



**АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ КОМПАНИИ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ
И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ
31 ДЕКАБРЯ 2013 г.**

Содержание

Общие сведения.....	3
Ключевые результаты финансовой и операционной деятельности.....	4
Сегментная информация.....	4
Обзор деятельности.....	5
Недавние достижения и перспективы.....	5
Результаты деятельности Группы за 2013 г. по сравнению с 2012 г.	7
Выручка от реализации и прочие доходы от основной деятельности.....	8
Расходы и прочие вычеты.....	11
Налог на прибыль.....	13
Сверка показателя EBITDA.....	13
Кредитные рейтинги.....	14
Основные показатели финансового положения.....	15
Ликвидность и собственный капитал.....	15
Договорные обязательства, прочие условные события и забалансовые обязательства.....	17
Основные макроэкономические и прочие факторы, влияющие на результаты деятельности Группы.....	19
Цены на нефть и нефтепродукты.....	19
Темпы инфляции и изменения обменного курса иностранной валюты.....	20
Налогообложение.....	20
Транспортировка сырой нефти и нефтепродуктов.....	23
Принципиальные аспекты учетной политики и оценки.....	24
Заявления прогнозного характера.....	24

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

Данный отчет должен рассматриваться совместно с аудированной консолидированной финансовой отчетностью, подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (далее, «МСФО»), и примечаниями к ней, выпущенной одновременно с данным отчетом. Настоящий отчет содержит заявления прогнозного характера, затрагивающие риски и факторы неопределенности. Фактические результаты могут существенно отличаться от результатов, ожидаемых в данных прогнозных заявлениях вследствие влияния многочисленных факторов, включая факторы, рассмотренные в настоящем отчете.

Для целей финансовой отчетности ОАО «Татнефть» переводит метрические тонны сырой нефти в баррели, используя переводной коэффициент равный 7,123. Данный коэффициент представляет собой смешанный переводной коэффициент, образованный на основе индивидуальных для каждого из месторождений ОАО «Татнефть». Поскольку соотношение фактической добычи по месторождениям отличается от периода к периоду, общие запасы и объемы производства для Группы в баррелях, переведенные из тонн с использованием смешанного коэффициента, могут отличаться от общих запасов и добычи, рассчитанных для каждого месторождения в отдельности. Пересчет кубических метров в кубические футы производился с использованием коэффициента, равного 35,31 куб. фут/куб. м. Баррель нефти соответствует 1 барр. н. э., а пересчет кубических футов в баррели нефтяного эквивалента производился с использованием коэффициента, равного 6 тыс. куб. фут/барр. н. э.

Настоящий отчет содержит заявления прогнозного характера. Такие слова, как «считает», «предполагает», «ожидает», «оценивает», «намеревается», «планирует» и некоторые другие, отражают существующие на настоящий момент прогнозы и мнения руководства Компании о будущих результатах, однако они не могут служить гарантией достижения указанных результатов в будущем. См. «Заявления прогнозного характера» на с. 24, где обсуждаются некоторые факторы, которые могут привести к значительному расхождению фактических будущих результатов с результатами, прогнозируемыми в настоящее время.

Общие сведения

ОАО «Татнефть» (далее, «Компания») и его дочерние общества (в совокупности далее, «Группа» или «Татнефть») является одной из крупнейших вертикально интегрированных нефтяных компаний России по показателям добычи нефти и объемов доказанных нефтяных запасов. Компания является открытым акционерным обществом, образованным в соответствии с законодательством Российской Федерации, с головным офисом, расположенным в городе Альметьевске, Республика Татарстан. Основными видами деятельности Группы являются: исследование и разработка нефтяных месторождений, добыча нефти, производство нефтепродуктов и дальнейшая реализация нефти и нефтепродуктов. Группа также задействована в производстве и реализации продукции нефтехимии в основном шин.

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. г. ОАО «Связьинвестнефтехим», предприятие, полностью принадлежащее Правительству Республики Татарстан, вместе со своими дочерними обществами владело около 36% голосующих акций Компании. Данная доля была внесена в ОАО «Связьинвестнефтехим» в 2003 г. Министерством земельных и имущественных отношений Республики Татарстан. Правительство Республики Татарстан также владеет «золотой акцией», что дает право последнему назначать одного представителя в Совет Директоров и одного представителя в Ревизионный Комитет Компании, а также налагать вето на определенные важные решения, включая решения относительно изменений в акционерном капитале, поправок в Устав, ликвидации или реорганизации Компании, а также одобрения в отношении «существенных» сделок и сделок с «заинтересованными сторонами», как определено в законодательстве Российской Федерации. В настоящее время срок действия «золотой акции» не ограничен.

Добыча нефти и газа, нефтеперерабатывающее производство и другие виды деятельности Группы, в основном, сосредоточены в Республике Татарстан, расположенной в Российской Федерации между рекой Волга и Уральским горным хребтом, приблизительно в 750 км к юго-востоку от Москвы.

В настоящее время большая часть лицензий на разработку и добычу нефти, принадлежащих Группе, приходится на месторождения, расположенные в Республике Татарстан, кроме того, почти вся нефть добывается Группой в этом регионе.

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

Ключевые результаты финансовой и операционной деятельности

	2013	2012	Изменение, %
Финансовые результаты			
Выручка от реализации, нетто (млн. руб.)	454 983	444 099	2,5
Прибыль акционеров Группы (млн. руб.)	70 832	73 473	(3,6)
ЕБИТДА ⁽¹⁾ (млн.руб.)	123 732	119 445	3,6
Приобретение основных средств (млн. руб.)	56 827	50 795	11,9
Свободный денежный поток (млн. руб.)	61 322	39 842	53,9
Чистый долг (млн. руб.)	19 811	57 004	(65,2)
Базовая и разводненная чистая прибыль в расчете на одну акцию (руб.)			
на обыкновенную	31,19	32,35	(3,6)
на привилегированную	31,16	32,33	(3,6)
Операционные результаты			
Добыча нефти Группой (тыс. тонн)	26 419	26 307	0,4
Добыча нефти Группой (тыс. баррелей)	188 184	187 384	0,4
Среднесуточный дебит нефти (тыс. барр. в день)	515,6	512,0	0,7
Добыча газа Группой (млн. куб. м)	925,0	943,6	(2,0)
Среднесуточный дебит газа (тыс. барр. н.э. в день)	14,9	15,2	(2,0)
Производство нефтепродуктов (тыс. тонн)	8 212,2	7 155,9	14,8
Производство газопродуктов (тыс. тонн)	1 099,2	1 168,9	(6,0)
Переработка нефти (тыс. барр. в день)	167,6	147,2	13,9
Производство шин (млн. шт.)	12,5	13,0	(3,9)
Количество АЗС в России ^{(2) (3)}	524	506	3,6
Количество АЗС за пределами территории России ^{(2) (3)}	124	135	(8,1)

⁽¹⁾ См. определение на стр. 13

⁽²⁾ Включая арендованные станции

⁽³⁾ По состоянию на конец периода

Наша чистая прибыль в 2013 г. составила 70 832 млн. руб., что на 2 641 млн. руб. или на 3,6% меньше, чем в 2012 г. На снижение нашей чистой прибыли повлияло преимущественно увеличение итогов прочих расходов (в сравнении с прочими доходами в 2012 г.) в основном в связи с расходами по курсовым разницам.

Добыча нефти Группой (включая добычу дочерними предприятиями ОАО «Илекнефть», ООО «Татнефть-Самара», ООО «Татнефть-Северный») в 2013 г. увеличилась на 0,4% по сравнению с 2012 г. и составила 26,4 млн. метрических тонн. Добыча газа в 2013 г. снизилась на 2% и составила 925 млн. куб. м. по сравнению с 943,6 млн. куб. м. в 2012 г. Увеличение переработки нефти в 2013 г. по сравнению с 2012 г. произошло в связи с ростом загрузки производственных мощностей на нефтеперерабатывающем заводе ТАНЕКО.

Сегментная информация

Деятельность Группы можно разделить на следующие основные сегменты:

- **Разведка и добыча нефти** - состоит из нефте- и газодобывающих подразделений и дочерних добывающих обществ Компании, подразделений по ремонту скважин и повышению нефтеотдачи пластов, центров по ремонту насосного оборудования, и прочих вспомогательных нефтесервисных подразделений. Большая часть деятельности по разведке и добыче нефти и газа сосредоточена внутри Компании.

- **Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов** - состоит из подразделения Компании по реализации (УРНИН), нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса в г. Нижнекамске, Татарстан, управляемого ОАО «ТАНЕКО» («ТАНЕКО»), а также подразделения Компании по строительству комплексной установки гидрокрекинга. Также в данный сегмент входят подразделения по добыче, транспортировке и переработке газа Татнефтегазпереработка; ООО «Татнефть-АЗС Центр», ООО «Татнефть-АЗС-Запад», ООО «Татнефть-АЗС-Сибирь» и ООО «Татнефть-АЗС-Юг», управляющие сетью автозаправочных станций под брендом «Татнефть» в России и занимающиеся оптовыми продажами нефтепродуктов; и некоторые другие компании по продаже нефти, а также вспомогательные компании.

- **Нефтехимия** – данный сегмент объединен под управляющей компанией ООО «Татнефть-Нефтехим», которая осуществляет управление ОАО «Нижнекамскшина», одним из крупнейших предприятий-производителей шин в России, и технологически интегрированными с ним компаниями, включая ОАО «Нижнекамский завод технического углерода», ЗАО «Ярполимермаш-Татнефть», ОАО «Нижнекамский Механический Завод», ООО «Нижнекамский завод грузовых шин» и ООО «Нижнекамский завод шин ЦМК». ООО «Татнефть-Нефтехимснаб» и ООО «Торговый дом Кама» отвечают за обеспечение запасами и сбыт товаров, производимых компаниями внутри этого сегмента, соответственно.

Выделение сегментов обусловлено тем, по каким направлениям руководство Группы оценивает показатели эффективности и принимает инвестиционные и стратегические решения.

Обзор деятельности

Недавние достижения и перспективы

Деятельность по разведке и добыче в Татарстане

Одной из первостепенных стратегических целей Компании является поддержание текущего уровня добычи нефти на лицензионных месторождениях в Татарстане. В 2013 г. Группа увеличила добычу нефти на месторождениях на 0,4% по сравнению с 2012 г. Ввиду относительной выработанности основных добывающих месторождений Компании значительная часть всей нефти, произведенной Компанией в Татарстане, была получена с использованием различных технологий повышения нефтеотдачи пластов. В 2013 г. Группа ввела в эксплуатацию 283 новых эксплуатационных скважин.

В результате введения дифференцированного налога на добычу полезных ископаемых, вступившего в силу с 1 января 2007 г., Компания получила экономию от добычи нефти на некоторых ее месторождениях в Татарстане, включая самое большое месторождение Компании – Ромашкинское (более подробно информация раскрыта ниже, в подразделе «Налогообложение» раздела «Основные макроэкономические факторы, влияющие на результаты деятельности Группы»).

Деятельность по разведке и добыче за пределами Татарстана

Группа продолжает расширять свою деятельность за пределами Татарстана. Группа добывает сырую нефть в Самарской и Оренбургской областях.

Татнефть планирует продолжить расширение и диверсификацию запасов за счет получения доступа, в том числе путем образования стратегических альянсов, к нефтегазовым запасам за пределами Татарстана. Группа выполняет проекты по разведке и добыче в Республике Калмыкия, в Ульяновской, Самарской и Оренбургской областях, и Ненецком Автономном Округе.

Добыча сверхвязкой нефти

Компания продолжает выполнять пилотный проект по добыче сверхвязкой нефти на Ашальчинском месторождении в Татарстане, используя параллельную закачку пара в добывающие и нагнетательные скважины. В настоящее время пробурено двадцать четыре парных и пять одиночных горизонтальных скважины, из которых девятнадцать парных находятся в эксплуатации.

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

Группа получает экономию от применения нулевой ставки по налогу на добычу полезных ископаемых для сверхвязкой нефти в Татарстане и других регионах России. Группа также получает экономию от других определенных налоговых стимулов, имеющих отношение к добыче и реализации сверхвязкой нефти.

В 2013 г. добыча сверхвязкой нефти составила 512 тыс. тонн, включая 145 тыс. тонн на Ашальчинском месторождении.

Переработка и сбыт сырой нефти

В декабре 2011 г., после проведения комплексного опробывания, новый нефтеперерабатывающий и нефтехимический комплекс в Нижнекамске, Татарстан, построенный и управляемый ОАО «ТАНЕКО», начал полную коммерческую эксплуатацию. В 2013 г. после проведения запланированных ремонтных работ первоначальная производственная мощность ТАНЕКО была протестирована на уровне 115% от установленной проектной мощности. В конце 2013 г. Группа приступила к испытаниям производственных объектов, составляющих комбинированную установку гидрокрекинга, которая увеличит глубину переработки нефтеперерабатывающего завода.

Нефтехимия

В 2013 г. производство шин компаниями нефтехимического сегмента Группы составило 12,5 млн. шин по сравнению с 13 млн. шин в 2012 г.

ОАО ТАТНЕФТЬ**Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.****Результаты деятельности Группы за 2013 г. по сравнению с 2012 г.**

В нижеприведенной таблице представлены данные из консолидированного отчета о прибыли или убытке и их соответствующие изменения (где применимо) за рассматриваемые периоды:

(млн. руб.)	2013	2012	Изменение, %
Выручка от реализации и прочие доходы от основной деятельности, нетто	454 983	444 099	2,5
Расходы и прочие вычеты			
Операционные расходы	(89 634)	(86 675)	3,4
Стоимость приобретенных нефти и нефтепродуктов	(50 312)	(53 900)	(6,7)
Затраты на геологоразведочные работы	(1 839)	(1 740)	5,7
Транспортные расходы	(30 388)	(29 108)	4,4
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(44 123)	(40 910)	7,9
Износ, истощение, амортизация	(19 323)	(17 770)	8,7
Прибыль/ (убыток) от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений	1 209	(1 997)	н/п
Налоги, кроме налога на прибыль	(111 336)	(106 293)	4,7
Расходы на содержание социальной инфраструктуры и передачу объектов социальной сферы	(4 828)	(4 031)	19,8
Итого расходы и прочие вычеты	(350 574)	(342 424)	2,4
(Убыток)/ прибыль по курсовым разницам	(438)	1 665	н/п
Доходы по процентам	3 365	3 872	(13,1)
Расходы по процентам, за вычетом капитализированной суммы	(6 924)	(6 978)	(0,8)
Доходы от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия	350	739	(52,6)
Прочие доходы, нетто	529	845	(37,4)
Итого прочие (расходы)/ доходы	(3 118)	143	н/п
Прибыль до налога на прибыль	101 291	101 818	(0,5)
Текущий налог на прибыль	(21 645)	(21 816)	(0,8)
Расходы по отложенному налогу на прибыль	(1 302)	(1 554)	(16,2)
Итого расходы по налогу на прибыль	(22 947)	(23 370)	(1,8)
Прибыль за год	78 344	78 448	(0,1)
За вычетом: неконтролирующей доли участия	(7 512)	(4 975)	51,0
Прибыль, относящаяся к акционерам Группы	70 832	73 473	(3,6)

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

Выручка от реализации и прочие доходы от основной деятельности

Расшифровка выручки от реализации и прочих доходов от основной деятельности (в разбивке по продуктам) приведена в таблице ниже:

(млн. руб.)	2013	2012	Изменение, %
Нефть			
<i>Продажи</i>	358 146	376 785	(4,9)
<i>Минус: экспортные пошлины</i>	(140 939)	(147 620)	(4,5)
	217 207	229 165	(5,2)
Нефтепродукты			
<i>Продажи</i>	230 043	188 061	22,3
<i>Минус: экспортные пошлины и акцизы</i>	(50 702)	(34 837)	45,5
	179 341	153 224	17,0
Нефтехимия	33 774	37 704	(10,4)
Прочая реализация	24 661	24 006	2,7
Итого Выручка и прочие доходы от основной деятельности, нетто	454 983	444 099	2,5

Увеличение выручки и прочих операционных доходов за 2013 г. по сравнению с 2012 г. явилось результатом изменения соотношения реализованных нефти и нефтепродуктов, а также влияния экспортных пошлин и акцизов, уплаченных в связи с данной реализацией.

В течение 2013 г. экспортные пошлины, уплаченные Группой, увеличились на 4,7% и составили 190 128 млн. руб. по сравнению с 181 523 млн. руб. в 2012 г., в связи с большим объемом нефтепродуктов, проданных на экспорт. Наши расходы по акцизам увеличились до 1 513 млн. руб. по сравнению с 934 млн. руб. в 2012 г., в результате роста установленных акцизных ставок.

Экспорт нефти и нефтепродуктов из России

Для транспортировки нефти на экспорт Группа использует услуги компании ОАО «АК «Транснефть» («Транснефть»), государственной монополии и оператора российской системы магистральных нефтепроводов. В 2013 г. Группа экспортировала приблизительно 68% всей проданной сырой нефти по сравнению с 67% в 2012 г.

В 2013 г. Компания транспортировала около 46% (31% в 2012 г.) всей своей нефти на экспорт по трубопроводу Дружба, принадлежащему компании Транснефть (в основном, в Польшу, Венгрию и Словакию); 16% (39% в 2012 г.) экспортной нефти было отгружено через российские порты Черного моря (в основном, Новороссийск) и 38% (30% в 2012 г.) экспортной нефти было отгружено через российские порты Балтийского моря (в основном, Приморск).

В 2013 г. Группа экспортировала из России 5 684 тыс. тонн нефтепродуктов (включая 64 тыс. тонн приобретенных нефтепродуктов) по сравнению с 5 445 тыс. тонн в 2012 г. (включая 47 тыс. тонн приобретенных нефтепродуктов).

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

Расшифровка выручки и прочих операционных доходов

Выручка от реализации

(млн. руб.)	2013	2012	Изменение, %
Сырая нефть			
Продажи в страны дальнего зарубежья			
Продажи на экспорт	293 433	306 941	(4,4)
Минус: экспортные пошлины	(140 939)	(147 620)	(4,5)
Продажи в СНГ ⁽¹⁾	7 057	6 783	4,0
Продажи на внутреннем рынке	57 656	63 061	(8,6)
	217 207	229 165	(5,2)
Нефтепродукты			
Продажи в страны дальнего зарубежья			
Продажи на экспорт	121 454	85 361	42,3
Минус: экспортные пошлины	(47 912)	(33 888)	41,4
Продажи в СНГ			
Продажи в СНГ	8 453	28 129	(69,9)
Минус: экспортные пошлины	(1 277)	(15)	8 413,3
Продажи на внутреннем рынке			
Продажи на внутреннем рынке	100 136	74 571	34,3
Минус: акцизы	(1 513)	(934)	62,0
	179 341	153 224	17,0
Нефтехимия			
Реализация шин	32 430	36 483	(11,1)
Реализация прочей продукции нефтехимии	1 344	1 221	10,1
	33 774	37 704	(10,4)
Прочая реализация	24 661	24 006	2,7

⁽¹⁾ – сокращение СНГ означает Содружество Независимых Государств

Объемы продаж

(тыс. тонн)	2013	2012	Изменение, %
Сырая нефть			
Продажи в страны дальнего зарубежья	12 010	12 605	(4,7)
Продажи в СНГ	565	521	8,4
Продажи на внутреннем рынке	5 959	6 499	(8,3)
	18 534	19 625	(5,6)
Нефтепродукты			
Продажи в страны дальнего зарубежья	5 331	3 765	41,6
Продажи в СНГ	353	1 680	(79,0)
Продажи на внутреннем рынке	4 794	3 908	22,7
	10 478	9 353	12,0

Средние сложившиеся цены реализации

(тыс. руб./тонну)	2013	2012	Изменение, %
Сырая нефть			
Продажи в страны дальнего зарубежья	24,43	24,35	0,3
Продажи в СНГ	12,49	13,02	(4,1)
Продажи на внутреннем рынке	9,68	9,70	(0,3)
Нефтепродукты			
Продажи в страны дальнего зарубежья	22,78	22,67	0,5
Продажи в СНГ	23,95	16,74	43,0
Продажи на внутреннем рынке	20,89	19,08	9,5

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

Выручка от реализации нефти

Выручка от реализации нефти за 2013 г. уменьшилась на 4,9% и составила 358 146 млн. руб. по сравнению с 376 785 млн. руб. за 2012 г., что произошло в основном в связи с увеличением объемов собственной нефтепереработки, что, в свою очередь, привело к снижению объемов реализации сырой нефти.

Выручка от реализации нефтепродуктов

Выручка от реализации нефтепродуктов за 2013 г. увеличилась на 22,3% и составила RR 230 043 млн. руб. по сравнению с 188 061 млн. руб. за 2012 г., что произошло в основном благодаря росту объемов производства и продажи нефтепродуктов, переработанных ТАНЕКО и более высоким, в текущем периоде, средним ценам их реализации.

Продажи в страны дальнего зарубежья	2013		2012		Изменение*, %	
	млн. руб.	млн. тонн	млн. руб.	млн. тонн	млн. руб.	млн. тонн
Вакуумный газойль	42 572	1,77	29 738	1,25	43,2	41,6
Мазут	32 671	1,89	25 550	1,39	27,9	36,0
Нафта	16 341	0,59	23 809	0,89	(31,4)	(33,7)
Газопродукты	21 725	0,76	4 657	0,17	366,5	347,1
Печное топливо	4 938	0,18	385	0,01	n/n	n/n
Прочее	3 206	0,14	1 222	0,06	162,4	133,3
Итого	121 453	5,33	85 361	3,77	42,3	41,4

Продажи в СНГ	2013		2012		Изменение*, %	
	млн. руб.	млн. тонн	млн. руб.	млн. тонн	млн. руб.	млн. тонн
Печное топливо	-	-	12 812	0,64	n/n	n/n
Мазут	68	0,01	5 741	0,52	(98,8)	(98,1)
Вакуумный газойль	2 749	0,13	4 626	0,28	(40,6)	(53,6)
Газопродукты	1 016	0,04	2 075	0,12	(51,0)	(66,7)
Нафта	-	-	1 068	0,07	n/n	n/n
Прочее	4 620	0,17	1 807	0,05	155,7	240,0
Итого	8 453	0,35	28 129	1,68	(69,9)	(79,2)

Продажи на внутреннем рынке	2013		2012		Изменение*, %	
	млн. руб.	млн. тонн	млн. руб.	млн. тонн	млн. руб.	млн. тонн
Печное топливо	18 758	0,95	25 428	1,48	(26,2)	(35,8)
Бензин	27 827	0,94	25 064	0,88	11,0	6,8
Дизтопливо	15 073	0,56	13 138	0,53	14,7	5,7
Газопродукты	8 290	0,80	8 554	0,84	(3,1)	(4,8)
Прочее	30 188	1,54	2 387	0,18	n/n	n/n
Итого	100 136	4,79	74 571	3,91	34,3	22,5

* Изменение в процентах может отличаться от данных из разных секций вследствие округления

Выручка от реализации продукции нефтехимии

В 2013 г. выручка от реализации продукции нефтехимии снизилась по сравнению с 2012 г. в связи со снижением объемов реализации шинной продукции. Производство шин Группой за 2013 г. снизилось на 3,9% и составило 12,5 млн. шин.

Прочая реализация

Прочая реализация представляет собой реализацию материалов и оборудования, различных видов нефтесервисных услуг (таких как бурение, строительство и ремонт скважин, геофизические работы), а также реализацию энергии, воды и пара компаниями Группы сторонним предприятиям. Прочая реализация за 2013 г. увеличилась на 2,7% и составила 24 661 млн. руб. по сравнению с 24 006 млн. руб. за 2012 г.

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

Расходы и прочие вычеты

Операционные расходы. Операционные расходы включают в себя следующие расходы:

(млн. руб.)	2013	2012
Расходы на добычу нефти	47 398	41 190
Расходы на переработку	4 693	2 939
Расходы на производство продукции нефтехимии	28 006	31 878
Прочие операционные расходы	9 600	10 323
Операционные расходы, не соотносимые с доходами текущего периода ⁽¹⁾	(63)	345
Итого операционные расходы	89 634	86 675

⁽¹⁾ Данное изменение включает в себя расходы по нефти, которая была добыта предприятиями Группы в одном отчетном периоде, но реализована третьим сторонам в другом отчетном периоде.

Расходы на добычу нефти. Расходы Группы на добычу состоят из расходов на добычу нефти, понесенных подразделениями и дочерними предприятиями Компании, добывающими нефть и газ. Они включают в себя затраты на услуги по эксплуатации, текущий ремонт и страхование добывающего оборудования, заработную плату, затраты на искусственную стимуляцию пластов для увеличения нефтеотдачи, затраты на топливо и электричество, товары и материалы, используемые при производстве сырой нефти, и прочие подобные расходы.

Затраты нефтедобывающих подразделений и дочерних предприятий Компании, связанные с закупкой товаров и услуг, которые не имеют отношения к основному виду деятельности, и изменение запасов нефти и нефтепродуктов, были исключены из состава затрат на добычу нефти и вошли в состав прочих операционных расходов.

Расходы на добычу нефти составили в среднем 251,9 руб./барр. в 2013 г., в сравнении с 219,8 руб./барр. в 2012 г. Основными факторами увеличения расходов на добычу нефти в 2013 г. по сравнению с 2012 г., явились рост стоимости услуг по эксплуатации оборудования, расходы на энергию по извлечению нефти и расходы на закачку воды и пара.

Расходы на переработку. Расходы на переработку преимущественно состоят из расходов на производство нефтепродуктов на нашем нефтеперерабатывающем заводе ТАНЕКО и в основном включают в себя расходы на сырье и материалы, техническое обслуживание и ремонт производственного оборудования, заработную плату и электричество, и прочие подобные расходы.

Расходы на переработку на ТАНЕКО за 2013 г. составили 562,2 руб. на тонну переработанной нефти (565,5 руб. на тонну произведенных нефтепродуктов) по сравнению с 421,1 руб. на тонну переработанной нефти (426,1 руб. на тонну произведенных нефтепродуктов) за 2012 г.

Расходы на производство продукции нефтехимии. Расходы на производство продукции нефтехимии преимущественно состоят из расходов на материалы, заработную плату, текущий ремонт и электричество, потребляемое в процессе производства продукции нефтехимии. В 2013 г. расходы на производство продукции нефтехимии снизились на 12,1% и составили 28 006 млн. руб. по сравнению с 2012 г. в основном вследствие снижения объемов производства продукции нефтехимии, а также снижения стоимости сырья.

Прочие операционные расходы включают в себя себестоимость прочих услуг, товаров и материалов, не связанных с основной производственной деятельностью Группы. Прочие операционные расходы в 2013 г. снизились до 9 600 млн. руб., или на 7% по сравнению с 2012 г., в связи со снижением объемов продаж прочих услуг, товаров и материалов.

Стоимость приобретенных нефти и нефтепродуктов. В приведенной ниже таблице раскрыты закупки нефти и нефтепродуктов в 2013 и 2012 гг.:

ОАО ТАННЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

	2013	2012
Стоимость приобретенной нефти (млн. руб.)	15 399	18 832
Объем (тыс. тонн)	654	859
Средняя цена (тыс. руб./тонну)	23,55	21,92
Стоимость приобретенных нефтепродуктов (млн. руб.)	34 913	35 068
Объем (тыс. тонн)	1 307	1 442
Средняя цена (тыс. руб./тонну)	26,71	24,32
Итого стоимость приобретенных нефти и нефтепродуктов	50 312	53 900

Затраты на геологоразведочные работы преимущественно состоят из затрат на поисково-разведочное бурение, геологических и геофизических затрат, и затрат на содержание и сохранение неразработанных месторождений. Затраты на геологоразведочные работы в 2013 г. увеличились до 1 839 млн. руб. по сравнению с 1 740 млн. руб. в 2012 г.

Транспортные расходы. Транспортировка нефти и нефтепродуктов Группы, включая приобретенные нефть и нефтепродукты, производится в основном используя системы нефтепроводов компании Транснефть и железнодорожного транспорта. Увеличение транспортных расходов за 2013 г. на 4,4% до 30 388 млн. руб. по сравнению с 29 108 млн. руб. за 2012 г. произошло вследствие роста продаж нефтепродуктов в текущем периоде и транспортировки их железнодорожным транспортом, а также увеличения тарифов на транспортировку.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы. Некоторые категории коммерческих, общехозяйственных и административных расходов являются фиксированными и не связаны непосредственно с производством. К ним относятся расходы на заработную плату, общие коммерческие расходы, страхование, расходы на рекламу, расходы по программе поощрения сотрудников акциями, расходы на юридические, консультационные и аудиторские услуги, расходы на благотворительность и прочие расходы, включая резерв по сомнительным долгам. На увеличение коммерческих, общехозяйственных и административных расходов в 2013 г. на 3 213 млн. руб. до 44 123 млн. руб. по сравнению с 2012 г. повлияли, среди прочих факторов, рост общехозяйственных расходов, а также увеличение прочих расходов Группы.

Прибыль/ (убыток) от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений. В отчетности за 2013 г. мы отразили прибыль от выбытия активов, не связанных с основной деятельностью, в размере 1 209 млн. руб. по сравнению с 1 997 млн. руб. убытка за 2012 г.

Налоги, кроме налога на прибыль. В таблице ниже раскрыт состав налогов, кроме налога на прибыль:

(млн. руб.)	2013	2012
Налог на добычу полезных ископаемых	105 302	102 813
Налог на имущество	4 518	2 248
Штрафы и пени	40	(214)
Прочие	1 476	1 446
Итого налоги, кроме налога на прибыль	111 336	106 293

Увеличение налогов, кроме налога на прибыль, за 2013 г. на 4,7% до 111 336 млн. руб. по сравнению с 106 293 млн. руб. за 2012 г. обусловлено преимущественно увеличением расходов по налогу на добычу полезных ископаемых и налогу на имущество. Прочие налоги включают земельный налог и невозмещаемый НДС.

С 1 января 2007 г. для участков недр, выработанность которых превышает 80% доказанных запасов, определенных по Российской классификации запасов и ресурсов, ставка налога на добычу полезных ископаемых корректируется на понижающий коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов. По этим правилам Группа получает экономию в размере 3,5% за каждый процент выработанности конкретного участка недр, находящийся в пределах от 80% до 100%. Поскольку Ромашкинское месторождение, самое большое месторождение Группы, так же как и некоторые другие месторождения, имеет процент выработанности более 80%, Группа получила экономию по налогу на добычу полезных ископаемых за 2013 г. в размере 24,4 млрд. руб. по сравнению с 21,4 млрд. руб. за 2012 г.

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

С апреля 2007 г., нулевая ставка по налогу на добычу полезных ископаемых для сверхвязкой нефти, применяется для нефти, добытой с месторождений Группы – Ашальчинского и Мордово-Кармальского, а с 2010 г. и 2011 г. – также с некоторых других месторождений, в результате чего экономия по данному налогу за 2013 г. составила приблизительно 2,7 млрд. руб. по сравнению с 1,2 млрд. руб. за 2012 г.

Расходы на содержание социальной инфраструктуры и передачу объектов социальной сферы. Расходы на содержание социальной инфраструктуры и передачу объектов социальной сферы за 2013 г. составили 4 828 млн. руб. по сравнению с 4 031 млн. руб. за 2012 г. Данные расходы связаны преимущественно со строительством и содержанием жилья, школ, объектов культурно-оздоровительного назначения в Республике Татарстан.

(Убыток)/ прибыль по курсовым разницам. В 2013 г. Группа отразила расходы по курсовым разницам в размере 438 млн. руб. по сравнению с 1 665 млн. руб. доходов в 2012 г. Основной причиной таких изменений в курсовых разницах является волатильность обменного курса рубля к доллару США в отчетных периодах, которая в результате привела к соответствующей переоценке сумм задолженности по долгосрочным банковским займам, деноминированным в долларах США.

Доходы по процентам. В 2013 г. доходы по процентам снизились на 13,1% до 3 365 млн. руб. по сравнению с 2012 г., что связано со снижением доходов по процентам по депозитным сертификатам.

Расходы по процентам включают, среди всего прочего, амортизацию дисконта резерва на сумму ожидаемых затрат на вывод из эксплуатации нефтегазовых активов. Расходы по процентам, за вычетом капитализированной суммы, снизились на 0,8% до 6 924 млн. руб. в 2013 г., что связано со снижением суммы задолженности по долгосрочным кредитам и займам в текущем периоде.

Доходы от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия. За 2013 г. Группа отразила доходы от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия в размере 350 млн. руб. по сравнению с 739 млн. руб. доходов за 2012 г.

Прочие доходы, нетто, в 2013 г. составили 529 млн. руб. по сравнению с 845 млн. руб. прочих доходов, нетто в 2012 г.

Налог на прибыль

Эффективная ставка налогообложения Группы в 2013 г. составила 22,7%, что превышает ставку налога на прибыль 20%, установленную в Российской Федерации, что обусловлено невычитаемыми или частично вычитаемыми расходами, возникшими в течение текущего периода.

Сверка показателя EBITDA

(млн. руб.)	2013	2012
Выручка от реализации и прочие доходы от операционной деятельности, нетто	454 983	444 099
Расходы и прочие вычеты	(350 574)	(342 424)
Износ, истощение, амортизация	19 323	17 770
EBITDA	123 732	119 445

Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (EBITDA) не является финансовым показателем, предусмотренным МСФО. Однако мы используем его, так как считаем, что этот показатель предоставляет инвесторам полезную информацию, поскольку является показателем эффективности нашей деятельности, включая нашу способность финансировать капитальные затраты, приобретения компаний и другие инвестиции, а также нашу способность привлекать и обслуживать кредиты и займы. Хотя в соответствии с МСФО износ и амортизация относятся к операционным затратам, в первую очередь это расходы, которые имеют неденежную форму и представляют собой текущую часть затрат, относящихся к долгосрочным активам, приобретенным или построенным в предыдущих периодах. Для некоторых инвесторов, аналитиков и рейтинговых агентств показатель EBITDA обычно служит основанием для оценки и прогноза эффективности и стоимости компаний нефтегазовой отрасли. Этот показатель не должен рассматриваться отдельно в качестве альтернативы показателям чистой прибыли, прибыли от основной деятельности или любому другому показателю нашей деятельности, подготовленным в соответствии с МСФО. EBITDA не отражает необходимость в замещении наших основных средств.

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

Кредитные рейтинги

В июне 2013 г. рейтинговое агентство Fitch Ratings подтвердило для Группы долгосрочный рейтинг дефолта эмитента на уровне «BB+» с прогнозом «стабильный». Также Fitch Ratings подтвердило для Группы краткосрочный рейтинг дефолта эмитента на уровне «B».

В ноябре 2013 г. рейтинговое агентство Moody's повысило корпоративный кредитный рейтинг Группы и рейтинг вероятности дефолта до инвестиционного уровня "Baa3" с уровня «Ba1», прогноз – «стабильный».

Кредитный рейтинг сам по себе не является рекомендацией покупать, продавать или держать ценные бумаги и в любой момент может быть пересмотрен, приостановлен или отозван рейтинговым агентством. Рейтинги не указывают на пригодность наших ценных бумаг для продажи или на их рыночную цену. Любые изменения кредитных рейтингов Татнефти или рейтингов её ценных бумаг могут негативно сказаться на цене последующей продажи наших ценных бумаг. Мы рекомендуем оценивать значимость каждого из рейтингов независимо от остальных.

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

Основные показатели финансового положения

В нижеприведенной таблице раскрыты основные показатели финансового положения:

(млн. руб.)	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Текущие активы	151 998	140 332
Долгосрочные активы	522 090	490 275
Итого активы	674 088	630 607
Текущие обязательства	83 173	76 550
Долгосрочные обязательства	86 934	107 824
Итого обязательства	170 107	184 374
Акционерный капитал	503 981	446 233
Оборотный капитал	68 825	63 782

Изменения в оборотном капитале

По состоянию на 31 декабря 2013 г. оборотный капитал Группы составил 68 825 млн. руб. по сравнению с 63 782 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2012 г. Увеличение оборотного капитала в текущем периоде, по сравнению с предыдущим, связано с увеличением текущих активов (в основном, денежных средств и их эквивалентов).

Ликвидность и собственный капитал

В нижеприведенной таблице представлен анализ движения денежных средств:

(млн. руб.)	2013	2012
Чистые денежные средства, поступившие от операционной деятельности	118 149	90 637
Чистые денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	(57 866)	(48 519)
Чистые денежные средства, использованные на финансовую деятельность	(44 072)	(45 805)
Чистое изменение остатков денежных средств и их эквивалентов	16 211	(3 687)

Чистые денежные средства, поступившие от операционной деятельности

Основным источником денежных средств являются денежные средства, полученные от операционной деятельности. Чистые денежные средства, поступившие от операционной деятельности в 2013 г. увеличились на 30,4% и составили 118 149 млн. руб. по сравнению с 90 637 млн. руб. в 2012 г., что преимущественно обусловлено изменениями в оборотном капитале.

Чистые денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность

Сумма денежных средств, использованных на инвестиционную деятельность в 2013 г., увеличилась на 19,3% и составила 57 866 млн. руб. по сравнению с 48 519 млн. руб. в 2012 г., что преимущественно связано с увеличением денежных средств, использованных на покупку депозитных сертификатов.

Чистые денежные средства, использованные на финансовую деятельность

Снижение оттока денежных средств, использованных на финансовую деятельность за 2013 г., составившего 44 072 млн. руб. по сравнению с 45 805 млн. руб. за 2012 г., связано с нетто-изменением поступлений и погашений по кредитам и займам, которое в 2013 г. представлено погашениями в размере 23 562 млн. руб. по сравнению с 29 180 млн. руб. погашений в 2012 г.

ОАО ТАНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

Приобретение основных средств

Приобретение основных средств (в разбивке по сегментам, исключая неденежные приобретения) в 2013 г. по сравнению с 2012 г., представлены ниже:

(млн. руб.)	2013	2012
Разведка и добыча нефти	27 447	25 684
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	20 723	18 075
Нефтехимия	942	317
Корпоративный и прочие	7 715	6 719
Итого Приобретение основных средств	56 827	50 795

Расчет свободного денежного потока

(млн. руб.)	2013	2012
Чистые денежные средства, поступившие от операционной деятельности	118 149	90 637
Приобретение основных средств	(56 827)	(50 795)
Свободный денежный поток	61 322	39 842

Анализ задолженности по кредитам и займам

На 31 декабря 2013 г. долгосрочные кредиты и займы, за вычетом их текущей части, составляли 12 785 млн. рублей по сравнению с 37 991 млн. рублей на 31 декабря 2012 г.

Снижение общей суммы задолженности по долгосрочным кредитам и займам в текущем периоде произошло в основном в связи с частичным погашением сумм, в соответствии с графиком погашения в рамках двухтраншевого (3 и 5 лет) долгосрочного кредитного соглашения на общую сумму до 1,5 млрд. долл. США, организованного в октябре 2009 г., а также трехтраншевого (на 3, 5 и 7 лет) долгосрочного кредитного соглашения на общую сумму до 2 млрд. долл. США, организованного в июне 2010 г.

Суммы непогашенной недисконтированной части по кредитному соглашению на 1,5 млрд. долл. США, на 31 декабря 2013 и 2012 гг. составили 2 478 млн. руб. (76 млн. долл. США) и 4 808 млн. рублей (158 млн. долларов США), соответственно, включая краткосрочную часть.

Суммы непогашенной недисконтированной части по кредитному соглашению на 2 млрд. долл. США, на 31 декабря 2013 и 2012 гг. составили 15 789 млн. руб. (482 млн. долл. США), и 28 921 млн. руб. (952 млн. долл. США), соответственно, включая краткосрочную часть.

В июне 2011 г. Компания заключила необеспеченное кредитное соглашение на общую сумму 550 млн. долларов США с фиксированной ставкой в размере 3,50% годовых, с единовременным погашением через три года, организованное BNP Paribas (Suisse) SA, Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, LTD., Commerzbank Aktiengesellschaft, ING Bank N.V., Natixis, Open Joint Stock Company Nordea Bank, Sumitomo Mitsui Banking Corporation and West LB AG, London Branch. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования, включающие (но не ограниченные) поддержание минимального уровня консолидированной чистой стоимости материальных активов и коэффициента покрытия долга. Недисконтированная задолженность по данному соглашению по состоянию на 31 декабря 2013 г. и 2012 гг. составила 18 001 млн. руб. (550 млн. долл. США) и 16 705 млн. рублей (550 млн. долларов США), соответственно.

В ноябре 2011 г. ТАНЕКО заключил кредитное соглашение на 75 млн. долларов США с погашением равными полугодовыми платежами в течение 10 лет. Организаторами займа выступили Nordea Bank AB (Publ), Société Générale и Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited. Процентные ставки по кредиту составляют ЛИБОР плюс 1,1% годовых. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования, включающие (но не ограниченные) поддержание минимального уровня консолидированной чистой стоимости материальных активов и коэффициента покрытия долга. На 31 декабря 2013 и 2012 гг. непогашенная недисконтированная часть кредитного соглашения составляла

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

1 964 млн. рублей (60 млн. долларов США) и 2 050 млн. рублей (68 млн. долларов США), включая краткосрочную часть, соответственно.

Также, в ноябре 2011 г. ТАНЕКО заключил кредитное соглашение на 144,5 млн. долларов США с погашением равными полугодовыми платежами в течение 10 лет, с первым платежом 15 мая 2014 г. Организаторами займа выступили Société Générale, Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited и Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, LTD. Процентные ставки по кредиту составляют ЛИБОР плюс 1,25% годовых. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования, включающие (но не ограниченные) поддержание минимального уровня консолидированной чистой стоимости материальных активов и коэффициента покрытия долга. На 31 декабря 2013 г. и 2012 г. непогашенная недисконтированная часть кредитного соглашения составляла 2 762 млн. рублей (84 млн. долларов США) и 2 165 млн. рублей (71 млн. долларов США), включая краткосрочную часть, соответственно.

В мае 2013 г. ТАНЕКО заключил кредитное соглашение на 55 млн. евро с погашением равными полугодовыми платежами в течение 10 лет. Организаторами займа выступили The Royal Bank of Scotland plc и Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited. Процентные ставки по кредиту составляют ЛИБОР плюс 1,5% годовых. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования, включающие (но не ограниченные) поддержание минимального уровня консолидированной чистой стоимости материальных активов и коэффициента покрытия долга. На 31 декабря г. непогашенная недисконтированная часть кредитного соглашения составляла 2 018 млн. рублей (45 млн. евро), включая краткосрочную часть.

Сроки погашения долгосрочной задолженности, в соответствующих периодах (на основе дисконтированных потоков денежных средств по договорам), представлены ниже:

(млн. руб.)	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Подлежит погашению:		
От одного года до двух лет	5 535	27 728
От двух до пяти лет	3 554	7 486
Свыше 5 лет	3 696	2 777
Итого долгосрочные кредиты и займы, за вычетом краткосрочной части	12 785	37 991

Расчет чистого долга

(млн. руб.)	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Краткосрочные кредиты и займы	36 561	32 096
Долгосрочные кредиты и займы, за вычетом краткосрочной части	12 785	37 991
Итого задолженность по кредитам и займам	49 346	70 087
Денежные средства и их эквиваленты	29 535	13 083
Чистый долг	19 811	57 004

Договорные обязательства, прочие условные события и забалансовые обязательства

Гарантии

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. Группа не имела обязательств по гарантиям.

Договорные и условные обязательства

Группа выступает ответчиком в ряде судебных процессов и является участником других процессов, возникающих в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности. В настоящее время исход этих процессов не может быть определен. Группа начисляет обязательства по всем известным потенциальным обязательствам, если существует вероятность убытка и сумма убытка может быть оценена с достаточной

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

степенью точности. Основываясь на имеющейся информации, руководство считает, что существует низкий риск того, что будущие расходы, связанные с известными потенциальными обязательствами, окажут существенное негативное влияние на консолидированную финансовую отчетность Группы.

ЗАО «Укртатнафта»

Группа владеет 49,6% в акционерном капитале AmRUZ Trading AG («AmRUZ») и 100% в акционерном капитале Seagroup International Inc. («Seagroup»). Основным видом деятельности этих компаний является владение пакетами акций в ЗАО «Укртатнафта», владельца Кременчугского НПЗ, в размере 8,34% и 9,96%, соответственно.

Ранее, и особенно в 2007 г., осуществлялись попытки оспорить приобретение акций ЗАО «Укртатнафта» компаниями AmRUZ и Seagroup, в том числе со стороны Фонда государственного имущества Украины и Национальной акционерной компании «Нафтогаз Украины» (далее «Нафтогаз»). Правительство Украины является 100% собственником «Нафтогаза», который является владельцем 43% обыкновенных акций ЗАО «Укртатнафта».

Оспаривание прекратилось на некоторое время после того, как в апреле 2006 г. Верховный Суд Украины постановил, что оплата акций ЗАО «Укртатнафта» векселями, выпущенными AmRUZ и SeaGroup, является законной. Несмотря на данное решение, в мае 2007 г. Министерство топлива и энергетики Украины (далее «МТЭУ») возобновило попытки оспаривания и в результате добилось получения сомнительных судебных решений, после чего заявило о передаче на хранение «Нафтогаз» 18,3% пакета акций ЗАО «Укртатнафта», который представляет собой совокупную долю компаний AmRUZ и SeaGroup в ЗАО «Укртатнафта». После этого, МТЭУ, по сути, приступило к отстранению Группы от осуществления своих прав акционера по отношению к ЗАО «Укртатнафта».

В октябре 2007 года руководство «Укртатнафта», назначенное акционерами компании, было насильно отстранено на основании сомнительного судебного решения. После этого вновь назначенное руководство ЗАО «Укртатнафта» осуществило ряд действий, направленных на получение контроля МТЭУ над акциями ЗАО «Укртатнафта», принадлежащими AmRUZ и Seagroup. Кроме того, впоследствии ЗАО «Укртатнафта» отказалось погасить свою задолженность перед «ЧМПКП Авто» (см. Примечание 7), украинской компанией-посредником, которая ранее приобретала сырую нефть у Группы для поставок ЗАО «Укртатнафта». После насильственной смены руководства, Компания (первоначально являвшаяся основным поставщиком сырой нефти на Кременчугский нефтеперерабатывающий завод) приостановила свои поставки на ЗАО «Укртатнафта».

Впоследствии украинские суды приняли также решения о признании недействительными приобретение акций ЗАО «Укртатнафта» Татнефтью напрямую.

В мае 2008 г. Компания предъявила иск в международный арбитраж против Украины на основании соглашения между Правительством Российской Федерации и Кабинетом министров Украины по стимулированию и взаимной защите инвестиций от 27 ноября 1998 г. (далее «Российско-украинское соглашение»). Арбитраж должен рассмотреть вопрос о компенсации всех убытков, понесенных Компанией вследствие насильственного захвата ЗАО «Укртатнафта». Компания обратилась в арбитраж с иском о признании нарушения Украиной Российско-украинского соглашения и требованием к Украине выплатить компенсацию в размере более 2,4 млрд. долларов США. В марте 2013 г. арбитражный трибунал рассмотрел исковые требования Татнефти по существу. Вынесение решения ожидается в течение 2014 г.

В связи с продолжающимися судебными разбирательствами в отношении ЗАО «Укртатнафта», Компания создала в полном объеме резерв на обесценение своих инвестиций в ЗАО «Укртатнафта».

Ливия

В результате политической ситуации в Ливии, в феврале 2011 г., Группа была вынуждена полностью приостановить там свою деятельность и эвакуировать своих сотрудников. Начиная с февраля 2013 г., Группа приступила к возобновлению своей деятельности в Ливии, включая возвращение части сотрудников филиала в Триполи и ведение переговоров с подрядчиками. На дату данного отчета, Группа ожидает возобновление своей деятельности в Ливии в 2014 г.

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

Объекты социальной сферы

Группа вносит значительный вклад в поддержание социальной инфраструктуры и благосостояния своих сотрудников в Республике Татарстан, включая строительство и содержание жилья, больниц, объектов культурно-оздоровительного назначения, предоставление транспортных и прочих социальных услуг. Такие расходы регулярно утверждаются Советом Директоров после консультаций с правительственными органами и относятся на расходы в момент их возникновения.

Основные макроэкономические и прочие факторы, влияющие на результаты деятельности Группы

На динамику и результаты деятельности Группы оказали влияние различные факторы, анализ которых приведен ниже.

Цены на нефть и нефтепродукты

Основным фактором, влияющим на нашу выручку, является цена, по которой мы продаем нефть и нефтепродукты. В течение 2013 г. нефть марки «Брент» изменялась в интервале от 97 до 119 долл./барр., со средним значением 108,7 долл./барр.

Большая часть нефти, продаваемая нами, является нефтью марки «Юралс». В нижеприведенной таблице отражены средние цены на сырую нефть и нефтепродукты в соответствующих периодах в долларах США и рублях. Цены, номинированные в долларах США, переведены в рубли по среднему курсу доллара за соответствующие периоды.

	<u>Средние за</u>		<u>Изм.,</u>
	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>%</u>
	(в долл. США за барр., за исключением данных в процентах)		
Мировой рынок ⁽¹⁾			
Нефть марки «Брент»	108,7	111,6	(2,6)
Нефть марки «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион)	108,0	110,4	(2,2)
Нефть марки «Юралс» (СИФ Роттердам)	107,4	110,1	(2,5)
Газойль 0,1 1/2 (СИФ Северо-Западная Европа/Базис АРА+ФОБ Роттердам)	921,5	972,6	(5,3)
Мазут 3,5% 1/2 (СИФ Северо-Западная Европа/Базис АРА+ФОБ Роттердам)	589,1	628,5	(6,3)
Мазут 3,5% (ФОБ Средиземноморский регион (Италия))	587,8	624,6	(5,9)
Нафта 1/2 (СИФ Северо-Западная Европа/Базис АРА+ФОБ Роттердам)	901,0	934,1	(3,5)
Высокосернистый вакуумный газойль (2) 1/2 (СИФ Северо-Западная Европа/Базис АРА+ФОБ Роттердам)	761,1	788,1	(3,4)
	(в тыс. руб. за тонну, за исключением данных в процентах)		
Нефть марки «Брент»	24,66	24,71	(0,2)
Нефть марки «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион)	24,50	24,45	0,2
Нефть марки «Юралс» (СИФ Роттердам)	24,37	24,38	0,0
Газойль 0,1 1/2 (СИФ Северо-Западная Европа/Базис АРА+ФОБ Роттердам)	29,35	30,24	(2,9)
Мазут 3,5% 1/2 (СИФ Северо-Западная Европа/Базис АРА+ФОБ Роттердам)	18,76	19,54	(4,0)
Мазут 3,5% (ФОБ Средиземноморский регион (Италия))	18,72	19,42	(3,6)
Нафта 1/2 (СИФ Северо-Западная Европа/Базис АРА+ФОБ Роттердам)	28,70	29,04	(1,2)
Высокосернистый вакуумный газойль (2) 1/2 (СИФ Северо-Западная Европа/Базис АРА+ФОБ Роттердам)	24,24	24,50	(1,1)
	(в тыс. руб. за тонну (вкл. НДС и акцизы), за исключением данных в процентах)		
Российский рынок ⁽¹⁾			
Нефть	12,69	12,33	2,9
Мазут	8,58	9,29	(7,6)

Источник: Платтс (мировой рынок), Кортес (российский рынок)

⁽¹⁾ Компания реализует нефть и нефтепродукты на экспорт на различных условиях поставки. Поэтому наши средние цены реализации отличаются от указанных средних цен на мировых рынках.

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

На внутреннем рынке России не существует независимых или унифицированных рыночных цен на нефть, в основном, вследствие того, что значительная часть сырой нефти, предназначенная для продажи в России, производится вертикально интегрированными российскими нефтяными компаниями и перерабатывается этими же компаниями. Нефть, которая не экспортируется из России, не перерабатывается производителями и не была продана на предварительно согласованных условиях, предлагается для продажи на внутреннем рынке по ценам, определяемым на основе отдельных соглашений. Однако, могут наблюдаться значительные расхождения между регионами по ценам на нефть одного и того же качества в результате влияния конкуренции и экономических условий в данных регионах.

Темпы инфляции и изменения обменного курса иностранной валюты

Значительную долю доходов от продаж нефти на экспорт Группа получает в долларах США. Операционные затраты Группы, в основном, производятся в рублях. Соответственно, относительные колебания рублевой инфляции и обменного курса рубля к доллару США могут значительным образом влиять на результаты деятельности Группы. Например, укрепление рубля относительно доллара США в большинстве случаев влияет негативно на операционную маржу, т.к. в условиях инфляции это приводит к большему росту затрат относительно доходов. Исторически сложилось, что Группа не использует финансовые инструменты для хеджирования изменений обменного курса иностранной валюты.

В нижеприведенной таблице показаны темпы инфляции в России, средние и на конец соответствующих периодов обменные курсы рубля к доллару США.

	2013	2012
Рублевая инфляция, %	6,5	6,6
Обменный курс на конец периода: рубль к доллару США	32,73	30,37
Средний обменный курс за период: рубль к доллару США	31,85	31,09

Источники: Федеральная служба Государственной статистики и Центральный Банк России

В настоящее время рубль не является свободно конвертируемой валютой за пределами Содружества Независимых Государств. Некоторые ограничения и контроль над операциями, связанными с конвертацией рубля в другие валюты, существуют до сих пор.

Налогообложение

В нижеприведенных таблицах представлены установленные ставки налогов, применяемые Компанией и большинством ее дочерних компаний в соответствующие периоды:

Налог	2013	2012	Изменение, %	Налогооблагаемая база
Налог на прибыль – максимальная ставка	20%	20%	-	Налогооблагаемая прибыль
Налог на добавленную стоимость (НДС)	18%	18%	-	Реализация товаров (работ, услуг)
Налог на имущество – максимальная ставка	2,2%	2,2%	-	Налогооблагаемое имущество
Налог на добычу полезных ископаемых, среднее значение ⁽¹⁾	5 329	5 066	5,2	Добытая нефть в единицах массы нетто
	(в руб. за тонну, за исключением данных в процентах)			
Экспортная пошлина на сырую нефть, среднее значение	392,2	404,3	(3,0)	Экспортируемая тонна
Экспортная пошлина на нефтепродукты, среднее значение:				
Бензин, прямогонный бензин	353,0	363,8	(3,0)	Экспортируемая тонна
Легкие, средние дистилляты, газойли, жидкое топливо	258,8	266,8	(3,0)	

⁽¹⁾ Без учета дифференцированного налогообложения

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

С 1 мая 2011 г. Правительство РФ («Правительство») ввело специальную ставку пошлины на бензин, которая составила 90% ставки экспортной пошлины на нефть. С 1 июня 2011 г. Правительство ввело специальную ставку пошлины на прямогонный бензин, составившую 90% ставки экспортной пошлины на нефть. Данные специальные экспортные пошлины не оказывают значительное влияние на операционные результаты Группы.

Ставки налогов на добычу полезных ископаемых и экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты привязаны к мировой цене на нефть и изменяются соответственно. Ниже приведены методики расчета налоговых ставок.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Базовая ставка налога на произведенную сырую нефть, установленная в 2013 г. в размере 470 руб. за тонну добытой нефти (увеличение с 446 руб. базовой ставки в 2012 г.), корректируется в зависимости от мировых рыночных цен на нефть марки «Юралс» и обменного курса рубля. Ставка налога равняется нулю, если средняя мировая рыночная цена на нефть марки «Юралс» в течение налогового периода была меньше или равна 15,00 долл./барр. Дополнительный прирост мировой рыночной цены на нефть марки «Юралс» на 1,00 долл./барр. выше установленного минимального уровня (15,00 долл./барр.) приводит к росту ставки налога на 1,80 долл./т добычи.

Ставка НДПИ применяется с дисконтом, в зависимости от степени выработанности запасов конкретного участка недр в соответствии с Российской системой классификации запасов. Данная формула расчета выгодна производителям, чьи нефтяные месторождения выработаны на 80% и выше в соответствии с Российской системой классификации запасов. Группа получает экономию в размере 3,5% за каждый процент выработанности конкретного участка недр, находящийся в пределах от 80% до 100%. Поскольку Ромашкинское месторождение, самое большое месторождение Группы, вместе с некоторыми другими месторождениями, выработано более чем на 80%, Группа получила экономию по налогу на добычу полезных ископаемых за 2013 г., относящуюся к добыче нефти с этих месторождений, в размере 24,4 млрд. руб. (21,4 млрд. руб. за 2012 г.).

Также, нулевая ставка по НДПИ применяется в отношении сверхвязкой нефти (определенной как нефть с вязкостью более 200 мПа·с в пластовых условиях). С апреля 2007 г. добыча Группы сверхвязкой нефти на месторождениях Ашальчинском и Мордово-Кармальском, а с 2010 и 2011 гг. – также с некоторых других месторождений облагается нулевой ставкой НДПИ и за 2013 г. экономия по данному налогу, относящаяся к добыче на этих месторождениях, составила 2,7 млрд. руб. (1,2 млрд. руб. за 2012 г.).

В конце ноября 2011 г. были приняты новые поправки к Налоговому кодексу Российской Федерации, которые дают возможность до 2016 г. снизить расходы по налогу на добычу полезных ископаемых на нефть, добытую с определенных месторождений, расположенных полностью или частично на территории Республики Татарстан.

Ставка экспортных пошлин на нефть. Правительство устанавливает ставку экспортной таможенной пошлины, которая зависит от средней цены на нефть «Юралс» за период мониторинга и не может превышать нижеуказанные уровни:

Котировка цены «Юралс» (P), долларов США за тонну	Максимальная ставка экспортной таможенной пошлины
0 – 109,50	0%
109,50 – 146,00	35,0% * (P – 109,50)
146,00 – 182,50	US\$ 12,78 + 45,0% * (P – 146,00)
>182,50	US\$ 29,20 + 60,0% * (P – 182,50)

Расчет экспортных пошлин производится ежемесячно на основании мониторинга нефтяных цен за месяц, предшествующий расчету, начиная с 15-го числа каждого календарного месяца по 14-е число следующего календарного месяца, включительно.

С 1 октября 2011 г., Правительство установило предельную ставку вывозной таможенной пошлины для сырой нефти на уровне 60% от цены на нефть марки «Юралс» в течение анализируемого периода.

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

В соответствии с изменениями, внесенными в Закон РФ «О таможенном тарифе», вступающими в силу с 1 апреля 2013 г. Правительство установило формулы расчета ставок вывозных таможенных пошлин на нефть с учетом мировых цен на нефть (отражая уровни, описанные выше, а также предоставляя специальные формулы в отношении сверхвязкой нефти и нефти с особыми физико-химическими характеристиками). С 1 апреля 2013 г. Минэкономразвития России осуществляет мониторинг цен на нефть и нефтепродукты, рассчитывает ставки вывозных таможенных пошлин, а также публикует результаты мониторинга и расчета данных ставок.

Ставки экспортных пошлин на нефтепродукты. Ставки экспортной пошлины на нефтепродукты устанавливаются ежемесячно Постановлениями Правительства РФ одновременно с экспортной пошлиной на нефть и исчисляется в долл. США за тонну. Ставки экспортной пошлины на нефтепродукты привязаны к ставке экспортной пошлины на нефть. В настоящее время, размер ставки экспортной пошлины на нефтепродукты одинаковый для всех типов нефтепродуктов, за исключением бензина и прямогонного бензина.

До февраля 2011 г. для расчета экспортной пошлины на светлые нефтепродукты (бензин, дизель, авиакеросин и др.) применялась следующая формула: $0,438 * (\text{Цена} * 7,3 - 109,5)$, где Цена – это средняя цена нефти марки «Юралс» в долл. США за баррель. Экспортная пошлина на темные нефтепродукты (топочный мазут и т.д.) рассчитывалась по следующей формуле: $0,236 * (\text{Цена} * 7,3 - 109,5)$.

Начиная с февраля 2011 г. ставки вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты, устанавливались Правительством в процентном отношении к ставке вывозной таможенной пошлины на сырую нефть, путем применения коэффициента 0,67 к ставке вывозной таможенной пошлины на нефть для светлых нефтепродуктов и коэффициента 0,467 – для темных нефтепродуктов.

С мая 2011 г. Правительство отдельно установило экспортную таможенную пошлину на автобензин и с июня 2011 г. - пошлину на прямогонный бензин, как представлено в нижеприведенной таблице.

Начиная с октября 2011, ставки экспортных пошлин для светлых нефтепродуктов были снижены с 0,67 до 0,66 от ставки экспортной пошлины на сырую нефть, а для темных нефтепродуктов ставки экспортных пошлин были повышены с 0,467 до 0,66 от ставки экспортной пошлины на сырую нефть.

Максимальные коэффициенты, вступившие в силу с 1 октября 2011 (согласно Постановлению №716 от 26 августа 2011 г.)

Дизельное топливо и авиакеросин	0,660
Мазут	0,660
Масла смазочные	0,660
Бензин	0,900
Прямогонный бензин	0,900

Вступающие в силу с 1 апреля 2013 г. специальные ставки рассчитываются и публикуются Министерством экономического развития Российской Федерации.

Экспорт нефти и нефтепродуктов в страны – члены Таможенного союза – Беларусь и Казахстан не облагается экспортными пошлинами.

Акциз на нефтепродукты. В соответствии с изменениями в законодательстве, введенными в действие в декабре 2010 г., ставки акцизов увеличены и дифференцированы в соответствии с требованиями, предъявляемыми к качеству топлива. Ответственность по уплате акцизов на нефтепродукты в России возложена на перерабатывающие предприятия (за исключением прямогонного бензина). Акциз на нефтепродукты платится за метрическую тонну, произведенную и реализованную на внутреннем рынке. В нижеприведенной таблице представлены средние ставки акцизов на нефтепродукты за соответствующие периоды:

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

(руб./тону)	Средние за	
	2013	2012
<u>Автомобильный бензин:</u>		
Высокооктановый ниже Евро- 3,4,5	10 100	7 975
Высокооктановый Евро-3	9 750	7 632
Высокооктановый Евро-4	8 755	6 822
Высокооктановый Евро-5	5 447	5 983
Прямогонный бензин	10 229	7 824
<u>Дизельное топливо:</u>		
Ниже Евро- 3,4,5	5 860	4 199
Евро-3	5 860	4 057
Евро-4	5 017	3 562
Евро- 5	4 417	3 262
Моторные масла	7 509	6 072
Печное топливо	5 860	-

Ставки акцизов на нефтепродукты в 2013 г. выросли по сравнению с 2012 г в среднем на 25%.

Налог на имущество. Максимальная ставка по налогу на имущество в России составляет 2,2%. Конкретные ставки определяются региональными органами власти.

Налог на добавленную стоимость (НДС). Группа является плательщиком НДС в размере 18% на большинство продаж. В финансовых результатах от основной деятельности Группы исключено влияние НДС.

Налог на прибыль. Общая ставка налога на прибыль в размере 20% включает федеральную часть в размере 2,0%, и региональную часть, интервал изменения которой составляет от 13,5% до 18,0%.

Транспортировка сырой нефти и нефтепродуктов

Так как большинство регионов нефтедобычи в России удалено от основных рынков сбыта нефти и нефтепродуктов, нефтяные компании зависят от степени развитости транспортной инфраструктуры, а также от возможности доступа к ней. В связи с этим стоимость транспортировки нефти и нефтепродуктов является важным фактором, влияющим на наши операционные и финансовые результаты.

Группа транспортирует значительную часть сырой нефти, которую продает на экспорт и внутренний рынок, по системе магистральных трубопроводов в России, принадлежащих компании Транснефть.

Транспортировка сырой нефти производится в соответствии с контрактами, заключенными с компанией Транснефть и ее дочерними структурами, в которых сформулированы основные обязательства между сторонами, включая право компании Транснефть смешивать или замещать нефть Компании нефтью других производителей. Сырая нефть, принадлежащая Группе, смешивается в трубопроводе компании Транснефть с сырой нефтью различного качества других производителей для получения экспортной марки, известной как «Юралс». Группа выигрывает от данного смешивания, так как качество нефти Группы в целом ниже качества нефти, производимой некоторыми другими нефтяными компаниями, из-за относительно высокого содержания серы.

Значительная часть нефти, транспортируемой по нефтепроводу, доставляется к морским портам для дальнейшей транспортировки морем. Российские нефтяные морские терминалы имеют ограничения, связанные с географическим положением, погодными условиями или пропускной способностью терминалов. Однако правительство, а также частные инвесторы выделяют денежные средства для улучшения портовых устройств и оборудования.

Транснефть получает оплату на условиях предоплаты за внутренние поставки в рублях и за экспортные поставки в долларах США.

Транспортировка нефтепродуктов по России, в основном, производится железнодорожным транспортом. Железнодорожная инфраструктура Российской Федерации принадлежит и управляется компанией ОАО «Российские железные дороги».

Компании Транснефть и ОАО «Российские железные дороги» являются государственными компаниями. Так как деятельность перечисленных выше компаний относится к сфере деятельности естественных монополий, их тарифная политика определяется государственными органами для обеспечения баланса интересов государства и всех участников процесса транспортировки. Тарифы естественных монополий устанавливаются Федеральной службой по тарифам Российской Федерации («ФСТ»). Величина тарифа зависит от направления транспортировки, объёма поставки, расстояния до пункта назначения, а также некоторых других факторов. ФСТ пересматривает тарифы не реже одного раза в год.

Принципиальные аспекты учетной политики и оценки

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует от руководства выбрать соответствующую учетную политику, а также оценки и допущения, которые влияют на сообщаемые суммы активов и обязательств, доходов и расходов и раскрытие информации об условных активах и обязательствах. Более подробная информация о существенных аспектах нашей учетной политики содержится в Примечании 3 к нашей аудированной консолидированной финансовой отчетности.

Заявления прогнозного характера

Некоторые утверждения в данном документе не являются историческими фактами, а являются заявлениями прогнозного характера (как этот термин определен в Законе США о реформе судопроизводства частным ценным бумагам 1995 г.). Мы можем время от времени делать письменные или устные заявления в отчетах, представляемых акционерам и в других сообщениях. Примеры таких прогнозных заявлений включают, в числе прочего:

- оценки поступлений, прибылей (или убытков), доходов (или убытков) на акцию, дивидендов, структуры капитала и других финансовых показателей или индексов;
- наши планы, цели и задачи, включая те, которые относятся к продукции или услугам;
- утверждения относительно будущей экономической деятельности; и
- предположения, на которых основываются такие заявления.

Такие слова, как «считает», «ожидает», «рассчитывает», «намеревается» и «планирует», а также аналогичные выражения используются для того, чтобы показать, что данное заявление является прогнозным, однако в этих целях могут использоваться и другие выражения.

По своей сути заявления прогнозного характера несут определенный риск и определенную степень неуверенности, как в отношении общего, так и в отношении частных, и всегда есть риск, что предсказания, ожидания, планы и другие прогнозные заявления не станут реальностью. Мы предостерегаем своих читателей о том, что целый ряд важных факторов может привести к тому, что действительные результаты будут значительно отличаться от планов, целей, ожиданий, предварительных оценок и намерений, выраженных в таких прогнозных заявлениях. Такие факторы включают:

- инфляцию, колебания процентных ставок, обменных курсов, рынка и денежные колебания;
- цены на нефть;
- последствия и изменения политики правительств России и Татарстана;
- последствия террористического акта или другого проявления геополитической нестабильности, как в России, так и в других регионах мира;
- последствия конкуренции на географическом и отраслевом уровнях, в сфере, в которой мы ведем свою деятельность;
- последствия изменения законодательства, регулирования, налогообложения или стандартов или практики бухгалтерского учета;
- наша способность увеличить свою долю рынка и контролировать расходы;
- приобретение и выбытие активов;
- технологические изменения.

Этот приведенный выше список важных факторов не является исчерпывающим, и инвесторы и прочие лица, принимая решение относительно наших акций, Глобальных депозитарных акций (ГДА) или прочих ценных бумаг на основании заявлений прогнозного характера, должны с осторожностью подходить к

ОАО ТАТНЕФТЬ

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

вышеизложенным факторам и другим неопределенностям и событиям, особенно в свете той сложной политической, экономической, социальной и правовой обстановки, в которой мы осуществляем свою деятельность. Такие заявления прогнозного характера относятся только к дате, на которую они сделаны, и мы не берем на себя никаких обязательств обновлять или пересматривать их, даже в результате получения новой информации, будущих событий или чего-либо другого. Мы не делаем никаких заявлений, предупреждений или предсказаний, что результаты, прогнозируемые этими заявлениями, будут достигнуты, и в любом случае эти прогнозные заявления являются лишь одним из возможных сценариев и должны рассматриваться как наиболее вероятные или стандартные сценарии развития событий.