнефть", подготовленная в соответствии с МСФО, по состоянию на 31 декабря 2017 г. и аудиторское заключение; анализ Оценщика

Группа ОАО "НГК "Славнефть" отражает в составе долгосрочных пассивов обязательства по выводу оборудования из эксплуатации. В момент завершения монтажа производственного оборудования по добыче нефти и газа и соответствующих трубопроводов Группа ОАО "НГК "Славнефть" создает по методу дисконтирования резерв в размере полной суммы затрат на вывод этого оборудования из эксплуатации.

В составе прочих долгосрочных обязательств Группы ОАО "НГК "Славнефть" отражена текущая стоимость пенсионных обязательств. Стоимость пенсионного плана с установленными выплатами и иных выплат по окончании трудовой деятельности и текущая стоимость пенсионных обязательств определяется с использованием актуарных оценок.

Сведения о суммах кредиторской задолженности поставщикам и подрядчикам, а также о суммах задолженности по налогам приведены в таблице ниже.

Табл. 6.18

Расшифровка кредиторской задолженности и задолженности по налогам Группы ОАО "НГК "Славнефть", в млн руб.

Показатель	Балансовая стоимость на 31.12.2017	Балансовая стоимость на 31.12.2016
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам, всего	**24 098**	**22 104**
задолженность перед поставщиками и подрядчиками	13 077	12 812
задолженность по приобретенным внеоборотным активам	11 021	9 292
Задолженность по налогам, всего	**26 618**	**22 803**
НДПИ	10 891	8 599
НДС	9 555	7 997
акцизы	4 149	3 585
прочие налоги	2 023	2 622

Источник информации: консолидированная финансовая отчетность Группы ОАО "НГК "Славнефть", подготовленная в соответствии с МСФО, по состоянию на 31 декабря 2017 г. и аудиторское заключение; анализ Оценщика

В составе прочих краткосрочных обязательств Группы ОАО "НГК "Славнефть" учтены задолженность по начисленным отпускным платежам, премиям, задолженность перед персоналом, обязательства по охране окружающей среды и т.п.

Анализ финансовых результатов деятельности

В 2017 г. выручка Группы ОАО "НГК "Славнефть" продемонстрировала 12%-й прирост по сравнению с периодом годом ранее, преимущественно за счет увеличения стоимости реализации сырой нефти (рост цен реализации на фоне сокращения объемов продаж).

В период 2015-2017 гг. Группой ОАО "НГК "Славнефть" были получены положительные финансовые результаты - чистая прибыль.

Однако, прибыль до налогообложения и чистая прибыль по итогам 2017 года сократились примерно на четверть по сравнению с предыдущим периодом вследствие отрицательного влияния курсовых разниц и роста начисленной амортизации по нефтегазодобывающим активам (обусловлен вводом новых объектов, сроки полезного использования существенно не изменились; суммы признанного обесценения незначительны).

Результаты деятельности Группы ОАО "НГК "Славнефть" на уровне прибыли EBITDA были в указанный период достаточно стабильны.

Табл. 6.19

Показатели консолидированного отчета о прибылях и убытках Группы ОАО "НГК "Славнефть"

Показатель	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Выручка	**млн руб.**	**197 453**	**223 302**	**214 509**	**241 253**
Прирост	%		13,1	-3,9	12,5
Производственные расходы	млн руб.	42 942	44 179	46 264	45 952
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	млн руб.	6 066	5 873	6 198	5 976
Себестоимость реализации прочей продукции	млн руб.	3 193	2 753	2 837	2 934
Налоги, за исключением налога на прибыль	млн руб.	97 958	100 001	89 039	116 517
Износ и амортизация	млн руб.	30 637	32 654	33 732	37 984
Расходы на проведение геологоразведочных работ	млн руб.	1 157	623	1 052	971
Обесценение и прибыль/убыток от выбытия активов	млн руб.	-217	-165	143	-570
Итого операционные расходы и затраты	**млн руб.**	**182 170**	**186 248**	**178 979**	**210 904**
Прирост	%		2,2	-3,9	17,8
Прочий операционный доход	млн руб.	759	722	600	970
Операционная прибыль	**млн руб.**	**16 042**	**37 776**	**36 130**	**31 319**
Прирост	%		135,5	-4,4	-13,3
Норма прибыли	%	8,1	16,9	16,8	13,0
Финансовые доходы	млн руб.	1 472	2 074	1 652	989
Финансовые расходы	млн руб.	1 530	5 279	6 593	6 781
Прибыль/убыток по курсовым разницам	млн руб.	-28 265	-8 519	4 136	550
Прибыль до уплаты процентов, налогов и амортизации (EBITDA)	**млн руб.**	**46 679**	**70 430**	**69 862**	**69 303**
Прирост	%		50,9	-0,8	-0,8
Норма прибыли	%	23,6	31,5	32,6	28,7
Прибыль до налогообложения	**млн руб.**	**-12 273**	**26 204**	**35 337**	**26 077**
Прирост	%		313,5	34,9	-26,2

Показатель	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Норма прибыли	%	-6,2	11,7	16,5	10,8
Расход по налогу на прибыль	млн руб.	1 999	6 486	6 224	4 429
Прибыль за год, итого	**млн руб.**	**-10 282**	**19 566**	**29 101**	**21 648**
Прирост	%		290,3	48,7	-25,6
Норма прибыли	%	-5,2	8,8	13,6	9,0
Прибыль за год, относящаяся к акционерам ОАО "НГК "Славнефть"	млн руб.	-11 256	10 274	17 239	12 031
Прибыль за год, относящаяся к доле неконтролирующих акционеров	млн руб.	974	9 292	11 862	9 617
Доля прибыли неконтролирующих акционеров	%	-9,5	47,1	40,7	44,4

Источник информации: консолидированная финансовая отчетность Группы ОАО "НГК "Славнефть", подготовленная в соответствии с МСФО, по состоянию на 31 декабря 2015 г., 2016 г. и 2017 г. и аудиторские заключения; анализ и расчеты Оценщика

Данные о выручке Группы ОАО "НГК "Славнефть" в разрезе отдельных видов деятельности приведены в таблице ниже. В последние отчетные периоды выручка не менее чем на 85% формировалась суммами поступлений от реализации нефти. Прочие существенные поступления - от нефтеперерабатывающей деятельности (11-13%).

Табл. 6.20

Расшифровка выручки от реализации продукции Группы ОАО "НГК "Славнефть"

Показатель	2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.	
	сумма, млн руб.	структура, %	сумма, млн руб.	структура, %	сумма, млн руб.	структура, %	сумма, млн руб.	структура, %
Добыча и реализация нефти	166 770	84,5	190 512	85,0	182 581	85,1	208 647	86,5
Переработка нефти	25 666	13,0	28 318	12,6	26 582	12,4	27 396	11,4
Прочая выруча от реализации (преимущественно нефтепромысловые работы)	4 521	2,3	4 710	2,1	4 948	2,3	4 824	2,0
Реализация попутного газа	496	0,3	496	0,2	398	0,2	386	0,2
Итого выручка	**197 453**	**100,0**	**224 036**	**100,0**	**214 509**	**100,0**	**241 253**	**100,0**

Источник информации: консолидированная финансовая отчетность Группы ОАО "НГК "Славнефть", подготовленная в соответствии с МСФО, по состоянию на 31 декабря 2015 г., 2016 г. и 2017 г. и аудиторские заключения; анализ Оценщика

Расшифровка отдельных видовоперационных расходах Группы ОАО "НГК "Славнефть" по статьям затрат приведена в таблице ниже.

Более половины суммарных операционных расходов Группы ОАО "НГК "Славнефть" формировали налоговые платежи (прежде всего, НДПИ). Средняя ставка НДПИ за год, закончившийся 31 декабря 2017 г., составила 8 134 руб. за тонну (5 766 руб. за тонну в 2016 году).

Порядка 16% операционных расходов без учета начисленных налоговых платежей формировали затраты на электро- и теплоэнергию, 17-19% - расходы на ремонт, техническое обслуживание и запасные части, около 9% - расходы на оплату труда, не менее 5% - затраты на аренду и услуги. Суммарно операционные расходы без учета начисленных налоговых платежей сократились по итогам 2017 года почти на 1%.

Табл. 6.21

Расшифровка отдельных видовоперационных расходов Группы ОАО "НГК "Славнефть"

Показатель	2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.	
	сумма, млн руб.	структура, %	сумма, млн руб.	структура, %	сумма, млн руб.	структура, %	сумма, млн руб.	структура, %
Производственные расходы, всего	**42 942**	**100,0**	**44 825**	**100,0**	**46 264**	**100,0**	**45 952**	**100,0**
электро- и теплоэнергия	12 390	28,9	12 551	28,0	14 494	31,3	14 690	32,0

Показатель	2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.	
	сумма, млн руб.	структура, %	сумма, млн руб.	структура, %	сумма, млн руб.	структура, %	сумма, млн руб.	структура, %
ремонт и техническое обслуживание	8 702	20,3	11 055	24,7	11 372	24,6	10 284	22,4
материалы и запасные части	6 688	15,6	6 272	14,0	6 048	13,1	5 884	12,8
расходы на оплату труда	3 388	7,9	3 603	8,0	4 587	9,9	4 622	10,1
транспортные расходы	2 411	5,6	2 593	5,8	2 861	6,2	3 410	7,4
аренда	472	1,1	644	1,4	851	1,8	1 960	4,3
нефтесервисные услуги	5 124	11,9	6 467	14,4	2 905	6,3	1 490	3,2
охрана	652	1,5	663	1,5	686	1,5	770	1,7
прочие	3 115	7,3	977	2,2	2 460	5,3	2 842	6,2
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы, всего	**6 066**	**100,0**	**5 873**	**100,0**	**6198**	**100,0**	**5 976**	**100,0**
расходы на оплату труда	3 545	58,4	3 473	59,1	3 585	57,8	3 348	56,0
прочие	2 521	41,6	2 400	40,9	2 613	42,2	2 628	44,0
Себестоимость реализации прочей продукции, всего	**3 193**	**100,0**	**3 514**	**100,0**	**2 837**	**100,0**	**2 934**	**100,0**
геологоразведочные работы	1 321	41,4	960	27,3	1 630	57,5	1 575	53,7
прочие	1 872	58,6	2 554	72,7	1 207	42,5	1 359	46,3
Налоги, за исключением налога на прибыль, всего	**97 958**	**100,0**	**100 001**	**100,0**	**89 039**	**100,0**	**116 517**	**100,0**
НДПИ	91 733	93,6	93 164	93,2	82 005	92,1	109 374	93,9
налог на имущество	3 666	3,7	3 922	3,9	4 067	4,6	4 053	3,5
взносы на обязательное социальное страхование	2 257	2,3	2 547	2,5	2 847	3,2	2 940	2,5
прочие	302	0,3	368	0,4	120	0,1	150	0,1

Источник информации: консолидированная финансовая отчетность Группы ОАО "НГК "Славнефть", подготовленная в соответствии с МСФО, по состоянию на 31 декабря 2015 г., 2016 г. и 2017 г. и аудиторские заключения; анализ Оценщика

Применимая ставка налога на прибыль по операциям Группы ОАО "НГК "Славнефть" в РФ составляет 20%. В 2017 году некоторые дочерние компании Группы ОАО "НГК "Славнефть", занимающиеся добычей нефти, осваивающие природные ресурсы и осуществляющие капитальные вложения на территории Ханты-Мансийского автономного округа, имели право на льготу в размере до 4% к их ставке налога на прибыль. Эффективная ставка налога на прибыль за год, закончившийся 31 декабря 2017 г., составила 17% (17,6% - за 2016 г.).

Анализ инвестиционной деятельности

В период 2016-2017 гг. Компанией было введено в эксплуатацию активов стоимостью свыше 125 млрд. руб. (21% по отношению к суммарной первоначальной стоимости основных средств на 31.12.2017 г.).

В 2017 году Компания на 25% увеличила объем финансирования капитальных затрат, удельные затраты на тонну добытой нефти возросли на 31% (см. таблицу ниже).

Объем ретроспективных капитальных вложений Компании (по финансированию) в относительном выражении (к EBITDA) сопоставим с аналогичными показателями российских ВИНК (см. раздел анализа рынка).

Табл. 6.22

Сведения об исторических объемах капитальных вложений Группы ОАО "НГК "Славнефть"

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017
Финансирование капитальных вложений	млн руб. без НДС	46 815	58 499
прирост	%	-	25
Капитальные вложения на 1 тонну добытой нефти	руб./т	3 121	4 102

Капитальные вложения/ EBITDA	%	67	84

Источник информации: данные Компании; анализ Оценщика

Анализ финансовых коэффициентов

Анализ коэффициентов рентабельности

Для отражения экономической эффективности деятельности компании существуют два основных вида коэффициентов рентабельности. Один из них отражает доходность применительно к продажам на основе оценки нормы прибыли. Другой – доходность по отношению к капиталу, привлеченному для достижения определенной нормы доходности на инвестиции.

В ходе анализа Оценщиком были рассчитаны следующие показатели (см. таблицу ниже):

- рентабельность активов (измеряет эффективность использования активов до возникновения эффекта от финансирования);
- рентабельность собственного и инвестированного капитала (отражает доходность собственного капитала и бизнеса в целом).

Табл. 6.23

Показатели рентабельности Группы ОАО "НГК "Славнефть"

Показатель	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Рентабельность совокупных активов (ROTA)	%	9,9	8,9	6,7
Рентабельность собственного капитала (ROE)	%	13,2	16,8	10,9
Рентабельность инвестированного капитала (ROIC)	%	13,4	11,9	9,0

Источник информации: консолидированная финансовая отчетность Группы ОАО "НГК "Славнефть", подготовленная в соответствии с МСФО, по состоянию на 31 декабря 2015 г., 2016 г. и 2017 г. и аудиторские заключения; анализ и расчеты Оценщика

Деятельность Группы ОАО "НГК "Славнефть" в 2017 г. характеризовалась снижением уровня доходности: сократились коэффициенты рентабельности активов и капитала, коэффициенты доходности деятельности. Рентабельность собственного капитала снизилась с 17% до 11%, маржа чистой прибыли сократилась с 14% до 9%, маржа операционной прибыли - с 17% до 13%.

Существенное сокращение доходов Компании по итогам 2017 года обусловлено ростом налоговой нагрузки (рост среднегодовой удельной ставки НДПИ на 41%), сокращением объемов добычи и реализации нефти, влиянием курсовых разниц, а также увеличением амортизационных отчислений в результате значительных объемов ввода.

Деятельность Группы ОАО "НГК "Славнефть" отличали достаточно высокие показатели доходности по EBITDA- около 30%. В целом, маржа EBITDA Компании соответствовала диапазону данного показателя по отраслевым компаниям (см. раздел оценки в рамках доходного подхода, анализ среднеотраслевых показателей).

Анализ коэффициентов финансовой устойчивости и платежеспособности

В данном разделе Оценщиком был проведен анализ показателей, предназначенных для измерения риска ликвидности (риска потерь в связи со снижением ликвидности) и риска банкротства.

Для оценки риска неспособности компании погашать свои краткосрочные обязательства (краткосрочная платежеспособность) Оценщиком были рассчитаны следующие относительные показатели:

- коэффициенты ликвидности (отражают соотношение между текущими активами компании и ее текущими пассивами);

- коэффициенты оборачиваемости (измеряют эффективность управления оборотным капиталом).

Табл. 6.24

Показатели риска краткосрочной ликвидности Группы ОАО "НГК "Славнефть"

Показатель	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Коэффициенты ликвидности (на конец периода)				
коэффициент абсолютной ликвидности (Cash ratio)	-	0,12	0,06	0,06
коэффициент быстрого покрытия (Quick ratio)	-	0,24	0,26	0,79
коэффициент ликвидности (Current ratio)	-	0,35	0,37	0,91
Коэффициенты оборачиваемости				
совокупные активы	оборотов	0,7	0,7	0,6
основные средства	оборотов	0,8	0,7	0,8
оборотные активы	оборотов	8,1	8,5	5,6
	дней	45,1	43,2	64,7
запасы	оборотов	28,4	25,1	27,0
	дней	12,9	14,5	13,5
дебиторская задолженность	оборотов	22,1	18,0	7,9
	дней	16,5	20,3	46,3
кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	оборотов	7,9	8,0	9,1
	дней	46,3	45,7	40,0
задолженность по налогам	оборотов	12,4	9,5	8,5
	дней	29,5	38,5	42,8
кредиторская задолженность и прочие краткосрочные обязательства совокупно	оборотов	4,3	4,0	4,2
	дней	84,2	90,3	87,7
Требуемый период финансирования (Required financing period)	дней	-54,8	-55,4	-28,0
Требуемый период финансирования по выручке	дней	-43,0	-42,9	-18,6
Неденежныйрабочийкапитал/Выручка (Non-cash Working Capital/Sales)	**%**	**-11,8**	**-11,7**	**-5,1**

Источник информации: консолидированная финансовая отчетность Группы ОАО "НГК "Славнефть", подготовленная в соответствии с МСФО, по состоянию на 31 декабря 2015 г., 2016 г. и 2017 г. и аудиторские заключения; анализ и расчеты Оценщика

Как видно из таблицы выше, активы, которые могут быть обращены в денежные средства, на протяжении всего периода были меньше обязательств к оплате. Следует отметить, что ситуация значительно улучшилась по итогам последнего отчетного периода, наиболее ликвидная часть активов покрывает почти 80% текущих обязательств по состоянию на 31.12.2017 г.

Для последнего отчетного периода характерно снижение эффективности управления оборотным капиталом как следствие роста объема дебиторской задолженности покупателей и заказчиков. Период расчетов с дебиторами значительно увеличился по итогам 2017 года с 20 дней до 1,5 месяцев.

В среднем за рассматриваемый период срок хранения запасов составлял 13 дней, отсрочка оплаты краткосрочной задолженности – около 3 месяцев (при этом, отсрочка по оплате непосредственно кредиторской задолженности поставщикам и подрядчикам - около 1,5 месяца).

Величина требуемого периода финансирования, показывающего потребность в дополнительных средствах для финансирования оборотного капитала, увеличилась почти двукратно (аналогично - и если рассматривать данный показатель по отношению к выручке).

Долгосрочная платежеспособность и риск дефолта компании могут быть оценены через определение ее способности выплачивать процентные платежи и погашать основную сумму по долгам. В рамках данного анализа были рассчитаны коэффициенты долга (соотносят долги с величиной инвестированного или собственного капитала компании).

Табл. 6.25

Показатели долгосрочной платежеспособности Группы ОАО "НГК "Славнефть"

Показатель	31.12.2015	31.12.2016	30.06.2017
Коэффициенты долга			
долгосрочныйдолг/капитал (Long-term Debt/Long-term Debt & Equity)	0,26	0,19	0,30
долгосрочный долг/собственный капитал (Long-term Debt/Equity)	0,34	0,23	0,42
чистый долг/капитал (Net Debt/Net Debt & Equity)	0,32	0,25	0,31
чистый долг/собственный капитал (Net Debt/Equity)	0,46	0,34	0,45
Коэффициент покрытия процентов (Interest coverage ratio)	7,16	5,48	4,62

Источник информации: консолидированная финансовая отчетность Группы ОАО "НГК "Славнефть", подготовленная в соответствии с МСФО, по состоянию на 31 декабря 2015 г., 2016 г. и 2017 г. и аудиторские заключения; анализ и расчеты Оценщика

Проведенный анализ свидетельствует об отсутствии существенного риска возникновения у Группы ОАО "НГК "Славнефть" серьезных финансовых затруднений: собственный капитал формирует порядка 70% инвестированного капитала, финансовый рычаг сопоставим со отраслевыми показателями (см. раздел оценки в рамках доходного подхода, анализ среднеотраслевых показателей), доля процентных платежей не превышает 10% прибыли EBITDA.

Необходимо, однако, отметить рост зависимости Группы ОАО "НГК "Славнефть" от заемного капитала в анализируемом периоде, доля долгосрочного долга в 2017 г. возросла. Коэффициент покрытия процентов сократился в 1,5 раза по итогам 2017 г., что указывает на ухудшение потенциальной способности Группы ОАО "НГК "Славнефть" выделять средства из прибыли на выплату процентных платежей.

Основные выводы по результатам анализа:

- Основными видами деятельности Группы ОАО "НГК "Славнефть" являются геологоразведка, разработка месторождений, добыча, переработка и реализация нефти в РФ.
- *На протяжении рассматриваемого периода Компания ежегодно сокращала объемы добычи нефти - на 3-5%. В 2017 году Компания сократила добычу и реализацию нефти (в натуральном выражении), суммарно за год было добыто на 310 тыс.т нефти меньше запланированного объема.*
- За рассматриваемый период балансовая стоимость совокупных активов Группы ОАО "НГК "Славнефть" увеличилась на 34% в результате увеличения стоимости основных средств и роста объема дебиторской задолженности. В пассиве баланса изменения затронули прежде всего капитал (рост на 50%) и долгосрочный долг (увеличение почти вдвое).
- В период 2016-2017 гг. было введено в эксплуатацию активов стоимостью свыше 125 млрд. руб. (21% по отношению к суммарной первоначальной стоимости основных средств на 31.12.2017 г.). Сумма обесценения активов, признанная Группой ОАО "НГК "Славнефть" по состоянию на 31.12.2017 г., относительно несущественна.
- В 2017 году Компания на 25% увеличила объем финансирования капитальных затрат. Объем ретроспективных капитальных вложений Компании (по финансированию) по отношению к прибыли EBITDA сопоставим с аналогичными показателями российских ВИНК.
- Дебиторская задолженность Группы ОАО "НГК "Славнефть" существенно возросла в 2017 году (доля в активах - более 11%). Крупнейшие покупатели Группы ОАО

"НГК "Славнефть" – компании, аффилированные с основными акционерами. Просроченная задолженность относительно невелика.

- Свыше 75% задолженности Группы ОАО "НГК "Славнефть" по кредитам на 31 декабря 2017 г. оформлено с плавающей процентной ставкой. С учетом снижения ключевой ставки ЦБ РФ в течение 2017 и 2016 гг., а также прогнозов на дальнейшее снижение ключевой ставки ЦБ РФ, Группа ОАО "НГК "Славнефть" увеличила долю кредитов с плавающей ставкой.
- В 2017 г. выручка Группы ОАО "НГК "Славнефть" продемонстрировала 12%-й прирост по сравнению с периодом годом ранее, преимущественно за счет увеличения стоимости реализации сырой нефти (рост цен реализации на фоне сокращения объемов продаж).
- *Более половины суммарных операционных расходов Группы ОАО "НГК "Славнефть" формировали налоговые платежи (прежде всего, НДПИ). Средняя ставка НДПИ за год, закончившийся 31 декабря 2017 г., составила 8 134 руб. за тонну (плюс 41% к уровню 2016 года).*
- *Чистая прибыль и прибыль до налогообложения в абсолютном выражении по итогам 2017 года сократились примерно на 25% по сравнению с предыдущим периодом.*
- *Деятельность Группы ОАО "НГК "Славнефть" в 2017 г. характеризовалась снижением уровня доходности: рентабельность собственного капитала снизилась с 17% до 11%, маржа чистой прибыли сократилась с 14% до 9%, маржа операционной прибыли - с 17% до 13%. Маржа EBITDA Компании (порядка 30%) соответствовала диапазону данного показателя по отраслевым компаниям.*
- *Существенное сокращение доходов Компании по итогам 2017 года обусловлено ростом налоговой нагрузки, сокращением объемов добычи и реализации нефти, влиянием курсовых разниц, а также увеличением амортизационных отчислений в результате значительных объемов ввода.*
- Проведенный анализ свидетельствует об отсутствии существенного риска возникновения у Группы ОАО "НГК "Славнефть" серьезных финансовых затруднений: собственный капитал формирует порядка 70% инвестированного капитала, финансовый рычаг сопоставим с отраслевыми показателями, доля процентных платежей не превышает 10% прибыли EBITDA.
- *В целом, в 2017 году Компания продемонстрировала сокращение объемов добычи нефти, существенное ухудшение эффективности деятельности, замедление оборачиваемости, ухудшение потенциальной способности Группы ОАО "НГК "Славнефть" выделять средства из прибыли на выплату процентных платежей.*
- *Во многом, ухудшение результатов деятельности Компании связано с реализацией "большого налогового маневра", в рамках которого в 2015-2017 годах произошло повышение НДПИ.*

6.4. Анализ ключевых рисков, связанных с деятельностью ОАО "НГК "Славнефть"

В таблице ниже приведен анализ факторов рисков, оказывающих наиболее существенное влияние на деятельность Группы ОАО "НГК "Славнефть", и ключевых мероприятий по их снижению.

Табл. 6.26

Анализ ключевых рисков, связанных с деятельностью Группы ОАО "НГК "Славнефть"

Наименование риска	Причины риска, возможные последствия	Меры, принимаемые для снижения риска
Ценовыерыночные риски		
Риск снижения цен на нефть **Высокий**	Снижение цен на конечную продукцию Группы может привести к снижению чистой прибыли и потоков денежных средств. Сохранение низких цен в течение продолжительного периода времени может привести к сокращению объемов деятельности и в конечном итоге оказать влияние на способность Группы выполнять свои обязательства по договорам.	Негативное влияние на российскую экономику оказывают снижение цен на нефть и санкции, введенные против России некоторыми странами. Руководство Группы считает, что оно предпринимает надлежащие меры по поддержанию экономической устойчивости Группы в текущих условиях. Общая стратегия Группы в области коммерческой торговли сырой нефтью и нефтепродуктами осуществляется централизованно.
Риск неконтролируемого роста тарифов **Средний**	Риск неконтролируемого повышения цен на электроэнергию, транспортные услуги связан с возможными действиями монопольных поставщиков услуг. Как следствие, возможен рост закупочных цен на материалы, энергоресурсы, используемые в производстве.	Методом предотвращения негативных последствий данного риска является общее повышение эффективности основных производственных процессов, снижение общей удельной себестоимости, сокращение непроизводственных затрат.
Прочие финансовые риски		
Процентный риск **Средний**	Кредиты и займы, полученные под плавающие процентные ставки, оказывают влияние на годовую прибыль Группы из-за возможных изменений рыночных процентных ставок в части варьируемого элемента общей процентной ставки по кредитам и займам.	С учетом снижения ключевой ставки ЦБ РФ в течение 2017 и 2016 гг., а также прогнозов на дальнейшее снижение ключевой ставки ЦБ РФ, руководство Группы увеличила долю кредитов с плавающей ставкой.
Валютный риск **Высокий**	Группа осуществляет операции, номинированные в иностранной валюте, в основном в долларах США и евро, Группа зависима от ситуации на мировых сырьевых рынках, и вследствие колебания валютных курсов подвержена валютному риску.	Группа осуществляет постоянный мониторинг ситуации на валютных рынках и учитывает возможные колебания курсов при краткосрочном и среднесрочном планировании.
Кредитный риск **Низкий**	Кредитный риск – это риск потенциального финансового убытка, который может возникнуть у Группы при невыполнении контрагентами своих обязательств по финансовому инструменту или клиентскому договору. Максимальная величина данного риска соответствует стоимости активов, которые могут быть утрачены.	Группа зависит от ограниченного количества покупателей – основных акционеров. Крупнейшие покупатели Группы – компании, аффилированные с основными акционерами. Вероятность погашения не обесцененной задолженности покупателей и заказчиков на 31 декабря 2017 г. не рассматривается в качестве существенного риска, поскольку покупатели (основные акционеры и другие компании) в прошлом не нарушали условия кредитных соглашений.
Риск ликвидности **Средний**	Риск ликвидности – это риск того, что Группа не сможет выполнить свои финансовые обязательства при наступлении срока их исполнения. Разумное управление риском ликвидности подразумевает под собой поддержание достаточного количества денежных средств в наличии для погашения кредитных ресурсов и покрытия текущих расходов.	Группа контролирует риск ликвидности за счет поддержания достаточных резервов, банковских кредитных линий. Руководство осуществляет мониторинг прогнозируемых и фактических денежных потоков и анализирует графики погашения финансовых активов и обязательств.

Наименование риска	Причины риска, возможные последствия	Меры, принимаемые для снижения риска
Налоговые риски		
Риски трансфертного ценообразования **Средний**	Согласно законодательству, налоговые органы вправе вносить корректировки в трансфертное ценообразование и устанавливать дополнительные налоговые обязательства в отношении контролируемых сделок (сделки со связанными сторонами и ряд сделок с несвязанными сторонами) при условии, что цена сделки не является ценой коммерческой сделки, заключаемой независимыми контрагентами.	Руководством внедрены определенные внутренние процедуры для соблюдения требований нового законодательства о трансфертном ценообразовании. Руководство считает, что применяемая Группой методология соответствует требованиям законодательства о трансфертном ценообразовании, а применяемые во внутригрупповых сделках цены – рыночному уровню. Оценщик отмечает объективные сложности достовернойоценки степени влияния любого оспаривания установленных Группой трансфертных цен. Тем не менее, можно предположить, что оно может быть существенным как для финансового положения Группы, так и для ее деятельности в целом.
Экологические риски		
Риски, связанные сстрахованием промышленных объектов **Средний**	Группа не осуществляет полного страхования своих добывающих, перерабатывающих и транспортных активов, а также страхования на случай остановки производства и страхования ответственности перед третьими лицами по возмещению ущерба имуществу или окружающей среде, причиненного в результате деятельности Группы или аварий.	Руководство Группы понимает, что до тех пор, пока Группа не приобретет полного страхового покрытия, существует риск того, что утрата или повреждение определенных производственных активов может оказать существенное негативное влияние на деятельность группы и ее финансовое положение.
Риски, связанные с хранением опасных веществ; экологические риски **Средний**	Применительно к производственным активам Группы присутствует риск увеличения техногенной нагрузки на окружающую среду. Деятельность Группы сопряжена с наличием отходов производства, которые отнесены к повышенным классам опасности и требуют специальной утилизации.	Оценка руководства включает ряд неопределенных факторов, относящихся к масштабам мероприятий по ликвидации загрязнений окружающей среды, технологиям, которые используются для ликвидации последствий, и стандартам, которые определяют приемлемый уровень природоохранных мероприятий. При появлении дополнительной информации руководство продолжит вносить корректировки в сумму оценочного резерва до надлежащего уровня. Сроки вывода активов из эксплуатации, вероятно, будут зависеть от прекращения рентабельной добычи на месторождениях. Это, в свою очередь, будет зависеть от будущих цен на нефть и газ, которые содержат в себе элементы неопределенности.

Источник информации: данные Компании; анализ Оценщика

7. АНАЛИЗ РЫНКА ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

В рамках настоящего Отчета Оценщик выполнил краткий анализ текущей макроэкономической ситуации с изучением актуальных долгосрочных прогнозов, анализ мировой конъюнктуры нефтегазового рынка, динамики и перспектив российской нефтегазовой отрасли, а также анализ мировых цен на нефть.

7.1. Анализ макроэкономической ситуации в России

Статистической основой для проведения макроэкономического анализа является доклад Федеральной службы государственной статистики РФ "Социально-экономическое положение России - 2017 г.". В таблице ниже приведены основные показатели макроэкономического развития России в 2017 г.

Табл. 7.1

Основные экономические и социальные показатели развития экономики России в 2017 году

Показатель	Ед. изм.	2017	2017 в % к 2016	Декабрь 2017	В % к декабрю 2016	В % к ноябрю 2017
Валовой внутренний продукт	млрд. руб.	92 081,9[1)]	101,5[1)]			
Индекс выпуска товаров и услуг по базовым видам экономической деятельности			101,4		99,5	110,1
Индекс промышленного производства[2)]			101,0		98,5	108,2
Продукция сельского хозяйства	млрд. руб.	5 654	102,4	220,5	103,4	44
Грузооборот транспорта в том числе	млрд.т-км	5 476,7	105,4	474,9	99,8	104,5
железнодорожного транспорта	млрд.т-км	2493	106,4	219,1	105,0	103,8
Объем услуг в сфере телекоммуникаций	млрд. руб.	1631	97,4	140,2	95,2	99,5
Оборот розничной торговли	млрд. руб.	29804	101,2	3081,5	103,1	119,7
Объем платных услуг населению	млрд. руб.	8831,9	100,2	802,6	100,1	104,7
Внешнеторговый оборот, в том числе:	млрд. долларов США	528,9[3)]	125,1[4)]	55,0[3)]	124,5[5)]	103,6[6)]
экспорт товаров	млрд. долларов США	315,3	125,8	33,2	125,2	105,7
импорт товаров	млрд. долларов США	213,6	124,1	21,7	123,5	100,5
Инвестиции в основной капитал	млрд. руб.	9 681,7[7)]	104,2[8)]			
Индекс потребительских цен			103,7		102,5	100,4
Индекс цен производителей промышленных товаров[2)]			107,6		108,4	101,2
Реальные располагаемые денежные доходы[9)]			98,3		98,2	146,3
Среднемесячная начисленная заработная плата работников организаций[9)]:						
номинальная	руб.	39 085	107,2	50 500	107,2	130,0
реальная			103,4		104,6	129,5

1) Первая оценка
2) По видам деятельности "Добыча полезных ископаемых", "Обрабатывающие производства", "Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха", "Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений" ОКВЭД2
3) Данные за январь-ноябрь 2017г. и ноябрь 2017г. соответственно
4) Январь-ноябрь 2017г. и январь-ноябрь 2016г. в % к соответствующему периоду предыдущего года, в фактически действовавших ценах
5) Ноябрь 2017г. и ноябрь 2016г. в % к соответствующему месяцу предыдущего года, в фактически действовавших ценах
6) Ноябрь 2017г. и ноябрь 2016г. в % к предыдущему месяцу, в фактически действовавших ценах
7) Данные за январь-сентябрь 2017 г.
8) Сентябрь 2017г. и январь-сентябрь 2016г. в % к соответствующему периоду предыдущего года
9) Данные за периоды 2017г. - оценка
Источник: данные Федеральной службы государственной статистики (www.gks.ru)

Ключевые тенденции

В экономике продолжают развиваться положительные тенденции. Динамика краткосрочных показателей экономической активности свидетельствует о том, что рост экономики в 2017 г. ускорился. Текущая экономическая динамика свидетельствует о постепенном завершении процесса адаптации экономики к последствиям негативных внешних шоков.

Объем ВВП России за 2017 г., по первой оценке, составил в текущих ценах 92081,9 млрд. рублей. Индекс его физического объема относительно 2016 г. составил 101,5%. Индекс-дефлятор ВВП за 2017 г. по отношению к ценам 2016 г. составил 105,5%.

В целом по итогам 2017 г. промышленное производство выросло на 1,0% после роста на 1,3% в 2016 г. Таким образом, показатель роста промышленного производства по итогам 2017 г. оказался в два раза ниже официального прогноза Минэкономразвития (прогнозировался рост в размере 2,0%).

Динамика промышленного производства в сфере добычи полезных ископаемых в сентябре-декабре отрицательна в годовом выражении (снижение на 1% в декабре и ноябре, на 0,1% в октябре и сентябре), что во многом объясняется падением добычи нефти на 2,2% в декабре в годовом выражении.

Добыча нефти за 2017 г. снизилась на 0,3%, до 546 млн тонн, добыча природного газа упала на 4,6% (рост на 8,7% за год, до 604 млрд. куб. м.), угля - выросла на 1,3% (+6,4%). Снижение добычи связано с выполнением договоренностей в рамках сделки ОПЕК+, тогда как в 2016 г. как раз рост добычи нефти увеличился перед вступлением соглашения в силу. В целом за 2017 г. рост в добыче нефти составил 2,0% после повышения на 2,6% в 2016 г.

В обрабатывающих производствах в декабре снижение составило 2,0% после падения на 4,7% в ноябре, роста на 0,1% в октябре и 1,1% в сентябре. В целом за 2017 г. обрабатывающие производства выросли на 0,2% (в 2016 г. рост составил 0,5%).

В 2017 году реализация соглашения ОПЕК и ряда стран, включая Россию, не входящих в организацию, о сокращении добычи нефти привела к существенному повышению мировых цен на нефть. В январе–ноябре 2017 г. цена на российскую нефть на мировом рынке составила в среднем 52 долл./барр., или повысилась на 10 долл./барр. по сравнению с предыдущим годом. В конце ноября было принято решение о продлении действия соглашения до конца 2018 г. Это позволяет прогнозировать более высокий уровень цен на нефть в 2018 г. по сравнению со средним уровнем текущего года.

В декабре 2017 г., по сравнению с предыдущим месяцем, индекс потребительских цен составил 100,4%, в том числе на продовольственные товары - 100,6%, непродовольственные товары - 100,3%, услуги - 100,3%.

Индекс цен производителей промышленных товаров в декабре 2017 г., относительно предыдущего месяца, по предварительным данным, составил 101,2%, из него в добыче полезных ископаемых - 105,2%, в обрабатывающих производствах - 100,3%, в обеспечении электрической энергией, газом и паром; кондиционировании воздуха - 99,5%, в водоснабжении; водоотведении, организации сбора и утилизации отходов, деятельности по ликвидации загрязнений -100,0%.

По итогам 2017 года российская экономика вышла из рецессии и вернулась к умеренным темпам роста за счёт повышения цен на нефть и стабилизации основных макроэкономических показателей. Эксперты прогнозируют рост ВВП России в 2017 и 2018 годах на уровне 1,7%, а в 2019 году этот показатель достигнет 1,8%.

Международные кредитные рейтинги

В 2018 году международными рейтинговыми агентствами были установлены международные кредитные рейтинги России, представленные в таблице ниже.

Табл. 7.2

Международные кредитные рейтинги России

Агентство	Дата рейтинга	Вид рейтинга			
		Долгосрочный	Долгосрочный рейтинг	Краткосрочный рейтинг	Краткосрочный рейтинг с

		кредитный рейтинг по обязательствам в иностранной валюте	по обязательствам в национальной валюте	с обязательствами в иностранной валюте	обязательствами в национальной валюте
Fitch	22.09.2017 г.	BBB- (прогноз – "позитивный")	BBB- (прогноз – "позитивный")	F3	F3
Standard & Poor's	24.02.2018 г.	BBB- (прогноз – "стабильный")	BBB- (прогноз – "позитивный")	B	A-3
Moody's	18.02.2017 г.	Ba1 (прогноз – "стабильный")	Ba1 (прогноз – "стабильный")	"Not Prime"	"Not Prime"

Источник: данные международных рейтинговых агентств (www.fitchratings.com, www.moodys.com, www.standardandpoors.com)

Прогноз макроэкономических параметров

Оценщик в качестве приоритетного источника макроэкономических прогнозов использовал материалы The Economist Intelligence Unit. (актуально на ноябрь 2017), как наиболее близкий к дате оценки прогноз на долгосрочной основе, опубликованный крупнейшим авторитетным аналитическим ресурсом.

Используемые Оценщиком в настоящих расчетах макропоказатели приведены в таблице ниже.

Табл. 7.3

Прогнозные макропоказатели (среднегодовые)

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Индекс-дефлятор ВВП	1,059	1,046	1,050	1,051	1,060	1,044	1,042	1,041	1,040	1,039	1,037	1,036	1,035
Инфляция в России (CPI)	1,040	1,049	1,045	1,041	1,043	1,044	1,042	1,041	1,040	1,039	1,037	1,036	1,035
Инфляция в США (CPI)	1,020	1,022	1,013	1,018	1,019	1,016	1,016	1,016	1,016	1,016	1,017	1,017	1,017
Индекс цен производителей (PPI)	1,049	1,046	1,055	1,049	1,042	-	-	-	-	-	-	-	-
Индекс-дефлятор инвестиций	1,052	1,051	1,045	1,045	1,045	1,044	1,042	1,041	1,040	1,039	1,037	1,036	1,035
Темп роста номинальной заработной платы	1,039	1,024	1,019	1,032	1,034	-	-	-	-	-	-	-	-
Курс долл. США*	58,55	61,60	62,12	60,89	59,24	60,25	61,28	62,33	63,38	64,42	65,43	66,4	67,31

Наименование	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Индекс-дефлятор ВВП	1,034	1,034	1,033	1,033	1,032	1,031	1,030	1,030	1,029	1,029	1,029	1,029
Инфляция в России (CPI)	1,034	1,034	1,033	1,033	1,032	1,031	1,030	1,030	1,029	1,029	1,029	1,029
Инфляция в США (CPI)	1,017	1,017	1,018	1,018	1,018	1,018	1,018	1,018	1,018	1,019	1,019	1,019
Индекс-дефлятор инвестиций	1,034	1,034	1,033	1,033	1,032	1,031	1,030	1,030	1,029	1,029	1,029	1,029
Курс долл. США	68,22	69,1	69,92	70,68	71,37	71,97	72,49	72,92	73,24	73,48	73,66	73,79

Источник: данные The Economist Intelligence Unit., ноябрь 2017 г.
**Курс долл. США уточнен на 2018-2019 гг. по данным Bloomberg на 31.12.2017 г.*

7.2. Анализ нефтегазового рынка

7.2.1. Мировой рынок нефти и газа

Объемы добычи и потребления нефти

Мировые рынки нефти и других жидких топлив вступили в период динамичного изменения, как в части предложения, так и в части спроса.

Потенциал для роста спроса на жидкие углеводороды сосредоточен в странах с развивающимися экономиками, такими как Китай, Индия и Ближний Восток. Спрос на жидкое топливо в Соединенных Штатах, Европе и других регионах с устоявшимися нефтяными рынками, напротив, достиг своего пика. После длительного периода стабильно высоких цен на нефть, усилий в области рационального использования ресурсов и повышения энергоэффективности рост использования жидких углеводородов потребителями на зрелых рынках нефти сократился, либо замедлился.

В конце 2016 года государства картеля ОПЕК и 11 стран вне сообщества, в том числе и Россия, пришли к договоренности и сократили объемы добычи нефти на 1,8 млн баррелей в сутки. Действия были предприняты для стабилизации мирового рынка сырья и урегулирования

баланса спроса и предложения нефти. Первые положительные результаты позволили странам продлить сделку сначала до апреля 2018 года, затем до 1 января 2019 года.

Максимальные ограничения по уровню добычи нефти были наложены на крупнейших мировых экспортеров – Россию и Саудовскую Аравию. В качестве ориентира был взят средний показатель за последние 5 лет. США в сделке участие не принимали и продолжили массированно наращивать объемы производства сланцевой нефти, нарушая естественный баланс спроса и предложения на рынке.

В результате заключенного договора между странами за первые 9 месяцев 2017 года мировые излишки нефти сократились с 380 млн баррелей до 150 млн баррелей, более чем в два раза. Действия стран-участниц ОРЕС стали переломным моментом для мирового рынка нефти и способствовали укреплению нефтяных котировок.

Динамика среднесуточной добычи нефти в период 2015 - 2017 гг. приведена в таблице ниже.

Табл. 7.4

Добыча нефти, млн барр. в сутки

Наименование страны	2015	2016	4 кв.2016	1 кв. 2017	2 кв. 2017	3 кв. 2017	4 кв. 2017 (оценка)
США	9,42	8,86	8,81	8,99	9,10	9,29	9,57
Страны ОПЕК, всего	31,75	32,68	33,25	32,08	32,32	32,89	32,53
Саудовская Аравия	10,01	10,42	10,55	9,98	10,09	10,18	-
Ирак	4,03	4,43	4,61	4,46	4,44	4,50	-
Иран	2,80	3,57	3,73	3,80	3,81	3,83	-

Источник информации: https://www.iep.ru/files/RePEc/gai/monreo/monreo-2017-23-868.pdf

По данным Управления энергетической информации, добыча нефти в США продолжает увеличиваться, в 2018 году в стране будут добывать почти 10 млн баррелей в сутки. Вместе с тем, многие эксперты склоняются к мнению, что сланцевая нефть не сможет кардинально изменить расстановку на мировом рынке и в будущем окажет ограниченное воздействие на него. Отраслевые эксперты указывают на геологические и технические проблемы, с которыми сталкиваются американские компании. Указанные факторы помешают США серьезно конкурировать с Саудовской Аравией и другими крупными игроками рынка.

Благодаря договоренностям стран ОРЕС эксперты дают благоприятные прогнозы не только в отношении цен на нефть, но и в отношении восстановления естественного баланса спроса и предложения. На фоне прогнозируемого роста мировой экономики (в среднем ожидается рост на 3,7%) в 2018 году может наблюдаться увеличение спроса на нефть.

Добыча и потребление газа

В последние годы потребление газа растет наиболее высокими темпами среди ископаемых видов топлива. Этому способствует развитие газовой инфраструктуры, технологий транспортировки и хранения газа, в том числе в виде СПГ, а также растущее число производителей газа и значительная мировая разведанная ресурсная база. Также поддержку рынку оказывает политика правительств многих стран по ужесточению экологических норм, в том числе в части контроля выбросов CO_2. Наиболее динамично растет производство СПГ.

В 2017 году Китай импортировал 90 миллиардов куб.м газа, из них 50 миллиардов куб.м приходится на СПГ. По прогнозам, к 2022 году Китай будет импортировать 150 миллиардов куб.м газа, а импорт СПГ достигнет 80 миллиардов куб.м. Росту спроса в Китае способствовала проводимая правительством политикапо улучшению качества воздуха и замещению угля газом практически во всех секторах промышленности. В результате, в 2017 году поставки СПГ в Китай выросли на 50%.

Такие факторы, как рост спроса в Китае, увеличение импорта СПГ в Индию, Пакистан, Бангладеш и Таиланд, по мнению отраслевых специалистов, будут способствовать

недопущению перепроизводства в мире. Отсрочка запуска новых мощностей и, возможно, более быстрое падение добычи на зрелых месторождениях, могут сократить прогнозируемый рост производства, или, по крайней мере, сгладить его.

В конце декабря 2017 года итальянская Eni (владеет 60% в проекте) совместно с российской "Роснефтью" ROSN-0,12% (30%) и британской BP (10%) начала добычу на крупнейшем в Средиземном море газовом месторождении Зохр (Zohr). Месторождение было открыто Eni в 2015 году, его ресурсный потенциал - 850 миллиардов куб.м газа.

Добыча газа на месторождении к середине 2018 года предположительно составит около 28 миллионов куб.м в сутки, а к концу 2019 года вырастет до 76 миллионов в сутки.

По мнению отраслевых экспертов, газ месторождения Зохр полностью изменит энергетический рынок Египта. Страна сможет полностью обеспечивать себя газом и со временем превратится из импортера газа в нетто-экспортера, что существенным образом изменит баланс спроса и предложения на рынке газа в регионе.

Цены на нефть

Цены на основные российские марки нефти формируются как производные от цены нефти сортов Brent и WTI, цены на которые определяются по итогам биржевых торгов. Мировая торговля нефтью разворачивается на трех крупнейших биржах мира — NYMEX (Нью-Йорк), ICE (Лондон), SGX (Сингапур). Ситуация по нефти сорта Urals определяется путем регулярного опроса трейдеров как производная от текущей стоимости нефти сорта Brent.

Реализация соглашения стран ОПЕК привела к сокращению избыточного предложения и заметному повышению мировых цен. Так, цена нефти сорта Brent повысилась с 44 долл./барр. в 2016 г. до 53,5 долл./барр. в среднем в январе-ноябре 2017 г.

Цена российской нефти сорта Urals в январе-ноябре 2017 г. составила в среднем 52,1 долл./барр., т.е. фактически повысилась на 10 долл./барр. по сравнению с 2016 г.

Табл. 7.5

Мировые цены на нефть в 2014-2017 гг., долл.США/барр.

Наименование	2014	2015	2016	Март 2017	Июнь 2017	Сентябрь 2017	Октябрь 2017	Ноябрь 2017
Цена нефти Brent Великобритания	98,9	52,4	44,0	52,0	46,9	55,2	57,6	62,6
Цена нефти Urals Россия	97,7	51,2	41,9	49,8	45,7	54,2	56,4	61,3

Источник информации: https://www.iep.ru/files/RePEc/gai/monreo/monreo-2017-23-868.pdf

За последние пять лет отклонение цены на нефть Urals от цены на нефть Brent составляло 1,0-2,2 долл. США. Средняя историческая премия за более длительный период стабильно составляла 2-3 долл. США[5].

Табл. 7.6

Соотношение цен на нефть марок Urals и Brent

Год	Среднегодовая цена на нефть марки Brent, долл. США/баррель	Среднегодовая цена на нефть марки Urals, долл. США/баррель	Относительная разница цен на нефть марок Urals и Brent	Разница цен на нефть марок Urals и Brent, долл. США/баррель
2013	108,9	107,9	0,991	1,0
2014	98,9	97,6	0,986	1,3
2015	52,4	51,2	0,978	1,2
2016	44,1	41,9	0,951	2,2
2017	54,39	53,03	0,975	1,4
Медиана			**0,978**	**1,3**

Источник: World Bank, https://www.vedomosti.ru/economics/news/2018/01/09/747229-srednyaya-tsena-barrelya-nefti-urals-v-2017-g-previsila-53, goo.gl/6jiksP, расчеты Оценщика

[5] Источник: данные World Bank, данные EIA.

Положительное влияние на балансировку рынка и цены на нефть оказал также заметный рост спроса на нефть. По оценкам МЭА, в 2017 г. мировой спрос на нефть увеличился на 1,5 млн барр. в сутки (или на 1,6% по сравнению с предыдущим годом).

В то же время эффект рассматриваемого соглашения был снижен восстановлением роста добычи сланцевой нефти в США, а также увеличением добычи в некоторых других странах, не входящих в ОПЕК. Совершенствование технологий и снижение затрат позволили американской нефтяной отрасли адаптироваться к относительно низкому уровню цен нефть.

Табл. 7.7

Прогноз цен на нефть сорта Brent (долл. США/барр.) по данным Bloomberg

Консенсус	2018	2019	2020	2021
Медиана	**58,0**	**62,0**	**63,0**	**61,7**
Среднее арифметическое	58,1	61,0	62,1	63,1
Максимальное	70,0	78,0	76,8	79,8
Минимальное	41,0	41,0	47,0	47,0
Форвард	64,9	61,1	58,8	57,9

Источник информации: информационная система Bloomberg, 31.12.2017

Табл. 7.8

Прогноз цен на нефть сорта Brent (долл. США/тонну) по данным Oxford Research

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нефть Brent, долл. США/т	413,3	423,0	465,0	503,8	527,7	547,1	566,5	585,9	605,2	624,4	643,5	662,5
Нефть Brent, долл. США/баррель	56,4	57,7	63,4	68,7	72,0	74,6	77,3	79,9	82,6	85,2	87,8	90,4
прирост	3,1%	2,4%	9,9%	8,4%	4,7%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%

Наименование	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Нефть Brent, долл. США/т	681,4	700,2	718,8	737,2	755,1	774,3	792,9	811,4	830,4	849,9	869,8
Нефть Brent, долл. США/баррель	93,0	95,5	98,1	100,6	103,0	105,6	108,2	110,7	113,3	115,9	118,7
прирост	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,4%	2,5%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%

Источник: Oxford Research, Date of last update 20.11.2017

Отраслевые эксперты выделяют несколько фундаментальных факторов роста цен на нефть:

- усилия ОПЕК по сокращению добычи;
- устойчивый рост мирового спроса;
- снижение добычи венесуэльской PDVSA;
- сбои в добыче и переработке, вызванные ураганами на юго-востоке Соединенных Штатов;
- перебои работы трубопроводов в северной части США, Ливии и Северном море.

7.2.2. Нефтегазодобыча в России

Структура отрасли

Нефтегазовая отрасль России представлена вертикально-интегрированными компаниями (ВИНК), созданными в 1990-е гг., а также (ННК) – независимыми нефтяными компаниями: средними и малыми.

По состоянию на 01.01.2017 г., добычу нефти и газового конденсата (нефтяного сырья) на территории Российской Федерации осуществляли 295 организаций, имеющих лицензии на право пользования недрами[6]:

- 107 организаций, входящих в структуру 11 вертикально интегрированных компаний, на долю которых по итогам года приходится суммарно 86,2 % всей национальной нефтедобычи;
- 185 независимых добывающих компаний, не входящих в структуру ВИНК;
- 3 компании, работающие на условиях соглашений о разделе продукции.

Сырьевую базу нефтегазовой отрасли формируют около 1 500 нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, 800 из которых находятся в разработке.

Объемы и динамика добычи нефти

По данным Reuters, по итогам 2017 года суточная добыча нефти в стране достигла максимума в 10,98 млн баррелей в сутки. Это выше уровня в 10,96 млн баррелей в сутки, зафиксированного в целом за 2016 год. В рамках соглашения ОПЕК+ Россия взяла на себя обязательства снизить добычу на 300 тыс. баррелей в сутки с уровня октября 2016 года, когда в течение одного месяца был поставлен рекорд в 11,247 млн баррелей в сутки.

В годовом исчислении добыча нефти в стране снизилась всего на 0,1% и составила 546,8 млн т нефти (547,5 млн т нефти в 2016 году). В случае, если соглашение с ОПЕК останется в силе, планируется сохранить производство в 2018 году на уровне 547 млн т нефти.

Главными источниками поддержания и роста производства нефти в России стали разработка месторождений на российском континентальном шельфе. Согласно предварительным прогнозам российского Минэнерго, разработка нефтяных ресурсов морских акваторий страны выросла в 2017 году на 16,6% до 26 млн т нефтяного эквивалента. Кроме того, увеличились объемы добычи трудноизвлекаемых запасов – до 39 млн т н. э.

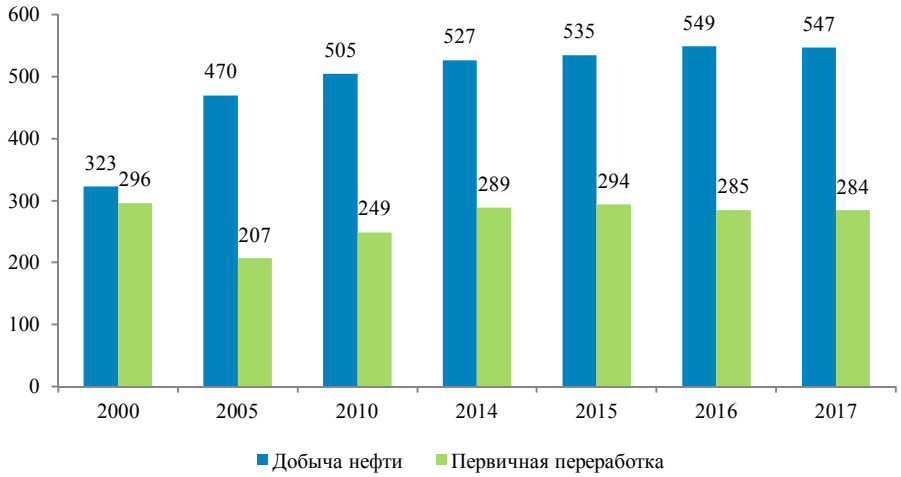
За 2016-2017 гг. отраслевая структура добычи нефти не претерпела существенных изменений:

- доля ВИНК составляет около 90%;
- доля независимых производителей, соответственно, - менее 10%;
- доля операторов СРП сохраняется на невысоком уровне - около 3%.

[6]https://minenergo.gov.ru/node/910

Рис. 7.1

Динамика объемов добычи нефти в 2000 - 2017 гг., млн т.



Источник информации: Министерство энергетики Российской Федерации, презентация "Импортозамещение в нефтегазовом комплексе России. Москва. 2015", данные Федеральной службы государственной статистики, http://ac.gov.ru/files/publication/a/14460.pdf, goo.gl/12rhMd, http://tass.ru/pmef-2017/articles/4306932

Целью развития нефтяной отрасли, согласно Энергетической стратегии России на период до 2035 года, является поддержание стабильного уровня добычи нефти в РФ на уровне в 525 млн тонн. Однако достижение данной цели связано со значительными трудностями и высоким уровнем неопределенности (особенно в текущих условиях низких цен на нефть, ограничений доступа к финансированию, технологиям, а также с учетом структурных особенностей российских месторождений и ресурсной базы).

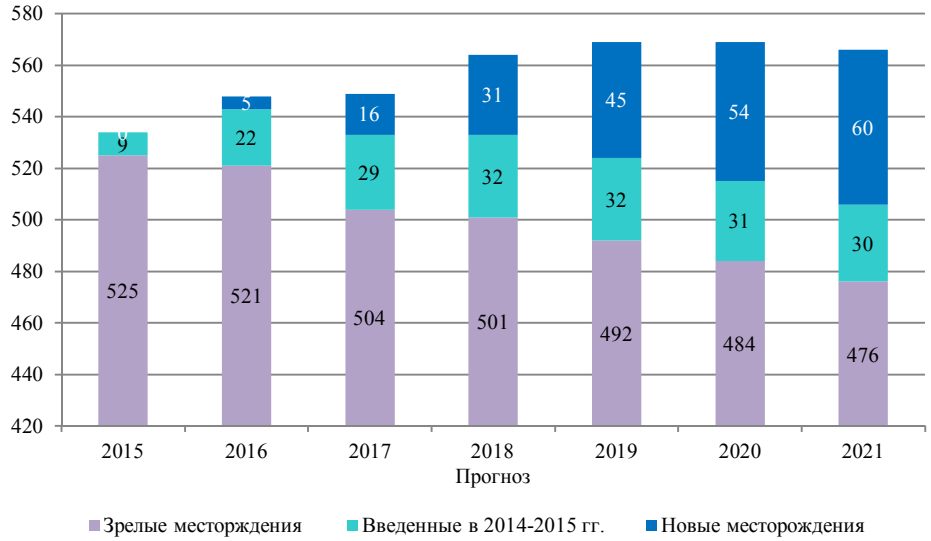
Ввод новых месторождений

Рост производства на европейском Севере России и на востоке страны поддерживается за счет создания и ввода в эксплуатацию новых добывающих мощностей на перспективных месторождениях, которые могут сохранять потенциал роста в течение нескольких последующих лет.

Ввод в России новых крупных месторождений (с ожидаемой добычей на пике более 1 млн тонн в год), резко ускорившийся после паузы 2011–2013 годов, обеспечит рост добычи нефти в стране до 2019–2020 года. С учетом сохраняющейся относительно высокой рентабельностью добычи, а также ввиду того, что значительная часть инвестиций в подготовку новых месторождений уже осуществлена, ожидается, что планы компаний по вводу новых месторождений будут выполнены в полном объеме.

Рис.7.2

Динамика объемов добычи в разрезе зрелых и новых месторождений, тыс. т.



Источник информации: данные агенства АКРА

Подавляющая часть ввода новых месторождений в период с 2017 по 2021 год придется на долю компании "Роснефть". Компания планирует ускоренный ввод месторождений Кондинской группы.

Инвестиции в нефтедобычу

Несмотря на рекордно высокие темпы роста добычи нефти, совокупные капитальные расходы семи крупнейших российских вертикально интегрированных компаний сократились в 2016 году на 7,6% в рублевом выражении и продолжили сокращение в 2017 году.

Сокращение инвестиций ВИНК связано как с завершением инвестиций в инфраструктуру для подготовки ввода месторождений в промышленную эксплуатацию, так и с падением инвестиций в модернизацию НПЗ на фоне снижения маржи нефтепереработки в результате негативного влияния "большого налогового маневра" вместе с влиянием динамики цен на нефть. Однако, даже при снижении капитальных расходов, их доля в EBITDA ВИНК достигла рекордного уровня в 71,9% и в 2016 году и ожадается на уровне 74% по итогам 2017 года - см. таблицу 7.9.

В 2017 году тормозящий эффект на темпы роста инвестиций оказывала заморозка нефтедобычи, но в целом на фоне ввода новых месторождений рост капитальных расходов ВИНК возобновится и продолжится вплоть до 2019 года. Наиболее высокие темпы роста будут демонстрировать инвестиции в нефтедобычу, в то время как инвестиции в нефтепереработку в прогнозном периоде не выйдут на рекордные уровни 2013–2014 годов.

Улучшение финансовых показателей ВИНК (вырастут объемы добычи и цены на нефть при одновременном снижении доли капитальных расходов в EBITDA) приведет к росту свободного денежного потока этих компаний, который будет использован для снижения долговой нагрузки и увеличения дивидендов.

Добыча газа

В 2017 году отечественные компании извлекли на 7,9% газа больше по сравнению с 2016 годом, выйдя на показатель в 690,5 млрд куб. м, что превосходит на 2,9% исторический максимум, зафиксированный в 2011 году. Российское Минэнерго прогнозирует сохранение этого уровня и в 2018 году. Комппания "Газпром" увеличила добычу на 12,4% до 472 млрд куб. м природного

газа. По данным Bloomberg, российская компания обеспечивает сегодня порядка 33% всех потребностей в газе в Европе.

Около 80% добычи природного газа в России осуществляется в Надым-Пур-Тазовском районе в ЯНАО. Перспективными районами газодобычи считаются шельфовые акватории Арктики и Охотского моря. В Баренцевом и Карском морях открыты газовые супергиганты - Ленинградское, Русановское, Штокмановское месторождения.

Для транспортировки газа в России создана Единая система газоснабжения, включающая разрабатываемые месторождения, сеть газопроводов, компрессорных станций, подземных хранилищ и других установок. Действуют крупные системы газоснабжения: Центральная, Поволжская, Уральская, многониточная система Сибирь-Центр.

На российском рынке ключевым событием 2017 года стал запуск первой линии завода "Ямал СПГ", мощность одной линии составляет 5,5 млн тонн, две оставшиеся линии будут запущены досрочно, в 2018-2019 гг. После того как все три линии будут запущены, по мнению отраслевых экспертов, Россия окажется на четвертом в мире месте по объемам экспорта СПГ (после Катара, Австралии и США). Кроме того, планируется к началу 2020-х годов строительство еще нескольких заводов по сжижению газа.

Кроме "Ямал СПГ" компания планирует построить второй завод - "Арктик СПГ-2" мощностью 18,3 млн тонн, что позволит "Новатэку" войти в число мировых лидеров по объему производства сжиженного газа.

Экспорт российской нефти и газа

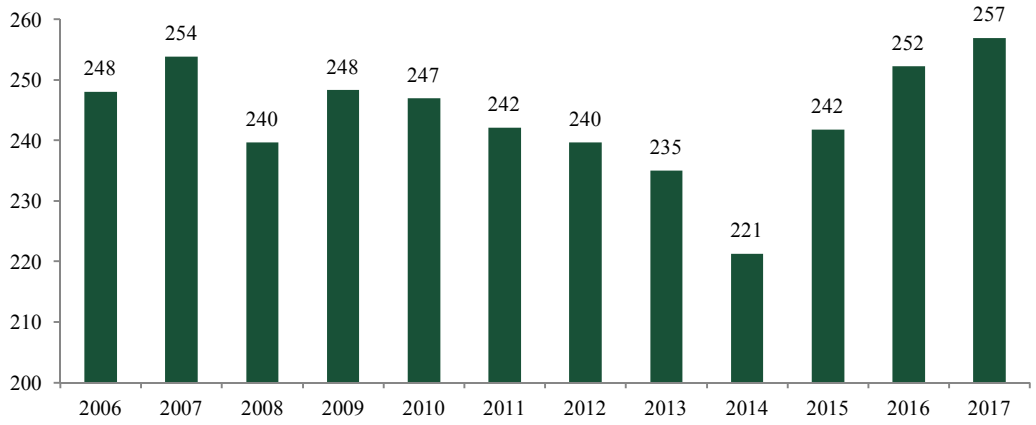
По итогам 2016 г., объем вывоза нефти из России (российские ресурсы) достиг 252,4 млн т. Рост экспорта нефти в 2016 г., по сравнению с 2015 г. составил 10,6 млн т. (+4,4%).

По итогам 2017 г., по данным Федеральной государственной службы статистика, объем экспорта нефти из России составил 256,9 млн т., что на 1,3% больше, чем годом ранее[7]. В декабре 2017 г. экспорт сократился на 20% до 17,2 млн тонн[8].

На рисунке ниже приведена динамика объемов экспорта нефти из России в ретроспективном периоде.

Рис.7.3

Экспорт нефти из России, тыс. т.



Источник информации: http://minenergo.gov.ru/node/1210, на 2016 г. - http://www.banki.ru/news/bankpress/?id=9468424, http://www.vestifinance.ru/articles/98375

[7]http://ac.gov.ru/files/publication/a/15796.pdf

[8] http://www.vestifinance.ru/articles/98375

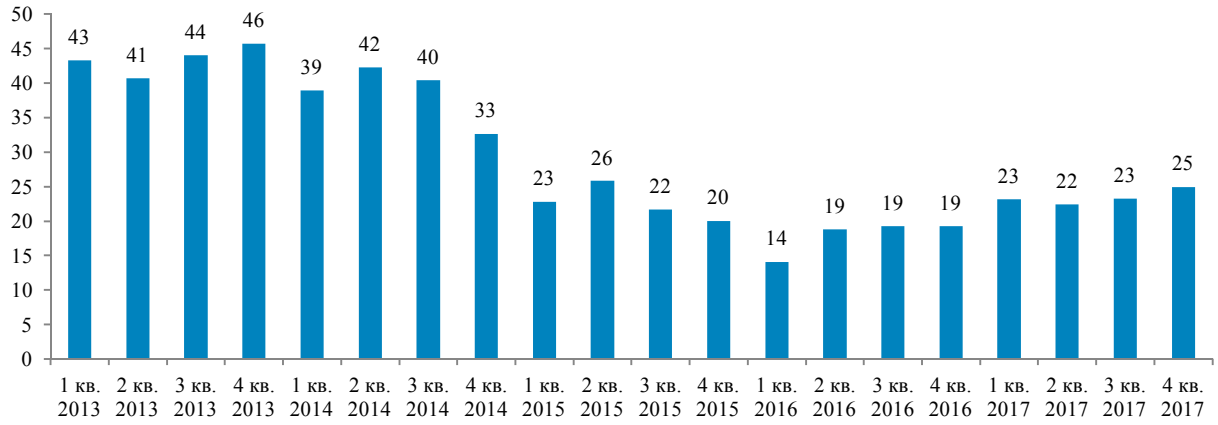
В период 2015-2017 гг. в России наблюдался рост объемов экспорта нефти. Основными факторами роста являлись:

- рост нефтедобычи при одновременном высвобождении дополнительных объемов сырья за счет снижения первичной переработки на российских НПЗ;
- снижение с 01.01.2015 г. ставок вывозных таможенных пошлин, применяемых в отношении нефти.

На рисунке ниже приведена динамика стоимостных объемов экспорта нефти.

Рис.7.4

Экспорт российской нефти, млрд. долл. США



Источник информации: http://ru-stat.com/date-M201301-201712/RU/trade/world/052709

Существенное сокращение объемов экспорта российской нефти в стоимостном выражении в 2015-2017 гг. обусловлено снижением стоимости 1 барреля нефти.

География поставок российской нефти нижеследующая. В стоимостном выражении в 2016-2017 г. около 40% нефти было экспортировано в Германию и Китай.

- Китай. Основные крупные покупатели CNPC и Chemchina. В 2017 году эта страна стала самым крупным поставщиком не переработанного сырья.
- Нидерланды. С 1992 года вывоз ежегодно увеличивался на 10-15%. Порядка 10% российского экспорта поставляется в эту страну.
- Германия, 3-я страна по объемам ввоза ресурса из России.
- Следующие позиции: Польша, Италия, Белоруссия, Южная Корея, Финляндия и Словакия.

Экспортные поставки газа в европейские страны, по информации компании, принесли "Газпрому" в 2017 году 37 млрд. долларов. В 2017 году были зафиксированы несколько рекордных показателей. Так, в дальнее зарубежье было отправлено 193,9 млрд куб. м газа, что на 8,1% превышает показатели 2016 года.

Исторический рекорд в 53,4 млрд куб. м газа достигнут в поставках в Германию – самый крупный экспортный рынок российской компании. Рост составил 3,6 млрд куб. м или 7,1% по сравнению с 2016 годом. На 40% выросли поставки в Австрию (8,5 млрд куб. м газа в 2017 году), на 28% – в Чехию (5,8 млрд куб. м), на 24,5% – в Словакию (4,6 млрд куб. м газа).

В декабре 2017 года компания "Газпром" обновила рекорд суточных поставок, достигнув исторического максимума в 640 млн куб. м газа. Подконтрольная "Газпрому" компания "Сахалин Энерджи" поставила за рубеж рекордные 15,48 млрд куб. сжиженного природного газа, увеличив экспорт за год на 5,3%.

Помимо объемов увеличилась и стоимость российского газа на европейском рынке. Средние цены реализации российского газа на экспорт (не считая стран СНГ) выросли на 9% со 176 долл. США до 192 долл. США за тыс. куб.м.

Нефтепереработка

В России на переработку нефти направляется около 50% добываемого сырья.

По данным Министерства энергетики Российской Федерации глубина переработки нефти в России в среднем в 2016 г. составила 79%. В развитых странах глубина переработки нефти может достигать 90%, например, в Европе глубина переработки составляет - 85%, в США - 96%[9]. По данным Министерства энергетики Российской Федерации, в течение 2017 года глубина переработки нефти превысила 81%, что сопоставимо с показателями стран Восточной Европы.

В 2017 г. на переработку в России поступило 284,3 млн тонн нефти (- 0,3%), в том числе в декабре 2017 г. - 25 млн тонн (- 3%) [10].

При этом основными факторами сокращения переработки в среднесрочной перспективе являются:

- увеличение средней по отрасли глубины переработки нефти (до 79,2%)[11] за счет мероприятий по модернизации технологической оснащенности российских НПЗ, реализуемых в рамках четырехсторонних соглашений;
- оптимизация нефтеперерабатывающими компаниями объемов первичной переработки сырья при одновременном поддержании уровней и повышении качества видов производимого моторного топлива (в первую очередь автомобильных бензинов), обеспечивающих бездефицитное снабжение потребителей внутреннего рынка Российской Федерации.

Для российской нефтеперерабатывающей отрасли в целом характерна большая (до 90%) степень консолидации. Заводы преимущественно работают в составе компаний вертикально-интегрированного типа.

В нефтеперерабатывающей отрасли отмечается высокая концентрация производства, так в 2016 г. более 83 % (233 млн т.) всего объема переработки жидких УВ осуществлялось на НПЗ, входящих в состав вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний.

В последние годы в нефтепереработке прослеживалась тенденция к росту доли независимых компаний в структуре первичной переработки. В 2016 г. около 14,4 % нефти (40 млн т.) перерабатывалось крупными НПЗ, не входящими в структуру ВИНК, на долю малых НПЗ пришлось порядка 2,4 % (6,8 млн т).

С 2015 по 2016 год, после введения "большого налоговогой маневра" и падения цен на нефть, рентабельность российской нефтепереработки резко упала. В результате снижения нефтяных цен, повышения экспортной пошлины на мазут и сокращения экспортной пошлины на сырую нефть резко уменьшилась экспортная субсидия. Снижение рентабельности привело к переносу сроков модернизации целого ряда НПЗ. В то же время завершение запущенных ранее проектов позволило в 2017 году увеличить глубину переработки нефти.

[9] https://ria.ru/economy/20160309/1387502402.html, goo.gl/Nmbj8g

[10] http://www.vestifinance.ru/articles/98375

[11] http://www.ipgg.sbras.ru/ru/files/orgunits/energyreport/petroleum-industry-russia.pdf

Значительная часть планируемого ввода новых мощностей приходится на НПЗ "Роснефти", которая одновременно осуществляет масштабные инвестиции в более рентабельную нефтедобычу. На компанию приходится более 80% ввода новых месторождений в России (по суммарной пиковой добыче) с 2017 по 2021 год. В условиях пиковых инвестиций в нефтедобычу и низкой рентабельности переработки, инвестиции "Роснефти" в модернизацию НПЗ, вероятно, сократятся либо будут перенесены по срокам, что негативно скажется на общем темпе модернизации российской нефтепереработки.

В долгосрочной перспективе наиболее актуальными направлениями развития российской нефтеперерабатывающей промышленности являются:

- улучшение качества производимых моторных топлив с приближением его к новым европейским стандартам;
- тенденция утверждения зависимости роста объемов нефтепереработки от объемов потребления автомобильных бензинов в стране и возможностями экспорта их избытков в страны АТР и ЕС;
- интенсификация сроков обновления ввода новых мощностей и замены имеющихся технологических установок (по данным Министерства энергетики РФ планируется увеличение мощности по установкам вторичной переработки нефти на 91 млн т. в год к показателям 2011 г.).
- наращивание глубины переработки на основе новейших технологий.

7.2.3. Прогнозы развития отрасли

Эксперты агенства АКРА прогнозируют следующие тенденции в отрасли на ближайшие 4-5 лет:

- В долгосрочной перспективе установлению баланса на рынке будет способствовать недостаточный уровень глобальных инвестиций в период с 2015 по 2017 год. Основным долгосрочным ценовым ориентиром для рынка нефти останется себестоимость добычи сланцевой нефти в США, которая будет расти по мере восстановления инвестиционной активности в отрасли.
- Ввод новых крупных месторождений обеспечит рост добычи в России до 2020 года. Участие в соглашении об ограничении добычи, предположительно, не будет сдерживать увеличение добычи в РФ в текущем году. В период с 2018 по 2019 год темпы роста добычи вновь повысятся.
- Модернизация нефтепереработки продолжится. Ожидается ввод в эксплуатацию и завершение реконструкции нескольких технологических установок на российских нефтеперерабатывающих заводах. Ввод новых мощностей в рамках четырехсторонних соглашений по модернизации НПЗ позволяет прогнозировать рост объемов переработки на горизонте до 2020 года.
- Капитальные расходы вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) будут расти умеренными темпами до 2019 года. Наиболее высокие темпы будут демонстрировать инвестиции в нефтедобычу. Улучшение финансовых показателей ВИНК (вырастут объемы добычи и цены на нефть при одновременном снижении доли капитальных расходов в EBITDA) предположительно приведет к росту свободного денежного потока этих компаний, который будет использован для снижения долговой нагрузки и увеличения дивидендов.

В таблице ниже приведены ретроспективные и прогнозные показатели российской нефтегазовой отрасли.

Табл. 7.9

Фактические данные и прогноз показателей нефтяной отрасли России (АКРА)

Показатель	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
		Факт	Факт	Факт	Оценка	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз
Производство									
Добыча нефти и газового конденсата	млн т	526,7	534,1	547,5	549,0	563,2	568,8	568,9	565,2
Первичная переработка нефти	млн т	288,5	281,9	279,7	281,0	285,7	291,7	295,0	290,0
Производство бензина	млн т	38,4	39,2	39,9	40,7	43,2	46,1	47,1	47,6
Производство дизельного топлива	млн т	77,3	76,0	76,3	78,8	81,0	84,9	86,2	86,2
Производство мазута	млн т	78,3	71,5	57,1	53,7	52,0	51,0	50,4	45,2
Потребление и экспорт									
Внутреннее потребление бензина	млн т	35,6	35,4	35,9	35,8	35,7	35,7	35,7	35,9
Внутреннее потребление дизельного топлива	млн т	29,6	28,2	29,5	29,6	29,7	29,8	29,9	30,1
Внутреннее потребление мазута	млн т	15,8	14,3	14,8	14,5	14,3	14,1	13,9	13,7
Экспорт сырой нефти	млн т	221,5	241,3	253,7	253,8	262,8	262,4	259,4	260,6
Экспорт бензина	млн т	2,8	3,8	4,0	4,9	7,5	10,4	11,3	11,7
Экспорт дизельного топлива	млн т	47,7	47,8	46,8	49,2	51,3	55,1	56,3	56,1
Экспорт мазута	млн т	62,5	57,2	42,3	39,2	37,7	36,9	36,5	31,5
Инвестиции									
Капитальные расходы ВИНК	млрд. руб.	2 693	3 200	2 958	3 004	3 204	3 336	3 270	3 157
CapEx/EBITDA ВИНК	**%**	**62,5**	**68,9**	**71,9**	**74,2**	**63,2**	**62,0**	**58,1**	**56,0**
Доля инвестиций в нефтедобычу в суммарном объеме	%	77,3	83,5	89,6	88,6	86,7	85,0	86,8	88,6
Доля инвестиций в нефтепереработку в суммарном объеме	%	22,7	16,5	10,4	11,4	13,3	15,0	13,2	11,4

Источник: данные агенства АКРА

7.2.4. Государственное регулирование отрасли

Ввиду особой значимости нефтегазовой отрасли для российской экономики, отрасль находится под постоянным контролем различных государственных органов. Основные направления регулирования отрасли можно разделить на три группы:

- лицензирование отдельных видов деятельности;
- налогообложение;
- контроль над транспортной системой.

Налогообложение

Компании, занимающиеся добычей нефти и газа на территории Российской Федерации, уплачивают следующие налоги:

- налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ);
- таможенные платежи;
- платежи за пользование недрами;
- налог на прибыль по ставке 20% (минимальная ставка может составлять 15,5%);
- налог на добавленную стоимость (НДС) по ставке 18%;

- прочие налоги в отношении юридических лиц (включая налог на имущество и отчисления в страховые взносы).

Основу налоговой нагрузки на российские компании сегмента разведки и добычи составляют НДПИ и вывозные таможенные платежи. При текущей цене на нефть их доля превышает 90% в структуре налоговых платежей в сегменте разведки и добычи.

В ноябре 2014 г. в рамках Федерального закона от 24.11.2014 № 366-ФЗ были приняты поправки в налоговое законодательство в нефтяной отрасли, вступившие в силу с 2015 г. Изменения предусматривают резкое повышение базовой ставки НДПИ (919 руб./т в 2017 г.) и снижение пошлин на экспорт сырой нефти и светлых нефтепродуктов.

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

При расчете НДПИ на нефть в 2018 году используются такие особые (связанные только с этим ископаемым) показатели, как:

- учитывающий колебания мировых цен и определяемый ежемесячно Правительством РФ или самостоятельным расчетом (п. 3 ст. 342 НК РФ);
- характеризующий степень сложности добычи и принимающий определенное значение в зависимости от конкретных характеристик залежи и года начала разработки (пп. 1, 2 ст. 342.2 НК РФ);
- отражающий степень выработанности месторождения; в зависимости от величины предыдущего коэффициента может принимать либо конкретное значение, либо становиться расчетным (пп. 3, 6 ст. 342.2 НК РФ);
- характеризующий особенности добычи нефти и рассчитываемый по формуле, включающей несколько коэффициентов, как расчетных, так и принимающих определенное цифровое значение в зависимости от года применения (ст. 342.5 НК РФ).

Особенным для такого ископаемого, как нефть, является и предусмотренный НК РФ вычет, применяемый к рассчитанной сумме налога. Он используется при добыче, осуществляемой в Республике Татарстан и Башкортостане, и предоставляется по нефти, которая обессолена, обезвожена и стабилизирована. Величина вычета зависит от объема начальных запасов месторождения и определяется по формуле, принимающей конкретный вид в зависимости от года, в котором она применяется (ст. 343.2 НК РФ).

Налог на дополнительный доход

Законопроект о налоге на дополнительный доход (НДД) в нефтяной отрасли был одобрен правительством в конце 2017 года. Предполагается, что новый налоговый режим будет одобрен Госдумой в первом квартале 2018 года и вступит в силу с 1 января 2019 года.

Реформа налога для нефтяных компаний предполагает частичную замену НДПИ новым налогом на добавленный доход. Ставка НДД составит 50%, а взимать его будут с дохода от продажи нефти за вычетом экспортной пошлины, сниженного НДПИ, расходов на добычу и транспортировку. Переход на эту систему носит добровольный характер.

Налоговая реформа с введением НДД обсуждается минимум с 2012 года, но из-за разногласий Минфина и Минэнерго несколько раз откладывалась. В ноябре 2017 года начало эксперимента перенесли на 2019 год. Официальными лицами было заявлено, чтоуже сформирован перечень пилотных проектов по НДД в Западной Сибири из 35 лицензионных участков, разрабатываемых "Роснефтью", ЛУКОЙЛом, "Газпром нефтью", "Сургутнефтегазом" и независимыми нефтяными компаниями.

Контроль над транспортной системой

Транспортировка нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам, в соответствии с федеральным законом "О естественных монополиях", относится к деятельности естественных монополий. В настоящее время транспортировку нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам осуществляют только ОАО "Транснефть" и ОАО "Транснефтепродукт", находящиеся в государственной собственности.

Тарифы на перекачку нефти и нефтепродуктов регулируются Федеральной антимонопольной службой (ФАС). При определении тарифов на услуги по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам в качестве основной расчетной и контрольной величины ФАС России используется плановая тарифная выручка (экономически обоснованный объем финансовых средств, необходимый для осуществления субъектами регулирования нормальной хозяйственной деятельности в течение периода регулирования). Тарифы (ставки тарифов) устанавливаются в рублях и по решению ФАС России могут быть установлены за 100 т-км, за 1 т или за 100 т.

Крупнейшей газодобывающей Компанией, обеспечивающей поставку газа по газотранспортной системе для почти 75% российских потребителей, является ОАО "Газпром".

Деятельность ОАО "Газпром" по транспортировке газа по трубопроводам в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации "О естественных монополиях" регламентируется как деятельность естественных монополий. Регулирование оптовых цен на газ, поставляемый российским потребителям, тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам ОАО "Газпром", оказываемые независимым организациям, тарифов на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям, а также платы за снабженческо-сбытовые услуги, оказываемые конечным потребителям газа осуществляет Федеральная антимонопольная служба.

Выводы

- Для стабилизации мирового рынка сырья и урегулирования баланса спроса и предложения нефти в конце 2016 года государства картеля ОПЕК и 11 стран вне сообщества, в том числе и Россия, пришли к договоренности и сократили объемы добычи нефти. Действия стран-участниц ОРЕС стали переломным моментом для мирового рынка нефти и способствовали укреплению нефтяных котировок.
- В годовом исчислении добыча нефти в стране снизилась всего на 0,1% и составила 546,8 млн т нефти. В случае, если соглашение с ОПЕК останется в силе, планируется сохранить производство в 2018 году на уровне 547 млн т нефти.
- Главными источниками поддержания и роста производства нефти в России стали разработка месторождений на российском континентальном шельфе. Согласно предварительным прогнозам российского Минэнерго, разработка нефтяных ресурсов морских акваторий страны выросла в 2017 году на 16,6% до 26 млн т нефтяного эквивалента. Кроме того, увеличились объемы добычи трудноизвлекаемых запасов – до 39 млн т н. э.
- Рост производства на европейском Севере России и на востоке страны поддерживается за счет создания и ввода в эксплуатацию новых добывающих мощностей на перспективных месторождениях, которые могут сохранять потенциал роста в течение нескольких последующих лет.
- В 2017 году отечественные компании извлекли на 7,9% газа больше по сравнению с 2016 годом, выйдя на показатель в 690,5 млрд куб. м, что превосходит на 2,9%

исторический максимум, зафиксированный в 2011 году. Российское Минэнерго прогнозирует сохранение этого уровня и в 2018 году.

- По итогам 2017 г., по данным Федеральной государственной службы статистика, объем экспорта нефти из России составил 256,9 млн т., что на 1,3% больше, чем годом ранее.
- В 2017 г. на переработку в России поступило 284,3 млн тонн нефти (- 0,3%).
- В долгосрочной перспективе установлению баланса на рынке будет способствовать недостаточный уровень глобальных инвестиций в период с 2015 по 2017 год. Основным долгосрочным ценовым ориентиром для рынка нефти останется себестоимость добычи сланцевой нефти в США, которая будет расти по мере восстановления инвестиционной активности в отрасли.
- Ввод новых крупных месторождений обеспечит рост добычи в России до 2020 года. Участие в соглашении об ограничении добычи, предположительно, не будет сдерживать увеличение добычи в РФ в текущем году. В период с 2018 по 2019 год темпы роста добычи вновь повысятся.
- Ожидается ввод в эксплуатацию и завершение реконструкции нескольких технологических установок на российских нефтеперерабатывающих заводах. Ввод новых мощностей в рамках четырехсторонних соглашений по модернизации НПЗ позволяет прогнозировать рост объемов переработки на горизонте до 2020 года.
- Капитальные расходы вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) будут расти умеренными темпами до 2019 года, их доля в EBITDA ВИНК достигла рекордного уровня в 71,9% и в 2016 году и ожадается на уровне 74% по итогам 2017 года. Наиболее высокие темпы будут демонстрировать инвестиции в нефтедобычу.
- Благодаря договоренностям стран OPEC эксперты дают благоприятные прогнозы не только в отношении цен на нефть, но и в отношении восстановления естественного баланса спроса и предложения. На фоне прогнозируемого роста мировой экономики (в среднем ожидается рост на 3,7%) в 2018 году может наблюдаться увеличение спроса на нефть.

8. ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ОЦЕНКИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ В ЧАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДОХОДНОГО, ЗАТРАТНОГО И СРАВНИТЕЛЬНОГО ПОДХОДОВ К ОЦЕНКЕ

8.1. Общие сведения

В оценочной практике используются следующие подходы к оценке стоимости предприятия (бизнеса):

- затратный подход – совокупность методов оценки стоимости предприятия (бизнеса), основанных на определении рыночной или иной стоимости активов за вычетом рыночной или иной стоимости обязательств компании;
- доходный подход – совокупность методов оценки стоимости бизнеса, основанный на определении ожидаемых доходов и последующем их преобразовании в стоимость на дату оценки;
- сравнительный подход – совокупность методов оценки стоимости бизнеса, основанный на сравнении рассматриваемого предприятия с аналогичными объектами, в отношении которых имеется информация о ценах сделок с ними.

Внутри подходов могут быть применены различные методы расчетов. Каждый из подходов выделяет особые характеристики предприятия, однако, их совместное применение позволяет объективно определить величину стоимости бизнеса. В наглядной форме все подходы и методы приведены в таблице.

Табл. 8.1

Подходы и методы к оценке стоимости предприятия (бизнеса)

Подходы	Затратный	Сравнительный	Доходный
Методы	1. Метод чистых активов 2. Метод ликвидационной стоимости	1. Метод сделок 2. Метод рынка капитала 3. Метод отраслевых коэффициентов	1. Метод дисконтированных денежных потоков 2. Метод капитализации доходов
Описание метода	Метод чистых активов основан на вычислении стоимости чистых активов. Стоимость чистых активов предприятия равна сумме стоимостей всех его активов (материальных и нематериальных) за вычетом обязательств. Для определения стоимости активов проводится их переоценка. Метод ликвидационной стоимости основан на вычислении ликвидационной стоимости. Ликвидационная стоимость равна разности между стоимостью имущества предприятия, которую собственник может получить при раздельной продаже его активов на рынке и издержками на ликвидацию. Для определения стоимости имущества предприятия проводится его переоценка.	Метод сделок основан на прямом сравнении оцениваемого предприятия с аналогичными, в отношении которых известна цена контрольного пакета или предприятия целиком. Метод рынка капитала основан на сравнении цен на единичную акцию акционерного общества. Метод отраслевых коэффициентов предполагает использование соотношений или показателей, основанных на данных о продажах компаний по отраслям и отражающих их конкретную специфику.	Метод дисконтированных денежных потоков – определение стоимости имущества суммированием текущих стоимостей ожидаемых от него потоков дохода. Примечание: под потоком могут пониматься денежный поток для собственного капитала, бездолговой денежный поток, на номинальной или реальной основе и т.д. Метод капитализации дохода – оценка имущества на основе капитализации дохода за первый прогнозный год при предположении, что величина дохода будет такой же и в последующие прогнозные годы.

Источник информации: Оценка бизнеса / Под ред. А.Г. Грязновой, М.А. Федотовой

8.2. Обоснование выбора используемых подходов к оценке и методов в рамках каждого из применяемых подходов

Для определения рыночной стоимости Объекта оценки Оценщиком была рассмотрена возможность использования доходного, затратного и сравнительного подходов.

Доходный подход.

В результате анализа имеющейся информации и принимая во внимание цели настоящей оценки, Оценщик пришел к выводу о необходимости и возможности использования метода дисконтирования денежных потоков (ДДП) в настоящих расчетах.

Инвесторы, как правило, рассматривают бизнес, прежде всего, с точки зрения возможности получения доходов на вложенные инвестиции. Специфика деятельности нефтегазодобывающих компаний, их способность генерировать прибыль в обозримом будущем позволяют сделать вывод, что метод дисконтирования денежных потоков является наилучшим для их оценки. В рамках расчетной модели имеется возможность учесть планы по объемам добычи нефти, прогнозы рыночных цен на нефть, ожидаемые эксплуатационные затраты и уровень налоговой нагрузки, планируемые инвестиционные расходы.

В результате, Оценщик принял решение выполнить расчеты в рамках доходного подхода. В рамках подхода расчеты выполняются Оценщиком для бизнеса Группы ОАО "НГК "Славнефть", включая дочерние компании, вошедшие в периметр консолидации. Рыночная стоимость прочих дочерних и зависимых обществ ОАО "НГК "Славнефть" добавляется в качестве итоговой корректировки к результату дисконтирования.

Сравнительный подход.

Данный подход является самым прямым и доступным способом оценки. Приведенная стоимость будущих выгод определяется на основе общего суждения участников рынка. При этом предполагаются два условия: активный, публичный рынок; сделки с сопоставимым имуществом.

Имеющаяся в распоряжении Оценщика информация из внешних источников относительно котировок публичных компаний позволяет выполнить расчеты рыночной стоимости бизнеса методом рынка капитала (см. раздел 8.4).

Для целей анализа возможности применениянметода сделок Оценщик изучил рынок слияний и поглощений компаний, основным видом деятельности которых является добыча нефти и газа на территории России. Временной горизонт поиска был ограничен годом до даты оценки. Аналогично методу рынка капитала Оценщик собирал информацию для расчета прежде всего натуральных мультипликаторов. Оценщиком были выявлены следующие факты в отношении отобранных сделок:

- по большей части сделок стоимостные характеристики не раскрывались;
- на дату сделки, как правило, отсутствует информация о величине долга компании – объекта сделки (если при раскрытии информации стоимость сделки не раскрывается с учетом долга), что затрудняет расчет величины инвестированного капитала;
- для значительной части сделок информация о величине запасов месторождений в соответствии с международными стандартами является недоступной;
- существенная часть сделок связана с акциями компаний с относительно небольшими запасами углеводородов и невысокими объемами добычи или их отсутствием.

В силу указанных выше ограничений по доступностии качеству информации Оценщик счел возможным отказаться от применения метода сделок.

В результате, Оценщик принял решение применить для целей настоящей оценки метод рынка капитала сравнительного подхода.

Затратный подход.

Основными активами Группы ОАО "НГК "Славнефть", образующими бизнес, и, следовательно, создающими ценность Объекта оценки, выступают права пользования недрами, контракты и соглашения по операционной деятельности, подготовленная технико-экономическая документация в отношении оценки запасов и планов разработки лицензионных участков недр, а также значительные вложения в материальные активы.

В рамках индивидуальной оценки подобных активов наиболее адекватные и достоверные результаты, как правило, демонстрируют доходный и сравнительный подходы. Применительно к оценке права пользования недрами, первый подход основан на расчете экономических выгод, ожидаемых от добычи полезного ископаемого на месторождении (участке недр), второй - заключается в анализе данных о результатах аукционов, проводимых Федеральным агентством по недропользованию РФ (Роснедра). В качестве объектов сравнения выступают права пользования, аналогичные по заявленным целям и сопоставимые с оцениваемыми правами пользования по ряду важных параметров.

В этой связи необходимо отметить следующее. Стоимость лицензий, устанавливаемая на государственных аукционах, учитывает, прежде всего, величину запасов, поставленных на государственный баланс. При этом, на стадии приобретения технологическая схема разработки месторождения (участка недр) еще не выработана, что не всегда позволяет учесть все геологические особенности месторождения и адекватно оценить эффективность его разработки в будущем. Также необходимо отметить, что в российских условиях существуют ограничения на отчуждения прав на разработку месторождений и отсутствуют сведения о заключенных опционных соглашениях по передаче прав на разработку месторождений.

Все перечисленное затрудняет применение сравнительного подхода и снижает достоверность его результата. Оценка рыночной стоимости контрактов и соглашений Группы ОАО "НГК "Славнефть" методами сравнительного подхода объективно невозможна по причине отсутствия в распоряжении Оценщика необходимой рыночной информации.

В то же время индивидуальная оценка прав пользования недрами, контрактов и соглашений и иных нематериальных активов, которую возможно провести с использованием доходного подхода, будет дублировать оценку бизнеса в рамках того же подхода.

Материальные активы Группы ОАО "НГК "Славнефть" преимущественно представлены специализированными активами, т.е. активами с ограниченным рынком, обладающими полезностью лишь в ограниченной области (нефтяные и газовые скважины, объекты обустройства месторождения) и не продающихся отдельно от бизнеса. Сравнительный подход для определения их стоимости отдельно от бизнеса не применим. Корректная оценка специализированного имущества проводится с учетом уровня генерируемого ими дохода (с применением доходного подхода), что также будет дублировать оценку бизнеса.

Таким образом, Оценщик счел возможным отказаться от применения затратного (имущественного) подхода при определении рыночной стоимости Объекта оценки.

8.3. Определение рыночной стоимости Объекта оценки в рамках доходного подхода

8.3.1. Общие сведения и методика расчета

Способность генерировать доход, как правило, считается наиболее важным фактором при проведении оценки активов и/или бизнеса предприятия и представляет собой наличие "свободного денежного потока", который может быть распределен между инвесторами после вычета суммы денежных средств, которые необходимо реинвестировать в предприятие для продолжения его деятельности и дальнейшего роста. Таким образом, свободный денежный

поток представляет собой сумму, которая может быть распределена между собственниками без ущерба для хозяйственной деятельности предприятия или его развития.

В рамках доходного подхода для определения рыночной стоимости акций Компании использовался метод дисконтированных денежных потоков (Discounted Cash Flow Method, DCF Method).

Предположения, заложенные Оценщиком в модель дисконтированных денежных потоков, основывались на фактических данных за прошлые периоды, прогнозах, представленных Заказчиком, и собственном анализе Оценщика в отношении общих рыночных тенденций.

8.3.2. Анализ прогнозной информации, предоставленной Заказчиком

Заказчиком был предоставлен Оценщику Бизнес-план развития Компании на период 2018-2022 гг., а также отчеты, подготовленные DeGolyer&MacNaughton по состоянию на 31 декабря 2017 г., по оценке запасов и выручки на некоторых месторождениях, принадлежащих ОАО "НГК "Славнефть". Компанией DeGolyer&MacNaughton составлен прогноз ключевых показателей разработки месторождений на период 2018-2042 гг.

Необходимо отметить, что в 2017 году специалистами компании DeGolyer&MacNaughton был пересмотрен профиль добычи Компании (SEC TP) в сторону сокращения для периода 2018-2021 гг. на 4,4% суммарно (по отношению к показателям на 31.12.2016 г.). Также, по сравнению с отчетом годом ранее, разработка значительной части запасов перенесена на более поздний плановый период.

Объемы добычи и реализации

В таблицах ниже приведены сгруппированные плановые натуральные данные.

Табл. 8.2

Прогноз объемов добычи в соответствии с международным аудитом запасов

Наименование	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Классификация SEC, суммарные доказанные запасы (TP)														
Нефть	тыс. тонн	14 586	15 885	16 246	16 159	15 776	15 353	14 973	14 354	13 516	12 171	11 059	9 855	8 715
Товарный газ	млн куб. м	581	593	587	582	562	571	553	545	528	477	465	435	411
Классификация PRMS, суммарные доказанные запасы (TP)														
Нефть	тыс. тонн	14 591	15 945	16 380	16 433	16 160	15 841	15 506	15 130	14 530	13 300	12 215	10 900	9 735
Товарный газ	млн куб. м	583	595	591	585	564	575	555	557	535	495	472	446	421

Наименование	Ед. изм.	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Классификация SEC, суммарные доказанные запасы (TP)													
Нефть	тыс. тонн	7 767	6 941	5 984	5 044	4 265	3 696	3 233	2 865	2 503	1 942	1 660	1 475
Товарный газ	млн куб. м	368	336	296	251	228	204	189	180	159	130	122	103
Классификация PRMS, суммарные доказанные запасы (TP)													
Нефть	тыс. тонн	8 730	7 808	6 712	5 683	4 949	4 454	3 949	3 468	2 987	2 590	2 138	1 844
Товарный газ	млн куб. м	389	353	311	265	239	219	198	183	157	145	118	102

Источник: данные DeGolyer&MacNaughton, Отчет по состоянию на 31 декабря 2017 г. по оценке запасов и выручки на некоторых месторождениях, принадлежащих ОАО "НГК "Славнефть"

Табл. 8.3

Плановые объемы реализации нефти - Бизнес-план Компании, тыс. тонн

Наименование компании	2014 факт	2015 факт	2016 факт	2017 факт	2018 план	2019 план	2020 план	2021 план	2022 план
ОАО "НГК "Славнефть"	513	438	575	812	788	672	581	511	394

Наименование компании	2014 факт	2015 факт	2016 факт	2017 факт	2018 план	2019 план	2020 план	2021 план	2022 план
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"	8 949	8 924	8 714	7 985	8 008	8 109	8 168	8 296	8 119
ОАО "Соболь" (присоединился к СН-Нижневартовск)	111	105	48	-	-	-	-	-	-
ЗАО "Обьнефтегеология"	472	418	362	368	504	445	500	513	542
ООО "Славнефть-Нижневартовск"	2 062	1 720	1 723	1 677	1 597	1 512	1 525	1 579	1 586
ОАО "Обьнефтегазгеология"	3 602	3 510	3 256	2 990	2 542	2 330	2 191	2 034	2 024
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"	391	317	254	201	192	203	185	159	140
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"	86	42	70	228	411	1 594	3 005	3 487	3 509
Итого	**16 186**	**15 475**	**15 001**	**14 261**	**14 041**	**14 865**	**16 156**	**16 579**	**16 316**
прирост		-4,4%	-3,1%	-4,9%	-1,5%	5,9%	8,7%	2,6%	-1,6%

Источник: данные Компании, в том числе Бизнес-план Компании на 2018-2022 гг.

Оценщик отмечает, что, согласно Бизнес-плана Компании, планируется добыча меньших объемов, чем по прогнозу DeGolyer&MacNaughton (77,9 млн т по Бизнес-плану при 78,6 и 79,5 млн т по классификациям SEC и PRMS соответственно).

Для дальнейших расчетов Оценщик принял решение использовать на период 2018-2022 гг. данные Бизнес-плана Компании, далее - данные отчета DeGolyer&MacNaughton (SEC, TP).

При этом, Оценщиком было принято решение о принятии плановых данных (Бизнес-план) без корректировок, т.к., несмотря на тот факт, что в 2017 году план был недовыполнен на 3%, в 2015-2016 гг. плановые показатели перевыполнялись.

Выручка от продажи нефтепродуктов, переработки и прочей реализации

Плановая выручка Компании согласно данных Бизнес-плана приведена в таблице ниже.

Выручка от продажи нефтепродуктов прогнозировалась Оценщиком самоятоятельно на основании прогноза объема реализации (см. раздел выше) и прогноза цен на нефть (см. раздел 8.3.3).

Для прогноза выручки от оказания услуг по переработке нефти, прочих поступлений Оценщиком было принято решение использовать в дальнейших расчетах плановые показатели, заложенные в Бизнес-план Компании. Суммарно указанные статьи планово возрастают в 2018 году на 5%, что сопоставимо с уровнем инфляционных ожиданий.

Табл. 8.4

Плановая выручка - Бизнес-план Компании

Наименование компании	Ед. изм.	2014 факт	2015 факт	2016 факт	2017 факт	2018 план	2019 план	2020 план	2021 план	2022 план
Выручка	**млн руб.**	**197 204**	**224 224**	**214 697**	**241 253**	**219 330**	**234 110**	**264 937**	**284 002**	**278 458**
Нефть	млн руб.	166 770	190 512	182 581	208 647	184 589	195 843	225 607	244 676	240 794
	руб./т	**10 304**	**12 311**	**12 171**	**14 630**	**13 146**	**13 175**	**13 964**	**14 758**	**14 759**
Газ	млн руб.	367	410	398	386	387	399	396	440	451
Нефтепродукты	млн руб.	131	275	0	0	0	0	0	0	0
Услуги по переработке нефти	млн руб.	25 665	28 318	26 582	27 396	28 651	31 968	33 381	32 997	31 307
Выручка от прочей реализации	млн руб.	4 271	4 709	5 135	4 823	5 703	5 900	5 553	5 889	5 906
Прочий операционный доход	млн руб.	759	722	413	970	492	478	468	445	433
Суммарно выручка от переработки и прочей реализации и прочий доход	**млн руб.**	**30 827**	**34 024**	**32 130**	**33 190**	**34 845**	**38 346**	**39 402**	**39 331**	**37 647**
прирост	%	-	10,4	(5,6)	3,3	5,0	10,0	2,8	(0,2)	(4,3)

Источник: данные управленческого учета Компании, в том числе Бизнес-план Компании на 2018-2022 гг.; анализ Оценщика

Операционные расходы (без учета амортизации)

Плановые операционные расходы приведены в таблицах ниже. Оценщиком были рассчитаны удельные показатели производственных расходов по добыче и налоговых платежей. Данные отчета DeGolyer&MacNaughton, для целей дальнейшего анализа и использования в расчетах, были переведены в рублевый эквивалент (используя ожидаемый курс доллара США), и увеличены на ожидаемые темпы инфляции.

Табл. 8.5

Плановые расходы по добыче и переработке - Бизнес-план Компании

Наименование компании	Ед. изм.	2014 факт	2015 факт	2016 факт	2017 факт	2018 план	2019 план	2020 план	2021 план	2022 план
Производственные расходы - добыча	млн руб.	30 977	33 624	35 179	35 201	38 379	37 912	38 922	40 430	40 452
Производственные расходы - переработка	млн руб.	11 670	11 217	10 369	11 064	12 305	13 653	13 831	13 551	13 240
Производственные расходы - прочие	млн руб.	1 713	1 199	1 280	-313	1 023	-356	-713	-713	-695
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	млн руб.	6 056	5 873	6 162	5 976	6 606	6 732	6 722	6 811	6 738
Себестоимость реализации прочей продукции	млн руб.	2 065	2 300	3 330	3 330	4 079	4 190	4 175	3 925	3 970
Налоги, за исключением налога на прибыль	млн руб.	97 958	100 001	89 040	116 517	98 689	96 317	102 249	110 794	123 122
Расходы на проведение геологоразведочных работ	млн руб.	627	623	1 053	574	660	492	578	653	761
Обесценение и прибыль/убыток от выбытия активов	млн руб.	0	0	0	569	-88	207	28	19	57
Итого операционные расходы и затраты (искл. ам-ию)	**млн руб.**	**151 067**	**154 836**	**146 413**	**172 920**	**161 653**	**159 147**	**165 793**	**175 470**	**187 645**
Удельные производственные расходы по добыче	руб./т	1 914	2 173	2 345	2 468	2 733	2 550	2 409	2 439	2 479
Удельные расходы налоговые платежи (за искл. налога на прибыль)	руб./т	6 052	6 462	5 935	8 170	7 028	6 479	6 329	6 683	7 546
Доля производственных расходов (переработка) в выручке от переработки	%	45,2	39,2	39,0	40,4	42,9	42,7	41,4	41,1	42,3

Источник: данные управленческого учета Компании, в том числе Бизнес-план Компании на 2018-2022 гг.; анализ Оценщика

Табл. 8.6

Плановые расходы по добыче в соответствии с международным аудитом запасов

Наименование	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Классификация SEC, суммарные доказанные запасы (ТР)														
Эксплуатационные расходы	млн долл. США (в ценах 2017 г.)	492	536	555	565	563	562	537	517	499	477	457	438	415
НДПИ и др.налоги	млн долл. США (в ценах 2017 г.)	1 852	2 016	2 037	1 890	1 913	1 851	1 806	1 741	1 637	1 469	1 329	1 184	1 038
Эксплуатационные расходы	млн руб.	29 377	34 450	36 403	37 005	36 566	37 674	37 232	37 022	36 896	36 443	36 098	35 660	34 884
НДПИ и др.налоги	млн руб.	110 575	129 462	133 651	123 728	124 128	124 140	125 169	124 700	121 111	112 192	104 853	96 447	87 141
Классификация PRMS, суммарные доказанные запасы (ТР)														
Эксплуатационные расходы	млн долл. США (в ценах 2017 г.)	457	503	565	597	596	597	572	558	551	524	506	486	466
НДПИ и др.налоги	млн долл. США (в ценах 2017 г.)	1 641	1 859	2 538	2 519	2 589	2 528	2 477	2 439	2 345	2 142	1 957	1 743	1 544
Эксплуатационные расходы	млн руб.	27 313	32 325	37 086	39 050	38 673	39 999	39 663	39 983	40 793	40 058	39 907	39 586	39 165
НДПИ и др.налоги	млн руб.	97 999	119 373	166 520	164 892	167 980	169 494	171 659	174 656	173 468	163 606	154 423	141 975	129 607

Наименование	Ед. изм.	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Классификация SEC, суммарные доказанные запасы (TP)													
Эксплуатационные расходы	млн долл. США (в ценах 2017 г.)	402	364	327	282	231	206	179	159	148	98	81	71
НДПИ и др.налоги	млн долл. США (в ценах 2017 г.)	921	819	709	598	511	442	386	340	298	225	195	175
Эксплуатационные расходы	млн руб.	34 749	32 480	30 010	26 687	22 414	20 554	18 350	16 625	15 880	10 749	9 044	8 077
НДПИ и др.налоги	млн руб.	79 673	73 000	65 075	56 508	49 637	44 084	39 497	35 620	31 932	24 614	21 811	20 029
Классификация PRMS, суммарные доказанные запасы (TP)													
Эксплуатационные расходы	млн долл. США (в ценах 2017 г.)	449	432	371	317	270	243	223	192	179	165	135	119
НДПИ и др.налоги	млн долл. США (в ценах 2017 г.)	1 374	1 227	1 057	895	787	714	636	556	478	415	344	300
Эксплуатационные расходы	млн руб.	38 872	38 550	34 040	29 970	26 203	24 261	22 840	20 058	19 122	18 081	15 107	13 631
НДПИ и др.налоги	млн руб.	118 883	109 403	97 058	84 559	76 474	71 183	65 025	58 178	51 198	45 419	38 496	34 258

Источник: данные DeGolyer&MacNaughton, Отчет по состоянию на 31 декабря 2017 г. по оценке запасов и выручки на некоторых месторождениях, принадлежащих ОАО "НГК "Славнефть"; анализ и расчеты Оценщика

Табл. 8.7

Плановые удельные расходы по добыче, руб./т

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Удельные производственные расходы по добыче													
Бизнес-план Компании	2 733	2 550	2 409	2 439	2 479	-	-	-	-	-	-	-	-
Отчет DeGolyer and MacNaughton, SEC, TP	2 014	2 169	2 241	2 290	2 318	2 454	2 487	2 579	2 730	2 994	3 264	3 618	4 003
Отчет DeGolyer and MacNaughton, PRMS, TP	1 872	2 027	2 264	2 376	2 393	2 525	2 558	2 643	2 808	3 012	3 267	3 632	4 023
Удельные расходы налоговые платежи (за искл. налога на прибыль)													
Бизнес-план Компании	7 028	6 479	6 329	6 683	7 546	-	-	-	-	-	-	-	-
Отчет DeGolyer and MacNaughton, SEC, TP	7 581	8 150	8 227	7 657	7 868	8 086	8 360	8 687	8 961	9 218	9 481	9 787	9 999
Отчет DeGolyer and MacNaughton, PRMS, TP	6 716	7 487	10 166	10 034	10 395	10 700	11 071	11 544	11 939	12 301	12 642	13 025	13 313

Наименование	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Удельные производственные расходы по добыче												
Отчет DeGolyer and MacNaughton, SEC, TP	4 474	4 680	5 015	5 291	5 255	5 561	5 676	5 803	6 345	5 535	5 448	5 476
Отчет DeGolyer and MacNaughton, PRMS, TP	4 453	4 937	5 071	5 274	5 295	5 447	5 784	5 784	6 402	6 981	7 066	7 392
Удельные расходы налоговые платежи (за искл. налога на прибыль)												
Отчет DeGolyer and MacNaughton, SEC, TP	10 258	10 517	10 875	11 203	11 638	11 927	12 217	12 433	12 758	12 675	13 139	13 579
Отчет DeGolyer and MacNaughton, PRMS, TP	13 618	14 012	14 460	14 879	15 452	15 982	16 466	16 776	17 140	17 536	18 006	18 578

Источник: данные Компании; анализ и расчеты Оценщика

Сопоставив удельные плановые расходы по добыче из разных источников, Оценщик в части прогноза производственных затрат по добыче принял решение использовать на период 2018-2022 гг. данные Бизнес-плана Компании и данные отчета DeGolyer&MacNaughton (SEC, TP) - для периода далее.

Прогноз налога на добычу полезных ископаемых приведен разделе 8.3.4 Отчета.

Следует отметить, что доля НДПИ в составе налоговых платежей составляет 93-95%. Доля прочих уплачиваемых Компанией обязательных платежей относительно несущественна (5-7% от суммарных налоговых расходов, порядка 3-4% от операционных расходов, не более 10% от суммарных операционных расходов без учета НДПИ и амортизации).

Применительно к прогнозу производственных расходов, связанных с переработкой нефти, а также всех прочих операционных расходов, включая финансовый результат от выбытия

активов, Оценщик решил использовать данные Бизнес-плана (без корректировок) на период 2018-2022 гг.

Инвестиционная программа

Инвестиционные планы Компании утверждены акционерами на 5-ти летний период планирования. Как видно из таблицы ниже, к 2021 г. происходит снижение суммарной величины капитальных вложений. По данным менеджмента Компании, это обусловлено тем, что на 4-5-ый годы планирования отсутствуют капитальные вложения на развитие, в планах учитываются только капитальные вложения на поддержание существующих мощностей.

Табл. 8.8

Плановые капитальные расходы - Бизнес-план Компании

Наименование компании	Ед. изм.	2016 факт	2017 факт	2018 план	2019 план	2020 план	2021 план	2022 план
Капитальные расходы	млн руб.	46 815	58 499	80 719	82 916	72 460	61 553	56 939
Удельные капитальные расходы на тонну добытой нефти	Руб./т	3 121	4 102	5 749	5 578	4 485	3 713	3 490
CapEx/EBITDA	-	68,1%	83,7%	116,8%	93,0%	67,7%	58,9%	56,1%
CapEx/Sales	-	21,8%	24,2%	32,9%	28,6%	22,7%	19,5%	18,1%

Источник: данные управленческого учета Компании, в том числе Бизнес-план Компании на 2018-2022 гг.; анализ Оценщика

Табл. 8.9

Плановые капитальные расходы по добыче в соответствии с международным аудитом запасов

Наименование	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Классификация SEC, суммарные доказанные запасы (ТР)														
Капитальные расходы	млн долл. США (в ценах 2017 г.)	557 892	661 080	509 729	513 976	400 999	545 374	458 921	480 416	255 039	171 035	196 271	113 740	86 448
Капитальные расходы	млн руб.	33 318	42 451	33 437	33 643	26 022	36 570	31 800	34 402	18 868	13 066	15 488	9 263	7 259
Капитальные расходы	руб./т	2 284	2 672	2 058	2 082	1 649	2 382	2 124	2 397	1 396	1 074	1 401	940	833
Классификация PRMS, суммарные доказанные запасы (ТР)														
Капитальные расходы	млн долл. США (в ценах 2017 г.)	557 892	661 080	509 729	513 976	400 999	545 374	458 921	480 416	255 039	171 035	196 271	113 740	86 448
Капитальные расходы	млн руб.	33 318	42 451	33 437	33 643	26 022	36 570	31 800	34 402	18 868	13 066	15 488	9 263	7 259
Капитальные расходы	руб./т	2 284	2 672	2 058	2 082	1 649	2 382	2 124	2 397	1 396	1 074	1 401	940	833

Наименование	Ед. изм.	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Классификация SEC, суммарные доказанные запасы (ТР)													
Капитальные расходы	млн долл. США (в ценах 2017 г.)	83 691	122 866	59 569	94 155	63 854	49 946	42 393	34 620	28 411	37 204	22 105	38 285
Капитальные расходы	млн руб.	7 243	10 954	5 470	8 898	6 203	4 981	4 335	3 625	3 042	4 072	2 472	4 370
Капитальные расходы	руб./т	933	1 578	914	1 764	1 454	1 348	1 341	1 265	1 215	2 097	1 489	2 962
Классификация PRMS, суммарные доказанные запасы (ТР)													
Капитальные расходы	млн долл. США (в ценах 2017 г.)	122 088	134 509	74 195	105 180	133 800	153 058	154 106	74 258	25 220	38 261	27 291	61 714
Капитальные расходы	млн руб.	10 566	11 992	6 814	9 940	12 998	15 264	15 758	7 776	2 700	4 188	3 051	7 044
Капитальные расходы	руб./т	1 210	1 536	1 015	1 749	2 626	3 427	3 990	2 242	904	1 617	1 427	3 820

Источник: данные DeGolyer&MacNaughton, Отчет по состоянию на 31 декабря 2017 г. по оценке запасов и выручки на некоторых месторождениях, принадлежащих ОАО "НГК "Славнефть"; анализ и расчеты Оценщика

Изучив плановые показатели по капитальным расходам, сопоставив удельные расходы и рассчитанные коэффициенты со среднеотраслевыми (см. раздел анализа рынка), Оценщик принял решение на период 2018-2022 гг. использовать данные Бизнес-плана Компании (без поправок), в долгосрочной перспективе ориентироваться на данные отчета DeGolyer&MacNaughton как на корректный прогноз инвестиций в нефтегазодобычу.

8.3.3. Формирование основных параметров и допущений модели

Выбор модели денежного потока. Ключевые формулы

В рамках настоящих расчетов Оценщиком, на основании имеющихся данных, определялся денежный поток на инвестированный капитал. Денежный поток на инвестированный капитал показывает сумму денежных средств, которая теоретически доступна лицам, финансирующим бизнес (акционерам и кредиторам) после уплаты обязательных платежей и осуществления необходимых инвестиций.

Денежный поток на инвестированный капитал рассчитывается по формуле 1.

$$\mathbf{FCFF = NOPAT + Depr – CapExp – \Delta NWC,} \qquad \mathbf{(1)}$$

где:

FCFF	–	денежный поток на инвестированный капитал;
NOPAT	–	чистая операционная прибыль после уплаты налогов (без вычета процентов);
Depr	–	амортизационные отчисления;
CapExp	–	инвестиции в капитальные активы;
ΔNWC	–	прирост инвестиций в рабочий капитал (неденежный).

Рыночная стоимость инвестированного капитала рассчитывается по формуле 2.

$$\mathbf{EV} = \sum_{i=1}^{n} \frac{\mathbf{FCFF_i}}{(1+\mathbf{WACC})^t} + \frac{\mathbf{EV_{TERM}}}{(1+\mathbf{WACC})^n} \qquad \mathbf{(2)}$$

где:

EV	–	рыночная стоимость инвестированного капитала,
FCFFi	–	денежный поток на инвестированный капитал в i-ом прогнозном периоде,
WACC	–	ставка дисконтирования, соответствующая средневзвешенной стоимости собственного и заемного капитала,
t	–	период дисконтирования (дисконтирование на середину периода),
EVTERM	–	стоимость инвестированного капитала в конце прогнозного периода,
n	–	длительность прогнозного периода.

Ставка дисконтирования, соответствующая денежному потоку на инвестированный капитал, была определена по модели средневзвешенной стоимости капитала (WACC).

В настоящем Отчете расчеты построены на основе номинальных денежных потоков, т.е. все показатели доходов и расходов учитывают инфляцию. Прогноз денежного потока осуществлялся в рублевом выражении.

Длительность прогнозного периода

Длительность прогнозного периода для нефтегазодобывающих компаний, как правило, определяется периодом экономически обоснованной эксплуатации лицензионных участков месторождений. Максимальный срок службы месторождений, как правило, определяется объемом извлекаемых запасов и режимом извлечения, который, в свою очередь, определяется прогнозом объемов добычи.

Оценщику была предоставлена долгосрочная модель освоения лицензионных участков недр на срок по 2042 год включительно - отчет DeGolyer and MacNaughton по состоянию на 31 декабря 2017 г., в соответствии с которой предполагается в указанный период извлечь практически полностью все доказанные запасы нефти. Таким образом, с учетом обоснованного риска неподтверждения вероятных запасов, к концу 2042 г. ожидается полное исчерпание имеющейся сырьевой базы Компании.

Период прогнозирования в настоящей оценке, исходя из экономической целесообразности и технологической возможности эксплуатации лицензионных участков недр, составил 25 лет (с 01.01.2018 г. по 31.12.2042 г.).

В последний год прогнозного периода проводятся работы по восстановлению месторождения (Asset Retirement) и реализация имущества и остатков собственного оборотного капитала. При этом, ликвидационная стоимость внеоборотных активов к концу срока жизни участков предполагается соответствующей затратам на их утилизацию, а финансирование восстановительных работ предполагается провести за счет остатка средств собственного оборотного капитала.

Прогноз индексов инфляции

Заложенные Оценщиком в расчет макропоказатели приведены в разделе анализа макроэкономической ситуации.

Прогноз цен на нефть

По данным менеджмента ОАО "НГК "Славнефть", Компания осуществляет поставки нефти только на внутренний рынок.

Средние цены реализации нефти (netback) компаниями Группы ОАО "НГК "Славнефть" на внутренний рынок сформированы и утверждены акционерами Группы компаний, и составили в 2017 г. – 14 566 руб./тонна по Группе "Славнефть-Мегионнефтегаз" и 13 175 руб./тонна – по ООО "Славнефть – Красноярскнефтегаз" (без учета льгот). Базой для формирования цены в прогнозном периоде являются утвержденные цены на 2017 г., скорректированные на индекс роста цен нефть марки Urals.

Для целей построения прогноза мировой цены Urals FOB Mediterranean Оценщиком был учтен относительный дисконт к цене Brent в размере 2,5 долл. США на весь прогнозный период (как средняя исторически сложившаяся величина) (см. подраздел Цены на нефть раздела 7.2.1 Отчета).

При построении прогноза цен на нефть марки Brent на период 2018-2021 гг. Оценщик основывался на среднесрочных прогнозах инвестиционных банков (по данным информационной базы Bloomberg на дату оценки (см. подраздел Цены на нефть раздела 7.2.1 Отчета, использованы медианные значения сводки прогнозов).

В дальнейшем, начиная с 2022 г., цена на нефть Brent была спрогнозирована Оценщиком от уровня предыдущего периода с учетом темпа изменения прогнозной цены на нефть по источнику Oxford Research (от 20.11.2017 г.; прогноз на 2018-2040 гг.). Начиная с 2041 г., цена на нефть Brent была спрогнозирована Оценщиком от уровня предыдущего периода с учетом инфляционных ожиданий (в долларовом выражении).

По актуальным на дату оценки прогнозам, в 2018 г. на фоне дальнейшей балансировки рынка ожидается более высокий уровень мировых цен на нефть по сравнению со средним уровнем 2017 г. По прогнозу Администрации энергетической информации США, мировая цена сорта Brent в 2018 г. составит 57,26 долл./барр., по прогнозу Всемирного банка – 56,0 долл./барр. (средняя цена сортов Brent, Dubai и WTI). Прогнозы ведущих зарубежных банков (Goldman Sachs Group, UBS, Credit Suisse, JPMorgan, Citigroup, Barclays) по цене сорта Brent в 2018 г. находятся в диапазоне 54–62 долл./барр.

Справочно, в качестве дополнительного подтверждения корректности выполненного прогноза цен на нефть в перспективе 2-4-х лет, Оценщик отмечает тот факт, что в начале февраля 2018 г. (т.е. после даты оценки) EIA повысило ежемесячный краткосрочный прогноз по среднегодовой цене на Brent до 62,39 доллара за баррель. На 2019 год ведомство прогнозирует среднюю цену нефти Brent на уровне 61,51 доллара за баррель

Спрогнозированные цены на нефть приведены в таблицах ниже.

Табл. 8.10

Прогноз цен на нефть марок Brent и Urals

Наименование	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Цена Brent														
Bloomberg 31.12.2017	долл. США/баррель	58,0	62,0	63,0	61,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oxford Research, 20.11.2017	долл. США/т	413,3	423,0	465,0	503,8	527,7	547,1	566,5	585,9	605,2	624,4	643,5	662,5	681,4
	долл. США/баррель	56,4	57,7	63,4	68,7	72,0	74,6	77,3	79,9	82,6	85,2	87,8	90,4	93,0
прирост	-	3,1%	2,4%	9,9%	8,4%	4,7%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%
Цена Brent в расчет	**долл. США/ баррель**	**58,0**	**62,0**	**63,0**	**61,7**	**64,6**	**66,9**	**69,3**	**71,7**	**74,1**	**76,4**	**78,7**	**81,1**	**83,4**
Цена Urals в расчет	**долл. США/ баррель**	**55,5**	**59,5**	**60,5**	**59,2**	**62,1**	**64,4**	**66,8**	**69,2**	**71,6**	**73,9**	**76,2**	**78,6**	**80,9**
Цена Urals в расчет	**руб./т***	**24 144**	**27 232**	**27 924**	**26 761**	**27 320**	**28 850**	**30 424**	**32 046**	**33 696**	**35 373**	**37 065**	**38 762**	**40 450**
Темп роста цены на нефть	%	5,1%	12,8%	2,5%	(4,2)%	2,1%	5,6%	5,5%	5,3%	5,1%	5,0%	4,8%	4,6%	4,4%

** Расчет с применением коэффициента баррелизации 7,43 (средний для нефти Компании) и прогнозоного курса доллара США (Табл. 7.3)*

Наименование	Ед. изм.	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Цена Brent													
Oxford Research, 20.11.2017	долл. США/т	700,2	718,8	737,2	755,1	774,3	792,9	811,4	830,4	849,9	869,8	-	-
	долл. США/баррель	95,5	98,1	100,6	103,0	105,6	108,2	110,7	113,3	115,9	118,7	-	-
прирост	-	2,8%	2,7%	2,6%	2,4%	2,5%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%		
Цена Brent в расчет	**долл. США/ баррель**	**85,7**	**88,0**	**90,2**	**92,4**	**94,7**	**97,0**	**99,3**	**101,6**	**104,0**	**106,4**	**108,5**	**110,5**
Цена Urals в расчет	**долл. США/ баррель**	**83,2**	**85,5**	**87,7**	**89,9**	**92,2**	**94,5**	**96,8**	**99,1**	**101,5**	**103,9**	**106,0**	**108,0**
Цена Urals в расчет	**руб./т***	**42 163**	**43 876**	**45 563**	**47 210**	**48 913**	**50 544**	**52 129**	**53 697**	**55 228**	**56 741**	**57 986**	**59 218**
Темп роста цены на нефть	%	4,2%	4,1%	3,8%	3,6%	3,6%	3,3%	3,1%	3,0%	2,9%	2,7%	2,2%	2,1%

Источник: данные Bloomberg, Oxford Research; анализ и расчеты Оценщика

** Расчет с применением коэффициента баррелизации 7,43 (средний для нефти Компании) и прогнозоного курса доллара США (Табл. 7.3).*

Табл. 8.11

Прогноз внутренних цен на нефть

Наименование	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Цены реализации нефти															
Внутренняя цена на нефть Мегионского блока	руб./тонна	14 566	15 310	17 269	17 707	16 970	17 324	18 294	19 292	20 321	21 367	22 431	23 503	24 580	25 650
Внутренняя цена на нефть ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"	руб./тонна	13 175	13 848	15 620	16 016	15 349	15 670	16 547	17 450	18 381	19 327	20 289	21 259	22 233	23 201

Наименование	Ед. изм.	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Цены реализации нефти													
Внутренняя цена на нефть Мегионского блока	руб./тонна	26 736	27 823	28 892	29 937	31 017	32 051	33 056	34 050	35 021	35 980	36 770	37 552
Внутренняя цена на нефть ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"	руб./тонна	24 183	25 166	26 133	27 078	28 055	28 990	29 899	30 799	31 677	32 545	33 259	33 966

Источник: данные Компании; анализ и расчеты Оценщика

Среднеотраслевые параметры

В рамках настоящих расчетов Оценщик использовал следующие ключевые показатели по условно-сопоставимым компаниям отрасли (см. таблицу 8.12).

Табл. 8.12

Среднеотраслевые показатели на 31.12.2017 г.

SHORT_NAME	TIKER	COUNTRY	ROE	Net Margin	Pre-tax Operating Margin	EBITDA/ Sales	D/E Ratio balance ratio	D/E Ratio market ratio	Beta	Tax rate	Unlevered beta	Non-cash WC/ Sales
Bloomberg, 31/12/2017												
YPF SA-D	YPFD AR Equity	ARGENTINA	9,5%	4,9%	6,4%	27,9%	125,3%	115,18%	0,956	N/A	N/A	6,5%
PADMA OIL CO LTD	PADMAO BD Equity	BANGLADESH	20,5%	2,2%	1,1%	1,3%	1,6%	0,78%	0,555	25,02%	0,552	-22,8%
PETROBRAS-PREF	PETR4 BZ Equity	BRAZIL	-0,2%	-0,2%	12,6%	27,5%	134,1%	167,02%	1,584	93,89%	1,437	8,5%
SINOPEC CORP-H	386 HK Equity	CHINA	6,0%	2,2%	3,1%	N/A	21,1%	25,41%	0,997	18,78%	0,826	2,6%
PETROCHINA-H	857 HK Equity	CHINA	1,6%	1,2%	3,4%	N/A	34,5%	33,86%	0,980	30,70%	0,794	0,0%
ECOPETROL	ECOPETL CB Equity	COLOMBIA	14,1%	12,0%	28,1%	43,1%	87,5%	47,94%	1,347	43,22%	1,059	5,7%
HIBISCS	HIBI MK Equity	MALAYSIA	4,8%	13,3%	31,2%	52,6%	0,0%	0,00%	1,498	N/A	N/A	17,8%
TOTAL MAROC SA	TMA MC Equity	MOROCCO	66,6%	11,2%	14,7%	17,1%	49,1%	3,88%	1,280	27,00%	1,245	4,5%
PGNIG	PGN PW Equity	POLAND	8,9%	8,2%	11,2%	18,7%	8,9%	8,27%	0,701	25,52%	0,661	15,3%
OMV PETROM SA	SNP RO Equity	ROMANIA	9,1%	12,8%	16,8%	35,2%	5,0%	8,76%	0,948	14,28%	0,882	5,0%
TOTAL SENEGAL SA	TTLS BC Equity	SENEGAL	-0,3%	0,0%	0,7%	N/A	0,0%	0,00%	1,315	102,80%	1,315	N/A
PTT PCL	PTT TB Equity	THAILAND	11,2%	6,8%	10,4%	16,3%	42,4%	42,13%	1,042	13,29%	0,763	7,7%
GAZPROM	GAZP RM Equity	RUSSIA	7,1%	12,8%	13,3%	22,5%	26,6%	101,59%	1,227	22,41%	0,686	17,0%
LUKOIL PJSC-ADR	LUKOY US Equity	RUSSIA	12,7%	7,6%	9,3%	15,2%	17,7%	21,83%	0,672	19,79%	0,572	4,9%
SURGUTNEFTEGAS	SNGS RM Equity	RUSSIA	3,7%	12,0%	23,3%	30,0%	4,9%	16,72%	0,870	20,00%	0,767	13,7%
TATNEFT	TATN RM Equity	RUSSIA	17,6%	18,1%	22,8%	50,4%	33,3%	25,90%	1,247	24,24%	1,042	18,9%
ROSNEFT	ROSN RM Equity	RUSSIA	5,8%	3,9%	9,8%	19,8%	94,1%	127,47%	1,048	24,81%	0,535	8,1%
GAZPROM NEFT	SIBN RM Equity	RUSSIA	16,6%	13,6%	16,3%	23,9%	41,0%	58,79%	0,450	17,07%	0,303	6,1%
BASHNEFT	BANE RM Equity	RUSSIA	44,8%	21,3%	14,6%	22,0%	32,1%	32,55%	0,516	20,59%	0,410	9,2%
Медиана (только российские компании, за искл. Газпром)			**14,6%**	**12,8%**	**15,4%**	**22,9%**	**32,7%**	**29,2%**	**0,771**	**20,29%**	**0,554**	**8,6%**
Медиана (все компании - развивающиеся рынки)			**9,1%**	**8,2%**	**12,6%**	**23,2%**	**32,1%**	**25,9%**	**0,997**	**24,24%**	**0,767**	**7,1%**
Damodaran, 5 Jan 2017												
Oil/Gas (Integrated)		**Emerg. Markets**	**-**	**4,5%**	**6,3%**	**13,0%**	**-**	**53,14%**	**1,201**	**-**	**0,859**	**2,4%**

Источник информации: данные Bloomberg, Damodaran, расчеты Оценщика

Допущения, принятые в модели денежных потоков

В результате анализа полученной от Заказчика и из внешних источников информации, Оценщик сформулировал следующие допущения, принятые в дальнейших расчетах:

- В рамках доходного подхода расчеты выполнены Оценщиком для бизнеса Группы ОАО "НГК "Славнефть", включая дочерние компании, вошедшие в периметр консолидации. Рыночная стоимость прочих дочерних и зависимых обществ ОАО "НГК "Славнефть" учитывается в качестве итоговой корректировки к результату дисконтирования.
- Предполагается, что Компания будет продолжать операционную деятельность в будущем по своей специализации, возможность изменения специализации и/или технологии производства выпускаемой продукции не рассматривается.
- В прогнозном периоде будет сохранен ответственный подход собственников к распоряжению активами и обеспечено компетентное управление деятельностью уполномоченными лицами. Компания будет соблюдать все применимые к ней положения законов и нормативных актов, требования промышленных стандартов, а также будет предпринимать все необходимое, включая своевременное проведение ремонтов и технического обслуживания, для недопущения на своих производственных мощностях техногенных катастроф и аварий системного характера.
- Расчеты построены в предположении сохранения и, при необходимости, продления действующих лицензий на право пользования недрами, а также иных лицензионых соглашений. В рамках настоящей оценки предполагается дальнейшая беспрепятственная разработка имеющейся сырьевой базы.
- Планы в отношении разработки лицензионных участков недр, а также в отношении иных видов деятельности Компании, предоставленные Оценщику, считаются корректными и достоверными и используются для прогнозирования будущих денежных потоков. При необходимости, отдельные параметры планов подлежали уточнению.
- Оценщик основывался на официальных данных, актуальных по состоянию на дату оценки, о действующих налоговых режимах, и не рассматривал потенциальные последствия возможного изменения налогового режима в нефтедобывающей отрасли, а также возможные отраслевые санкции.
- Оценщиком заложен в прогноз нормативный уровень неденежного рабочего капитала. Избыток/недостаток рабочего капитала на дату оценки учтен в качестве итоговой поправки к стоимости инвестированного капитала Компании.
- При построении будущих денежных потоков не учитывались неоперационные доходы и расходы, а также доходы и расходы, не являющиеся типичными и носящие разовый характер. Неоперационные активы и обязательства учтены как итоговая поправка к стоимости инвестированного капитала Компании.

8.3.4. Прогноз денежного потока

Прогноз выручки

Прогноз выручки от реализации выполнен Оценщиком с учетом нижеследующих моментов:

- Для прогноза объемов добычи на период 2018-2022 г. использован Бизнес-план Компании, для периода далее - принят профиль добычи (Классификация SEC,

суммарные доказанные запасы), подготовленный DeGolyer and MacNaughton (с учетом проведенного анализа в разделе 8.3.2 Отчета.

- В прогнозном периоде объемы продаж приняты равными объемам добычи - упрощающее допущение для расчетов.
- Структура объемов реализации была принята для всего прогнозного периода соответствующей факту 2017 года и плановым показателям на 2018-2022 гг. - весь объем нефти поставляется на внутренний рынок. В отчете DeGolyer and MacNaughton сделано предположение об иной структуре: 21% - на экспорт (в т.ч. 20% в страны дальнего зарубежья), 79% - на внутренний рынок. Однако, согласно данных Компании, реальные планы в отношении поставок на экспорт отсутствуют.
- Средние цены реализации нефти (netback) компаниями Группы ОАО "НГК "Славнефть" на внутренний рынок сформированы и утверждены акционерами Группы компаний, и составили в 2017 г. – 14 566 руб./тонна по Группе "Славнефть-Мегионнефтегаз" и 13 175 руб./тонна – по ООО "Славнефть – Красноярскнефтегаз" (без учета льгот). Базой для формирования цены в прогнозном периоде являются утвержденные цены на 2017 г., скорректированные на индекс роста цен нефть марки Urals.
- Прогноз цен на попутный газ построен от уровня базовой цены на газ по данным отчета DeGolyer and MacNaughton с учетом инфляционных темпов роста цен.
- Прогноз выручки от продажи нефтепродуктов, оказания услуг по переработке нефти, прочих поступлений построен Оценщиком на период 2018-2022 г. на основе данных Бизнес-плана Компании, для периода далее - по доле в выручке от продаж нефти (в качестве норматива принята средняя величина фактических и плановых показателей за период 2014-2022 гг. (предоставленные Заказчиком плановые показатели проанализированы в разделе 8.3.2 Отчета).

Спрогнозированные Оценщиком отпускные цены на нефть для Компании в региональном разрезе приведены в таблице 8.11.

Прогноз выручки от реализации приведен в Приложении 3 настоящего Отчета.

Прогноз операционных расходов

Прогноз операционных расходов (без учета амортизации) выполнен Оценщиком следующим образом:

- В рамках прогноза расходов для всех статей затрат, за исключением налоговых платежей, на период 2018-2022 г. использован Бизнес-план Компании (анализ и выводы, сделанные Оценщиком, приведены в разделе 8.3.2 Отчета). Для периода далее при прогнозировании производственных расходов на добычу нефти и газа Оценщик использовал данные отчета, подготовленного DeGolyer and MacNaughton (Классификация SEC, суммарные доказанные запасы). Указанные затраты включают переменные и постоянные компоненты и рассчитаны компанией DeGolyer and MacNaughton на основании фактических исторических расходов в регионе и затрат Компании.
- Прогноз производственных расходов по переработке нефти построен на маржинальной основе; в расчет принято среднее значение доли расходов в выручке от оказания услуг по переработке (принята средняя величина фактических и плановых показателей за период 2014-2022 гг.).

- Прочие производственные расходы, коммерческие, административные затраты, расходы на геологоразведку и т.п. прогнозируются, начиная с 2023 года, от уровня суммарной выручки Компании и принятого норматива. Последние рассчитываются как среднее фактических и плановых показателей за период 2014-2022 гг.
- Финансовые результаты от выбытия активов на прогнозный период не прогнозируются Оценщиком ввиду высокой вариативности и несущественной доли.

НДПИ

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в разрезе компаний Группы прогнозном периоде рассчитывался в соответствии с текущей редакцией Налогового кодекса РФ часть 2 от 05.08.2000 № 117-ФЗ (статья 342 п. 2, пп. 9) по следующей формуле:

$$\mathbf{НДПИ = R \times К_ц – Д_м,}$$

где

R - базовая ставка НДПИ: 857 рублей за тонну в 2016 г., 919 рублей за тонну в 2017 г. Предполагалось, что с 2018 г. базовая ставка составит 919 руб./т;

$К_ц$ - коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть определяется налогоплательщиком самостоятельно по следующей формуле:

$$\mathbf{К_ц = (Ц – 15) \times Р / 261,}$$

где

Ц - средний за налоговый период уровень цен нефти сорта Urals в долларах США за баррель,

Р - среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным баком РФ.

$Д_м$ - коэффициент, характеризующий особенности добычи нефти, рассчитываемый по следующей формуле:

$$\mathbf{Д_м = К_{ндпи} \times К_ц \times (1 – К_в \times К_з \times К_д \times К_{дв} \times К_{кан}),}$$

где

$К_{ндпи}$ - коэффициент, равный 559 в 2016 г., с 2017 г. закладывается на уровне 2016 г.;

$К_в$ - коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов нефти конкретного участка, в случае если степень выработанности конкретного участка недр больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, данный коэффициент рассчитывается по следующей формуле:

$$\mathbf{К_в = 3,8\text{-}3,5*N/V,}$$

где

N - сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;

V - начальные извлекаемые запасы нефти.
В иных случаях (за исключением случая при котором степень выработанности месторождения составляет более 1) коэффициент $К_в$ принимается равным 1. В случае, если степень выработанности больше 100%, значение $К_в$ равно 0,3;

$К_з$ - коэффициент, характеризующий величину запасов:

$$\mathbf{К_з = 0,125*V+0,375}$$

В случае, если величина начальных извлекаемых запасов конкретного участка превышает или равна 5 млн тонн и (или) степень выработанности запасов конкретного участка недр превышает 0,05, рассматриваемый коэффициент принимается равным 1; если сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (N) превышает начальные извлекаемые запасы нефти (V), использованные при расчете коэффициента по формуле, приведенной в настоящем пункте, к сумме превышения применяется коэффициент, равный 1.

$К_д$ - коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти;

$К_{дв}$ - коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья; поскольку значение $К_д$ равно 1, $К_{дв}$ принимается равным $К_д$;

$К_{кан}$ - коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти.

Ниже приведены коэффициенты, применяемые для расчета и удельная величина НДПИ по Группе Славнефть.

Табл. 8.13

Коэффициенты, применяемые для расчета НДПИ

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
R (Базовая ставка НДПИ)	руб./т	919	919	919	919	919	919	919	919	919	919	919	919	919
Кц	-	9,1	10,5	10,8	10,3	10,7	11,4	12,2	12,9	13,7	14,5	15,4	16,2	17,0
Ц	долл. США/барр.	56	60	61	59	62	64	67	69	72	74	76	79	81
Р	руб./долл. США	58,55	61,60	62,12	60,89	59,24	60,25	61,28	62,33	63,38	64,42	65,43	66,40	67,31
Дм														
ОАО "НГК "Славнефть"		-357	3 682	4 238	4 031	4 180	4 466	4 761	5 065	5 374	5 689	6 008	6 328	6 648
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"		-357	-428	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЗАО "Обьнефтегеология"		-357	-428	549	1 146	1 915	2 843	3 927	5 039	5 374	5 689	6 008	6 328	6 648
ООО "Славнефть-Нижневартовск"		3 198	3 682	4 238	4 031	4 180	4 466	4 761	5 065	5 374	5 689	6 008	6 328	6 648
ОАО "Обьнефтегазгеология"		659	746	1 211	1 152	1 194	1 276	1 360	1 447	1 535	1 625	1 716	2 172	3 012
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"		-357	-428	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"		-357	-428	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Кндпи		**559**	**559**	**559**	**559**	**559**	**559**	**559**	**559**	**559**	**559**	**559**	**559**	**559**
Кв														
ОАО "НГК "Славнефть"		1,00	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ЗАО "Обьнефтегеология"		1,00	1,00	0,91	0,80	0,68	0,55	0,42	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
ООО "Славнефть-Нижневартовск"		0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
ОАО "Обьнефтегазгеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,95	0,85
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Кз														
ОАО "НГК "Славнефть"	-	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ЗАО "Обьнефтегеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ООО "Славнефть-Нижневартовск"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Обьнефтегазгеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Кд	-													
ОАО "НГК "Славнефть"	-	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ЗАО "Обьнефтегеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ООО "Славнефть-Нижневартовск"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Обьнефтегазгеология"		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
$К_{дв}$														
ОАО "НГК "Славнефть"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ЗАО "Обьнефтегеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ООО "Славнефть-Нижневартовск"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Обьнефтегазгеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
$К_{кан}$														
ОАО "НГК "Славнефть"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ЗАО "Обьнефтегеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ООО "Славнефть-Нижневартовск"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Обьнефтегазгеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
$К_{к}$														
ОАО "НГК "Славнефть"		357	428	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"		357	428	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЗАО "Обьнефтегеология"		357	428	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ООО "Славнефть-Нижневартовск"		357	428	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОАО "Обьнефтегазгеология"		357	428	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"		357	428	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"		357	428	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДПИ на 1 тонну НЕФТЬ														
ОАО "НГК "Славнефть"	руб./т	8 706	5 970	5 715	5 435	5 638	6 023	6 420	6 830	7 247	7 672	8 102	8 534	8 966
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"	руб./т	8 706	10 080	9 952	9 466	9 818	10 490	11 181	11 895	12 621	13 361	14 109	14 862	15 614
ЗАО "Обьнефтегеология"	руб./т	8 706	10 080	9 403	8 320	7 903	7 647	7 254	6 856	7 247	7 672	8 102	8 534	8 966
ООО "Славнефть-Нижневартовск"	руб./т	5 151	5 970	5 715	5 435	5 638	6 023	6 420	6 830	7 247	7 672	8 102	8 534	8 966
ОАО "Обьнефтегазгеология"	руб./т	7 691	8 906	8 741	8 314	8 624	9 214	9 821	10 448	11 085	11 735	12 393	12 690	12 602

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"	руб./т	8 706	10 080	9 952	9 466	9 818	10 490	11 181	11 895	12 621	13 361	14 109	14 862	15 614
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"	руб./т	8 706	10 080	9 952	9 466	9 818	10 490	11 181	11 895	12 621	13 361	14 109	14 862	15 614

Источник информации: анализ и расчеты Оценщика

Табл. 8.14

Коэффициенты, применяемые для расчета НДПИ (продолжение)

Наименование показателя	Ед. изм.	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
R (Базовая ставка НДПИ)	руб./т	919	919	919	919	919	919	919	919	919	919	919	919
Кц	-	17,8	18,7	19,5	20,3	21,1	21,9	22,7	23,5	24,3	25,0	25,7	26,3
Ц	долл. США/барр.	83	85	88	90	92	95	97	99	101	104	106	108
Р	руб./долл. США	68,22	69,10	69,92	70,68	71,37	71,97	72,49	72,92	73,24	73,48	73,66	73,79
Дм													
ОАО "НГК "Славнефть"		6 973	7 299	7 621	7 937	8 265	8 580	8 888	9 195	9 497	9 797	10 044	10 290
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЗАО "Обьнефтегеология"		6 973	7 299	7 621	7 937	8 265	8 580	8 888	9 195	9 497	9 797	10 044	10 290
ООО "Славнефть-Нижневартовск"		6 973	7 299	7 621	7 937	8 265	8 580	8 888	9 195	9 497	9 797	10 044	10 290
ОАО "Обьнефтегазгеология"		3 849	4 672	5 447	6 167	6 846	7 462	8 000	8 496	8 955	9 393	9 770	10 134
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"		0	0	0	0	0	44	215	268	313	353	386	395
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Кндпи		**559**	**559**	**559**	**559**	**559**	**559**	**559**	**559**	**559**	**559**	**559**	**559**
Кв													
ОАО "НГК "Славнефть"		0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ЗАО "Обьнефтегеология"		0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
ООО "Славнефть-Нижневартовск"		0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
ОАО "Обьнефтегазгеология"		0,77	0,69	0,62	0,57	0,53	0,49	0,46	0,44	0,42	0,41	0,40	0,39
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Кз													
ОАО "НГК "Славнефть"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ЗАО "Обьнефтегеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ООО "Славнефть-Нижневартовск"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Обьнефтегазгеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Наименование показателя	Ед. изм.	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Кд													
ОАО "НГК "Славнефть"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ЗАО "Обьнефтегеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ООО "Славнефть-Нижневартовск"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Обьнефтегазгеология"		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Кдв													
ОАО "НГК "Славнефть"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ЗАО "Обьнефтегеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ООО "Славнефть-Нижневартовск"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Обьнефтегазгеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Ккан													
ОАО "НГК "Славнефть"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ЗАО "Обьнефтегеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ООО "Славнефть-Нижневартовск"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Обьнефтегазгеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Кк													
ОАО "НГК "Славнефть"		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЗАО "Обьнефтегеология"		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ООО "Славнефть-Нижневартовск"		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОАО "Обьнефтегазгеология"		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДПИ на 1 тонну НЕФТЬ													
ОАО "НГК "Славнефть"	руб./т	9 404	9 844	10 278	10 703	11 146	11 571	11 987	12 400	12 807	13 212	13 545	13 877

Наименование показателя	Ед. изм.	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"	руб./т	16 378	17 143	17 899	18 640	19 410	20 152	20 875	21 595	22 304	23 008	23 589	24 166
ЗАО "Обьнефтегеология"	руб./т	9 404	9 844	10 278	10 703	11 146	11 571	11 987	12 400	12 807	13 212	13 545	13 877
ООО "Славнефть-Нижневартовск"	руб./т	9 404	9 844	10 278	10 703	11 146	11 571	11 987	12 400	12 807	13 212	13 545	13 877
ОАО "Обьнефтегазгеология"	руб./т	12 528	12 472	12 452	12 473	12 564	12 689	12 876	13 099	13 349	13 616	13 820	14 032
ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"	руб./т	16 378	17 143	17 899	18 640	19 410	20 107	20 661	21 328	21 991	22 656	23 203	23 771
ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз"	руб./т	16 378	17 143	17 899	18 640	19 410	20 152	20 875	21 595	22 304	23 008	23 589	24 166

Источник информации: анализ и расчеты Оценщика

Прогноз операционных расходов приведен в разделе 12 настоящего Отчета (Приложение 3).

Прогноз прибыли

Прогнозный отчет о прибылях и убытках Компании приведен в таблице ниже.

Прогноз чистой прибыли был выполнен Оценщиком следующим образом:

- Обществами Группы Славнефть (ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз", ОАО "Обьнефтегазгеология", ООО "Славнефть - Нижневартовск", ЗАО "Обьнефтегеология", ОАО "Славнефть-Мегионнефтегазгеология"), на основании пп.1 и пп.2 п.4 ст.2 Закона ХМАО-Югры от 30.09.2011 №87-оз "О ставках налога на прибыль, подлежащего зачислению в бюджет ХМАО-Югры" применяется пониженная ставка по налогу на прибыль. Законом ХМАО-Югры от 20.12.2017 №92-оз "О внесении изменений в отдельные законы Ханты-Мансийского автономного округа - Югры в сфере налогообложения" установлен срок действия, указанной выше статьи, до 31.12.2027. В расчет до конца 2027 г. была принята историческая эффективная ставка налога на прибыль Компании - 17% (за год, закончившийся 31 декабря 2017 г.; для сравнения: по итогам 2016 г. - 17,6%, компания DeGolyer and MacNaughton в рамках долгосрочных прогнозов применяли ставку 16%). С 2028 г. ставка налога на прибыль принималась без льгот, в размере 20%.
- Доходы по процентам были учтены Оценщиком только на период 2018-2011 гг. на уровне показателей Бизнес-плана Компании, далее не прогнозировались ввиду их относительной несущественности и отсутствия движения (поступление в счет возврата/ перечисление в виде займа) на протяжении 5-ти летнего периода (в консолидированной отчетности по стандартам МСФО стоимость финансовых вложений равна нулю).
- Расходы по процентам были спрогнозированы Оценщиком с учетом плановых сумм привлечения и погашения кредитов (данные Бизнес-плана на 2018-2022 гг.), остатка задолженности на дату оценки (источник: консолидированная отчетность по МСФО) и рассчитанной эффективной ставкой по кредитам - 6,0% (среднее фактических и плановых величин за период 2015-2022 гг.). На период далее 2022 г. Оценщик не прогнозировал изменение кредитного портфеля ввиду недостатка данных для анализа. При этом Оценщик исходил из предположения об относительно постоянной величине процентной нагрузки на бизнес для каждого года прогнозного периода в случае, когда отсутствует возможность выполнить обоснованный прогноз (прогнозируемый размер процентов к уплате на период 2023-2042 гг. сопоставим со средней величиной за фактический и плановый период 2015-2022 гг.).

Табл. 8.15

Прогноз отчета о прибылях и убытках Компании

Показатель	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Факт	Факт	Факт	Факт	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз
Выручка	197 204	224 224	214 697	241 253	245 570	289 996	319 859	315 206	314 818	323 177	332 359	335 619	332 309	314 129	299 126
Производственные расходы	44 360	46 039	46 829	45 952	51 707	52 020	53 256	54 477	54 187	54 846	54 892	54 854	54 552	53 133	51 989
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	6 056	5 873	6 162	5 976	6 606	6 732	6 722	6 811	6 738	8 718	8 966	9 054	8 965	8 474	8 070
Себестоимость реализации прочей продукции	2 065	2 300	3 330	3 330	4 079	4 190	4 175	3 925	3 970	4 682	4 815	4 862	4 814	4 551	4 333
Налоги, за исключением налога на прибыль	97 958	100 001	89 040	116 517	113 991	138 127	148 933	145 586	148 453	148 924	155 168	158 680	159 157	151 881	145 570
Износ и амортизация	30 638	32 169	33 732	37 984	39 953	50 003	56 575	62 292	67 251	71 873	75 212	40 454	41 459	43 527	45 161
Расходы на проведение геологоразведочных работ	627	623	1 053	574	660	492	578	653	761	0	0	0	0	0	0
Обесценение и прибыль/убыток от выбытия активов	0	0	-143	569	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого операционные расходы и затраты	181 705	187 005	180 289	209 766	216 996	251 564	270 239	273 743	281 361	289 043	299 052	267 905	268 947	261 566	255 122
Прочий операционный доход	759	722	413	970	609	728	811	798	801	796	819	827	819	774	737
Операционная прибыль	**16 258**	**37 941**	**34 820**	**32 457**	**29 184**	**39 159**	**50 431**	**42 260**	**34 259**	**34 930**	**34 126**	**68 541**	**64 180**	**53 337**	**44 741**
Финансовые доходы	1 472	2 074	1 652	989	136	134	134	134	134	0	0	0	0	0	0
Финансовые расходы	1 530	5 279	6 593	6 781	7 245	9 685	10 346	9 523	7 426	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088
Прибыль/убыток по курсовым разницам	-28 265	-8 519	4 136	550	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль до уплаты процентов, налогов и амортизации (EBITDA)	**46 896**	**70 110**	**68 552**	**70 441**	**69 137**	**89 162**	**107 006**	**104 552**	**101 510**	**106 803**	**109 338**	**108 995**	**105 639**	**96 864**	**89 902**
Прибыль до налогообложения	-12 065	26 217	34 015	27 215	22 075	29 608	40 219	32 871	26 966	27 842	27 037	61 453	57 092	46 248	37 652
Расход по налогу на прибыль	-1 999	6 486	6 224	4 429	3 753	5 033	6 837	5 588	4 584	4 733	4 596	10 447	9 706	7 862	7 530
Чистая прибыль	**-10 066**	**19 731**	**27 791**	**22 786**	**18 322**	**24 575**	**33 382**	**27 283**	**22 382**	**23 108**	**22 441**	**51 006**	**47 386**	**38 386**	**30 122**
Маржа															
Операционная прибыль	8%	17%	16%	13%	12%	14%	16%	13%	11%	11%	10%	20%	19%	17%	15%
EBITDA	24%	31%	32%	29%	28%	31%	33%	33%	32%	33%	33%	32%	32%	31%	30%
EBT	(6)%	12%	16%	11%	9%	10%	13%	10%	9%	9%	8%	18%	17%	15%	13%
Чистая прибыль	(5)%	9%	13%	9%	7%	8%	10%	9%	7%	7%	7%	15%	14%	12%	10%

Показатель	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз
Выручка	278 796	257 327	239 041	222 312	199 038	173 838	152 325	136 418	123 094	112 393	100 997	80 523	70 371	63 845
Производственные расходы	50 469	48 550	47 444	44 287	40 579	35 919	30 502	27 796	24 884	22 589	21 240	15 020	12 776	11 464
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	7 521	6 942	6 449	5 997	5 370	4 690	4 109	3 680	3 321	3 032	2 725	2 172	1 898	1 722
Себестоимость реализации прочей продукции	4 039	3 728	3 463	3 221	2 883	2 518	2 207	1 976	1 783	1 628	1 463	1 167	1 019	925
Налоги, за исключением налога на прибыль	135 820	124 716	115 524	107 836	97 254	85 382	76 014	68 722	62 585	57 612	52 016	41 380	36 684	33 603
Износ и амортизация	46 963	48 297	49 472	48 009	40 289	34 947	30 669	26 827	23 471	21 097	18 863	16 733	15 612	14 648
Расходы на проведение геологоразведочных работ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обесценение и прибыль/убыток от выбытия активов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого операционные расходы и затраты	244 812	232 233	222 352	209 350	186 376	163 456	143 500	129 001	116 044	105 958	96 307	76 472	67 990	62 361
Прочий операционный доход	687	634	589	547	490	428	375	336	303	277	248	198	173	157
Операционная прибыль	**34 671**	**25 727**	**17 277**	**13 510**	**13 152**	**10 810**	**9 200**	**7 752**	**7 353**	**6 711**	**4 938**	**4 249**	**2 554**	**1 641**

Показатель	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз
Финансовые доходы	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Финансовые расходы	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088
Прибыль/убыток по курсовым разницам	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль до уплаты процентов, налогов и амортизации (EBITDA)	**81 634**	**74 025**	**66 750**	**61 519**	**53 442**	**45 757**	**39 869**	**34 579**	**30 824**	**27 808**	**23 802**	**20 982**	**18 166**	**16 289**
Прибыль до налогообложения	27 583	18 639	10 189	6 422	6 064	3 722	2 112	664	265	-377	-2 150	-2 839	-4 535	-5 447
Расход по налогу на прибыль	5 517	3 728	2 038	1 284	1 213	744	422	133	53	0	0	0	0	0
Чистая прибыль	**22 066**	**14 911**	**8 151**	**5 137**	**4 851**	**2 977**	**1 689**	**531**	**212**	**-377**	**-2 150**	**-2 839**	**-4 535**	**-5 447**
Маржа														
Операционная прибыль	12%	10%	7%	6%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	5%	5%	4%	3%
EBITDA	29%	29%	28%	28%	27%	26%	26%	25%	25%	25%	24%	26%	26%	26%
EBT	10%	7%	4%	3%	3%	2%	1%	0%	0%	(0)%	(2)%	(4)%	(6)%	(9)%
Чистая прибыль	8%	6%	3%	2%	2%	2%	1%	0%	0%	(0)%	(2)%	(4)%	(6)%	(9)%

Источник информации: расчеты, выполненные Оценщиком

Оценщик отмечает, что вследствие ожидаемого роста цен на нефть, увеличения объемов добычи и реализации нефти Компанией (выход на пиковые объемы в 2019-2023 гг.), а также активного осуществления Компанией инвестиционной программы и вводов имущества, рентабельность деятельности по EBITDA возрастает в прогнозном периоде до 31-33%.

По отраслевым компаниям, как видно из таблицы 8.12, маржа EBITDA варьируется в широком диапазоне - от 15% до 50% по российским ВИНК.

Прогноз капитальных вложений

Прогноз капитальных вложений выполнен Оценщиком следующим образом:

- На период 2018-2022 г. Оценщиком использован Бизнес-план Компании (детальный анализ проведен в разделе 8.3.2 Отчета).
- Для периода на 2023 год и далее в рамках прогноза инвестиций в добычу и сбыт нефти и газа Оценщиком приняты данные отчета DeGolyer and MacNaughton (Классификация SEC, суммарные доказанные запасы). Расчет капитальных затрат на бурение скважин, обустройство и прочие значительные для разработки программы на оцененных месторождениях построен компанией DeGolyer and MacNaughton на фактических исторических затратах в регионе и прогнозе затрат, предоставленном ОАО "НГК "Славнефть".
- Капитальные затраты для деятельности по переработке нефти спрогнозированы Оценщиком по доле в выручке (в качестве норматива приняты данные сайта Damodaran (Oil/Gas (Integrated), развивающиеся рынки, доля капитальных расходов в выручке - 9,2%).
- Оценщик использовал в расчетах упрощающее допущение о соответствии сумм финансирования инвестиционной программы суммам ее освоения и ввода активов (с учетом исключения НДС). Также, капитальные затраты считались равномерно распределенными в течение года.
- Оценщиком, помимо прогноза сумм финансирования капитальных затрат, был выполнен также расчет сумм расходов с учетом капитализированных процентных и иных платежей (Компания осуществляет капитализацию части расходов на оплату труда и страховых взносов). Расчет выполнен от уровня средней доли капитализируемых процентов в общей сумме процентов к уплате (норматив рассчитан за 2017-2022 гг.).

Прогноз инвестиций приведен в Приложении 3 к Отчету.

Прогноз амортизационных отчислений

Определение величины амортизационных отчислений на период прогнозирования проводилось раздельно для существующих активов (основные средства) и планируемых капитальных вложений.

В распоряжении Оценщика имеется информация, позволяющая построить прогноз амортизации раздельно для основных средств, связанных с добычей нефти и газа, и прочих активов (в т.ч. оборудование перерабатывающих производств), но только в части существующих на дату оценки активов, т.к. утвержденная инвестиционная программа на 2018-2022 гг. (Бизнес-план Компании) не подразделяет капитальные затраты по типам активов и видам деятельности.

Амортизация по материальным операционным активам определялась на основе первоначальной балансовой стоимости, исходя из срока полезного использования в размере 13,7 лет - средневзвешенный показатель для совокупности основных средств (согласно данных отчета

DeGolyer and MacNaughton, расчетный срок амортизации активов в прогнозе составлял от 7 до 15 лет).

Средний срок полезного использования для планируемых к вводу активов (в результате капитальных вложений) также принят равным 13,7 годам, предполагая, что модернизации и обновлению в результате реализации инвестиционной программы подлежат и объекты недвижимости, и производственное оборудование, и прочие активы.

Следует отметить, что прогноз амортизационных отчислений по вновь вводимым активам построен, исходя из допущения о вводе активов в эксплуатацию с начала периода, следующего за периодом несения затрат. Объекты незавершенного строительства предполагаются к вводу с начала 2019 года.

Прогноз амортизации приведен в Приложении 3 настоящего Отчета.

Прогноз изменения рабочего капитала

Норматив рабочего капитала в выручке, заложенный в прогноз, определен Оценщиком, ориентируясь на среднеотраслевые показатели. Соответствующие коэффициенты по Компании в ретроспективном периоде были очень вариабельны (-5% в 2017 году; -12% для 2015-2016 гг.) и, кроме того, включают задолженность связанных лиц - основных акционеров Группы. Среднеотраслевые показатели, проанализированные Оценщиком, более приемлемы для использования в данном случае.

Для дальнейших расчетов Оценщиком принят норматив в размере 8,65% (данные по российским ВИНК (см. таблицу 8.12). Аналогичный показатель по данным сервиса Damodaran, усредненный по всем компаниям развивающихся стран (2,4%), по мнению Оценщика не показателен ввиду наличия специфических условий функционирования бизнеса в России.

Прогноз величины рабочего капитала и его изменения для каждого года прогнозного периода приведен в Приложении 3 к Отчету.

Прогноз итогового денежного потока

Используя спрогнозированные выше компоненты денежного потока, Оценщик построил денежный поток на инвестированный капитал Компании.

Прогноз итогового денежного потока приведен в таблице 8.18.

8.3.5. Расчет ставки дисконтирования

Ставка дисконтирования – это норма доходности, используемая для пересчета будущей стоимости денежных потоков в текущую стоимость.

В качестве ставки дисконтирования использовалась средневзвешенная стоимость капитала (Weighted Average Cost of Capital, WACC). WACC учитывает в себе все риски, связанные с финансированием деятельности предприятия, как из собственных источников финансирования, так и за счет заемных средств.

Средневзвешенная стоимость капитала рассчитывается по формуле ниже:

$$\mathbf{WACC = We \times Re + Wd \times Rd \times (1 - T),} \qquad \mathbf{(3)}$$

где:

We – доля собственного капитала в структуре капитала компании;

Re – стоимость привлечения собственного капитала;

Wd – доля заемного капитала в структуре капитала компании;

Rd – стоимость привлечения заемного капитала;

T – действующая ставка налога на прибыль.

Для определения рыночной стоимости привлечения собственного капитала Компании применялась модель ценообразования на капитальные активы (Capital Asset Pricing Model). Данный метод является наиболее формализованным и Оценщику доступна необходимая информация для оценки значения главного параметра модели – коэффициента β.

Ставка дохода на собственный капитал рассчитывалась по формуле ниже:

$$Re = Rf + \beta \times (Rm - Rf) + Rs + Rc + Rv \quad (4)$$

где:

Re – ставка дохода на собственный капитал;

Rf – безрисковая ставка дохода;

β – отраслевой коэффициент бета;

Rm – среднерыночная ставка дохода;

Rs – премия за страновой риск;

Rc – премия за специфический риск;

Rv – премия за размер компании.

В связи с ограниченной возможностью применения данных российского фондового рынка, расчет ставки дисконтирования производился на основании данных фондового рынка США с последующим учетом различий в рисках инвестирования в компании США и России.

Под ***безрисковой*** понимается ставка, требуемая инвесторами за вложение в активы, сопряженные с минимально возможным уровнем риска. Как правило, индикатором величины ставки безрискового финансирования для каждой страны в мировой практике считается уровень доходности государственных облигаций, поскольку вероятность потерь (дефолта) по этим инструментам сведена к минимуму. В настоящих расчетах в качестве ставки безрискового финансирования принята эффективная доходность к погашению казначейских облигаций США Treasury-30yr, равная 2,4% (на 29.12.2017 г.)[12].

Рыночная премия за риск инвестирования в акции есть дополнительная доходность, превышающая безрисковую ставку. По данным Damodaran среднерыночная премия за риск вложения в акции (Implied ERP (Trailing 12 month, with adjusted payout)) на 01.01.2018 г. составила 4,75%[13].

Необходимо отметить, что средние исторические рыночные премии сопоставимы с вышеприведенной ставкой (4,56% - за период 2008-2017 гг., 4,77% - за период 2028-2017 гг.)[14].

Коэффициент β является средством количественного измерения систематического риска и определяется функцией доходности конкретной ценной бумаги (иного инвестиционного актива) от средней доходности на рынке.

Если в качестве показателя средней рыночной доходности принять средний уровень дохода по акциям, составляющим рыночный индекс, то ценные бумаги, имеющие β больше 1, характеризуются как агрессивные, отличаются большей волатильностью доходности и

[12]Источник: U.S. Department of the Treasury.

[13]Источник: http://people.stern.nyu.edu/adamodar.

[14]Источник: http://people.stern.nyu.edu/adamodar.

являются более рискованными, чем рынок в целом. Ценные бумаги с β ниже 1 характеризуются как защитные, отличаются меньшей волатильностью доходности и признаются менее рискованными, чем рынок в целом.

Для определения коэффициента β Оценщик использовал метод Bottom-Up Approach. В соответствии с данным подходом коэффициент β определяется видом деятельности компании и величиной финансового рычага (см. формулу 6).

$$\beta_{lev} = \beta_{unlev}(1 + (1 - tax_{ef})\frac{D}{E}), \quad (5)$$

где:

β_{lev} – коэффициент β с учетом финансового рычага для компании;

β_{unlev} – скорректированный коэффициент β без учета финансового рычага;

tax_{ef} – ставка налога на прибыль для компании;

$\frac{D}{E}$ – соотношение заемного и собственного капитала для компании.

В рамках настоящей оценки коэффициент βunlev определялся на основе данных Damodaran и составил для отрасли Oil/Gas (Integrated), развивающиеся рынки 0,859[15] (для сравнения, по российским компаниям-ВИНК - 0,554).

Среднеотраслевое значение D/E по указанным данным Damodaran - 53,14%; в то же время по российским компаниям-ВИНК данный показатель составил 29,2% (см. таблицу 8.12). В рамках настоящего Отчета Оценщик принял решение использовать в расчетах последний показатель (D/E - 29,2%).

В качестве ставки налога на прибыль была использована эффективная ставка налога на прибыль для Компании, равная 17% (фактическая ставка в 2017 г.).

Премия за страновой риск необходима для учета разницы в рисках инвестирования в компании США и компании РФ. Премия за страновой риск составила 2,88%[16].

Премия за специфический риск учитывает дополнительные риски, связанные с инвестированием в компанию, которые не были учтены в коэффициенте β. Как правило, поправка на специфический риск измеряется в диапазоне 0-5%.

Дополнительный специфический риск по сравнению со среднеотраслевыми рисками, учтенными в коэффициенте β, может быть связан с влиянием следующих факторов:

- зависимость от государственного регулирования цен и тарифов;
- колебания цен на сырье и материалы;
- риск ключевой фигуры в управлении;
- компетентность руководства;
- зависимость от ключевых покупателей;
- зависимость от ключевых поставщиков;
- перспективы развития отрасли и предприятия;

[15]Источник: Damodaran, Levered and Unlevered Betas by Industry (Emerging Markets), 5 Jan 2018.

[16]Country Risk Premium, (01/01/2018). Источник: Damodaran

- местоположение предприятия и инфраструктура;
- "текучесть" и квалификация персонала;
- доступность капитала.

Оценщик считает, что большинство специфических рисков обусловлено спецификой функционирования предприятия в рамках российского рынка и размером бизнеса и учтено в составе бета, странового риска и премии за размер компании.

При этом Оценщик отметил риск, который необходимо учесть дополнительно.

Риск ухудшения условий налогообложения деятельности компаний – в настоящее время подготавливается законопроект, в рамках которого будет изменена система налогообложения нефтедобывающих компаний, вместо налога на добычу нефти компании будут уплачивать налог на добавленный доход[17]. В отличие от НДПИ, налог будет взиматься не с количества добытой нефти, а с доходов от ее продажи за вычетом расходов на добычу и транспортировку. Таким образом, на переходном периоде деятельность нефтедобывающих компаний будет подвергаться дополнительным рискам.

На основании вышеизложенного, премия за специфические риски Компании принята Оценщиком на уровне 0,5%.

Премия за размер обычно определяется для небольших компаний, так как считается, что меньшие, по сравнению с характерными для отрасли, масштабы деятельности связаны с большими рисками, которые должны быть компенсированы инвестору в виде дополнительной доходности. Результаты многочисленных исследований фондового рынка США свидетельствуют о том, что у малых компаний норма прибыли выше, чем у более крупных компаний. Используя результаты исследований в этой области, проведенные компанией Ibbotson Associates[18], Оценщик определил премию в размере 1,51%.

Полученная ставка дисконтирования представляет собой требуемую ставку доходности для денежного потока, номинированного в долларах США. В модели расчетов используются номинальные денежные потоки, выраженные в рублях, в связи с чем возникает необходимость скорректировать полученную величину ставки дисконтирования. Для этих целей используется формула 7[19]:

$$\mathbf{R_{RUR} = (1 + R_{USD}) \times \frac{1 + r_{RUR}}{1 + r_{USD}} \neg 1} \qquad \textbf{(6)}$$

где:

R_{RUR} – ставка дисконтирования, номинированная в рублях;

R_{USD} – ставка дисконтирования, номинированная в долларах США;

r_{RUR} – доходность по рублевым государственным облигациям России, номинированным в рублях;

r_{USD} – доходность по еврооблигациям России, номинированным в долларах США.

[17]Законопроект о налоге на дополнительный доход в нефтяной отрасли был одобрен правительством в ноябре 2017 года. В соответствии с данными Минэнерго, предполагается, что новый налоговый режим будет одобрен Госдумой в 1 квартале 2018 года и вступит в силу с 1 января 2019 года.

[18]Источник: Ibbotson Associates, Ibbotson Associates, Valuation Handbook 2017.

[19]4,03% - RUSSIA 12 ¾ 06/24/28 (as of 29.12.2017), 7,59% - RFLB 7.05 01/19/28 (as of 29.12.2017) (источник: Bloomberg).

Стоимость заемного капитала до учета "налогового щита" – 10,61% - принята равной среднему арифметическому средневзвешенных процентных ставок по кредитам на срок более 3-х лет в рублях за 2017 год помесячно[20] - см. таблицу ниже.

Табл. 8.16

Средневзвешенные процентные ставки по кредитам, предоставленным кредитными организациями нефинансовым организациям, в рублях на срок свыше 3-х лет

Период	Процентная ставка, %
Январь 2017	12,99
Февраль 2017	11,60
Март 2017	11,78
Апрель 2017	11,94
Май 2017	10,65
Июнь 2017	10,33
Июль 2017	9,86
Август 2017	10,27
Сентябрь 2017	10,06
Октябрь 2017	9,35
Ноябрь 2017	9,22
Декабрь 2017	9,25
Среднее значение	**10,61**

Источник: Статистический бюллетень Банка России № 297, 2018 г., расчеты Оценщика

Расчет ставки дисконтирования на инвестированный капитал для рублевого денежного потока Компании приведен в таблице ниже.

Табл. 8.17

Расчет ставки дисконтирования

Наименование показателя	Значение	Комментарий	Источник
Ставка безрискового финансирования	2,74%	Daily Treasury Yield Curve Rates (30-yr) (29.12.2017)	U.S. Department of the Treasury
Коэффициент бета (β) (с учетом фин.рычага)	1,067	Расчетная величина	-
коэффициент β unlev	0,859	Oil/Gas (Integrated) Emerging Markets	Damodaran, 05/01/2018
структура капитала (D/E)	29,22%	Российские компании - ВИНК	Bloomberg, 31.12.2017
ставка налога на прибыль	17,00%	Эффективная ставка для Компании	
Рыночная премия	4,75%	Implied ERP (Trailing 12 month, with adjusted payout) (01/01/2018)	Damodaran, Implied Equity Risk Premium Update
Премия за страновой риск	2,88%	Country Risk Premium (01/01/2018)	Damodaran, Risk Premiums for Other Markets
Премия за специфический риск	0,5%	-	Суждение оценщика
Премия за размер	1,51%	Long-term Returns in Excess of CAPM estimation	Ibbotson Associates, Valuation Handbook 2017
Ставка дисконтирования для акционерного капитала (для долларового потока) CAPM USD	**12,70%**		
Средняя доходность по еврооблигациям РФ, номинированным в долларах США	4,03%	RUSSIA 12 ¾ 06/24/28 (29.12.2017)	Bloomberg
Средняя доходность по рублевым государственным облигациям РФ	7,59%	RFLB 7.05 01/19/28 (29.12.2017)	Bloomberg
CAPM RUB	**16,55%**		
Ставка по кредитам	10,61%	Среднее арифметическое средневзвешенных ставок по кредитам на срок свыше 3-х лет в рублях за 2017 год помесячно	Bank of Russia Statistical Bulletin № 2 (297) 2018
Ставка дисконтирования для инвестированного капитала (для	**14,80%**		

[20]Источник: Статистический бюллетень Банка России № 297, 2018 г.

рублевого потока) WACC RUB

Источник: расчеты Оценщика

Таким образом, ставка дисконтирования для Компании, номинированная в рублях, составила 14,8%.

8.3.6. Расчет стоимости инвестированного капитала

Прогноз и дисконтирование итогового денежного потока приведен в таблице ниже.

Табл. 8.18

Прогноз и дисконтирование денежного потока Компании

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
EBIT	29 184	39 159	50 431	42 260	34 259	34 930	34 126	68 541	64 180	53 337	44 741	34 671	25 727
(-) Скорректированный налог на прибыль	(4 961)	(6 657)	(8 573)	(7 184)	(5 824)	(5 938)	(5 801)	(11 652)	(10 911)	(9 067)	(8 948)	(6 934)	(5 145)
(+) Амортизация	39 953	50 003	56 575	62 292	67 251	71 873	75 212	40 454	41 459	43 527	45 161	46 963	48 297
(-) Капитальные вложения	(80 719)	(82 916)	(72 460)	(61 553)	(56 939)	(40 247)	(35 582)	(38 220)	(22 649)	(16 641)	(18 891)	(12 435)	(10 185)
(-) Прирост рабочего капитала (non-cash)	(373)	(3 841)	(2 582)	402	34	(723)	(794)	(282)	286	1 572	1 297	1 758	1 856
Денежный поток на инвестированный капитал	**(16 917)**	**(4 252)**	**23 391**	**36 217**	**38 780**	**59 895**	**67 160**	**58 841**	**72 366**	**72 728**	**63 360**	**64 022**	**60 550**
Ставка дисконтирования	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%
Фактор дисконтирования	0,9333	0,8130	0,7081	0,6168	0,5373	0,4680	0,4077	0,3551	0,3093	0,2694	0,2347	0,2044	0,1781
Дисконтированный денежный поток (прогнозный период)	**(15 788)**	**(3 457)**	**16 565**	**22 340**	**20 837**	**28 033**	**27 380**	**20 895**	**22 385**	**19 596**	**14 871**	**13 089**	**10 783**

Показатель	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
EBIT	17 277	13 510	13 152	10 810	9 200	7 752	7 353	6 711	4 938	4 249	2 554	1 641
(-) Скорректированный налог на прибыль	(3 455)	(2 702)	(2 630)	(2 162)	(1 840)	(1 550)	(1 471)	(1 342)	(988)	(850)	(511)	(328)
(+) Амортизация	49 472	48 009	40 289	34 947	30 669	26 827	23 471	21 097	18 863	16 733	15 612	14 648
(-) Капитальные вложения	(9 962)	(13 482)	(7 734)	(10 875)	(7 935)	(6 532)	(5 734)	(4 902)	(4 189)	(4 987)	(3 271)	(5 095)
(-) Прирост рабочего капитала (non-cash)	1 581	1 446	2 012	2 179	1 860	1 375	1 152	925	985	1 770	878	564
Денежный поток на инвестированный капитал	**54 913**	**46 781**	**45 089**	**34 899**	**31 954**	**27 872**	**24 771**	**22 489**	**19 610**	**16 915**	**15 262**	**11 430**
Ставка дисконтирования	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%
Фактор дисконтирования	0,1551	0,1351	0,1177	0,1025	0,0893	0,0778	0,0678	0,0590	0,0514	0,0448	0,0390	0,0340
Дисконтированный денежный поток (прогнозный период)	**8 518**	**6 321**	**5 307**	**3 578**	**2 854**	**2 168**	**1 678**	**1 327**	**1 008**	**758**	**595**	**388**

Источник информации: расчеты, выполненные Оценщиком

В результате проведенных расчетов стоимость бизнеса/инвестированного капитала Компании по состоянию на 31.12.2017 г. составила 232 029 млн руб.

8.3.7. Введение корректировок и расчет рыночной стоимости собственного капитала Компании

Определение стоимости собственного капитала Компании в рамках доходного подхода было осуществлено с применением следующих корректировок к рассчитанной стоимости инвестированного капитала (бизнеса):

- "Минус" величина процентного долга по рыночной стоимости по состоянию на дату оценки (соответствует балансовой стоимости по отчетности, составленной на 31.12.2017 г. в соответствии с МСФО);
- "Плюс" сумма денежных средств по состоянию на дату оценки (соответствует балансовой стоимости по отчетности, составленной на 31.12.2017 г. в соответствии с МСФО);
- "Плюс" избыток/"Минус" недостаток чистого оборотного капитала по рыночной стоимости на дату оценки (фактическая величина оборотного капитала соответствует балансовой стоимости по отчетности, составленной на 31.12.2017 г. в соответствии с МСФО; нормативный уровень оборотного капитала рассчитан как произведение выручки за год до даты оценки на принятый норматив);
- "Плюс" сальдо величины отложенных налоговых активов и отложенных налоговых обязательств;
- "Минус" доля меньшинства (см. расчет ниже).
- "Плюс" неоперационные активы в виде финансовых вложений Компании в капитал обществ, не вошедших в периметр консолидации (см. расчет ниже).

Корректировка на долю меньшинства

Доля меньшинства рассчитывалась на основании фактического значения 2017 г. (44,4%) и составила 48 727 млн руб.

Корректировка на неоперационные активы

В составе неоперационных активов Компании учтены финансовые вложения в капитал обществ, не вошедших в периметр консолидации. К ним относятся вложения в уставные капиталы компаний ОАО "Мозырский НПЗ", ООО "Лесное озеро", ООО "ЗОК "Березка", ООО "СОК "Атлант", ООО "СП "ЯНОС" и ПАО "Югра".

Для целей настоящего Отчета в условиях наличия ограниченной информации по компаниям, не вошедшим в периметр консолидации (ввиду отсутствия у ОАО "НГК "Славнефть" достаточного контроля над данными активами), их рыночная стоимость была определена с использованием метода нескорректированных чистых активов затратного подхода (см. таблицу ниже).

Принимая во внимание цели и задачи настоящей оценки, Оценщик рассчитал стоимость собственного капитала зависимых обществ, без учета долей владения, которые будут включены в расчет доли миноритариев.

Рыночная стоимость финансовых вложений в уставный капитал ПАО "Югра" принята равной нулю ввиду ее ничтожности (доля владения ОАО "НГК "Славнефть - 0,0002%).

Табл. 8.19

Расчет рыночной стоимости финансовых вложений Компании в капитал обществ, не вошедших в консолидацию (метод нескорректированных чистых активов)

Показатель	ООО "Лесное озеро"	ООО "Спортивно-оздоровительный комплекс "Атлант"	ООО "Загородный оздоровительный комплекс "Березка"	ООО "Санаторий-профилакторий "Ярославнефтеоргсинтез"	ОАО "Мозырский НПЗ"	ОАО "Мозырский НПЗ"
Ед. изм.	**тыс. руб.**	**тыс. руб.**	**тыс. руб.**	**тыс. руб.**	**тыс. бел. руб.**	**тыс. руб.***
Активы						
Нематериальные активы					3 910	113 786
Основные средства	0	72 902	60 183	34 616	1 650 447	48 030 153
Долгосрочные финансовые вложения					8 685	252 745
Долгосрочная дебиторская задолженность					92 552	2 693 384
Отложенные налоговые активы	34	324	91	15		0
Прочие внеоборотные активы		34		19	1 066 838	31 046 373
Итого внеоборотные активы	34	73 260	60 274	34 650	2 822 432	82 136 440
Запасы	13	138	1 983	1 059	593 650	17 275 987
НДС по приобретенным ценностям					30 635	891 518
Дебиторская задолженность	454	2 696	1 518	5 246	293 935	8 553 891
Краткосрочные финансовые вложения					207 498	6 038 462
Денежные средства	537	4 735	5 471	2 554	185 749	5 405 537
Прочие оборотные активы					707	20 575
Итого оборотные активы	1 004	7 569	8 972	8 859	1 312 174	38 185 969
Итого совокупные активы	**1 038**	**80 829**	**69 246**	**43 509**	**4 134 606**	**120 322 410**
Обязательства						
Долгосрочные займы и кредиты					321 137	9 345 504
Отложенные налоговые обязательства		1	2	52	2	58
Прочие долгосрочные обязательства					13 790	401 307
Итого долгосрочные обязательства	0	1	2	52	334 929	9 746 869
Краткосрочные займы и кредиты					221 190	6 436 917
Кредиторская задолженность	423	5 157	2 612	8 015	848 443	24 690 794
Доходы будущих периодов			7			0
Оценочные обязательства	191	975	286	77		0
Итого краткосрочные обязательства	614	6 132	2 905	8 092	1 069 633	31 127 711
Итого обязательства	**614**	**6 133**	**2 907**	**8 144**	**1 404 562**	**40 874 580**
Чистые активы	**424**	**74 696**	**66 339**	**35 365**	**2 730 044**	**79 447 829**
Корректировки к стоимости	0	0	0	0	-	0
Рыночная стоимость собственного капитала	**424**	**74 696**	**66 339**	**35 365**	**-**	**79 447 829**
Доля владения	100%	100%	100%	100%	-	42,58%
Рыночная стоимость собственного капитала с учетом доли владения	**424**	**74 696**	**66 339**	**35 365**	**-**	**33 828 886**[21]

[21] Учитывая размер пакета акций ОАО "Мозырский НПЗ" и структуру уставного капитала (наличие двух крупных пакетов акций, близких к контрольному, и отсутствие акционеров с контрольными пакетами), скидка на неконтроль Оценщиком не применялась.

Показатель	ООО "Лесное озеро"	ООО "Спортивно-оздоровительный комплекс "Атлант"	ООО "Загородный оздоровительный комплекс "Березка"	ООО "Санаторий-профилакторий "Ярославнефтеоргсинтез"	ОАО "Мозырский НПЗ"	ОАО "Мозырский НПЗ"
Рыночная стоимость суммарно						**34 005 710**

**Расчет выполнен Оценщиком с учетом курса конвертации на дату оценки - 29,1013 руб. за белорусский рубль.*
Источник информации: данные Заказчика, расчеты, выполненные Оценщиком

Расчет суммарной корректировки и стоимости капитала

В таблицах ниже приведен расчет рыночной стоимости собственного капитала Компании по состоянию на дату оценки.

Табл. 8.20

Расчет суммарной величины корректировок (без учета доли меньшинства)

Наименование показателя	Сумма, млн руб.
Суммарная корректировка (без учета доли меньшинства)	**-122 343**
Заемные средства (со знаком минус)	-98 557
Денежные средства	4 153
Избыток/недостаток рабочего капитала	-20 350
Рабочий капитал на дату оценки нормативный	*20 858*
Рабочий капитал на дату оценки фактический	*508*
Сальдо ОНО и ОНА	-7 589
Отложенные налоговые обязательства	*-18 903*
Отложенные налоговые активы	*11 314*

Источник информации: расчеты, выполненные Оценщиком

Табл. 8.21

Определение рыночной стоимости собственного капитала Компании

Наименование показателя	Сумма, млн руб.
Стоимость инвестированного капитала	232 029
(+) суммарная корректировка (без учета доли меньшинства)	-122 343
Рыночная стоимость собственного капитала Компании в целом	**109 686**
Доли меньшинства (со знаком минус)	-48 727
Вложения в капитал прочих компаний, не вошедших в консолидацию	34 006
Рыночная стоимость собственного капитала, приходящегося на акционеров Компании	**94 964**

Источник информации: расчеты, выполненные Оценщиком

В результате, рыночная стоимость собственного капитала, приходящегося на акционеров Компании, по состоянию на 31.12.2017 г. составила 94 964 млн руб.

8.3.8. Определение рыночной стоимости Объекта оценки в рамках доходного подхода

Для определения рыночной стоимости Объекта оценки следует проанализировать необходимость введения соответствующих поправок на контроль, то есть учесть дополнительные возможности и преимущества, связанные с владением конкретной долей в капитале, или их отсутствие, а также поправок на ликвидность.

Объект оценки является 1 обыкновенной акцией в 100%-ом пакете акций, т.е. ассоциируется с абсолютно контрольным пакетом, поэтому введение поправок на учет степени контроля не требуется.

Принимая во внимание задачи и цели оценки, а также учитывая тип Объекта оценки, Оценщик считает нецелесообразным использовать какие-либо поправки на неликвидность при определении его рыночной стоимости.

Табл. 8.22

Результаты определения рыночной стоимости 1 обыкновенной акции ОАО "НГК "Славнефть" в составе 100% пакета

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
Рыночная стоимость собственного капитала, приходящегося на акционеров Компании	млн руб.	94 964
Количество акций	шт.	4 754 238 000
Рыночная стоимость 1 акции (в 100% пакете)	**руб.**	**20,00**

Источник информации: расчеты Оценщика

Таким образом, рыночная стоимость одной обыкновенной именной бездокументарной акции в составе 100%-го пакета акций ОАО "НГК "Славнефть", рассчитанная в рамках доходного подхода, по состоянию на 31.12.2017 г. составляет:

20,00 (Двадцать) рублей 00 копеек.

что по курсу Банка России на 31.12.2017[22]составляет:

0,35 (Тридцать пять) центов.

8.4. Расчет рыночной стоимости Объекта оценки в рамках сравнительного подхода

Оценщиком была изучена информация, находящаяся в открытом и специализированном доступе: информационная база Bloomberg, сайты отраслевых компаний, прочие открытые источники информации.

Основными критериями отбора сопоставимых компаний для реализации метода рынка капитала в рамках настоящего Отчета являлись:

- Публичный характер компаний: акции сопоставимых компаний должны обращаться на фондовом рынке.
- Отраслевое сходство: сопоставимые компании должны относиться к нефтегазовой отрасли.
- Сопоставимость структуры компаний: компании-аналоги должны являться вертикально-интегрированными компаниями (ВИНК).
- Наличие достаточного объема надежной информации о показателях деятельности компаний (натуральных и финансовых). Для анализа должна быть доступна финансовая отчетность компаний за 2017 г.

Для отбора компаний-аналогов Оценщиком использовались только формализованные критерии сопоставимости в связи с тем, что большинство качественных факторов, влияющих на стоимость компании (например, занимаемая ниша, рыночная стратегия, принципы корпоративного управления, процессы ценообразования и налогообложения, правовая среда, качество активов), являются труднодоступными для исследования сторонним наблюдателем.

Оценщиком была сформирована первичная выборка отраслевых компаний, преимущественно зарубежных. Следует отметить, что имеются существенные ограничения по проведению стоимостного анализа Компании на базе ее сравнения с зарубежными публичными компаниями по следующим причинам:

- большинство представленных на фондовом рынке крупнейших добычных компаний являются транснациональными, одновременно имеющими активы в различных странах. Данное обстоятельство дает им преимущество по сравнению с Компанией, нефтегазодобывающие активы которой территориально не диверсифицированы. Наличие избыточной сырьевой базы позволяет выстраивать гибкие и наиболее эффективные производственные, инвестиционные и разведочные стратегии и вести разработку объектов в регионах, характеризующихся в тот или иной момент времени наименьшими рисками и издержками производства;
- наличие различий в возможностях привлечения дешевого внешнего финансирования и, как следствие, разная интенсивность ведения геологоразведочных работ по восполнению сырьевой базы;

[22]Курс доллара США на 31.12.2017 - 57,6002.

- в отличие от многих зарубежных публичных компаний, нефтегазоносные активы которых расположены в регионах с благоприятным климатом, эксплуатируемые Компанией месторождения расположены в ХМАО и Красноярском крае, характеризующихся суровой и продолжительной зимой. Из-за сложных геоэкономических условий функционирования удельные показатели денежной себестоимости и капитальных вложений ОАО "НГК "Славнефть" мало сопоставимы с аналогичными показателями зарубежных компаний;
- качественные различия ресурсных баз, способов отработки месторождений, используемых технологий извлечения нефти и газа;
- существенные различия в степени экономической освоенности регионов расположения нефтегазоносных активов и развитости инфраструктуры месторождений в разных странах.

Принимая во внимание все вышеуказанное, а также стараясь максимально приблизить выборку потенциальных компаний-аналогов к оцениваемой компании с точки зрения ключевых характеристик бизнеса, Оценщик существенно сократил первоначальную выборку.

В результате проведенного исследования Оценщик отобрал следующие публичные компании.

Табл. 8.23

Выборка публичных компаний - российские ВИНК

Наименование публичной компании	Краткое описание деятельности публичной компании	Кол-во сотрудников
ПАО "ЛУКОЙЛ"	ПАО "ЛУКОЙЛ" занимается разведкой, добычей, переработкой, транспортировкой и сбытом нефти и газа в основном из Западной Сибири. Компания также производит нефтехимию, топливо и другие нефтепродукты. ЛУКОЙЛ управляет нефтеперерабатывающими заводами и бензозаправочными станциями в России и США. Компания транспортирует нефть по трубопроводам, а нефтепродукты - своим флотом судов.	110 000
ПАО "НК "Роснефть"	Нефтяная компания "Роснефть" производит и реализует нефтепродукты. Компания занимается разведкой, добычей, переработкой и сбытом нефти и природного газа. "Роснефть" работает в Западной Сибири, Сахалине, на Северном Кавказе и в арктических регионах России.	258 800
ПАО "Газпром нефть"	Компания занимается разведкой, добычей, переработкой и сбытом нефти и газа (через сеть собственных АЗС в России, странах СНГ и Европы). "Газпром нефть" - первая компания, начавшая добычу нефти на российском шельфе Арктики.	57 500
ПАО АНК "Башнефть"	ОАО "Башнефть" занимается разведкой, добычей, переработкой и сбытом нефти и газа. "Башнефть" распространяет нефтепродукты и нефтепродукты по всему миру и в России через АЗС.	7 497
ОАО "Сургутнефтегаз"	ОАО "Сургутнефтегаз" занимается разведкой, добычей, транспортировкой, переработкой и сбытом нефти и природного газа с месторождений в основном в Западной Сибири. Компания управляет нефтегазовыми месторождениями, добывает газ, производит пропан, мазут, моторное топливо и основные сорта нефтяного битума.	117 000
ПАО "Татнефть"	ОАО "Татнефть" занимается разведкой, добычей, переработкой и сбытом сырой нефти. Компания управляет сетью розничных автозаправочных станций и экспортирует некоторые из своих нефтехимических продуктов в страны бывшего Советского Союза и в Европу.	80 560

Источники: данные Bloomberg, сайты компаний

Табл. 8.24

Основные финансовые показатели (за 2017 г.) и сведения о запасах компаний-аналогов

Наименование	Капитализация, млн долл. США	Инвестированный капитал, млн долл. США	Выручка, млн долл. США	EBITDA, млн долл. США	Запасы, млн барр.*	Годовой объем добычи, млн баррелей**
ПАО "ЛУКОЙЛ"	49 035	49 118	93 889	14 260	16 398 (SEC TP)	828

ОАО "Сургутнефтегаз"	17 308	17 878	17 886	5 372	16 130	512
ПАО "НК "Роснефть"	53 663	122 362	100 779	19 909	39 907 (SEC TP)	2 087
ПАО "Газпром нефть"	20 103	32 006	31 860	7 606	15 169 (SEC TP)	664
ПАО АНК "Башнефть"	6 539	8 139	11 506	2 527	2 369 (PRMS TP)	-
ПАО "Татнефть"	16 055	16 598	11 681	5 886	6 400	210

Источник информации: данные компаний, база Bloomberg
** Данные на дату оценки либо на конец 3 кв. 2017 г.*
*** Данные за 2017 г. по компаниям ПАО "Лукойл", ПАО "НК "Роснефть" и ПАО "Газпром нефть", и за 2016 г. - по остальным 2-м компаниям.*

Ключевые коэффициенты для анализа сопоставимости отобранных компаний с оцениваемой рассчитаны и приведены Оценщиком в разделе 8.3.3 Отчета (см. таблицу 8.12).

Для отобранных компаний Оценщиком были рассчитаны мультипликаторы от инвестированного капитала по отношению к выручке, прибыли EBITDA, объему запасов (суммарные доказанные запасы) и объему добычи нефти.

Расчет мультипликаторов для публичных компаний-аналогов приведен ниже.

Табл. 8.25

Расчет мультипликаторов по компаниям-аналогам

Показатель	EV/Выручка	EV/EBITDA	EV/Запасы*	EV/Объем добычи*
ПАО "ЛУКОЙЛ"	0,52	3,44	3,00	59,31
ОАО "Сургутнефтегаз"	1,00	3,33	1,11	34,89
ПАО "НК "Роснефть"	1,21	6,15	3,07	58,63
ПАО "Газпром нефть"	1,00	4,21	2,11	48,18
ПАО АНК "Башнефть"	0,71	3,22	3,44	-
ПАО "Татнефть"	1,42	2,82	2,59	78,96
Медиана	**1,00**	**3,39**	**2,79**	**58,63**
Среднее	0,98	3,86	2,55	55,99
Коэффициент вариации	33%	31%	33%	29%

Источник: расчеты Оценщика
** Результат представляет собой величину в долл. США за баррель.*

Мультипликатор EV/EBITDA:

- применим для оценки компаний с различной величиной долга, так как нивелирует расхождения в доходности, связанные с разной процентной нагрузкой;
- используется для оценки компаний с неэффективными капиталовложениями, поскольку дает возможность оценить, каким будет финансовое положение компании, если она одновременно сократит инвестиции и откажется от кредитного финансирования;
- применим для оценки компаний с различной ставкой налогообложения.

Мультипликатор EV/Выручка в меньшей степени подвержен краткосрочной волатильности (в отличие от других мультипликаторов доходности) и относительно более легкодоступен для анализа.

Мультипликатор EV/Запасы специфичен для оценки компаний нефтегазового сектора, позволяет получить рыночную оценку ресурсной базы.

С учетом целей оценки, специфики оцениваемого бизнеса, достоинств каждого из мультипликаторов Оценщик принял решение присвоить наибольший удельный вес (по 0,4)

мультипликаторам EV/Выручка и EV/EBITDA, как наиболее универсальным и широко применяемым инструментам, вес 0,2 присвоить мультипликатору EV/Запасы.

Мультипликатор по отношению к годовым объемам добычи Оценщик решил не согласовывать по причине высокой изменчивости от года к году.

Необходимо отметить, что при применении метода рынка капитала получаемая на основе мультипликаторов величина стоимости представляет собой стоимость без учета премии за контроль (то есть стоимость на миноритарном уровне). Для получения стоимости инвестированного капитала на уровне 100% контроля необходимо учесть премию за контроль, а также применить необходимые поправки на ликвидность.

Наиболее авторитетным источником информации по фактически уплаченным премиям за контроль являются издания Mergerstat, и в частности данные ежеквартальных исследований Mergerstat Control Premium Study. Размер премии за контроль принят Оценщиком на уровне 32,1%[23] (данные по состоянию на конец 2 кв. 2017 г.).

Помимо учета премии за контроль требуется ввести корректировку на разницу в степени ликвидности акций, не имеющих активного спроса на бирже, и акций, которые активно и свободно торгуются на рынках.

Существуют эмпирические данные, на основе которых возможно определение величины скидки за недостаточную ликвидность миноритарных пакетов акций закрытых компаний. Две основные категории указанных данных приведены ниже:

- исследования итогов торгов акциями публичных компаний с ограничениями на продажу в сопоставлении с итогами торгов акций той же компании, свободно обращающихся на рынке. Согласно данных исследования компании Management Planning медианное значение скидки за недостаточную ликвидность составило около 25% (применительно к более чем 230 транзакциям за период 1980-1996 гг.)[24];
- исследования итогов торгов акциями частной (закрытой) компании до и после первичного публичного предложения ее акций (IPO). Данные исследования более точно отражают фактические условия, существующие для акционера закрытой компании, и поэтому могут считаться более корректным критерием величины скидки за недостаточную ликвидность миноритарных пакетов. Согласно данных исследования Willamette Management Associates медианное значение скидки за недостаточную ликвидность составило около 32% в 2000 г. и около 28% в 1999 г. (сделки имели место в период 3 года и менее до IPO).[25] В исследовании Valuation Advisors медианное значение скидки за период 1995-2005 гг. составило порядка 36% для выборки сделок за период 5 месяцев и менее до IPO и порядка 52% - за период 2 года и менее до IPO (расчетная база включала около 2 780 транзакций)[26].

Акции нефтегазодобывающих компаний являются привлекательными для инвесторов, а, следовательно, высоколиквидными, в связи с чем скидка на неликвидность не применялась.

[23]Источник: Mergerstat Control Premium Study 2Q2017.

[24] Источник информации: Джеймс Р. Хитчнер. Премии и скидки при оценке стоимости бизнеса. – М., Маросейка, 2008 г.; Ш. Пратт. Оценка бизнеса. Скидки и премии. – М., ЗАО "Квинко-Менеджмент", 2005 г.

[25] Источник информации: Джеймс Р. Хитчнер. Премии и скидки при оценке стоимости бизнеса. – М., Маросейка, 2008 г.

[26] Источник информации: Джеймс Р. Хитчнер. Премии и скидки при оценке стоимости бизнеса. – М., Маросейка, 2008 г.

В таблице ниже приведен расчет стоимости собственного капитала ОАО "НГК "Славнефть" и Объекта оценки в рамках сравнительного подхода. Вводимые к стоимости собственного капитала корректировки рассчитаны в рамках применения доходного подхода к оценке.

Табл. 8.26

Расчет стоимости собственного капитала ОАО "НГК "Славнефть" и Объекта оценки в рамках сравнительного подхода, млн руб.

Показатель	EV/Выручка	EV/EBITDA	EV/Запасы	EV/Объем добычи
Мультипликатор (медиана)	1,00	3,39	160,96*	3 377,01*
Базовый показатель (за последние 12 месяцев до даты оценки)	241 253	69 303	1 737**	106**
EV	**241 751**	**234 682**	**279 579**	**357 832**
Весовые коэффициенты	0,40	0,40	0,20	0,0
Взвешенный EV (инвестированный капитал)	246 489			
Чистый долг	94 404			
Собственный капитал (на миноритарном уровне)	152 085			
Премия за контроль	32,1%			
Скидка за неликвидность	0,0%			
Стоимость собственного капитала (до итоговых корректировок)	200 904			
Неоперационные активы[27]	34 006			
Рыночная стоимость собственного капитала Компании	**234 910**			
Доли меньшинства	104 357			
Рыночная стоимость собственного капитала, приходящегося на акционеров Компании	**130 552**			
Количество акций, шт.	4 754 238 000			
Рыночная стоимость 1 акции (в 100% пакете)	**27,5**			

Источник: расчеты Оценщика
** Рассчитанные в предыдущей таблице мультипликаторы, выраженные в долларах США за баррель, были переведены Оценщиком в рублевый эквивалент по курсу на дату оценки.*
***В млн баррелей.*

Оценщик отмечает, что итоговый результат в рамках сравнительного подхода получен путем прямого сопоставления Компании с крупнейшими российскими вертикально-интегрированными холдингами, характеризующимися большими масштабами деятельности и более высокой степенью диверсификации деятельности.

Рыночная стоимость одной обыкновенной именной бездокументарной акции в составе 100%-го пакета акций ОАО "НГК "Славнефть", рассчитанная в рамках сравнительного подхода, по состоянию на 31.12.2017 г. составляет:

27,50 (Двадцать семь) рублей 50 копеек.

что по курсу Банка России на 31.12.2017[28]составляет:

0,48 (Сорок восемь) центов.

[27] В составе неоперационных активов учтены только вложения в ДЗО. Поправка на прочие неоперационные активы не вводилась ввиду того, что EV, рассчитанный на основании данных компаний-аналогов, представляет собой инвестированный капитал с учетом как операционных, так и неоперационных активов.

[28]Курс доллара США на 31.12.2017 - 57,6002.

9. ОПИСАНИЕ ПРОЦЕДУРЫ СОГЛАСОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ И ВЫВОДЫ, ПОЛУЧЕННЫЕ НА ОСНОВАНИИ ПРОВЕДЕННЫХ РАСЧЕТОВ ПО РАЗЛИЧНЫМ ПОДХОДАМ

Для выведения итоговой стоимости требуется проведение процедуры согласования результатов по подходам. При согласовании результатов расчетов по подходам Оценщик проанализировал следующие факторы:

- достоверность и достаточность информации, используемой в расчетах;
- соответствие использованных методов объему доступной рыночной информации;
- соответствие типу объекта и характеру его использования;
- соответствие цели и назначению оценки, а также определяемому виду стоимости;
- способность учитывать действительные намерения покупателя и/или продавца;
- способность учитывать конъюнктуру рынка;
- соответствие полученного подходом результата данным анализа рынка.

Преимущества и недостатки примененных подходов представлены в таблице ниже.

Достоинства и недостатки применения подходов к оценке

Подход	Достоинства	Недостатки
Доходный подход	позволяет отразить будущую доходность от использования имущества, что в наибольшей степени интересует инвестора; позволяет учитывать риски инвестиций, возможные темпы инфляции, макроэкономические тенденции, а также ситуацию в отрасли	в основе подхода лежит прогнозирование доходов, а не фактическая информация, что повышает уровень недоверия к полученным результатам; построение ставки дисконтирования и оценка терминальной стоимости являются достаточно субъективным процессом, даже в условиях нестабильной экономики точное прогнозирование всегда весьма сложно
Сравнительный подход	является одним из основных подходов при оценке активов, имеющих активный рынок; результат не зависит от точности прогнозов деятельности компании	сталкивается с существенными ограничениями, связанными с поиском доступной информации о сделках и котировках, а также о финансовых показателях компаний-аналогов; необходимо обеспечить сопоставимость оцениваемого бизнеса и компаний-аналогов

Источник: анализ Оценщика

Основным преимуществом *доходного подхода* является то, что полученные с его использованием результаты наиболее полно отражают перспективы Компании и доходы, которые может получить собственник от владения бизнесом. При оценке Компании Оценщик проанализировал ретроспективную информацию о формировании доходов и расходов Компании, предоставленные Заказчиком плановые данные, а также доступную информацию о развитии отрасли. Построенная на этой основе модель денежных потоков подтверждается достаточным объемом рыночных данных и учитывает все риски инвестирования в Компанию. Качество предоставленной ответственными представителями Заказчика и собранной Оценщиком информации позволяет достоверно определить будущие доходы, а, соответственно, и стоимость Объекта оценки.

Сравнительный подход при его корректном применении дает наиболее достоверное представление о рыночной стоимости бизнеса и капитала компании. Однако, в данном случае имеются объективные трудности выделения наиболее сопоставимых компаний из имеющейся выборки. Оценщик отмечает, что все отобранные публичные компании не являются полностью сопоставимыми с Компанией вследствие следующих факторов:

- масштаб деятельности – компании выборки являются крупнейшими в Российской Федерации вертикально-интегрированными холдингами;
- степень территориальной диверсифицированности нефтегазоносных активов – обширная география присутствия большинства отобранных компаний;
- степень продуктовой диверсификации: представленные компании также оперируют сбытовыми (в т.ч. розничными) активами.

Принимая во внимание вышесказанное, Оценщик считает, что результаты доходного подхода максимально полно и достоверно отражают стоимость Объекта оценки. Оценщик отдает предпочтение доходному подходу и присваивает ему вес, равный 1,0.

В целом, Оценщик отмечает, что рынок более высоко оценивает стоимость Компании и это обосновано фактом сопоставления ее с крупнейшими российскими вертикально-интегрированными холдингами, характеризующимися большими масштабами деятельности и более высокой степенью диверсификации деятельности. С учетом вышеуказанного, по мнению Оценщика, результаты расчетов в рамках сравнительного подхода косвенно подтверждают адекватность оценки, проведенной методом дисконтирования денежных потоков.

Табл. 9.1

Результаты определения рыночной стоимости Объекта оценки на 31.12.2017

Наименование подхода	Рыночная стоимость, тыс. руб.	Весовой коэффициент, %	Рыночная стоимость, тыс. руб.
Доходный	20,0	100,00	20,0
Затратный	-	0,00	-
Сравнительный	27,5	0,00	-
Итого		**100,00**	**20,0**

Источник информации: расчеты, выполненные Оценщиком

Таким образом, рыночная стоимость одной обыкновенной именной бездокументарной акции в составе 100%-го пакета акций ОАО "НГК "Славнефть" по состоянию на 31.12.2017 составляет:

20,0 (Двадцать) рублей 00 копеек.

что по курсу Банка России на 31.12.2017[29] составляет:

0,35 (Тридцать пять) центов.

[29] Курс доллара США на 31.12.2017 - 57,6002.

10. ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ОЦЕНОЧНЫХ ПОНЯТИЙ (ТЕРМИНОВ), ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОТЧЕТЕ ОБ ОЦЕНКЕ

Под **рыночной стоимостью** объекта оценки понимается наиболее вероятная цена, по которой данный объект оценки может быть отчужден на дату оценки на открытом рынке в условиях конкуренции, когда стороны сделки действуют разумно, располагая всей необходимой информацией, а на величине цены сделки не отражаются какие-либо чрезвычайные обстоятельства, т.е. когда:

- одна из сторон сделки не обязана отчуждать объект оценки, а другая сторона не обязана принимать исполнение;
- стороны сделки хорошо осведомлены о предмете сделки и действуют в своих интересах;
- объект оценки представлен на открытый рынок в форме публичной оферты, типичной для аналогичных объектов оценки;
- цена сделки представляет собой разумное вознаграждение за объект оценки, и принуждения к совершению сделки в отношении сторон сделки с чей-либо стороны не было;
- платеж за объект оценки выражен в денежной форме.

Под **оценочной деятельностью** понимается профессиональная деятельность субъектов оценочной деятельности, направленная на установление в отношении объектов оценки рыночной или иной стоимости *(согласно ФЗ от 29 июля 1998 г. № 135-ФЗ "Об оценочной деятельности в Российской Федерации", статья 3)*.

Субъектами оценочной деятельности признаются физические лица, являющиеся членами одной из саморегулируемых организаций оценщиков и застраховавшие свою ответственность в соответствии с требованиями Федерального закона "Об оценочной деятельности в Российской Федерации" *(согласно ФЗ от 29 июля 1998 г. № 135-ФЗ "Об оценочной деятельности в Российской Федерации", статья 4)*.

Профессиональное суждение оценщика – основанное на требованиях законодательства РФ, положениях кодекса профессиональной и деловой этики, национальных (федеральных) и международных стандартов оценки, правил оценочной деятельности саморегулируемой организации оценщиков, членом которой является оценщик, аргументированное и подтвержденное соответствующими исследованиями заключение о стоимости объекта оценки или иной расчетной величины, выраженное в письменной форме в отчете об оценке.

Целью оценки является определение стоимости объекта оценки, вид которой определяется в задании на оценку с учетом предполагаемого использования результатов оценки *(п. 3, ФСО № 2)*.

Отчет об оценке представляет собой документ, содержащий сведения доказательного значения, составленный в соответствии с законодательством Российской Федерации об оценочной деятельности, нормативными правовыми актами уполномоченного федерального органа, осуществляющего функции по нормативно-правовому регулированию оценочной деятельности, а так же стандартами и правилами оценочной деятельности, установленными саморегулируемой организацией оценщиков, членом которой является оценщик, подготовивший отчет *(п. 3, ФСО № 3)*.

К **объектам оценки** относятся объекты гражданских прав, в отношении которых законодательством Российской Федерации установлена возможность их участия в гражданском обороте *(п. 3, ФСО № 1)*.

При определении **цены объекта оценки** определяется денежная сумма, запрашиваемая, предлагаемая или уплаченная участниками в результате совершенной или планируемой сделки *(п. 4, ФСО № 1)*.

При определении **стоимости объекта оценки** определяется расчетная величина цены объекта оценки, определенная на дату оценки в соответствии с выбранным видом стоимости. Совершение сделки с объектом оценки не является необходимым условием для установления его стоимости *(п. 5, ФСО № 1)*.

Итоговая величина стоимости - стоимость объекта оценки, рассчитанная при использовании подходов к оценке и обоснованного оценщиком согласования (обобщения) результатов, полученных в рамках применения различных подходов к оценке *(п. 6, ФСО № 1)*.

Дата определения стоимости объекта оценки (дата проведения оценки, дата оценки) - это дата, по состоянию на которую определена стоимость объекта оценки *(п. 8, ФСО № 1)*.

Подход к оценке - это совокупность методов оценки, объединенных общей методологией *(п.7, ФСО № 1)*.

Методом оценки - это последовательность процедур, позволяющих на основе существенной для данного метода информации определить стоимость объекта оценки в рамках одного из подходов к оценке *(п.7, ФСО № 1)*.

Доходный подход – совокупность методов оценки стоимости объекта оценки, основанных на определении ожидаемых доходов от использования объекта оценки *(п. 13, ФСО № 1)*.

Сравнительный подход – совокупность методов оценки, основанных на получении стоимости объекта оценки путем сравнения оцениваемого объекта с объектами-аналогами *(п. 14, ФСО № 1)*.

Затратный подход – совокупность методов оценки стоимости объекта оценки, основанных на определении затрат, необходимых для приобретения, воспроизводства либо замещения объекта оценки с учетом износа и устаревание (*п. 18, ФСО № 1)*.

Допущение – предположение, принимаемое как верное и касающееся фактов, условий или обстоятельств, связанных с объектом оценки или подходами к оценке, которые не требуют проверки оценщиком в процессе оценки (*п. 9, ФСО № 1)*.

База сравнения – финансовая, производственная или иная характеристика в количественном выражении, имеющая взаимосвязь с ценами сделок по аналогам объекта оценки.

Капитализация дохода – преобразование будущих ежепериодических и равных (стабильно изменяющихся) по величине доходов, ожидаемых от объекта оценки, в его стоимость на дату оценки путем деления величины ежепериодических доходов на соответствующую ставку капитализации.

Риск – обстоятельства, уменьшающие вероятность получения определенных доходов в будущем и снижающие их стоимость на дату проведения оценки.

Ставка капитализации – делитель, используемый при капитализации.

Ставка отдачи (доходности) – отношение суммы дохода (убытков) и (или) изменения стоимости (реализованное или ожидаемое) к суммарной величине инвестированных средств.

Дисконтирование денежного потока – преобразование будущих денежных потоков (доходов), ожидаемых от объекта оценки, в его стоимость на дату оценки с использованием соответствующей ставки дисконтирования.

Ставка дисконтирования – процентная ставка отдачи (доходности), используемая при дисконтировании с учетом рисков, с которыми связано получение денежных потоков (доходов).

Действующее предприятие (бизнес) – предприятие, в отношении которого отсутствует информация о вероятном прекращении его деятельности в прогнозируемый период времени.

Чистый денежный поток – величина денежных средств, полученных за определенный период времени и остающихся в распоряжении предприятия (бизнеса), которые могут быть распределены без ущерба для дальнейшего его функционирования и экономического роста.

Чистый денежный поток для собственного капитала определяется следующим уравнением - чистая прибыль после уплаты налогов плюс амортизация и другие неденежные расходы минус капитальные затраты, минус прирост оборотного капитала плюс приросты долга с выплатой процентов за вычетом сумм выплат в погашение долга.

Чистый денежный поток для инвестированного капитала определяется следующим уравнением - прибыль до уплаты процентов и налогов минус налоги на прибыль, плюс амортизация и другие неденежные расходы, минус капитальные затраты, минус приросты оборотного капитала.

Чистые активы – величина, определяемая по данным бухгалтерского учета и отчетности путем вычитания из суммы активов организации, принимаемых к расчету, суммы ее обязательств, принимаемых к расчету.

Стоимость скорректированных чистых активов – величина, определяемая путем вычитания из рыночной или иной стоимости активов организации, принимаемых к расчету, рыночной или иной стоимости ее обязательств, принимаемых к расчету.

Контроль от владения акциями, долями (вкладами) в уставных (складочных) капиталах (далее именуется – контроль) – получаемая участником хозяйственного общества или товарищества за счет владения акциями, долями (вкладами) в уставных (складочных) капиталах возможность влиять на принятие решений, отнесенных к компетенции высшего органа управления хозяйственного общества или товарищества, влияя таким образом на принятие наиболее важных управленческих решений, отнесенных к компетенции других органов управления хозяйственного общества или товарищества.

Контрольное участие – участие в уставном (складочном) капитале, размер которого обеспечивает владельцу контроль за деятельностью организации.

Контрольный (мажоритарный) пакет акций – пакет акций, размер которого обеспечивает его владельцу контроль за деятельностью акционерного общества.

Неконтрольное участие – участие в уставном (складочном) капитале, размер которого недостаточен для признания его контрольным.

Неконтрольный (миноритарный) пакет акций – пакет акций, размер которого недостаточен для признания его контрольным.

Премия за контрольное участие – денежное (абсолютное или относительное) выражение преимущества, обусловленного владением контрольным участием по сравнению с владением неконтрольным участием.

Скидка за контрольное участие – абсолютная или относительная величина, на которую уменьшается пропорциональная оцениваемому размеру участия его стоимость в стоимости стопроцентного участия, чтобы отразить отсутствие всех или некоторых полномочий контроля.

Скидка за недостаточную ликвидность – абсолютная или относительная величина, на которую уменьшается стоимость объекта оценки, чтобы отразить его недостаточную ликвидность.

11. ПРИЛОЖЕНИЕ 2. СПИСОК ИСТОЧНИКОВ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ОЦЕНЩИКОМ

Информация, полученная от Заказчика

- действующая редакция Устава;
- список участников на дату оценки;
- консолидированная финансовая отчетность Группы ОАО "НГК "Славнефть", подготовленная в соответствии с МСФО, по состоянию на 31 декабря 2015 г., 2016 г. и 2017 г. и аудиторские заключения;
- расшифровки отдельных статей финансовой отчетности за 2016-2017 гг.;
- бизнес-план развития ОАО "НГК "Славнефть" на период 2018-2022 гг.;
- отчеты DeGolyer&MacNaughton по состоянию на 31 декабря 2017 г. по оценке запасов и выручки на некоторых месторождениях, принадлежащих ОАО "НГК "Славнефть", Классификация SEC и PRMS;
- форма 6-ГР за 2017 г.;
- данные об объемах добычи и реализации за 2013-2017 гг.;
- данные управленческой отчетности ОАО "НГК "Славнефть" за 2014-2017 гг.;
- прочие справки и информационные письма.

Информация из внешних источников

- Отдельные среднеотраслевые показатели - информационный портал Bloomberg, база данных СПАРК.
- Ibbotson Associates, SBBI Valuation 2017.
- Информационный сервис Damodaran online (pages.stern.nyu.edu/~adamodar).
- Сайт Центрального Банка Российской Федерации www.cbr.ru.
- U.S. Department of the Treasury (http://www.treas.gov).
- Прочие внешние данные, использованные при подготовке отраслевого обзора.

12. ПРИЛОЖЕНИЕ 3. РАСЧЕТНЫЕ ТАБЛИЦЫ

Табл. 12.1

Прогноз выручки Компании

Показатель	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Факт	Факт	Факт	Факт	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз
Выручка	**197 204**	**224 224**	**214 697**	**241 253**	**245 570**	**289 996**	**319 859**	**315 206**	**314 818**	**323 177**	**332 359**	**335 619**	**332 309**	**314 129**	**299 126**
Нефть	166 770	190 512	182 581	208 647	210 561	251 426	280 199	275 570	276 850	275 103	282 933	285 698	282 867	267 397	254 587
Газ	367	410	398	386	655	702	726	749	755	800	808	829	835	784	792
Нефтепродукты	131	275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Услуги по переработке нефти	25 665	28 318	26 582	27 396	28 651	31 968	33 381	32 997	31 307	40 065	41 205	41 608	41 195	38 942	37 077
Выручка от прочей реализации	4 271	4 709	5 135	4 823	5 703	5 900	5 553	5 889	5 906	7 208	7 413	7 486	7 411	7 006	6 670
Прочий операционный доход	759	722	413	970	609	728	811	798	801	796	819	827	819	774	737
Доля в выручке от добычи нефти															
Услуги по переработке нефти	15,4%	14,9%	14,6%	13,1%	15,5%	16,3%	14,8%	13,5%	13,0%						
Выручка от прочей реализации	2,6%	2,5%	2,8%	2,3%	3,1%	3,0%	2,5%	2,4%	2,5%						
Прочие доходы	0,5%	0,4%	0,2%	0,5%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%						

Показатель	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз
Выручка	**278 796**	**257 327**	**239 041**	**222 312**	**199 038**	**173 838**	**152 325**	**136 418**	**123 094**	**112 393**	**100 997**	**80 523**	**70 371**	**63 845**
Нефть	237 259	218 952	203 395	189 153	169 342	147 901	129 570	116 028	104 675	95 551	85 858	68 439	59 785	54 251
Газ	768	751	695	656	597	523	490	452	432	423	385	324	313	272
Нефтепродукты	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Услуги по переработке нефти	34 553	31 887	29 622	27 547	24 662	21 540	18 870	16 898	15 244	13 916	12 504	9 967	8 707	7 901
Выручка от прочей реализации	6 216	5 737	5 329	4 956	4 437	3 875	3 395	3 040	2 743	2 504	2 250	1 793	1 566	1 421
Прочий операционный доход	687	634	589	547	490	428	375	336	303	277	248	198	173	157

Источник информации: расчеты, выполненные Оценщиком

Табл. 12.2

Прогноз операционных расходов Компании

Показатель	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Факт	Факт	Факт	Факт	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз
Производственные расходы - добыча	30 977	33 624	35 179	35 201	38 379	37 912	38 922	40 430	40 452	37 674	37 232	37 022	36 896	36 443	36 098
Производственные расходы - переработка	11 670	11 217	10 369	11 064	12 305	13 653	13 831	13 551	13 240	16 663	17 137	17 305	17 133	16 196	15 420
Производственные расходы - прочие	1 713	1 199	1 280	-313	1 023	456	503	495	495	508	522	528	522	494	470
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	6 056	5 873	6 162	5 976	6 606	6 732	6 722	6 811	6 738	8 718	8 966	9 054	8 965	8 474	8 070
Себестоимость реализации прочей продукции	2 065	2 300	3 330	3 330	4 079	4 190	4 175	3 925	3 970	4 682	4 815	4 862	4 814	4 551	4 333
Налоги, за исключением налога на прибыль	97 958	100 001	89 040	116 517	113 991	138 127	148 933	145 586	148 453	148 924	155 168	158 680	159 157	151 881	145 570
Расходы на проведение геологоразведочных работ	627	623	1 053	574	660	492	578	653	761	0	0	0	0	0	0
Обесценение и прибыль/убыток от выбытия активов	0	0	-143	569	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Показатель	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Факт	Факт	Факт	Факт	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз
Итого операционные расходы и затраты (искл. ам-ию)	**151 067**	**154 836**	**146 270**	**172 920**	**177 043**	**201 562**	**213 664**	**211 451**	**214 110**	**217 169**	**223 840**	**227 451**	**227 488**	**218 039**	**209 961**
Доля производственных расходов (переработка) в выручке от переработки	45,2%	39,2%	39,0%	40,4%	42,9%	42,7%	41,4%	41,1%	42,3%	-	-	-	-	-	-
Доля в суммарной выручке															
Производственные расходы - прочие	0,9%	0,5%	0,6%	(0,1)%	0,5%	(0,2)%	(0,3)%	(0,3)%	(0,2)%						
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	3,1%	2,6%	2,9%	2,5%	3,0%	2,9%	2,5%	2,4%	2,4%						
Себестоимость реализации прочей продукции	1,0%	1,0%	1,6%	1,4%	1,9%	1,8%	1,6%	1,4%	1,4%						
Расходы на проведение геологоразведочных работ	0,3%	0,3%	0,5%	0,2%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,3%						

Показатель	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз
Производственные расходы - добыча	35 660	34 884	34 749	32 480	30 010	26 687	22 414	20 554	18 350	16 625	15 880	10 749	9 044	8 077
Производственные расходы - переработка	14 371	13 262	12 320	11 457	10 257	8 958	7 848	7 028	6 340	5 788	5 200	4 145	3 621	3 286
Производственные расходы - прочие	438	404	376	349	313	273	239	214	193	177	159	127	111	100
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	7 521	6 942	6 449	5 997	5 370	4 690	4 109	3 680	3 321	3 032	2 725	2 172	1 898	1 722
Себестоимость реализации прочей продукции	4 039	3 728	3 463	3 221	2 883	2 518	2 207	1 976	1 783	1 628	1 463	1 167	1 019	925
Налоги, за исключением налога на прибыль	135 820	124 716	115 524	107 836	97 254	85 382	76 014	68 722	62 585	57 612	52 016	41 380	36 684	33 603
Расходы на проведение геологоразведочных работ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обесценение и прибыль/убыток от выбытия активов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого операционные расходы и затраты (искл. ам-ию)	**197 849**	**183 935**	**172 880**	**161 341**	**146 087**	**128 509**	**112 831**	**102 175**	**92 573**	**84 861**	**77 444**	**59 740**	**52 378**	**47 713**

Источник информации: расчеты, выполненные Оценщиком

Табл. 12.3

Прогноз амортизационных отчислений, млн руб.

Показатель	Амортизи-руемая ст-ть	Норма ам-и	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Амортизация ИТОГО			**39 953**	**50 003**	**56 575**	**62 292**	**67 251**	**71 873**	**75 212**	**40 454**	**41 459**	**43 527**	**45 161**	**46 963**	**48 297**
Амортизация существующих активов			39 953	43 645	43 645	43 645	43 645	43 645	43 645	5 885	3 692	3 692	3 692	3 692	3 692
введенные активы	548 905	7,3%	39 953	39 953	39 953	39 953	39 953	39 953	39 953	2 193	0	0	0	0	0
НЗС	50 725	7,3%	0	3 692	3 692	3 692	3 692	3 692	3 692	3 692	3 692	3 692	3 692	3 692	3 692
Амортизация кап.вложений			**0**	**6 358**	**12 930**	**18 647**	**23 606**	**28 228**	**31 567**	**34 569**	**37 767**	**39 835**	**41 469**	**43 270**	**44 605**
	87 344	7,28%	0	6 358	6 358	6 358	6 358	6 358	6 358	6 358	6 358	6 358	6 358	6 358	6 358
	90 301	7,28%		0	6 573	6 573	6 573	6 573	6 573	6 573	6 573	6 573	6 573	6 573	6 573
	78 535	7,28%			0	5 716	5 716	5 716	5 716	5 716	5 716	5 716	5 716	5 716	5 716
	68 135	7,28%				0	4 959	4 959	4 959	4 959	4 959	4 959	4 959	4 959	4 959
	63 504	7,28%					0	4 622	4 622	4 622	4 622	4 622	4 622	4 622	4 622
	45 869	7,28%						0	3 339	3 339	3 339	3 339	3 339	3 339	3 339
	41 249	7,28%							0	3 002	3 002	3 002	3 002	3 002	3 002
	43 935	7,28%								0	3 198	3 198	3 198	3 198	3 198
	28 410	7,28%									0	2 068	2 068	2 068	2 068
	22 451	7,28%										0	1 634	1 634	1 634
	24 749	7,28%											0	1 801	1 801
	18 340	7,28%												0	1 335

Показатель	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Амортизация ИТОГО	**49 472**	**48 009**	**40 289**	**34 947**	**30 669**	**26 827**	**23 471**	**21 097**	**18 863**	**16 733**	**15 612**	**14 648**
Амортизация существующих активов	3 692	2 728	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
введенные активы	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НЗС	3 692	2 728	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Амортизация кап.вложений	**45 780**	**45 281**	**40 289**	**34 947**	**30 669**	**26 827**	**23 471**	**21 097**	**18 863**	**16 733**	**15 612**	**14 648**
	6 358	4 697	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	6 573	6 573	4 856	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	5 716	5 716	5 716	4 223	0	0	0	0	0	0	0	0
	4 959	4 959	4 959	4 959	3 664	0	0	0	0	0	0	0
	4 622	4 622	4 622	4 622	4 622	3 415	0	0	0	0	0	0
	3 339	3 339	3 339	3 339	3 339	3 339	2 466	0	0	0	0	0
	3 002	3 002	3 002	3 002	3 002	3 002	3 002	2 218	0	0	0	0
	3 198	3 198	3 198	3 198	3 198	3 198	3 198	3 198	2 362	0	0	0
	2 068	2 068	2 068	2 068	2 068	2 068	2 068	2 068	2 068	1 528	0	0
	1 634	1 634	1 634	1 634	1 634	1 634	1 634	1 634	1 634	1 634	1 207	0
	1 801	1 801	1 801	1 801	1 801	1 801	1 801	1 801	1 801	1 801	1 801	1 331
	1 335	1 335	1 335	1 335	1 335	1 335	1 335	1 335	1 335	1 335	1 335	1 335
	1 175	1 175	1 175	1 175	1 175	1 175	1 175	1 175	1 175	1 175	1 175	1 175

Показатель	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
	0	1 162	1 162	1 162	1 162	1 162	1 162	1 162	1 162	1 162	1 162	1 162
		0	1 422	1 422	1 422	1 422	1 422	1 422	1 422	1 422	1 422	1 422
			0	1 007	1 007	1 007	1 007	1 007	1 007	1 007	1 007	1 007
				0	1 240	1 240	1 240	1 240	1 240	1 240	1 240	1 240
					0	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029
						0	931	931	931	931	931	931
							0	877	877	877	877	877
								0	820	820	820	820
									0	772	772	772
										0	834	834
											0	713
												0

Источник информации: расчеты, выполненные Оценщиком

Табл. 12.4

Прогноз капитальных вложений

Наименование	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Капитальные вложения - добыча	млн руб.	-	-	-	-	-	36 570	31 800	34 402	18 868	13 066	15 488	9 263	7 259
Капитальные вложения - переработка	млн руб.	-	-	-	-	-	3 437	3 545	3 589	3 562	3 375	3 221	3 008	2 781
Итого капитальные вложения	**млн руб.**	**80 719**	**82 916**	**72 460**	**61 553**	**56 939**	**40 007**	**35 345**	**37 991**	**22 430**	**16 442**	**18 709**	**12 271**	**10 039**

Наименование	Ед. изм.	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Капитальные вложения - добыча	млн руб.	7 243	10 954	5 470	8 898	6 203	4 981	4 335	3 625	3 042	4 072	2 472	4 370
Капитальные вложения - переработка	млн руб.	2 588	2 410	2 160	1 888	1 655	1 483	1 338	1 221	1 097	874	763	691
Итого капитальные вложения	**млн руб.**	**9 831**	**13 364**	**7 630**	**10 785**	**7 858**	**6 463**	**5 673**	**4 846**	**4 139**	**4 947**	**3 234**	**5 061**

Источник: анализ и расчеты Оценщика

Табл. 12.5

Прогноз оборотного капитала

Наименование	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка годовая	млн руб.	245 570	289 996	319 859	315 206	314 818	323 177	332 359	335 619	332 309	314 129	299 126	278 796	257 327
Рабочий капитал - по нормативу	млн руб.	21 232	25 073	27 654	27 252	27 219	27 941	28 735	29 017	28 731	27 159	25 862	24 104	22 248
Изменение рабочего капитала	**млн руб.**	**373**	**3 841**	**2 582**	**-402**	**-34**	**723**	**794**	**282**	**-286**	**-1 572**	**-1 297**	**-1 758**	**-1 856**

Наименование	Ед. изм.	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Выручка годовая	млн руб.	239 041	222 312	199 038	173 838	152 325	136 418	123 094	112 393	100 997	80 523	70 371	63 845
Рабочий капитал - по нормативу	млн руб.	20 667	19 221	17 209	15 030	13 170	11 794	10 642	9 717	8 732	6 962	6 084	5 520

Изменение рабочего капитала	**млн руб.**	**-1 581**	**-1 446**	**-2 012**	**-2 179**	**-1 860**	**-1 375**	**-1 152**	**-925**	**-985**	**-1 770**	**-878**	**-564**

Источник: анализ и расчеты Оценщика

Табл. 12.6

Расчет финансовых расходов

Наименование	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Привлечение кредитов	млн руб.	50 500	40 500	85 500	18 500	45 000	0	0	0	0	0	0	0	50 500
Погашение кредитов	млн руб.	8 772	16 905	86 229	46 067	62 167	0	0	0	0	0	0	0	8 772
Остаток по кредитам на конец периода	млн руб.	140 285	163 880	163 150	135 584	118 417	118 417	118 417	118 417	118 417	118 417	118 417	118 417	140 285
Расходы по процентам	млн руб.	7 245	9 685	10 346	9 523	7 426	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 245
Финансовые доходы	млн руб.	136	134	134	134	134	0	0	0	0	0	0	0	136
Финансовые расходы	млн руб.	7 245	9 685	10 346	9 523	7 426	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 245
Прибыль/убыток по курсовым разницам	млн руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	Ед. изм.	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Привлечение кредитов	млн руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Погашение кредитов	млн руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Остаток по кредитам на конец периода	млн руб.	118 417	118 417	118 417	118 417	118 417	118 417	118 417	118 417	118 417	118 417	118 417	118 417
Расходы по процентам	млн руб.	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088
Финансовые доходы	млн руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Финансовые расходы	млн руб.	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088	7 088
Прибыль/убыток по курсовым разницам	млн руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Привлечение кредитов	млн руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Источник: анализ и расчеты Оценщика

Табл. 12.7

Расчет налога на прибыль

Наименование	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Операционная прибыль	млн руб.	29 184	39 159	50 431	42 260	34 259	34 930	34 126	68 541	64 180	53 337	44 741	34 671	25 727
Налогооблагаемая прибыль	млн руб.	29 184	39 159	50 431	42 260	34 259	34 930	34 126	68 541	64 180	53 337	44 741	34 671	25 727
Ставка налога	%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	20%	20%	20%
Налог на прибыль	**млн руб.**	**4 961**	**6 657**	**8 573**	**7 184**	**5 824**	**5 938**	**5 801**	**11 652**	**10 911**	**9 067**	**8 948**	**6 934**	**5 145**
Прибыль до налогообложения	млн руб.	22 075	29 608	40 219	32 871	26 966	27 842	27 037	61 453	57 092	46 248	37 652	27 583	18 639
Налогооблагаемая прибыль	млн руб.	22 075	29 608	40 219	32 871	26 966	27 842	27 037	61 453	57 092	46 248	37 652	27 583	18 639
Налог на прибыль	**млн руб.**	**3 753**	**5 033**	**6 837**	**5 588**	**4 584**	**4 733**	**4 596**	**10 447**	**9 706**	**7 862**	**7 530**	**5 517**	**3 728**

Наименование	Ед. изм.	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042

Наименование	Ед. изм.	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Операционная прибыль	млн руб.	17 277	13 510	13 152	10 810	9 200	7 752	7 353	6 711	4 938	4 249	2 554	1 641
Налогооблагаемая прибыль	млн руб.	17 277	13 510	13 152	10 810	9 200	7 752	7 353	6 711	4 938	4 249	2 554	1 641
Ставка налога	%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Налог на прибыль	**млн руб.**	**3 455**	**2 702**	**2 630**	**2 162**	**1 840**	**1 550**	**1 471**	**1 342**	**988**	**850**	**511**	**328**
Прибыль до налогообложения	млн руб.	10 189	6 422	6 064	3 722	2 112	664	265	-377	-2 150	-2 839	-4 535	-5 447
Налогооблагаемая прибыль	млн руб.	10 189	6 422	6 064	3 722	2 112	664	265	0	0	0	0	0
Налог на прибыль	**млн руб.**	**2 038**	**1 284**	**1 213**	**744**	**422**	**133**	**53**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Источник: анализ и расчеты Оценщика

13. ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ИНФОРМАЦИЯ ИЗ ВНЕШНИХ ИСТОЧНИКОВ

<Menu>Вернуться

Excel | Анализ — Прогнозы цен на товары: Данные инстр-та

Брент ICE $/барр. | Поиск | На 12/31/17 | Тип тикера Фактич.

Кварт. прогноз | Год. прогноз

Overview | Анализ кривой | Гистогр. | Рейтинг

Консенсус	Спот	На	2017	2018	2019	2020	2021
Медиана		12/29/17	54.00	58.00	62.00	63.00	61.65
Срдн		12/29/17	53.76	58.10	60.99	62.14	63.06
Макс.		12/29/17	58.50	70.00	78.00	76.75	79.75
Мин.		12/29/17	49.00	41.00	41.00	47.00	47.00
Форвард	66.09	12/29/17	66.87	64.90	61.10	58.82	57.85
Разн. (Медиана-Тек.)			-12.87	-6.90	+0.90	+4.18	+3.80

Фирма	На	2017	2018	2019	2020	2021
Promsvyazbank PJSC	12/26/17	55.00	62.40	58.00	63.30	63.00
Bank of Nova Scotia/The	12/21/17	53.10	62.00	65.00	67.00	
Citigroup Inc	12/20/17	55.00	54.00	49.00		
Raiffeisen Bank International AG	12/20/17	54.00	58.00	62.00	65.00	67.00
Deutsche Bank AG	12/15/17	55.00	65.00	65.00	58.00	60.00
BMI Research	12/13/17	53.50	57.00	63.00	70.00	72.00
Itau Unibanco Holding SA	12/11/17	54.01	49.20	47.00	47.00	47.00
Commerzbank AG	12/11/17	54.00	57.00	60.00		
Capital Economics Ltd	12/05/17	53.60	58.13	68.00	70.00	
Norddeutsche Landesbank Girozentrale	12/05/17	55.00	63.00	62.00	63.00	
Intesa Sanpaolo SpA	12/05/17	53.91	54.50	59.00	63.00	64.00
DZ Bank AG	12/04/17	54.52	56.75			
Guggenheim Securities LLC	11/30/17	54.52	66.00	72.00	70.00	

(Посл. цена: Последний прогноз, Пред. прогноз, Исключено из консенсуса)

Australia 61 2 9777 8600 Brazil 5511 2395 9000 Europe 44 20 7330 7500 Germany 49 69 9204 1210 Hong Kong 852 2977 6000
Japan 81 3 3201 8900 Singapore 65 6212 1000 U.S. 1 212 318 2000 Copyright 2018 Bloomberg Finance L.P.
SN 719270 EST GMT-5:00 H818-213-0 06-Mar-2018 03:44:01

Таблица 4.3.6

Средневзвешенные процентные ставки по кредитам, предоставленным кредитными организациями нефинансовым организациям в рублях

(% годовых)

	Всего								в том числе субъектам малого и среднего предпринимательства							
	до 30 дней, включая "до востребования"	от 31 до 90 дней	от 91 до 180 дней	от 181 дня до 1 года	до 1 года, включая "до востребования"	от 1 года до 3 лет	свыше 3 лет	свыше 1 года	до 30 дней, включая "до востребования"	от 31 до 90 дней	от 91 до 180 дней	от 181 дня до 1 года	до 1 года, включая "до востребования"	от 1 года до 3 лет	свыше 3 лет	свыше 1 года
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2017 год																
январь	10,49	12,18	12,48	12,57	11,61	11,86	12,99	12,46	13,99	14,55	14,79	14,19	14,43	13,96	13,28	13,62
февраль	10,58	11,87	13,25	12,01	11,48	11,73	11,60	11,67	13,49	13,26	14,58	13,59	13,73	13,44	13,12	13,31
март	10,41	12,23	12,80	11,92	11,41	11,27	11,78	11,45	13,95	14,08	14,29	13,47	13,84	13,18	12,38	12,85
апрель	10,11	11,73	12,58	11,72	11,02	11,01	11,94	11,31	13,59	13,75	13,56	13,52	13,59	13,38	12,53	13,07
май	9,79	11,24	12,09	11,40	10,72	11,25	10,65	10,99	13,32	13,89	13,88	13,38	13,62	13,25	12,00	12,77
июнь	9,62	11,23	12,34	11,38	10,68	10,38	10,33	10,36	12,42	13,48	13,89	13,27	13,39	13,14	11,54	12,39
июль	9,34	10,66	11,74	10,96	10,44	10,08	9,86	9,98	12,39	12,98	13,84	13,32	13,30	13,01	11,85	12,44
август	9,31	11,00	11,47	11,14	10,41	10,54	10,27	10,42	14,67	13,29	13,63	12,80	13,26	12,80	11,35	12,21
сентябрь	9,07	10,34	11,44	10,49	10,03	10,29	10,06	10,20	14,33	13,25	13,57	12,55	13,15	12,77	10,38	11,54
октябрь	8,81	10,27	11,16	10,10	9,82	10,20	9,35	9,82	13,87	13,25	13,42	12,51	13,06	12,45	10,28	11,47
ноябрь	8,62	9,82	11,14	10,41	9,67	10,02	9,22	9,74	11,21	13,13	13,26	12,30	12,63	12,45	9,60	11,04
декабрь	8,39	9,62	10,52	9,90	9,43	9,56	9,25	9,41	9,76	12,67	12,87	12,17	12,17	11,79	9,94	10,84

CRSP Deciles Size Premium[3]

Decile	Market Capitalization of Smallest Company (in millions)		Market Capitalization of Largest Company (in millions)	Size Premium (Return in Excess of CAPM)
Mid-Cap 3-5	$2,392.689	–	$10,711.194	1.02%
Low-Cap 6-8	569.279	–	2,390.899	1.75
Micro-Cap 9-10	2.516	–	567.843	3.67
Breakdown of CRSP Deciles 1-10				
1-Largest	$24,361.659	–	$609,163.498	-0.35%
2	10,784.101	–	24,233.747	0.61
3	5,683.991	–	10,711.194	0.89
4	3,520.566	–	5,676.716	0.98
5	2,392.689	–	3,512.913	1.51
6	1,571.193	–	2,390.899	1.66
7	1,033.341	–	1,569.984	1.72
8	569.279	–	1,030.426	2.08
9	263.715	–	567.843	2.68
10-Smallest	2.516	–	262.891	5.59
Breakdown of CRSP 10th Decile				
10a	$127.296	–	$262.891	4.09%
10w	190.553	–	262.891	3.10
10x	127.296	–	190.383	5.33
10b	$2.516	–	$127.279	8.64%
10y	73.561	–	127.279	7.21
10z	2.516	–	73.504	11.63

Date updated:	*01.янв.18*
Created by:	Aswath Damodaran, adamodar@stern.nyu.edu
What is this data	Historical returns: Stocks, T.Bonds & T.Bills with US companies
Home Page:	http://www.damodaran.com
Data website:	http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html
Companies in ea	http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/indname.xls
Variable definit	http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm

Arithmetic Average				*Risk Premium*		*Standard Error*	
				Stocks - T.B	Stocks - T.B	Stocks - T.	Stocks - T.Bonds
1928-2017	11,53%	3,44%	5,15%	8,09%	6,38%	2,10%	2,24%
1968-2017	11,41%	4,82%	7,17%	6,58%	4,24%	2,39%	2,70%
2008-2017	10,27%	0,42%	4,29%	9,85%	5,98%	6,12%	8,70%

Geometric Average				*Risk Premium*	
				Stocks - T.B	Stocks - T.Bonds
1928-2017	9,65%	3,39%	4,88%	6,26%	4,77%
1968-2017	10,05%	4,77%	6,76%	5,28%	3,29%
2008-2017	8,42%	0,41%	3,86%	8,01%	4,56%

Start of mont	S&P 50(	T.Bond Rat(	Smoothed CF:	CF (Trailing 12 month	CF (Normalized	Expected growth rat	ERP (T12 m with
01.окт.16	2168	1,60%	112,42	114,73	82,17	5,21%	4,91%
01.ноя.16	2126	1,84%	112,42	114,73	82,17	5,32%	4,89%
01.дек.16	2199	2,39%	112,42	114,73	82,17	5,62%	4,50%
01.янв.17	2239	2,45%	117,78	108,67	85,67	5,54%	4,50%
01.фев.17	2279	2,47%	117,78	108,67	85,67	5,55%	4,41%
01.мар.17	2364	2,40%	117,78	108,67	85,67	5,51%	4,29%
01.апр.17	2363	2,39%	124,27	108,43	86,97	5,51%	4,51%
01.май.17	2384	2,30%	124,27	108,43	86,97	5,46%	4,51%
01.июн.17	2412	2,21%	124,27	108,43	86,97	5,42%	4,49%
01.июл.17	2423	2,30%	127,46	105,68	86,97	5,46%	4,62%
01.авг.17	2470	2,30%	127,46	105,68	86,97	5,46%	4,54%
01.сен.17	2418	2,12%	127,46	105,68	86,97	5,37%	4,60%
01.окт.17	2519	2,33%	132,51	105,49	86,97	5,48%	4,63%
01.ноя.17	2575	2,37%	132,51	105,49	86,97	5,50%	4,52%
01.дек.17	2648	2,42%	132,51	105,49	86,97	5,52%	4,38%
01.янв.18	2674	2,41%	134,09	108,28	84,7	7,05%	4,75%
01.фев.18	2824	2,74%	134,09	108,28	84,7	7,17%	4,37%
01.мар.17	2714	2,87%	134,09	108,28	84,88	7,22%	4,49%

Date updated:	*05.янв.18*	
Created by:	Aswath Damodaran, adamodar@stern.nyu.edu	
What is this data?	Beta, Unlevered beta and other risk measures	Emerging Markets
Home Page:	http://www.damodaran.com	
Data website:	http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html	
Companies in each industry:	http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/indname.xls	
Variable definitions:	http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm	
Do you want to use marginal or effective tax rates in unlevering betas?		Marginal
If marginal tax rate, enter the marginal tax rate to use		25,02%

Industry Name	*Number of firms*	*Beta*	*D/E Ratio*	*Effective Tax rate*	*Unlevered beta*	*Cash/Firm value*	*Unlevered beta corrected for cash*
Oil/Gas (Integrated)	23	1,20	53,14%	24,24%	0,86	8,46%	0,94
Oil/Gas (Production and Exploration)	141	2,08	39,23%	8,56%	1,61	5,23%	1,69
Oil/Gas Distribution	86	1,68	66,05%	14,54%	1,12	8,43%	1,23
Oilfield Svcs/Equip.	246	1,44	35,99%	11,89%	1,14	4,67%	1,19

Daily Treasury Yield Curve Rates

Get updates to this content.

XML These data are also available in XML format by clicking on the XML icon.

XSD The schema for the XML is available in XSD format by clicking on the XSD icon.

If you are having trouble viewing the above XML in your browser, click here.

To access interest rate data in the legacy XML format and the corresponding XSD schema, click here.

Select type of Interest Rate Data

Daily Treasury Yield Curve Rates Go

Select Time Period

2017 Go

Date	1 Mo	3 Mo	6 Mo	1 Yr	2 Yr	3 Yr	5 Yr	7 Yr	10 Yr	20 Yr	30 Yr
12/19/17	1.25	1.37	1.51	1.71	1.87	1.97	2.23	2.37	2.46	2.66	2.82
12/20/17	1.22	1.38	1.51	1.72	1.87	1.98	2.24	2.40	2.49	2.71	2.88
12/21/17	1.21	1.35	1.54	1.73	1.89	2.01	2.26	2.39	2.48	2.68	2.84
12/22/17	1.15	1.33	1.54	1.73	1.91	2.01	2.26	2.40	2.48	2.68	2.83
12/26/17	1.24	1.47	1.52	1.75	1.92	2.02	2.25	2.38	2.47	2.66	2.82
12/27/17	1.18	1.44	1.53	1.75	1.89	1.99	2.22	2.34	2.42	2.59	2.75
12/28/17	1.19	1.39	1.54	1.76	1.91	2.00	2.23	2.36	2.43	2.60	2.75
12/29/17	1.28	1.39	1.53	1.76	1.89	1.98	2.20	2.33	2.40	2.58	2.74

To look up the equity risk premium for a country, use this worksh		
Country	Russia	
Moody's sovereign rating	Ba1	Local currency
S&P sovereign rating	BB+	Local currency
CDS spread	2,03%	
Excess CDS spread (over US CDS)	1,64%	
Country Default Spread (based on rating)	2,56%	
Country Risk Premium (Rating)	2,88%	
Equity Risk Premium (Rating)	7,96%	
Country Risk Premium (CDS)	1,84%	
Equity Risk Premium (CDS)	6,92%	
To look up the equity risk premium for a region, use this workshe		
Region	North America	
Country Risk Premium (simple average))	0,00%	
Total Equity Risk Premium (simple average	23,75%	
Country Risk Premium (GDP weighted)	0,00%	
Total Equity Risk Premium (GDP weighted)	5,08%	
To construct your own regional ERP, use the data on GDP and ERP for countries i		
For countries not on the list above, try this frontier market list		
Country	Brunei	
PRS Score	76,30	
ERP based on PRS Score	6,06%	

Date updated:	*05.янв.18*				
Created by:	Aswath Damodaran, adamodar@stern.nyu.edu				
What is this data?	Key working capital numbers as a percent of sales				Emerging Markets
Home Page:	http://www.damodaran.com				
Data website:	http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html				
Companies in each industry:	http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/indname.xls				
Variable definitions:	http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm				
Industry Name	*Number of firms*	*Acc Rec/ Sales*	*Inventory/Sales*	*Acc Pay/ Sales*	*Non-cash WC/ Sales*
Oil/Gas (Integrated)	23	5,06%	7,71%	11,82%	2,36%
Oil/Gas (Production and Exploration	141	16,01%	5,49%	6,23%	5,89%
Oil/Gas Distribution	86	7,99%	3,64%	6,14%	3,06%
Oilfield Svcs/Equip.	246	7,97%	7,78%	10,43%	0,39%

Contributor	Bloomberg Composite								
As of	12/31/17								
	Спот	Q1 18	Q2 18	Q3 18	Q4 18	2019	2020	2021	2022
	USDRUB								
Forecast		59	58	58	59,2	61,6	--	--	--
Forward	57,58	58,2	58,91	59,58	60,21	62,64	67,07	70,48	73,96
	RUBCNY								
Forecast		0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	--	--	--
Forward	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,1	0,1	0,1
	CNYRUB								
Forecast		8,88	8,73	8,72	9,04	9,46	--	--	--
Forward	8,85	8,88	8,94	9	9,04	9,22	9,68	10,08	10,36
	RUBUSD								
Forecast		0,017	0,017	0,017	0,017	0,016	--	--	--
Forward	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,016	0,015	0,014	0,014
	EURRUB								
Forecast		67,83	68,8	70,27	73,2	77	--	--	--
Forward	69,15	70,24	71,54	72,81	74,1	79,17	85,89	91,76	97,73

Date updated:	*05.янв.18*
Created by:	Aswath Damodaran, adamodar@stern.nyu.edu
What is this data	Capital Expenditures, Acquisitions and R&D and Sales/In| Emerging Markets
Home Page:	http://www.damodaran.com
Data website:	http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html
Companies in ea	http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/indname.xls
Variable definitio	http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm

Industry Name	*Number of Firms*	*pital Expenditur*	*Depreciation*	*Cap Ex/Deprecn*	*Acquisitions*	*Net R&D*	*Net Cap Ex/Sales*	*Cap Ex/ EBIT (1*	*Sales/Capital*
Oil/Gas (Integrate	23	$93 025,52	$78 988,64	117,77%	$63,38	-$154,80	1,38%	33,18%	1,14
Oil/Gas (Productio	141	$25 181,75	$23 871,53	105,49%	-$167,64	-$22,83	1,09%	7,59%	0,47
Oil/Gas Distributio	86	$8 526,09	$4 118,40	207,02%	$1 413,75	$1,62	5,86%	119,59%	1,26
Oilfield Svcs/Equip	246	$17 029,22	$10 181,76	167,25%	$2 036,48	$37,16	1,97%	38,43%	1,79

31.12.2017											
EQY_FUND_CRNCY USD N.A.											
FX=usd					31.12.2017	31.12.2017	31.12.2017	31.12.2017	31.12.2017	31.12.2017	
	SHORT_NAME	CIE DES	INDUSTRY_SUBGROUP	COUNTRY_FULL_NAME	CUR_EMPLOYEES	CUR_MKT_CAP	SHORT_AND_LONG_TERM_DEBT	cash_and_marketable_securities	PREFERRED_EQUITY_&_MINORITY_INT	CURR_ENTP_VAL	
YPFD AR Ec	YPF SA-D	YPF Sociedad Anonima is involved in	Oil Comp-Integrated	ARGENTINA	19 257	8 905	10 256	2 237	13	9 336	
PESA AR Eq	PETROBRAS ARGT-B	Petrobras Argentina S.A. explores for	Oil Comp-Integrated	ARGENTINA	3 148	2 683	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	
OMV AV Equ	OMV AG	OMV AG explores and refines crude o	Oil Comp-Integrated	AUSTRIA	20 721	20 786	7 196	4 805	6 431	29 608	
PADMAO BD	PADMA OIL CO LTD	Padma Oil Company Ltd. provides pe	Oil Comp-Integrated	BANGLADESH	1 110	285	2	592	0	-308	
PETR4 BZ E	PETROBRAS-PREF	Petroleo Brasileiro S.A. - Petrobras e	Oil Comp-Integrated	BRAZIL	62 703	65 345	109 137	24 438	1 698	151 899	
BP/ LN Equit	BP PLC	BP p.l.c is an oil and petrochemicals	Oil Comp-Integrated	BRITAIN	74 000	140 102	63 230	25 901	1 934	179 365	
IMO CN Equ	IMPERIAL OIL	Imperial Oil Ltd. produces and refines	Oil Comp-Integrated	CANADA	5 400	26 119	4 157	954	0	29 321	
SU CN Equit	SUNCOR ENERGY	Suncor Energy, Inc. is a integrated e	Oil Comp-Integrated	CANADA	12 381	60 678	12 436	2 133	0	70 982	
HSE CN Equ	HUSKY ENERGY INC	Husky Energy Inc. is involved in the	Oil Comp-Integrated	CANADA	5 152	14 242	4 343	2 006	706	17 285	
CVE CN Equ	CENOVUS ENERGY	Cenovus Energy Inc. is an integratec	Oil Comp-Integrated	CANADA	2 882	11 260	7 594	487	0	18 367	
386 HK Equit	SINOPEC CORP-H	China Petroleum and Chemical Corpc	Oil Comp-Integrated	CHINA	446 225	108 739	27 629	33 227	19 483	122 623	
857 HK Equit	PETROCHINA-H	PetroChina Company Limited explore	Oil Comp-Integrated	CHINA	494 297	216 042	73 151	20 920	28 863	297 136	
ECOPETL CI	ECOPETROL	Ecopetrol SA is an integrated oil com	Oil Comp-Integrated	COLOMBIA	8 731	30 419	14 583	2 661	630	42 967	
INARA CZ E	INA INDUSTRIJA	INA Industrija Nafte DD is a verticall	Oil Comp-Integrated	CROATIA	10 782	5 262	295	69	-22	5 467	
FP FP Equit	TOTAL SA	TOTAL S.A. explores for, produces, r	Oil Comp-Integrated	FRANCE	98 277	139 983	51 354	37 882	2 481	155 936	
MOL HB Equ	MOL	MOL Hungarian Oil and Gas PLC is a	Oil Comp-Integrated	HUNGARY	26 046	9 529	3 479	1 098	1 218	13 128	
ENI IM Equit	ENI SPA	Eni SpA explores for and produces hy	Oil Comp-Integrated	ITALY	33 227	60 292	29 703	16 328	59	73 726	
TTLC BC Eq	TOTAL COTE D'IVO	Total Cote d'Ivoire S.A. produces, ref	Oil Comp-Integrated	IVORY COAST	#N/A N/A	321	16	17	0	319	
HIBI MK Equ	HIBISCS	Hibiscus Petroleum Berhad is an inde	Oil Comp-Explor&Prod	MALAYSIA	5	340	0	2	0	338	
TMA MC Equ	TOTAL MAROC SA	Total Maroc S.A. markets and distribu	Oil Comp-Integrated	MOROCCO	580	1 738	67	41	0	1 767	
RDSA LN Eq	ROYAL DUTCH SH-A	Royal Dutch Shell PLC. through subs	Oil Comp-Integrated	NETHERLANDS	86 000	281 251	85 665	20 312	3 456	350 060	
STL NO Equi	STATOIL ASA	Statoil ASA explores, produces, trans	Oil Comp-Integrated	NORWAY	20 245	71 118	28 274	14 068	24	85 348	
PGN PW Eq	PGNIG	Polskie Gornictwo Naftowe i Gazowni	Oil Comp-Integrated	POLAND	24 694	10 465	866	750	0	10 581	
GALP PL Eq	GALP ENERGIA	Galp Energia, SGPS, S.A. is an integ	Oil Comp-Integrated	PORTUGAL	5 482	15 278	3 706	1 520	1 756	19 221	
SNP RO Equ	OMV PETROM SA	OMV Petrom SA produces oil and gas	Oil Comp-Integrated	ROMANIA	13 790	4 172	365	1 088	-15	3 435	
GAZP RM Ec	GAZPROM	Gazprom PAO operates gas pipeline s	Oil Comp-Integrated	RUSSIA	462 400	53 663	54 515	13 463	6 483	101 198	
LUKOY US E	LUKOIL PJSC-ADR	LUKOIL PJSC explores for, produces	Oil Comp-Integrated	RUSSIA	2 050	49 035	10 706	6 079	129	49 118	
SNGS RM Ec	SURGUTNEFTEGAS	Surgutneftegas OJSC explores for, e	Oil Comp-Integrated	RUSSIA	117 000	17 308	2 893	41 482	570	-21 745	
ROSN RM E	ROSNEFT	Rosneft Oil Company produces and	Oil Comp-Integrated	RUSSIA	258 800	53 663	68 404	9 501	9 797	122 362	
SIBN RM Eq	GAZPROM NEFT	Gazprom Neft PAO is an integrated c	Oil Comp-Integrated	RUSSIA	1 270	20 103	11 819	1 755	1 839	32 006	
BANE RM Ec	BASHNEFT	Bashneft PJSC is an upstream and d	Oil Comp-Integrated	RUSSIA	7 497	6 539	2 128	558	29	8 139	
TATN RM Eq	TATNEFT	Tatneft PJSC explores for, produces	Oil Comp-Integrated	RUSSIA	80 560	16 055	4 158	1 748	132	16 598	
TTLS BC Eq	TOTAL SENEGAL SA	Total Senegal SA retails gasoline and	Oil Comp-Integrated	SENEGAL	196	113	0	33	0	76	
SOL SJ Equi	SASOL LTD	Sasol Ltd is an integrated oil and gas	Oil Comp-Integrated	SOUTH AFRICA	31 000	22 567	7 834	1 167	482	29 716	
REP SM Equ	REPSOL SA	Repsol S.A., through subsidiaries, ex	Oil Comp-Integrated	SPAIN	24 226	27 075	17 294	5 840	325	38 853	
PTT TB Equit	PTT PCL	PTT Public Company Limited operate	Oil Comp-Integrated	THAILAND	7 989	38 584	16 256	12 153	13 198	55 885	
XOM US Equ	EXXON MOBIL CORP	Exxon Mobil Corporation operates pet	Oil Comp-Integrated	UNITED STATES	69 600	354 392	42 336	3 177	6 812	400 363	
CVX US Equ	CHEVRON CORP	Chevron Corporation is an integrated	Oil Comp-Integrated	UNITED STATES	51 900	237 783	38 763	4 822	1 195	272 919	

31.12.2017

EQY_FUND_CRNCY USD N.A.

FX=usd		31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2015	31.12.2016
	SHORT_NAME	TRAIL_12M_NET_SALES	TRAIL_12M_NET_SALES	TRAIL_12M_NET_SALES	TRAIL_12M_EBITDA	TRAIL_12M_EBITDA	TRAIL_12M_EBITDA	TRAIL_12M_OPER_INC	TRAIL_12M_OPER_INC	TRAIL_12M_OPER_INC	trail_12m_net_inc	trail_12m_net_inc
YPFD AR Ec	YPF SA-D	17 007	14 253	15 312	4 735	1 440	4 265	1 802	-1 645	973	497	-1 916
PESA AR Eq	PETROBRAS ARGT-B	2 415	2 149	#N/A N/A	709	379	#N/A N/A	396	174	#N/A N/A	333	-1
OMV AV Equ	OMV AG	25 005	21 319	22 845	417	2 569	3 626	-2 227	-505	1 381	-1 222	-446
PADMAO BD	PADMA OIL CO LTD	1 740	1 651	1 244	-14	10	16	-16	9	14	23	28
PETR4 BZ E	PETROBRAS-PREF	98 016	81 572	88 891	7 979	18 952	24 472	-3 776	4 939	11 162	-10 616	-4 279
BP/ LN Equit	BP PLC	221 489	183 008	240 208	6 708	12 883	23 497	-10 340	-2 896	6 310	-6 482	115
IMO CN Equ	IMPERIAL OIL	19 723	17 674	21 509	2 568	1 384	1 953	1 433	154	278	879	1 635
SU CN Equit	SUNCOR ENERGY	22 871	20 249	24 709	5 918	4 889	8 626	45	268	4 308	-1 562	328
HSE CN Equ	HUSKY ENERGY INC	12 818	9 758	14 326	-1 193	2 846	2 780	-4 030	986	558	-3 015	696
CVE CN Equ	CENOVUS ENERGY	10 556	8 429	13 429	1 337	824	1 920	-319	-51	385	484	-412
386 HK Equit	SINOPEC CORP-H	306 956	255 834	334 307	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	8 957	8 014	10 491	5 143	6 990
857 HK Equit	PETROCHINA-H	274 608	235 762	291 217	44 856	43 371	#N/A N/A	12 567	9 695	9 797	5 653	1 191
ECOPETL CI	ECOPETROL	19 159	15 673	18 708	6 062	5 491	8 055	3 571	2 998	5 254	-1 466	514
INARA CZ E	INA INDUSTRIJA	2 750	2 285	2 813	121	336	488	-199	89	215	-207	15
FP FP Equit	TOTAL SA	143 421	127 925	149 099	17 678	17 892	23 259	5 221	5 731	10 532	5 087	6 196
MOL HB Equ	MOL	14 650	12 628	15 089	2 304	2 213	2 457	-778	1 090	1 295	-935	931
ENI IM Equit	ENI SPA	79 196	61 719	75 602	6 549	10 754	17 518	-3 604	2 387	9 063	-9 744	-1 620
TTLC BC Eq	TOTAL COTE D'IVO	547	559	559	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	18	21	21	9	15
HIBI MK Equ	HIBISCS	#N/A N/A	48	65	#N/A N/A	-2	34	#N/A N/A	-17	20	#N/A N/A	46
TMA MC Equ	TOTAL MAROC SA	854	820	820	74	140	140	55	120	120	30	92
RDSA LN Eq	ROYAL DUTCH SH-A	264 960	233 591	305 179	23 453	27 360	41 703	-3 261	2 367	15 481	1 939	4 575
STL NO Equi	STATOIL ASA	57 778	45 689	60 971	12 579	10 450	22 116	1 912	200	13 584	-4 657	-2 923
PGN PW Eq	PGNIG	9 676	8 425	9 520	1 638	1 484	1 779	898	820	1 070	566	597
GALP PL Eq	GALP ENERGIA	17 209	14 513	17 175	1 269	1 525	2 195	470	601	1 282	136	199
SNP RO Equ	OMV PETROM SA	4 530	4 079	4 804	1 556	1 216	1 691	-132	362	806	-169	257
GAZP RM Ec	GAZPROM	100 201	91 723	108 306	28 765	19 469	24 407	20 265	10 890	14 362	12 985	14 283
LUKOY US E	LUKOIL PJSC-ADR	85 356	71 200	93 889	13 474	12 234	14 260	7 684	6 291	8 686	4 803	3 104
SNGS RM E	SURGUTNEFTEGAS	16 542	15 322	17 886	5 191	5 068	5 372	4 025	3 910	4 171	12 565	-932
ROSN RM E	ROSNEFT	84 571	74 476	100 779	20 244	16 780	19 909	12 819	9 441	9 860	5 857	2 612
SIBN RM Eq	GAZPROM NEFT	24 219	23 199	31 860	5 283	5 315	7 606	3 401	3 368	5 188	1 809	3 005
BANE RM Ec	BASHNEFT	10 069	8 893	11 506	2 161	1 950	2 527	1 598	1 301	1 681	960	791
TATN RM Eq	TATNEFT	9 119	8 707	11 681	2 566	2 467	5 886	2 153	2 142	2 659	1 632	1 612
TTLS BC Eq	TOTAL SENEGAL SA	3 326	2 727	2 727	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	41	20	20	37	0
SOL SJ Equi	SASOL LTD	13 387	11 837	13 211	3 430	2 812	3 511	2 247	1 683	2 283	1 377	996
REP SM Equ	REPSOL SA	44 108	38 362	47 073	444	4 914	5 861	-3 024	2 115	3 151	-1 552	1 921
PTT TB Equit	PTT PCL	59 226	48 722	58 862	6 685	8 533	9 597	2 344	4 795	6 117	583	2 682
XOM US Equ	EXXON MOBIL CORP	236 810	200 944	236 050	30 931	23 244	31 967	12 883	936	12 074	16 150	7 840
CVX US Equ	CHEVRON CORP	122 566	103 310	127 485	17 327	13 241	21 829	-3 710	-6 216	2 480	4 587	-497

31.12.2017

EQY_FUND_CRNCY USD N.A.			BETA_OVI 20080101 BETA_OVI 20171231 BETA_OVI M										
FX=usd		31.12.2017		2015 EQY_FUND_YEA	2016 EQY_FUND_YEA	2017 EQY_FUND_YEA	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017
	SHORT_NAME	trail_12m_net_inc	EQY_RAW_BETA	EFF_TAX_RATE	EFF_TAX_RATE	EFF_TAX_RATE	TOTAL_EQUITY	TOTAL_EQUITY	TOTAL_EQUITY	BS_TOT_ASSET	BS_TOT_ASSET	BS_TOT_ASSET
YPFD AR Ec	YPF SA-D	747	0,96	85	#N/A N/A	#N/A N/A	9 312	7 472	8 188	28 097	26 520	27 147
PESA AR Eq	PETROBRAS ARGT-B	#N/A N/A	0,73	13	#N/A N/A	#N/A N/A	648	886	#N/A N/A	2 253	4 866	#N/A N/A
OMV AV Equ	OMV AG	490	1,26	#N/A N/A	#N/A N/A	43	15 536	14 687	17 232	35 493	33 869	37 961
PADMAO BD	PADMA OIL CO LTD	27	0,56	25	25	25	114	130	138	1 309	1 480	2 091
PETR4 BZ E	PETROBRAS-PREF	-140	1,58	#N/A N/A	#N/A N/A	94	65 121	77 657	81 399	227 261	247 325	251 046
BP/ LN Equit	BP PLC	3 389	1,24	#N/A N/A	#N/A N/A	52	98 387	96 843	100 404	261 832	263 316	276 515
IMO CN Equ	IMPERIAL OIL	378	0,88	42	11	16	16 940	18 603	19 506	31 219	30 970	33 209
SU CN Equit	SUNCOR ENERGY	3 437	1,23	#N/A N/A	#N/A N/A	25	28 232	33 182	36 228	56 065	65 949	71 441
HSE CN Equ	HUSKY ENERGY INC	606	1,04	#N/A N/A	3	#N/A N/A	11 995	13 106	14 343	23 905	23 985	26 285
CVE CN Equ	CENOVUS ENERGY	2 577	2,12	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	8 961	8 617	15 950	18 651	18 779	32 676
386 HK Equit	SINOPEC CORP-H	7 508	1,00	22	26	19	121 489	119 966	131 079	223 086	215 947	245 209
857 HK Equit	PETROCHINA-H	3 377	0,98	27	35	31	207 173	197 851	212 337	368 993	345 397	369 605
ECOPETL CI	ECOPETROL	2 244	1,35	#N/A N/A	66	43	14 248	15 103	16 670	38 745	40 426	40 410
INARA CZ E	INA INDUSTRIJA	185	0,15	#N/A N/A	79	22	1 506	1 479	1 866	2 900	2 832	3 119
FP FP Equity	TOTAL SA	8 631	0,88	26	14	27	95 409	101 574	114 037	224 484	230 978	242 631
MOL HB Equ	MOL	1 121	1,06	#N/A N/A	8	13	6 246	6 143	7 955	13 460	13 992	16 376
ENI IM Equit	ENI SPA	3 872	0,82	#N/A N/A	217	50	62 381	55 990	57 880	151 038	131 358	138 290
TTLC BC Eq	TOTAL COTE D'IVO	15	2,11	35	28	#N/A N/A	52	54	54	163	170	170
HIBI MK Equ	HIBISCS	9	1,50	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	107	166	192	130	315	318
TMA MC Equ	TOTAL MAROC SA	92	1,28	38	27	#N/A N/A	88	137	137	445	464	464
RDSA LN Eq	ROYAL DUTCH SH-A	12 977	1,04	#N/A N/A	15	26	164 121	188 511	197 812	340 157	411 275	407 097
STL NO Equi	STATOIL ASA	4 590	1,14	967	#N/A N/A	66	40 110	35 099	39 885	109 193	104 530	111 100
PGN PW Eq	PGNIG	776	0,70	29	27	26	7 825	7 665	9 682	12 292	11 892	13 879
GALP PL Eq	GALP ENERGIA	693	0,78	59	61	44	6 724	6 901	7 307	13 901	13 120	14 842
SNP RO Equ	OMV PETROM SA	616	0,95	#N/A N/A	18	14	6 175	6 200	7 319	9 883	9 614	10 832
GAZP RM Ec	GAZPROM	13 879	1,23	13	22	#N/A N/A	149 669	186 890	204 878	233 830	276 352	303 944
LUKOY US E	LUKOIL PJSC-ADR	7 182	0,67	25	24	20	44 311	52 720	60 629	68 846	81 909	90 780
SNGS RM Ec	SURGUTNEFTEGAS	2 153	0,87	17	20	#N/A N/A	49 128	56 277	59 316	55 561	64 055	68 971
ROSN RM E	ROSNEFT	3 910	1,05	23	37	25	40 165	61 775	72 659	132 218	181 584	212 385
SIBN RM Eq	GAZPROM NEFT	4 343	0,45	20	19	17	17 120	23 589	28 819	34 082	41 632	50 895
BANE RM Ec	BASHNEFT	2 452	0,52	22	20	21	3 356	4 321	6 622	7 132	9 542	12 686
TATN RM Eq	TATNEFT	2 112	1,25	23	25	24	9 018	11 579	12 484	10 952	17 879	19 237
TTLS BC Equ	TOTAL SENEGAL SA	0	1,32	39	103	#N/A N/A	186	151	151	1 111	963	963
SOL SJ Equi	SASOL LTD	1 399	1,18	32	37	28	13 980	15 333	17 508	24 422	27 451	32 839
REP SM Equ	REPSOL SA	2 396	0,93	#N/A N/A	21	36	31 253	32 813	36 142	68 669	68 396	71 960
PTT TB Equit	PTT PCL	3 987	1,04	44	17	13	30 197	32 680	38 332	60 355	62 267	68 535
XOM US Equ	EXXON MOBIL CORP	19 710	0,73	25	#N/A N/A	#N/A N/A	176 810	173 830	194 500	336 758	330 314	348 691
CVX US Equ	CHEVRON CORP	9 195	0,58	3	#N/A N/A	#N/A N/A	153 886	146 722	149 319	264 540	260 078	253 806

31.12.2017										
EQY_FUND_CRNCY										
USD										
N.A.										
FX=usd		31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017
	SHORT_NAME	BS_ACCT_NOTE_RCV	BS_ACCT_NOTE_RCV	BS_ACCT_NOTE_RCV	BS_INVENTORIES	BS_INVENTORIES	BS_INVENTORIES	BS_ACCT_PAYABLE	BS_ACCT_PAYABLE	BS_ACCT_PAYABLE
YPFD AR Ec	YPF SA-D	1 709	2 119	2 182	1 489	1 374	1 465	3 091	2 619	2 543
PESA AR Eq	PETROBRAS ARGT-B	196	551	#N/A N/A	17	212	#N/A N/A	513	810	#N/A N/A
OMV AV Equ	OMV AG	2 790	2 594	3 009	2 036	1 754	1 808	3 673	3 935	3 922
PADMAO BD	PADMA OIL CO LTD	192	189	190	178	163	151	#N/A N/A	#N/A N/A	630
PETR4 BZ E	PETROBRAS-PREF	5 475	4 776	4 965	7 336	8 487	8 478	6 284	5 771	5 760
BP/ LN Equit	BP PLC	13 682	13 393	18 912	14 142	17 655	19 011	16 838	21 575	26 983
IMO CN Equ	IMPERIAL OIL	1 143	1 504	2 165	1 167	1 054	1 197	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
SU CN Equit	SUNCOR ENERGY	1 989	2 366	2 560	2 235	2 409	2 768	#N/A N/A	#N/A N/A	172
HSE CN Equ	HUSKY ENERGY INC	673	734	907	902	1 158	1 208	460	567	758
CVE CN Equ	CENOVUS ENERGY	905	1 367	1 461	586	920	1 109	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
386 HK Equit	SINOPEC CORP-H	10 344	9 148	13 018	22 444	22 553	28 692	20 125	25 117	30 749
857 HK Equit	PETROCHINA-H	9 325	8 444	11 121	19 557	21 163	22 234	10 712	28 620	34 505
ECOPETL CI	ECOPETROL	1 080	1 404	1 201	963	1 280	1 541	1 596	1 594	1 704
INARA CZ E	INA INDUSTRIJA	247	223	226	259	286	367	199	259	190
FP FP Equity	TOTAL SA	18 150	20 002	22 240	13 116	15 247	16 520	20 928	23 227	26 479
MOL HB Equ	MOL	1 302	1 422	2 134	1 169	1 313	1 689	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
ENI IM Equit	ENI SPA	16 215	12 371	#N/A N/A	4 976	4 891	5 552	10 437	11 642	#N/A N/A
TTLC BC Eq	TOTAL COTE D'IVO	54	49	49	19	22	22	50	53	53
HIBI MK Equ	HIBISCS	0	1	20	0	3	0	#N/A N/A	0	1
TMA MC Equ	TOTAL MAROC SA	96	80	80	97	92	92	126	136	136
RDSA LN Eq	ROYAL DUTCH SH-A	20 607	25 766	30 721	15 822	21 775	25 223	23 795	28 069	33 196
STL NO Equi	STATOIL ASA	4 439	5 504	7 649	2 485	3 227	3 398	2 044	2 358	3 181
PGN PW Eq	PGNIG	647	842	1 366	567	601	791	243	309	382
GALP PL Eq	GALP ENERGIA	875	1 098	1 224	948	916	1 166	872	999	1 069
SNP RO Equ	OMV PETROM SA	317	358	390	472	453	536	557	532	722
GAZP RM Ec	GAZPROM	9 958	11 949	9 954	11 030	11 617	14 090	4 915	5 419	#N/A N/A
LUKOY US E	LUKOIL PJSC-ADR	5 150	5 439	6 828	4 665	6 604	6 917	4 650	7 819	8 825
SNGS RM Ec	SURGUTNEFTEGAS	816	1 418	1 034	1 040	1 391	1 420	141	154	210
ROSN RM E	ROSNEFT	4 073	7 546	11 899	3 003	4 622	5 628	3 606	5 505	7 834
SIBN RM Eq	GAZPROM NEFT	1 207	1 780	1 740	1 404	1 645	2 055	1 047	1 277	2 052
BANE RM Ec	BASHNEFT	148	952	1 461	300	477	594	420	669	703
TATN RM Eq	TATNEFT	771	2 148	1 843	439	543	683	381	418	389
TTLS BC Equ	TOTAL SENEGAL SA	366	321	321	188	165	165	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
SOL SJ Equi	SASOL LTD	1 822	1 481	1 614	1 593	1 766	2 333	1 061	829	915
REP SM Equ	REPSOL SA	2 833	3 281	4 784	3 100	3 802	4 564	1 955	2 244	3 292
PTT TB Equit	PTT PCL	3 942	3 994	5 370	3 213	4 126	4 630	4 140	4 191	4 921
XOM US Equ	EXXON MOBIL CORP	19 875	21 394	25 597	16 245	15 080	16 992	18 074	17 801	21 701
CVX US Equ	CHEVRON CORP	12 860	14 092	15 353	6 334	5 419	5 585	13 465	13 887	14 443

31.12.2017		Energy-Oil Reserves-End Year-Worldwide		Energy-Oil-Production-Worldwide		Energy-Oil-Dev Reserves-Worldwide		Energy-Gas Reserves-End Year-Worldwide		Energy-Gas-Dev Reserves-Worldwide		Energy-Gas-Production-Worldwide
EQY_FUND_CRNCY USD		2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
N.A.		EQY_FUND_YEA	EQY_FUND_YEA	EQY_FUND_YEA	EQY_FUND_YEA	EQY_FUND_YEA	EQY_FUND_YEA	EQY_FUND_YEA	EQY_FUND_YEA	EQY_FUND_YEA	EQY_FUND_YEA	EQY_FUND_YEA
FX=usd	SHORT_NAME	OIL_END_YEAR_WORLD	OIL_END_YEAR_WORLD	OIL_PRODUCTION_WORLD	OIL_PRODUCTION_WORLD	OIL_DEVEL_RESV_WORLD	OIL_DEVEL_RESV_WORLD	GAS_END_YEAR_WORLD	GAS_END_YEAR_WORLD	GAS_DEVEL_RESV_WORLD	GAS_DEVEL_RESV_WORLD	GAS_PRODUCTION_WORLD
YPFD AR Ec	YPF SA-D	525	#N/A N/A	-90	#N/A N/A	53	#N/A N/A	2 923	#N/A N/A	2 143	#N/A N/A	-576
PESA AR Eq	PETROBRAS ARGT-B	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
OMV AV Equ	OMV AG	619	559	-58	-65	537	503	2 133	0	1 625	#N/A N/A	-315
PADMAO BD	PADMA OIL CO LTD	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
PETR4 BZ E	PETROBRAS-PREF	8 236	8 435	-776	-767	4 330	4 355	8 614	7 893	5 152	4 597	-895
BP/ LN Equit	BP PLC	10 333	#N/A N/A	-748	#N/A N/A	6 043	#N/A N/A	43 368	#N/A N/A	21 015	#N/A N/A	-2 765
IMO CN Equ	IMPERIAL OIL	1 300	1 463	-123	-115	1 019	1 073	495	641	263	282	-45
SU CN Equit	SUNCOR ENERGY	4 940	4 774	-227	-253	2 743	2 548	31	24	31	24	-10
HSE CN Equ	HUSKY ENERGY INC	860	995	-84	-85	340	325	2 185	1 836	1 750	1 385	-204
CVE CN Equ	CENOVUS ENERGY	2 558	4 881	-76	-131	523	919	652	2 110	647	1 661	-147
386 HK Equit	SINOPEC CORP-H	#N/A N/A	1 293	#N/A N/A	-264	#N/A N/A	1 156	#N/A N/A	6 985	#N/A N/A	6 000	#N/A N/A
857 HK Equit	PETROCHINA-H	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
ECOPETL CI	ECOPETROL	1 033	#N/A N/A	-189	#N/A N/A	779	#N/A N/A	3 218	#N/A N/A	3 131	#N/A N/A	-264
INARA CZ E	INA INDUSTRIJA	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
FP FP Equity	TOTAL SA	4 601	4 522	-452	-469	2 921	3 046	32 984	32 506	19 490	20 746	-2 360
MOL HB Equ	MOL	169	#N/A N/A	-20	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	883	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	-119
ENI IM Equit	ENI SPA	3 398	#N/A N/A	-321	#N/A N/A	2 233	#N/A N/A	22 333	#N/A N/A	11 149	#N/A N/A	-1 761
TTLC BC Eq	TOTAL COTE D'IVO	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
HIBI MK Equ	HIBISCS	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
TMA MC Equ	TOTAL MAROC SA	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
RDSA LN Eq	ROYAL DUTCH SH-A	6 258	5 262	-675	-667	4 540	4 187	40 541	40 432	31 164	34 042	-4 125
STL NO Equi	STATOIL ASA	2 405	2 681	-378	-371	1 382	1 390	14 637	15 073	10 584	10 958	-1 661
PGN PW Eq	PGNIG	127	124	-10	-9	#N/A N/A	#N/A N/A	2 924	3 228	#N/A N/A	#N/A N/A	-157
GALP PL Eq	GALP ENERGIA	235	#N/A N/A	-22	#N/A N/A	78	#N/A N/A	235	#N/A N/A	69	#N/A N/A	#N/A N/A
SNP RO Equ	OMV PETROM SA	352	#N/A N/A	-29	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	1 376	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	-187
GAZP RM Ec	GAZPROM	12 000	#N/A N/A	-463	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	656 750	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	-14 830
LUKOY US E	LUKOIL PJSC-ADR	12 482	12 077	-686	-658	8 025	7 712	23 493	23 649	8 374	11 088	-880
SNGS RM Ec	SURGUTNEFTEGAS	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
ROSN RM E	ROSNEFT	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
SIBN RM Eq	GAZPROM NEFT	6 304	6 294	-438	-456	3 414	3 340	19 588	21 757	11 515	11 762	-1 138
BANE RM Ec	BASHNEFT	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
TATN RM Eq	TATNEFT	6 214	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	1 624	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
TTLS BC Equ	TOTAL SENEGAL SA	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
SOL SJ Equi	SASOL LTD	996	986	-54	-43	994	985	1 333	1 262	846	833	-135
REP SM Equ	REPSOL SA	584	617	-89	-93	407	430	10 093	9 757	6 054	6 212	-917
PTT TB Equit	PTT PCL	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
XOM US Equ	EXXON MOBIL CORP	10 557	12 029	-863	-831	6 713	7 060	56 503	55 151	42 224	41 377	-3 989
CVX US Equ	CHEVRON CORP	6 328	6 542	-629	-629	4 221	4 014	28 760	30 736	19 746	19 925	-1 924

31.12.2017 EQY_FUND_CRNCY USD N.A. FX=usd		Annual Production-MMBOE		Reserves Per Share-Oil		Reserves Per Share-Gas		ARD Energy - Oil P&P Reserves End Year Worldwid	
SHORT_NAME	2017 EQY_FUND_YEA GAS_PRODUCTION_WORLD	2016 EQY_FUND_YEA TOTAL_PRODUCTION_MMBOE_YR	2017 EQY_FUND_YEA TOTAL_PRODUCTION_MMBOE_YR	2016 EQY_FUND_YEA OIL_RESERVES_PER_SHARE_MMBBL	2017 EQY_FUND_YEA OIL_RESERVES_PER_SHARE_MMBBL	2016 EQY_FUND_YEA GAS_RESERVES_PER_SHARE_BCF	2017 EQY_FUND_YEA GAS_RESERVES_PER_SHARE_BCF	2016 EQY_FUND_YEA ARD_OIL_P&P_RSRVS_END_YR_WORLD	2017 EQY_FUND_YEA ARD_OIL_P&P_RSRVS_END_YR_WORLD
YPFD AR Ec YPF SA-D	#N/A N/A	211	203	1	#N/A N/A	7	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
PESA AR Eq PETROBRAS ARGT-B	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
OMV AV Equ OMV AG	#N/A N/A	114	0	2	2	7	0	#N/A N/A	#N/A N/A
PADMAO BD PADMA OIL CO LTD	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
PETR4 BZ E PETROBRAS-PREF	-916	1 021	1 010	1	1	1	1	#N/A N/A	#N/A N/A
BP/ LN Equit BP PLC	#N/A N/A	1 201	1 312	1	#N/A N/A	2	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
IMO CN Equ IMPERIAL OIL	-41	130	122	2	2	1	1	#N/A N/A	#N/A N/A
SU CN Equit SUNCOR ENERGY	-9	228	250	3	3	0	0	7 951	7 782
HSE CN Equ HUSKY ENERGY INC	-197	118	118	1	1	2	2	2 255	1 922
CVE CN Equ CENOVUS ENERGY	-243	99	172	3	4	1	2	3 653	6 600
386 HK Equit SINOPEC CORP-H	-909	#N/A N/A	449	#N/A N/A	0	#N/A N/A	0	#N/A N/A	#N/A N/A
857 HK Equit PETROCHINA-H	#N/A N/A	1 471	1 458	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
ECOPETL CI ECOPETROL	#N/A N/A	263	#N/A N/A	0	#N/A N/A	0	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
INARA CZ E INA INDUSTRIJA	#N/A N/A	14	14	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
FP FP Equity TOTAL SA	-2 431	897	937	2	2	14	13	#N/A N/A	#N/A N/A
MOL HB Equ MOL	#N/A N/A	38	36	0	#N/A N/A	1	#N/A N/A	169	#N/A N/A
ENI IM Equit ENI SPA	#N/A N/A	644	663	1	#N/A N/A	6	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
TTLC BC Eq TOTAL COTE D'IVO	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
HIBI MK Equ HIBISCS	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
TMA MC Equ TOTAL MAROC SA	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
RDSA LN Eq ROYAL DUTCH SH-A	-4 153	1 342	1 337	1	1	5	5	#N/A N/A	#N/A N/A
STL NO Equi STATOIL ASA	-1 873	724	759	1	1	5	5	#N/A N/A	#N/A N/A
PGN PW Eq PGNIG	-160	36	36	0	0	1	1	#N/A N/A	#N/A N/A
GALP PL Eq GALP ENERGIA	#N/A N/A	25	34	0	#N/A N/A	0	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
SNP RO Equ OMV PETROM SA	#N/A N/A	64	61	0	#N/A N/A	0	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
GAZP RM Ec GAZPROM	#N/A N/A	3 203	#N/A N/A	1	#N/A N/A	30	#N/A N/A	18 440	#N/A N/A
LUKOY US E LUKOIL PJSC-ADR	-1 019	806	828	Applicable	Applicable	Applicable	Applicable	17 553	16 912
SNGS RM E SURGUTNEFTEGAS	#N/A N/A	512	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
ROSN RM E ROSNEFT	#N/A N/A	1 965	2 087	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
SIBN RM Eq GAZPROM NEFT	-1 181	641	664	1	1	4	5	#N/A N/A	#N/A N/A
BANE RM Ec BASHNEFT	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
TATN RM Eq TATNEFT	#N/A N/A	210	#N/A N/A	3	#N/A N/A	1	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
TTLS BC Equ TOTAL SENEGAL SA	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
SOL SJ Equi SASOL LTD	-138	76	66	2	2	2	2	#N/A N/A	#N/A N/A
REP SM Equ REPSOL SA	-901	253	254	0	0	7	6	#N/A N/A	#N/A N/A
PTT TB Equit PTT PCL	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A	#N/A N/A
XOM US Equ EXXON MOBIL CORP	-4 008	1 483	1 455	3	3	14	13	#N/A N/A	#N/A N/A
CVX US Equ CHEVRON CORP	-2 202	949	996	3	3	15	16	#N/A N/A	#N/A N/A

Location	Indicator	Units	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Russia	Oil price after carbon tax	US$ per Toe	401,0	413,3	423,0	465,0	503,8	527,7	547,1	566,5

2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
585,9	605,2	624,4	643,5	662,5	681,4	700,2	718,8

2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
737,2	755,1	774,3	792,9	811,4	830,4	849,9	869,8

Source	Seasonally adjusted	Base year price	Base year index	Historical end year	Historical end quarter	Date of last update	Source details
Internatio	ЛОЖЬ	NA	NA	2014	3	20.ноя.17	Price of re

14. ПРИЛОЖЕНИЕ 5. КОПИИ ДОКУМЕНТОВ, ПРЕДОСТАВЛЕННЫЕ ЗАКАЗЧИКОМ (ПРИЛАГАЮТСЯ НА DVD)

Копии документов, предоставленные Заказчиком и заверенные надлежащим образом (подписью и печатью уполномоченного лица), хранятся в архиве у Оценщика.

15. ПРИЛОЖЕНИЕ 6. КОПИИ ДОКУМЕНТОВ ИСПОЛНИТЕЛЯ И ОЦЕНЩИКА

СТРАХОВОЙ ПОЛИС № 1800SB4000087

СТРАХОВАНИЯ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ОЦЕНЩИКА ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ОЦЕНОЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

СТРАХОВАТЕЛЬ: ОЦЕНЩИК - Григорьева Екатерина Алексеевна

Объект страхования: имущественные интересы, связанные с риском ответственности оценщика (Страхователя) по обязательствам, возникающим вследствие причинения ущерба (имущественного вреда) заказчику, заключившему договор на проведение оценки, и (или) третьим лицам в результате оценочной деятельности.

Вид деятельности Страхователя (Застрахованная деятельность): оценочная деятельность, осуществляемая в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации «Об оценочной деятельности в Российской Федерации».

Страховой случай (с учетом всех положений, определений и исключений, предусмотренных Правилами страхования): установленный вступившим в законную силу решением арбитражного суда или признанный Страховщиком факт причинения ущерба (имущественного вреда) действиями (бездействием) оценщика (Страхователя) в результате нарушения требований федеральных стандартов оценки, стандартов и правил оценочной деятельности, установленных саморегулируемой организацией оценщиков, членом которой являлся оценщик на момент причинения ущерба (имущественного вреда)

Страховая сумма	Лимит ответственности по одному страховому случаю	Франшиза	Страховая премия
30 000 000 руб. 00 коп. (Тридцать миллионов рублей 00 копеек)	Не установлен	Не установлена	**10 500 руб. 00 коп. (Десять тысяч пятьсот рублей 00 копеек)**
СТРАХОВОЙ ТАРИФ *(в % от страховой суммы)*	**0,035 %**		
ПОРЯДОК И СРОКИ УПЛАТЫ СТРАХОВОЙ ПРЕМИИ:	Единовременно путем безналичного перечисления денежных средств на расчетный счет Страховщика в срок **не позднее «03» апреля 2018 г.**		
СРОК ДЕЙСТВИЯ ДОГОВОРА СТРАХОВАНИЯ:	**с «03» апреля 2018 г.**	**по «02» апреля 2019 г.**	

Особые условия страхования: Лимит ответственности Страховщика по судебным расходам и издержкам Страхователя, иным расходам Страхователя, поименованным в п.п. 10.5.2. – 10.5.4. Правил страхования, по всем страховым случаям (общая сумма страхового возмещения по таким расходам Страхователя) устанавливается в размере 10% от итоговой страховой суммы, закрепленной по настоящему Страховому полису.

К настоящему Полису применяются исключения из страхования, закрепленные разделом 4 Правил страхования. Кроме того, страховыми не являются случаи причинения вреда вследствие осуществления Страхователем деятельности по оценке восстановительной стоимости ремонта транспортных средств (независимой технической экспертизы транспортных средств).

СТРАХОВЩИК:
Страховое акционерное общество «ВСК»

Место нахождения:
Российская Федерация, 121552,
г. Москва, ул. Островная, д.4.

От имени Страховщика:

_____/**М.В. Агаджанова**/

М.П.

Место выдачи Страхового полиса: г. Москва *Дата выдачи «22» марта 2018 г.*

Саморегулируемая межрегиональная ассоциация оценщиков

СМАО

Саморегулируемая межрегиональная ассоциация оценщиков №0001 от «28» июня 2007 г. в едином государственном реестре саморегулируемых организаций оценщиков

СВИДЕТЕЛЬСТВО

настоящим подтверждается, что

Григорьева Екатерина Алексеевна

является членом Саморегулируемой межрегиональной ассоциации оценщиков

регистрационный номер **3927**
дата включения в реестр **19 апреля 2017**

имеет право осуществлять оценочную деятельность в соответствии с Федеральным законом от 29.07.1998 №135-ФЗ «Об оценочной деятельности в Российской Федерации»

И.О. генерального директора **Демчева А.Г.**

Свидетельство является собственностью Саморегулируемой межрегиональной ассоциации оценщиков и подлежит возврату в случае прекращения членства.

GROUP OF COMPANIES SRG

ДОВЕРЕННОСТЬ № 46

г. Москва «11» августа 2017 года

Общество с ограниченной ответственностью «ЭсАрДжи-Консалтинг», ИНН 2221034139, ОГРН 1022200911260, в лице Генерального директора **Олейникова В.А.** , действующего на основании Устава,

настоящей доверенностью уполномочивает Директора Департамента по оценке **Григорьеву Екатерину Алексеевну**, паспорт 18 01706810 , выдан: Управлением внутренних дел города Волжского Волгоградской области, дата выдачи: 18.01.2002:

1) представлять интересы Общества в отношениях с третьими лицами по любым вопросам, связанным с проведением работ по оценке и в области бизнес – планирования, проведение встреч с Заказчиками и Партнерами, консультирование Клиентов, участие в общественных мероприятиях от имени Общества;
2) подписывать от имени Общества Акты приема-передачи документов, Акты приема-передачи Отчета;
3) подписывать от имени Общества результаты работ по оценке и бизнес-планированию,
а также совершать другие законные действия, связанные с выполнением настоящего поручения.

Полномочия по настоящей доверенности не могут быть переданы другим лицам.

Настоящая доверенность выдана сроком на один год.

Подпись **Григорьевой Екатерины Алексеевны** _____ удостоверяю,

Генеральный директор _____ В.А. Олейников
ООО «ЭсАрДжи-Консалтинг» Подпись

https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-stoimosti-pao-tatneft-na-osnove-dohodnogo-podhoda/viewer

УДК 336.74

Одинцова А.Л.
студент магистратуры 1 курса
Институт экономики и финансов
ФБГОУ ВО СГУ им. Питирима Сорокина
Россия, г. Сыктывкар

ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ПАО «ТАТНЕФТЬ» НА ОСНОВЕ ДОХОДНОГО ПОДХОДА

Аннотация: настоящая статья посвящена оценке стоимости компании нефтедобывающей отрасли ПАО «Татнефть». Определяющим подходом к оценке был выбран доходный подход, наиболее часто встречающийся в российской практике. По итогу оценки были даны рекомендации по увеличению стоимости компании.

Ключевые слова: оценка стоимости бизнеса, доходный подход, метод дисконтированных денежных потоков, метод капитализации доходов, прогнозирование.

Odintsova A.L.
master's student 1 course of the Institute of Economics and Finance
«Syktyvkar State University named by Pitirim Sorokin»
Russia, Syktyvkar

VALUATION OF PJSC «TATNEFT» ON THE BASIS OF THE INCOME APPROACH

Annotation: this article is devoted to assessing the valuation of the company in the oil industry of PJSC «Tatneft». The income approach, which is the most common in Russian practice, was chosen as the determining approach to valuation. As a result of the valuation, recommendations were made to increase the company's value.

Keywords: the business valuation, income approach, discounted cash flow method, the income capitalization approach, prediction.

В настоящее время оценка стоимости компании, представляющая собой детальный, организационный, технологический и финансовый анализ деятельности компании и перспектив ее развития в будущем, становится все более актуальной проблемой. Обусловлено это тем, что в деловой практике довольно часто встречаются различные сделки с бизнесом (к примеру, по его созданию, покупке, продаже или ликвидации). Участники таких сделок заинтересованы в том, чтобы еще до совершения сделки иметь представление о приближенной величине фактической стоимости того или иного объекта бизнеса. Так, для целей определения стоимости, по которой будет производиться соответствующая операция и собственнику компании, и иным экономическим субъектам (контрагентам, инвесторам, покупателям, кредиторам; государственным органам) будет необходима справедливая оценка предмета сделки, т.е. бизнеса.

В качестве объекта оценки выступает российская вертикально-интегрированная компания нефти и газа ПАО «Татнефть».

Определяющим подходом оценки бизнеса был выбран доходный подход, наиболее часто встречающийся в российской практике оценки. Для оценки рыночной стоимости ПАО «Татнефть» были отобраны следующие методы: метод дисконтированных денежных потоков (МДДП) и метод капитализации дохода (МКД). Также отметим, что оценка стоимости ПАО «Татнефть» производится на 31.12.2018.

1. Метод дисконтированных денежных потоков

Начнем процесс оценки с метода дисконтированных денежных потоков. В качестве модели денежного потока был выбран денежный поток для всего инвестированного капитала, определяющийся по следующей формуле:

$$\mathbf{CF = EBIT + A \pm \Delta COK \pm \Delta KB} \quad \mathbf{(1.1)}$$

Для его нахождения были скомпонованы ключевые показатели отчета о финансовых результатах за отчетные периоды с 2014 по 2018 гг., на основе которых были получены их прогнозные значения на 2019-2023 гг., а также на остаточный период посредством применения метода наименьших квадратов. Этот метод, среди альтернативных методов прогнозирования, является более точным для количественной оценки динамики изучаемого явления и обеспечивает наиболее низкий уровень ошибок (формулы 1.2, 1.3, 1.4).

$$\mathbf{b} = \frac{\mathbf{n\sum ty - \sum t * \sum y}}{\mathbf{n\sum t^2 - (\sum t)^2}} \quad \mathbf{(1.2)}$$

$$\mathbf{a} = \frac{\mathbf{\sum y - b\sum t}}{\mathbf{n}} \quad \mathbf{(1.3)}$$

$$\mathbf{Y = a + b*t} \quad \mathbf{(1.4)}$$

Несомненно, кроме метода наименьших квадратов можно применять и другие методы: метод скользящей средней или метод экспоненциального сглаживания. Однако метод скользящей средней подходит больше для данных с небольшими отклонениями (т.е. когда отсутствует четкая тенденция), а метод экспоненциального сглаживания эффективен при прогнозировании, как правило, только на один период вперед.

В качестве примера расчета прогнозных и постпрогнозных значений требуемых показателей (выручка от продаж, себестоимость, коммерческие и управленческие расходы, прочие доходы и расходы, а также проценты к получению и уплате) в таблице 1 представлен расчет выручки от продаж ПАО «Татнефть» на 2019-2023 гг. и на остаточный период.

Таблица 1. Предварительные расчеты уравнения выручки для нахождения прогнозных значений выручки от реализации ПАО «Татнефть»

№ периода		*Год*	*Выручка факт. (млн.руб.)*	*t^2*	*t*y*
t		*n*	*Y*		
1		2014	392 357,7	1	392 357,7
2		2015	462 962,1	4	925 924,2
3		2016	486 176,3	9	1 458 528,9
4		2017	581 536,9	16	2 326 147,6
5		2018	793 237,2	25	3 966 186,0
Итого	15	n=5	2 716 270,2	55	9 069 144,4

Как видно из данных таблицы 1, показатель выручки имеет положительную динамику в рамках рассматриваемого периода.

По результатам вспомогательных расчетов, отраженных в таблице 1, было найдено следующее уравнение, в нашем случае, уравнение выручки от реализации продукции:

$$Y = 267\,153{,}9 + 92\,033{,}4 * t \quad (1.5)$$

На основе уравнения формулы 1.5 были детерминированы значения выручки от реализации за прогнозные и постпрогнозный периоды (таблица 2).

Таблица 2. Расчет прогнозных значений выручки от реализации ПАО «Татнефть»

№ периода	*Год*	*Выручка (млн.руб.)*
t	*N*	*Y*
6	2019	819 354,2
7	2020	911 387,6
8	2021	1 003 421,0
9	2022	1 095 454,0
10	2023	1 187 488,0
11	Остаточный период	1 279 521,0

Согласно расчету прогнозных значений выручки, компания будет продолжать ее наращивать. Сумма выручки в остаточный (постпрогнозный) период составит 1 279 521,0 млн.руб.

В результате проведения вышеописанных процедур расчета методом наименьших квадратов были получены все необходимые для применения в оценке методом ДДП показатели (таблица 3)

Таблица 3. Прогнозные значения показателей отчета о финансовых результатах ПАО «Татнефть» на 2019-2023 гг. и остаточной период (млн.руб.)

Показатели	*2019*	*2020*	*2021*	*2022*	*2023*	*Остат. период*
Выручка от реализации продукции	819 354,2	911 387,6	1 003 421,0	1 095 454,0	1 187 488,0	1 279 521,0
Себест-ть	471 547,2	502 518,5	533 489,9	564 461,3	595 432,6	626 404,0
Коммерч. расходы	51 365,9	55 784,0	60 202,1	64 620,2	69 038,3	73 456,4

Управленч. расходы	9 508,8	11 714,8	13 920,9	16 126,9	18 333,0	20 539,0
Прочие доходы	41 149,4	38 733,7	36 318,0	33 902,26	31 486,5	29 070,8
Прочие расходы	37 181,3	33 046,2	28 911,2	24 776,1	20 641,05	16 506,0
Проценты к получению	5 266,0	4 764,7	4 263,3	3 762,0	3 260,6	2 759,2
Проценты к уплате	2 796,4	4 824,3	4 980,3	5 136,3	5 292,3	5 448,3
EBIT	296 166,5	351 822,5	407 478,2	463 133,7	518 790,2	574 445,6

В частности, поскольку ПАО «Татнефть» осуществляет стабильное привлечение заемных средств (согласно данным годовых отчетов) для функционирования и развития было спрогнозировано значение процентов к уплате.

Требуемый показатель прибыли до выплаты процентов и уплаты налогов (EBIT) – это показатель, который входит в группу non-GAAP («показатели, которые не являются финансовыми величинами US GAAP»). Данный показатель не рассматривается в МСФО или РСБУ в качестве обязательного показателя. Поэтому EBIT может иметь разную методологию расчета: либо на основе бухгалтерских документов, соответствующих американскому стандарту US GAAP, либо регламентов МСФО или РСБУ. Поскольку основным источником данных для оценки была выбрана финансовая отчетность РСБУ, показатель был найден посредством вычитания из выручки от продаж себестоимости, коммерческих и управленческих расходов, прочих доходов и прибавления прочих доходов, а также процентов к получению (аналогичное значение можно получить путем добавления к прибыли до налогообложения процентов к уплате).

В целом рассчитанные значения выручки, себестоимости, коммерческих и управленческих расходов, процентов к уплате растут. То же самое касается и найденного показателя EBIT. Однако прочие доходы и проценты к получению имеют тенденцию к снижению.

На следующем этапе было необходимо определить совокупный денежный поток ПАО «Татнефть» по методике, описанной в таблице 4.

Таблица 4. Прогнозные значения показателей отчета о финансовых результатах ПАО «Татнефть» на 2019-2023 гг. и остаточной период (млн.руб.)

Показатели	*2019*	*2020*	*2021*	*2022*	*2023*	*Остат. период*
EBIT	296 166,5	351 822,5	407 478,4	463 133,7	518 790,2	574 445,6
начисление износа (+)	240 761,7	290 095,9	340 155,6	411 829,6	526 732,0	531 639,9
прирост долгосрочной	1 625,8	1 041,1	1 041,1	1 041,1	1 041,1	1 041,1

задолженности (+)						
прирост оборотного капитала (-)	30 110,8	44 375,9	44 375,9	44 375,9	44 375,9	44 375,9
капитальные вложения (-)	141 225,7	160 916,6	180 607,4	200 298,2	219989,0	239 679,8
Итого CFt	***367 217,5***	***437 667,0***	***523 691,8***	***631 330,3***	***782 198,4***	***823 070,9***

После нахождения чистого денежного потока для каждого из прогнозных лет (CFt), а также для остаточного периода (CF(t+1)), генерируемых в рамках деятельности ПАО «Татнефть», необходимо было учесть фактор времени посредством приведения стоимости прогнозных значений CFt и CF(t+1) к текущему периоду.

Для этого следует обосновать применяемую ставку дисконтирования, показывающую величину дохода, который необходимо обеспечить инвесторам. Для ее расчета была выбрана модель CAPM, которая наилучшим образом дает представление о взаимосвязи риска и доходности. Она представляет следующее выражение:

$$CAPM = krf + \beta*(km - krf) + S1 + S2 + C \quad (1.6)$$

В качестве безрисковой ставки зачастую берут среднюю за последние 5-10 лет доходность по ОФЗ (государственным облигациям). В данном случае для оценки стоимости Татнефти была принята доходность корпоративных облигаций 5-ти российских нефтегазовых компаний (среднее значение из выборки). Таким образом была учтена отраслевая особенность компании. Обоснование всех элементов модели CAPM представлено в таблице 5.

Таблица 5. Обоснование ставки дисконтирования по модели CAPM

Показатель	*Условное обозначение*	*Значение*	*Комментарий*
Безрисковая ставка, %	krf	=(8,7+8,16+12,0+7,7+8,9)/5 =9,09	
Ставка на рынке, %	km	15,7	Среднерыночное значение ставки доходности
Бета-коэффициент	B	1,11	
Премия за риск в данную компанию, отрасль, %	S1	6,82	Рассчитывается как 75% от безрисковой ставки
Премия за риск в малый бизнес, %	S2	0	ПАО «Татнефть» не является компанией малого и среднего бизнеса (крупный бизнес)
Премия за страновой риск, %	C	0	Отечественная компания с точки зрения резидентов РФ

R=CAPM=23,24588

На основе выбранной и обоснованной ставки дисконтирования рассчитываются множители дисконтирования и осуществляется непосредственное приведение денежных потоков будущих периодов (CFt и CF(t+1)) к их текущему значению (таблица 6).

Таблица 6. Расчет обоснованной рыночной стоимости ПАО «Татнефть» по методу ДДП, млн.руб.

Показатель	*2019*	*2020*	*2021*	*2022*	*2023*	*Ост. период*
Итого CFt	367 217,5	437 667,0	523 691,8	631 330,3	782 198,4	823 070,9
Коэффициент дисконтирования	0,839	0,705	0,591	0,496	0,417	-
Текущая стоимость денежных потоков	308 095,5	308 555,2	309 501,9	313 139,8	326 176,7	-
Сумма текущих стоимостей	1 565 469,1					
Текущая стоимость остаточной стоимости	841 981,3		Остаточная стоимость		2 019 139,8	
Обоснованная рыночная стоимость до внесения поправок	2 407 450,4					
±дефицит (избыток) оборотного капитала	30 110,8					
(+) избыточные активы	-					
Обоснованная рыночная стоимость всего капитала	2 437 561,2 млн.руб. (2 438 млрд.руб)					

Таким образом, обоснованная рыночная стоимость ПАО «Татнефть» методом ДДП составила 2 437 561,2 млн.руб.

2. Метод капитализации дохода

Как известно, оценка стоимости методом капитализации дохода начинается с анализа финансовой отчетности, а главное, выбора показателя, который будет в дальнейшем капитализирован. В качестве капитализируемой величины была выбрана величина чистой прибыли, а именно усредненная величина чистой прибыли ввиду нестабильности ее значения за разные временные периоды, так как на практике она является наиболее обоснованной базой метода капитализации. Этот показатель всегда отражается в бухгалтерской отчетности и воспринимается потенциальными или реальными участниками рынка бизнеса.

Данные по чистой прибыли представлены в таблице 1.

Таблица 1. Значения чистой прибыли ПАО «Татнефть» за отчетные периоды, млн. руб.

Год	*Чистая прибыль*
2014	82 061,1
2015	85 008,7
2016	104 824,0
2017	100 022,2
2018	197 522,8
Среднее значение	113 893,8

Согласно данным таблицы видно, что чистая прибыль имеет положительную динамику до 2017 года. Уменьшение прибыли в 2017 году было связано с европейскими и американскими санкциями, ростом курса иностранных валют по отношению к стоимости рубля, а также падением цен на нефть. В 2017 году ПАО «Татнефть» начала наращивать прибыль и этому благоприятствовала относительная стабилизация цен на нефть и курсов валют.

На следующем этапе производится расчет ставки капитализации, представляющий собой вычитание из взятой обоснованной ранее ставки дисконтирования по модели CAPM (R=0,2324588) среднегодового темпа прироста чистой прибыли.

Среднегодовой темп прироста чистой прибыли рассчитывается по следующей формуле:

$$\sqrt[5]{\frac{ЧП2018}{ЧП2014}} - 1 \quad (1.7)$$

В результате подстановки соответствующих значений в формулу получается 0,192054.

Таким образом, ставка капитализации (Rk) составляет:

Rk=0,2324588 - 0,192054 = 0,0404048, или 4,04%.

Следующим шагом является определение стоимости ПАО «Татнефть». Состоит он из двух частей: во-первых, рассчитывается предварительная величина стоимости:

- Стоимость компании до корректировки на собственный оборотный капитал (СОК) составит: 113 893,8/0,0404048 = 2 818 818,6 млн.руб. (2 819 млрд. руб.)

Во-вторых, ввиду того, что на момент оценки образовался избыток собственного оборотного капитала, производится корректировка на него:

- Стоимость компании с учетом избытка собственного оборотного капитала (СОК) составит: 2 818 818,6 + 30 110,8 = 2 848 929,4 млн. руб. (2 849 млрд. руб.)

3. Оценка деловой репутации ПАО «Татнефть»

Для оценки деловой репутации ПАО «Татнефть» был выбран метод на основе показателя объема реализации продукции. Основной результат оценки был получен по следующей формуле:

$$GV = \frac{NOI - V*Ra}{R} \quad (1.8), \text{ где}$$

GV - деловая репутация компании (Goodwill);

NOI - чистый операционный доход от деятельности компании;

V - объем реализованной продукции (выручка);

Ra - коэффициент рентабельности продукции;

R - ставка капитализации нематериальных активов (рентабельность нематериальных активов).

Расчеты каждого составляющего элемента формулы приведены в таблице ниже.

Таблица 1. Этапы расчета деловой репутации ПАО «Татнефть»

Элемент формулы	*Способ расчета*	*Полученное значение*
NOI	NOI = валовый доход - операционные издержки - расходы на текущий период	237 980,0 млн.руб.
V	Значение элемента было взято из отчета о финансовых результатах компании за 2018 год	793 237,2 млн.руб.
Ra	Значение элемента было взято из Приказа ФНС России от 30.05.2007 N ММ-306/333"Об утверждении Концепции системы планирования выездных налоговых проверок" в приложении № 4	25,2%
R	Для нахождения данного элемента была взята прибыль компании за 2018 год в размере 197 522,8 млн.руб., а также стоимость нематериальных активов, учтенных на балансе, за 2018 год в размере 1 519,5 млн.руб R = 197 522,8 млн.руб./ 1 519,5 млн.руб	130,0

По результатам оценки деловой репутации было получено значение 236 442,3 млн. руб. Это означает, что ПАО «Татанефть» имеет положительную и устойчивую репутацию, а также показывает позитивное отношение контрагентов к компании, доверие к ней и уверенность в положительном результате сотрудничества.

4. Определение обоснованной стоимости

Определение стоимости ПАО «Татнефть» по доходному подходу с учетом метода дисконтированных денежных потоков и метода капитализации дохода на основе формулы, модифицированной для отклонения стоимостей от 10 до 19,9% (в нашем случае отклонение составляет 14,4%):

$$V = \frac{2*(\text{Определяющее значение} + \text{Поправочное значение})}{3} \quad (1.9)$$

Доходный подход	*I стоимость, млн. руб.*	*II стоимость, млн. руб.*
МДДП (определяющее)	2 437 561,2	3 524 327,1
МКД (поправочное)	2 848 929,4	

Корректировка стоимости на величину Гудвилла = 3 524 327,1 млн.руб + 236 442,3 млн. руб = 3 760 769,4 млн.руб.

Таким образом, в данной работе была произведена оценка стоимости компании ПАО «Татнефть». Итоговая стоимость компании ПАО «Татнефть» на дату оценки составила 3 760 769,4 млн.рублей. Также в ходе оценки можно заметить, что ПАО «Татнефть» характеризуется стабильно высокими показателями финансовой деятельности.

В отношении развития и наращивания стоимости ПАО «Татнефть» можно дать следующие рекомендации:

1. Увеличить финансовую независимость ПАО. Во многом воплощению этой рекомендации в жизнь будет способствовать существующая тенденция к росту прибыли ПАО, если компания выберет путь самофинансирования как ключевого источника финансирования своей деятельности;

2. Принимать управленческие решения по эффективному использованию временно свободных денежных средств в периоды, когда платежи дебиторов позволяют полностью и своевременно рассчитаться с кредиторами;

3. Поскольку у компаний нефтегазового сектора активы составляют большую часть имущества компаний нефтегазовой отрасли, рекомендуется провести мероприятия, направленные на рост стоимости активов (например, вывод «непрофильных» активов), а, следовательно, и на рост капитализации компании в целом.

Использованные источники:

1. Бухгалтерская отчетность ПАО «Татнефть» за 2014-2018 гг. [электронный ресурс]. URL: https://www.tatneft.ru/aktsioneram-i-investoram/raskritie-informatsii/godovie-otcheti/?lang=ru (дата обращения: 05.01.2020);
2. Докукина С.М. Оценка стоимости бизнеса: учебное пособие / С. М. Докукина. - Сыктывкар: Изд-во СГУ им. Питирима Сорокина, 2018. - 181 с.;
3. Официальный сайт Московской биржи [электронный ресурс]. URL: https://www.moex.com/ (дата обращения: 07.01.2020).