Анализ руководством Компании финансового состояния и результатов деятельности

Данный отчет должен рассматриваться совместно с аудированной консолидированной финансовой отчетностью, подготовленной в соответствии с ОПБУ США и примечаниями к ней, выпущенной одновременно с данным отчетом. Настоящий отчет содержит заявления прогнозного характера, затрагивающие риски и факторы неопределённости. 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, характерный для месторождений ОАО «Татнефть» в целом. 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.

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 объемам 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 продукции нефтехимии (шины) и расширяет деятельность в сегменте переработки нефти.

По состоянию на 31 декабря 2009 г. Правительство Республики Татарстан, через полностью принадлежащее ему дочернее предприятие ОАО «Связьинвестнефтехим», владеет около 36% голосующих акций Компании. Данная доля была внесена в ОАО «Связьинвестнефтехим» в 2003 г. Министерством земельных и имущественных отношений Республики Татарстан. Правительство Татарстана также является держателем «золотой акции», что дает право 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. Правительство Республики Татарстан контролирует или имеет существенное влияние, в том числе через ОАО «Связьинвестнефтехим», на ряд поставщиков и подрядчиков Компании, таких как производитель электроэнергии ОАО «Татэнерго» и нефтехимическую компанию ОАО «Нижнекамскнефтехим».

Добыча нефти и газа и другие виды деятельности Группы, в основном, сосредоточены в Республике Татарстан Российской Федерации, расположенной 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.

По состоянию на 1 января 2010 г. доказанные запасы нефти и конденсата Группы составили 862 млн. тонн или 6 141 млн. барр. (790 млн. тонн или 5 625 млн. барр. и 862 млн. тонн или 6 140 млн. барр. на 1 января 2009 и 2008 гг., соответственно).

Ключевые результаты финансовой и операционной деятельности

	2009	Изменение к 2008, %	2008	Изменение к 2007, %	2007
Выручка от реализации (млн. руб.)	380 648	(14,33)%	444 332	24,72%	356 276
Чистая прибыль акционеров Группы (млн. руб.)	54 372	546,29%	8 413	(80,56)%	43 279
EBITDA (*) (млн.руб.)	82 853	229,83%	25 120	(64,25)%	70 269
Базовая и разводненная чистая прибыль в расчете на одну акцию (руб.)					
на обыкновенную	24,25	539,84%	3,79	(80,56)%	19,50
на привилегированную	24,15	584,14%	3,53	(81,68)%	19,27
Добыча нефти Группой (тыс. тонн)	26 107	0,2%	26 060	0,5%	25 933
Добыча нефти Группой (тыс. баррелей)	185 957	0,2%	185 628	0,5%	184 719
Добыча газа Группой (млн. куб. м)	797,6	4,7%	762,1	3,2%	738,5
Производство газопродуктов (тыс. тонн)	1 072,9	(0,5)%	1 078,7	(6,5)%	1 154
Доказанные запасы нефти и конденсата (млн. барр.)	6 141	9,2%	5 625	(8,4)%	6 140

(*) *См. определение на стр. 20*

Снижение нашей выручки от реализации за 2009 г. по сравнению с 2008 г. объясняется снижением цен на сырую нефть. В тоже время, стабилизация и рост цен на нефть (по сравнению со значительным падением цен в конце 2008 г.), снижение итого расходов и прочих вычетов в том числе результат снижения налоговой нагрузки на отрасль, а также стабилизация и соответствующее восстановление финансовых рынков в 2009 г., по сравнению с 2008 г., - все это внесло вклад в значительное увеличение нашей чистой прибыли за 2009 г. по сравнению с 2008 г.

В течение первых семи месяцев 2008 г. на улучшение показателей нашей деятельности оказывало влияние увеличение средних мировых цен на нефть по сравнению с 2007 г., несмотря на рост расходов по приобретенной нефти, налогов, кроме налога на прибыль и транспортных тарифов. Усиление мирового финансового и экономического кризиса, который также привел к резкому снижению мировых цен на нефть, начавшемуся в третьем квартале и ставшему наиболее значительным в четвертом квартале 2008 г., убыток от снижения курса рубля и высокий уровень экспортных пошлин (рассчитанных на основе цен на нефть, значительно превышающих цены реализации во время продаж), а также существенное снижение стоимости финансовых вложений Группы в четвертом квартале привели к снижению нашей чистой прибыли за 2008 г. по сравнению с 2007 г. В 2008 году мы отразили ряд значительных разовых и исключительных статей, большинство которых связано с мировым финансовым и экономическим кризисом.

Сегментная информация

Деятельность Группы можно разделить на следующие основные сегменты:

- **Разведка и добыча нефти -** состоит из нефте- и газодобывающих подразделений Компании, подразделений по ремонту скважин и повышению нефтеотдачи пластов, центров по ремонту насосного оборудования, отдела безопасности и логистики. Большая часть деятельности по разведке и добыче нефти и газа сосредоточена внутри ОАО «Татнефть».

- **Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов -** состоит из нашего участия в ОАО «ТАНЕКО», компании, специально созданной с целью строительства и последующей эксплуатации нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса в Нижнекамске, Татарстан; также в данный сегмент входит подразделение 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 компании для сети автозаправочных станций под брендом «Татнефть» в России; и некоторые другие компании по продаже нефти, а также вспомогательные компании.

- **Нефтехимия -** сегмент Нефтехимия объединен под управляющей компанией Татнефть-Нефтехим, который управляет 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» и ООО Нижнекамский шинный завод ЦМК». ООО «Татнефть-Нефтехимснаб» и ООО «Торговый дом Кама» отвечают за обеспечение запасами и сбыт товаров, производимых компаниями внутри этого сегмента.

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 2009 г. Группы увеличила добычу нефти на месторождениях на 0,2% по сравнению с 2008 г. Ввиду относительной выработанности основных добывающих месторождений Компании значительная часть всей нефти, произведенной Компанией в Татарстане, была получена с использованием различных технологий повышения отдачи пластов. В 2009 г. Компания ввела в эксплуатацию 280 новые скважины в Татарстане. Компания продолжает разведочную деятельность в Татарстане, что привело к открытию 10 новых месторождений в 2009 г.

В результате введения дифференцированного налога на добычу полезных ископаемых, вступившего в силу с 1 января 2007 г., Компания получила льготу на добычу 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. За пределами Российской Федерации, в Сирии, Группа сделала

промышленное открытие месторождения с оценочными извлекаемыми запасами в размере 4,9 млн. тонн, а также продолжает разведочное бурение с целью новых открытий. В Ливии в 2009 г. Компания продолжает свою разведочную программу, включая 2D и 3D сейсмическое и разведочное бурение. В 2009 г. Группа получила две новые лицензии на добычу нефти в Республике Калмыкия и одну новую лицензию на добычу нефти в Самарской области.

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. За пределами Российской Федерации Татнефть задействована в проектах в Ливии, Сирии и других странах.

Добыча сверхвязкой нефти (природного битума)

Компания продолжает выполнять пилотный проект по добыче сверхвязкой нефти (природного битума) на Ашальчинском и Мордово-Кармальском месторождениях в Татарстане, используя параллельную закачку пара в добывающие и нагнетательные скважины. В 2009 г. три пары скважин произвели 18,4 тыс. тонн высоковязкой нефти. Компания продолжает оценку экономических факторов и расширение деятельности по разведке и добыче, связанных с производством сверхвязкой нефти в Татарстане.

Группа получает льготы от применения нулевой ставки по налогу на добычу полезных ископаемых для сверхвязкой нефти в Татарстане.

Переработка и сбыт сырой нефти

Группа продолжала работы, связанные со строительством компанией ОАО «ТАНЕКО» (ТАНЕКО), ранее называемого ЗАО «Нижнекамский нефтеперерерабатывающий завод», нового нефтеперерабатывающего нефтехимического комплекса в Нижнекамске, Татарстан. Большая часть затрат, понесенных в 2009 г. и относящихся к строительству, финансировалась через долгосрочное кредитное соглашение на 2 млрд. долларов США, синдицированное в 2008 г. банками ABN AMRO (сейчас RBS), BNP Paribas (Suisse) SA, Citibank International PLC, Bayerische Hypo-und Vereinsbank AG, Sumitomo Mitsui Finance Dublin и WestLB AG, а также из собственных средств Компании.

Нефтехимия

Основная компания нефтехимического сегмента Группы - ОАО «Нижнекамскшина», в 2009 г. произвела 9,4 млн. шин по сравнению с 11,9 млн. шин в 2008 г. Данное снижение было связано с падением и в некоторых случаях временным прекращением производства автомобилей основными клиентами ОАО «Нижнекамскшина», явившееся их ответной реакцией на экономический кризис.

В 2007 г. была введена в эксплуатацию новая передовая линия для производства резиновых смесей с производительностью 1 200 тонн в месяц, которая позволит ОАО «Нижнекамскшина» производить современные высокоэффективные шины. Группа продолжает инвестировать в модернизацию и улучшение производственной базы ОАО «Нижнекамскшина» для укрепления ее рыночной конкурентоспособности, включая строительство нового завода по производству цельнометаллокордных шин для грузовиков и прочих автомобилей большой грузоподъемности, который был официально запущен в декабре 2009 г. Новый завод будет производить до 1,2 млн. шин в год.

Изменения в структуре Группы

В июне 2009 г. Османд Холдингс Лтд. (далее, «Османд»), дочернее предприятие Компании, провело дополнительную эмиссию собственных акций. Акции, выпущенные в результате дополнительной эмиссии, были приобретены группой инвесторов в обмен на 17,05% в уставном капитале банка АК Барс на сумму 3 442 млн. рублей. В результате, доля Группы в уставном капитале Османда уменьшилась до 29,5%. Соответственно,

Группа прекратила консолидировать Османд и учитывает эту компанию как зависимое предприятие по методу долевого участия на 31 декабря 2009 г.

В декабре 2008 г. Группа подала заявление о погашении части своей доли в уставном капитале IPCG Фонда. IPCG Фонд принял заявление о погашении доли при условии соблюдения ряда требований, выполненных в мае 2009 г. Погашение доли Группы было произведено в неденежной форме путем передачи Группе 51% в уставном капитале ТАНЕКО. В результате погашения Группа на настоящий момент напрямую владеет 91% в уставном капитале ТАНЕКО. В результате погашения долей в IPCG Фонде в 2009 г. прочими акционерами, доля Группы Татнефть в IPCG Фонде увеличилась с 35,74% до 49,07%.

По состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. IPCG Фонд косвенно владел долей участия в ОАО «Банк Зенит» в размере 41,92%, 41,92%, и 41,81%, соответственно.

В марте 2007 г. Группа продала 1 138 млн. акций ОАО «Банк Зенит» за 1 787 млн. рублей, что снизило долю Компании в ОАО «Банк Зенит» до 28,35%. В июне 2007 г. ОАО «Банк Зенит» провел размещение 1 545 млн. обыкновенных акций для частного инвестора, не связанного с Группой, в результате чего произошло уменьшение доли Группы в ОАО «Банк Зенит» до 24,56%.

В декабре 2007 г. Компания приобрела AmRUZ Trading AG (далее, «AmRUZ») и Seagroup International Inc. (далее, «Seagroup»). Основным видом деятельности этих предприятий является инвестирование в Закрытое акционерное общество «Укртатнафта» (далее, ЗАО «Укртатнафта»), владельца Кременчугского нефтеперерабатывающего завода, в котором они владеют 8,34% и 9,96% уставного капитала, соответственно. Компания купила 49,6% акций AmRUZ за 23,9 млн. долларов США (591 млн. рублей) и 100% акций Seagroup за 57,1 млн. долларов США (1 402 млн. рублей). Договор о покупке акций AmRUZ также предоставляет Компании опцион на покупку дополнительно 49,1% акций AmRUZ за 23,7 млн. долларов США. Так как исполнение опциона связано с наступлением определенных обстоятельств, то инвестиции в AmRUZ учитываются по методу долевого участия.

Ресурсная база

Как было определено независимыми консультантами по нефти и газу, компанией «Миллер энд Ленц, Лтд», нижеприведенные данные представляют собой данные о балансе наших запасов нефти и конденсата по состоянию на 1 января 2010, 2009 и 2008 гг. в соответствии со стандартами Системы управления ресурсами и запасами углеводородов (PRMS), которые были подготовлены Комитетом по запасам нефти и газа Общества инженеров – нефтяников (SPE).

В связи с последними изменениями в положениях, в оценке запасов Группы было использовано среднее значение цен, на первое число каждого месяца в течение 2009 г. (или для прошлых периодов - значение цены на конец периода), и данных по затратам по состоянию на конец года.

Чистые запасы нефти и конденсата

		Изменения в 2009			Изменения в 2008		
(млн. барр.)	**На 1 января 2010**	**Добыча**	**Пересмотр предыдущих оценок**	**На 1 января 2009**	**Добыча**	**Пересмотр предыдущих оценок**	**На 1 января 2008**
Доказанные запасы	6 141	(186)	702	5 625	(186)	(329)	6 140
Вероятные запасы	1 911			642			2 141
Возможные запасы	48			248			610

Большая часть оцененных объектов собственности находятся в Волго-Уральской нефтегазоносном регионе и включает примерно 100 разбуренных и разрабатываемых нефтяных месторождений с действующим фондом около 29 200 скважин.

Производственные показатели

Добыча сырой нефти и газа

Татнефть проводит деятельность по разведке и добыче в Татарстане и за пределами Татарстана, в Российской Федерации: Самарской, Оренбургской и в Ульяновской областях, в Республике Калмыкия, и Ненецком автономном округе. За пределами территории Российской Федерации Татнефть проводит разведочную деятельность в Ливии и Сирии. В нижеприведенной таблице показаны результаты нашей деятельности по разведке и добыче (объемы в день отражают среднегодовое значение):

	2009	2008	2007
Среднедневная добыча нефти (тыс. барр. в день)	509,5	508,6	506,1
Среднедневная добыча газа (тыс. барр. н.э. в день)	12,9	12,3	11,9
Удельные расходы на добычу нефти (руб./барр.)	153,5	157,7	119,1
		(в млн.руб.)	
Выручка от реализации нефти	300 077	346 261	270 960
Расходы на добычу нефти	28 549	29 273	22 009
Затраты на геологоразведочные работы	3 540	3 770	1 577
Налог на добычу полезных ископаемых	53 571	77 235	58 049

Добыча нефти Группой (включая добычу дочерними предприятиями ОАО «Илекнефть», ООО «Татнефть-Самара», ЗАО «Татнефть-Северный» и ЗАО «Калмтатнефть») в 2009 г. увеличилась на 0,2% по сравнению с 2008 г. и составила 26,1 млн. метрических тонн (в 2008 г. увеличилась на 0,5% по сравнению с 2007 г. и составила 26,06 млн. метрических тонн). Добыча газа в 2009 г. увеличилась на 4,7% и составила 797,6 млн. куб. м. по сравнению с 762,1 млн. куб. м. в 2008 г. (в 2008 г. увеличилась на 3,2% по сравнению с 738,5 млн. куб. м. в 2007 г.).

Переработка и реализация

	2009	2008	2007
Переработка нефти (тыс. барр. в день)	10,48	10,45	10,66
Переработка газопродуктов (тыс. барр. н.э. в день)	10,91	11,02	10,62
Количество АЗС в России*	484	464	420
Количество АЗС за пределами территории России*	136	138	141

** Включая арендованные у третьих сторон*

Экспорт нефти

Группа использует услуги по транспортировке нефти на экпорт компании Транснефть, государственной монополии и оператора российской системы магистральных нефтепроводов. В течение 2009 г. Группа экспортировала приблизительно 68% всей проданной сырой нефти по сравнению с 65% в 2008 г. (67% в 2007 г.).

В 2009 г. Компания транспортировала около 30% (47% и 54% в 2008 и 2007 гг., соответственно) всей своей нефти на экспорт через трубопровод Дружба, принадлежащий компании Транснефть (в основном в Польшу, Чешскую Республику и Венгрию); 44% (46% и 30% в 2008 и 2007 гг., соответственно) экспортной нефти было отгружено через российские порты Черного моря (в основном, Новороссийск); 10% (6% и 11% в 2008 и 2007 гг., соответственно) экспортной нефти было отгружено через порт Приморск Балтийского моря и 16% (1% и 4% в 2008 и 2007 гг., соответственно) экспортной нефти было отгружено через украинский порт Южный.

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

Основным фактором, определяющим нашу выручку, является цена, по которой мы продаем нефть и нефтепродукты. В первом полугодии 2008 г. цены на нефть достигли своего максимального исторического значения. Начиная с июля 2008 г., цены начали снижаться и достигли своего минимального с июля 2004 г. значения (33,6 долл./барр. в конце декабря 2008 г.). С начала 2009 г. цена на нефть марки «Брент» стала расти, стабилизировавшись во второй половине 2009 г. в районе 70 долл./барр. и достигнув своего максимального значения в 78,86 долл./барр. в ноябре.

Бóльшая часть нефти, продаваемой нами на экспорт и на внутреннем рынке, является нефтью марки «Юралс». В нижеприведенной таблице отражены средние и на конец периода цены на сырую нефть в 2009, 2008 и 2007 гг., соответственно.

	Средние за год, закончившийся 31 декабря					На 31декабря				
	2009	**Изм. к 2008, %**	**2008**	**Изм. к 2007, %**	**2007**	**2009**	**Изм. к 2008, %**	**2008**	**Изм. к 2007, %**	**2007**
Нефть марки «Брент»	61,5	*(36,6)%*	97,0	*(33,7)%*	72,5	77,7	*112,5%*	36,5	*(61,9)%*	96,0
Нефть марки «Юралс» (*СИФ Средиземноморский регион*)*	61,0	*(35,4)%*	94,5	*(35,9)%*	69,5	77,1	*113,6%*	36,1	*(61,4)%*	93,6
Нефть марки «Юралс» (*СИФ Роттердам*)*	61,0	*(35,5)%*	94,6	*(36,5)%*	69,3	76,9	*115,6%*	35,7	*(61,5)%*	92,6

Источник: Платтс

* Компания реализует нефть на экспорт на различных условиях поставки. Поэтому наши средние цены реализации отличаются от указанных средних цен на мировых рынках.

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.

Транспортировка сырой нефти и нефтепродуктов

Так как основные регионы нефтедобычи в России удалены 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 и нефтепродуктов, транспортируемая 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 устанавливает тарифы и получает оплату на условиях предоплаты за внутренние поставки в рублях и за экспортные поставки в долларах США. Федеральная служба по тарифам («ФСТ») уполномочена периодически пересматривать и устанавливать тарифные ставки, применяемые для каждого участка трубопровода. Величина тарифа зависит от направления транспортировки, объема поставки, расстояния до пункта назначения, а также от некоторых других факторов. ФСТ пересматривает тарифы не реже одного раза в год.

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, темпы номинального укрепления или девальвации рубля относительно доллара США и темпы реального изменения стоимости рубля относительно доллара США в соответствующих периодах.

	2009	2008	2007
Рублевая инфляция	8,8%	13,3%	11,9%
Обменный курс на конец периода: рубль к доллару США	30,24	29,38	24,55
Средний обменный курс за период: рубль к доллару США	31,72	24,85	25,57
Номинальная (девальвация) / укрепление рубля	(2,9)%	(19,7)%	6,8%
Реальное укрепление / (девальвация) рубля по отношению к доллару США	5,7%	(5,3)%	20,0%

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

Группа выплачивает различные виды налогов, которые значительно влияют на результаты ее деятельности. Российская налоговая система подвергается постоянным изменениям и различным интерпретациям.

Дополнительно к налогу на прибыль Группа выплачивает следующие виды налогов:

- Налог на добычу полезных ископаемых;
- Экспортные пошлины;
- Акцизы на нефтепродукты;

- Налог на добавленную стоимость;
- Налог на имущество;
- Земельные налоги;
- Транспортные налоги;
- Прочие местные налоги и сборы; и
- Штрафы и проценты по налогам.

Вышеуказанные налоги, кроме налога на добавленную стоимость, отражены в статье «Налоги, кроме налога на прибыль» в консолидированных отчетах о финансовых результатах и совокупной прибыли. Кроме этого, Группа начисляет расходы по налогам по заработной плате, которые учтены как расходы по заработной плате и отчислениям в статьях «Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы» и «Операционные расходы».

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

Налог	**2009**	**Изменение к 2008,%**	**2008**	**Изменение к 2007,%**	**2007**	**Налогооблагаемая база**
Налог на прибыль – максимальная ставка	20%	*(16,7)%*	24%	-	24%	Налогооблагаемая прибыль
НДС	18%	-	18%	-	18%	Добавленная стоимость
Налог на имущество – максимальная ставка	2,2%	-	2,2%	-	2,2%	Налогооблагаемое имущество
		(в руб. за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)				
Налог на добычу полезных ископаемых, среднее значение[1]	2 299	*(31,0)%*	3 329	*34,8%*	2 470	Произведенная метрическая тонна (сырой нефти)
Акцизы на нефтепродукты:						
Высокооктановый бензин	3 629	-	3 629	-	3 629	Метрическая тонна, произведенная и реализованная на внутреннем рынке [2]
Низкооктановый бензин	2 657	-	2 657	-	2 657	
Дизельное топливо	1 080	-	1 080	-	1 080	
Моторные масла	2 951	-	2 951	-	2 951	
Прямогонный бензин	3 900	*46,8%*	2 657	-	2 657	
		(в долларах США за тонну, за исключением данных в процентах)				
Экспортная пошлина на сырую нефть, среднее значение	179,3	*(49,5)%*	355,2	*72,0%*	206,5	Экспортируемая метрическая тонна
Экспортная пошлина на нефтепродукты, среднее значение:						
Легкие дистилляты (бензин) и средние дистилляты (дизельное топливо)	133,1	*(47,1)%*	251,6	*66,1%*	151,5	Экспортируемая метрическая тонна
Жидкое топливо *(мазут)*	71,7	*(47,1)%*	135,6	*66,2%*	81,6	

[1] *Без учета дифференцированного налогообложения*
[2] *Акцизы выплачиваются на нефтепродукты, произведенные и реализованные на внутреннем рынке. Плательщиками акцизов являются компании, которые продают нефтепродукты конечному покупателю, в то время как производители и перекупщики начисляют акциз и впоследствии возмещают его, исходя из определенных законодательством условий.*

Вследствие снижения мировых цен на нефть ставки налогов, применяемых для налогообложения нефтяными компаниями, значительно уменьшились в 2009 г. по сравнению с предыдущим годом. Налог на добычу полезных ископаемых уменьшился на 31%, средняя ставка экспортной пошлины на сырую нефть - на 50%, средняя ставка экспортной пошлины на нефтепродукты - на 47%.

Уменьшение налога на добычу полезных ископаемых в 2009 г. объяснялось снижением средней цены на нефть марки Юралс на 35%, а также изменением в формуле расчета налога (см. ниже секцию «Ставка налога на добычу полезных ископаемых»). Величина акцизов на нефтепродукты осталась на том же уровне, что и в 2008 г., за исключением акциза на прямогонный бензин, который увеличился на 47% в 2009 г.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых. С 1 января 2007 г. ставка налога на добычу полезных ископаемых дифференцируется. Базовая ставка налога на произведенную сырую нефть, установленная в размере 419 руб. за метрическую тонну добытой нефти, корректируется в зависимости от мировых рыночных цен на нефть марки «Юралс» и обменного курса рубля. Данная ставка применяется с дисконтом, в зависимости от уровня международных цен на нефть и степени выработанности запасов конкретного нефтяного месторождения. Данная формула расчета выгодна производителям, чьи нефтяные месторождения выработаны на 80% и выше в соответствии с Российской системой классификации запасов. Компания получает льготу в размере 3,5% на месторождение за каждый процент выработанности, превышающий 80%. Поскольку Ромашкинское месторождение, самое большое месторождение Компании, вместе с некоторыми другими месторождениями, истощено более чем на 80%, Компания получила льготу по налогу на добычу полезных ископаемых в 2009 г. с этих месторождений в размере 6,96 млрд. руб. (8,31 млрд. руб. и 5,07 млрд. руб. в 2008 и 2007 гг., соответственно).

Начиная с 1 января 2009 г., изменилась формула расчета ставки налога на добычу полезных ископаемых. Пороговая цена на нефть, до которой ставка налога равна нулю, повышена с 9,00 до 15,00 долл./барр. Это приводит к снижению расхода по НДПИ в размере 1,3 долл./барр. добычи нефти в России. Также расширился перечень регионов, в которых добыча нефти будет облагаться по нулевой ставке в зависимости от срока разработки и объемов добычи. В частности, теперь он также включает шельф Каспийского моря и Ненецкий автономный округ (Компания ведет деятельность в последнем).

Также, нулевая ставка по налогу на добычу полезных ископаемых применяется в отношении сверхвязкой нефти (определенной как нефть, с вязкостью более 200 мПа х с в пластовых условиях), при условии использования прямого (раздельного) метода учета добытой нефти. С апреля 2007 г. добыча Компании сверхвязкой нефти (битумов) на Ашальчинском и Мордово-Кармальском месторождениях облагалась нулевой ставкой налога на добычу полезных ископаемых и в 2009 г. налоговые льготы, относящиеся к добыче на этих месторождениях, составили 55 млн. руб. (57 млн. руб. и 20 млн. руб. в 2008 и 2007 гг., соответственно).

Ставка экспортных пошлин на нефть. До 1 октября 2008 г. ставки вывозных таможенных пошлин на нефть устанавливались Правительством Российской Федерации на двухмесячные периоды. Ставки пошлин в определенном периоде зависели от международных цен на нефть марки «Юралс» за два месяца, предшествующих данному периоду. Таким образом, метод расчета экспортной пошлины на нефть, используемый российским Правительством, приводил к двухмесячной разнице между колебаниями цен на нефть и изменением экспортной пошлины.

Такой подход был изменен в сентябре 2008 г., когда была установлена специальная ставка пошлины за октябрь и ноябрь 2008 г. в размере 372,20 и 287,30 долл./тонну соответственно с целью компенсировать нефтяным компаниям негативное влияние от стремительного снижения цен на нефть. Начиная с декабря 2008 г. расчет ставки пошлины будет производиться ежемесячно на основании мониторинга нефтяных цен за непосредственно предшествующий месяц.

Правительство устанавливает ставку экспортной таможенной пошлины, которая зависит от средней цены на нефть «Юралс» за период мониторинга, согласно следующей таблице:

Котировка цены «Юралс» (Р), долларов США за тонну	Максимальная ставка экспортной таможенной пошлины
0 – 109,50	0%
109,50 – 146,00	35,0% * (Р – 109,50)
146,00 – 182,50	US$ 12,78 + 45,0% * (Р – 146,00)
>182,50	US$ 29,20 + 65,0% * (Р – 182,50)

Ставка экспортной пошлины на нефть уменьшилась в 2009 г. на 50% и составила 179,3 долл./тонну (24,6 долл./барр.) по сравнению с 355,2 долл./тонну (48,7 долл./барр.) в 2008 г. Данное снижение в сравниваемые периоды связано со снижением средних цен «Юралс» на 35% до 61,0 долл./барр. в 2009 г. по сравнению с 94,5 долл./барр. в 2008 г.

Начиная с 2007 г. нефть, экспортируемая с территории России в Белоруссию, подлежит обложению вывозной таможенной пошлиной. В результате последних изменений в таможенном законодательстве Российской Федерации для расчета ставки пошлины на экспорт нефти из России в Белоруссию, установленной Правительством Российской Федерации, должен применяться коэффициент-мультипликатор равный 0,356 в 2009 г. (0,335 в 2008 г. и 0,293 в 2007).

В 2010 г. по соглашению между Российской Федерацией и Республикой Беларусь таможенной пошлиной не будут облагаться поставки нефти из России в Белоруссию в суммарном объёме до 6,3 млн. тонн. Остальной объём нефти будет облагаться экспортной пошлиной по полной ставке.

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

Налог на добавленную стоимость (НДС). Группа является плательщиком НДС в размере 18% на большинство закупок. Уплаченный НДС возмещается против НДС, полученного от продажи на внутреннем рынке. Продажи на экспорт НДС не облагаются. Входящий НДС, относящийся к экспортным продажам, возмещается российским Правительством. В финансовых результатах от основной деятельности Группы исключено влияние НДС.

Налог на прибыль. До 2009 г. прибыль от деятельности Группы в Российской Федерации облагалась налогом на прибыль по ставке 24%. Федеральная ставка налога составляла 6,5%, региональная ставка могла варьироваться от 13,5% до 17,5% по усмотрению региональных органов власти. Начиная с 1 января 2009 г. общая ставка налога на прибыль уменьшилась до 20%, включая федеральную часть, которая уменьшена до 2,0% и региональную часть, интервал изменения которой сейчас составляет от 13,5% до 18,0%.

Результаты деятельности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2009 г. по сравнению с 2008 и 2007 гг.

В нижеприведенной таблице отражены подробные данные по статьям доходов и расходов из консолидированных отчетов о финансовых результатах и совокупной прибыли за указанный период:

(в млн. руб.)	2009	Изменение к 2008, %	2008	Изменение к 2007, %	2007
Всего выручка от реализации и прочие доходы от основной деятельности	**380 648**	**(14,3)%**	**444 332**	**24,7%**	**356 276**
Расходы и прочие вычеты					
Операционные расходы	59 334	(10)%	65 961	10,6%	59 623
Стоимость приобретенных нефти и нефтепродуктов	38 243	(35,1)%	58 919	36,1%	43 297
Затраты на геологоразведочные работы	3 540	(6,1)%	3 770	139,1%	1 577
Транспортные расходы	14 325	24%	11 556	37,1%	8 431
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	26 710	(27)%	36 571	63,6%	22 349
Амортизация, истощение и износ	11 917	17,5%	10 139	(2,3)%	10 379
Убыток от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений	1 284	(23,8)%	1 684	(67,9)%	5 253
Налоги, кроме налога на прибыль	153 797	(29,2)%	217 271	48,5%	146 299
Расходы на содержание социальной инфраструктуры и передачу объектов социальной сферы	2 789	(34,5)%	4 258	82%	2 340
Итого расходы и прочие вычеты	**311 939**	**(23,9)%**	**410 129**	**36,9%**	**299 548**
Доходы/(расходы) от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия	510	105,3%	(9 556)	(265,1)%	5 789
Убыток по курсовым разницам	(920)	(85)%	(6 135)	133,9%	(2 623)
Доходы по процентам	4 216	12,3%	3 753	35%	2 779
Расходы по процентам, за вычетом капитализированной суммы	(626)	7,9%	(580)	866,7%	(60)
Прочие доходы/(расходы), нетто	2 637	174,7%	(3 531)	88 175%	(4)
Итого прочие доходы/(расходы)	**5 817**	**136,2%**	**(16 049)**	**(372,9)%**	**5 881**
Прибыль до налога на прибыль и доли неконтролирующих акционеров	**74 526**	**310,5%**	**18 154**	**(71)%**	**62 609**
Текущий налог на прибыль	(17 527)	9,3%	(16 043)	(15,1)%	(18 895)
(Расход) / доход по отложенному налогу на прибыль	(29)	(100,4)%	6 701	945,4%	641
Итого расходы по налогу на прибыль	**(17 556)**	**87,9%**	**(9 342)**	**(48,8)%**	**(18 254)**
Чистая прибыль	**56 970**	**546,5%**	**8 812**	**(80,1)%**	**44 355**
За вычетом: доли неконтролирующих акционеров в чистой прибыли	(2 598)	551,1%	(399)	(62,9)%	(1 076)
Чистая прибыль акционеров Группы	**54 372**	**546,3%**	**8 413**	**(80,6)%**	**43 279**

Ниже приведен анализ основных вышеуказанных финансовых показателей.

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:

(в млн. руб.)	2009	2008	2007
Нефть	300 077	346 261	270 960
Нефтепродукты	42 934	55 544	43 226
Нефтехимия	19 849	21 993	23 180
Прочая реализация	17 788	20 534	18 910
Итого выручка и прочие операционные доходы	**380 648**	**444 332**	**356 276**

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Выручка и прочие операционные доходы в 2009 г. уменьшились на 14,3% до 380 648 млн. руб. по сравнению с 444 332 млн. руб. в 2008 г. Уменьшение доходов преимущественно было связано с общим снижением цен на нефть и нефтепродукты.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Выручка и прочие операционные доходы в 2008 г. увеличились на 24,7% до 444 332 млн. руб. по сравнению с 356 276 млн. руб. в 2007 г. Основные причины роста были связаны с общим повышением цен на нефть и нефтепродукты, а также увеличением объемов реализации нефти в страны дальнего зарубежья.

Выручка от реализации нефти

В 2009 г. выручка от реализации нефти уменьшилась на 13,3% и составила 300 077 млн. руб. по сравнению с 346 261 млн. руб. в 2008 г. (в 2008 г. увеличилась на 27,8% по сравнению с 270 960 млн. руб. в 2007 г.). В нижеприведенной таблице раскрыт анализ выручки от реализации нефти:

	2009	Изменение к 2008, %	2008	Изменение к 2007, %	2007
Сырая нефть- реализация на внутреннем рынке					
Выручка (млн. руб.)	55 070	*(16,3)%*	65 806	*19.7%*	54,954
Объем (тыс. тонн)	*8 638*	*(5,7)%*	*9 162*	*2.3%*	*8,957*
Цена реализации (руб./тонну)	*6 375*	*(11,2)%*	*7 183*	*17.1%*	*6,135*
Сырая нефть- реализация в СНГ [1]					
Выручка (млн. руб.)	16 829	*6,5%*	15 800	*(72.7)%*	57,893
Объем (тыс. тонн)	*1 640*	*3,3%*	*1 587*	*(70.6)%*	*5,401*
Цена реализации (руб./тонну)	*10 262*	*3,1%*	*9 956*	*(7.1)%*	*10,719*
Сырая нефть- реализация в странах дальнего зарубежья					
Выручка (млн. руб.)	228 178	*(13,8)%*	264 655	*67.4%*	158,113
Объем (тыс. тонн)	*16 575*	*6%*	*15 637*	*26.2%*	*12,394*
Цена реализации (руб./тонну)	*13 766*	*(18,7)%*	*16 925*	*32.7%*	*12,757*

[1] – сокращение СНГ означает Содружество Независимых Государств.

Выручка от реализации нефтепродуктов

В 2009 г. выручка от реализации нефтепродуктов уменьшилась на 22,7% и составила 42 934 млн. руб. по сравнению с 55 544 млн. руб. в 2008 г. (в 2008 г. увеличилась на 28,5% по сравнению с 43 226 млн. руб. в 2007 г.). В приведенной ниже таблице представлен анализ выручки от реализации нефтепродуктов:

	2009	Изменение к 2008, %	2008	Изменение к 2007, %	2007
Нефтепродукты - реализация на внутреннем рынке					
Выручка (млн. руб.)	37 406	*(23,2)%*	48 707	*31,6%*	37 013
Объем (тыс. тонн)	*2 660*	*(8)%*	*2 892*	*(1,6)%*	*2 939*
Цена реализации (руб./тонну)	*14 062*	*(16,5)%*	*16 842*	*33,7%*	*12 594*
Нефтепродукты - реализация в СНГ					
Выручка (млн. руб.)	1 189	*76,7%*	673	*(74,8)%*	2 669
Объем (тыс. тонн)	*112*	*111,3%*	*53*	*(64,7)%*	*150*
Цена реализации (руб./тонну)	*10 616*	*(16,4)%*	*12 698*	*(28,6)%*	*17 793*
Нефтепродукты - реализация в странах дальнего зарубежья					
Выручка (млн. руб.)	4 339	*(29,6)%*	6 164	*73,9%*	3 544
Объем (тыс. тонн)	*340*	*(16,7)%*	*408*	*24%*	*329*
Цена реализации (руб./тонну)	*12 762*	*(15,5)%*	*15 108*	*40,3%*	*10 772*

Выручка от реализации продукции нефтехимии

В таблице приведен анализ выручки от реализации продукции нефтехимии:

(в млн. руб.)	2009	Изменение к 2008, %	2008	Изменение к 2007, %	2007
Реализация шин	18 864	*(11,1)%*	21 209	*(5,8)%*	22 516
Реализация прочей продукции нефтехимии	985	*25,6%*	784	*18,1%*	664
Итого реализация продукции нефтехимии	**19 849**	***(9,7)%***	**21 993**	***(5,1)%***	**23 180**

Снижение выручки от реализации продукции нефтехимии обусловлено снижением объемов реализации шин. Производство шин Группой в 2009 г. уменьшилось на 21% по сравнению с 2008 г. и составило 9,4 млн. шин (в 2008 г. снизилось на 4% по сравнению с 2007 г.), что произошло в результате снижения спроса на шины.

Прочая реализация

Прочая реализация в 2009 г. уменьшилась на 13,4% и составила 17 788 млн. руб. по сравнению с 20 534 млн. руб. в 2008 г. (увеличилась на 8,6% в 2008 г. по сравнению с 18 910 млн. руб. в 2007 г.). Прочая реализация представляет собой реализацию материалов, оборудования и различных видов нефтесервисных услуг (таких как бурение, строительство и ремонт скважин, геофизические работы), предоставляемых Группой сторонним предприятиям.

Расходы и прочие вычеты

Операционные расходы. Операционные расходы включают в себя следующие расходы:

(в млн. руб.)	2009	2008	2007
Расходы на добычу нефти	28 549	29 273	22 009
Расходы на производство продукции нефтехимии	16 771	18 415	18 287
Прочие операционные расходы	13 565	18 763	19 168
Изменение операционных расходов в составе запасов нефти, произведенной Группой*	449	(490)	159
Итого операционные расходы	**59 334**	**65 961**	**59 623**

** 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.*

Основные виды операционных расходов включают в себя следующие основные категории: извлечение нефти из пластов, затраты по очистке и переработке нефти, себестоимость производства продуктов нефтехимии, расходы на материалы кроме нефти и газа и прочие прямые расходы.

Расходы на добычу нефти. Расходы Группы на добычу состоят из расходов на добычу нефти и газа, понесенные 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 нефти и газа, и прочие подобные расходы.

Затраты подразделений и дочерних предприятий Компании, связанные с закупкой товаров и услуг (таких как электричество, отопление, и т.д.), которые не имеют отношения к основному виду деятельности, начисленные обязательства, связанные с окончанием срока использования активов, и изменение запасов нефти и нефтепродуктов, были исключены из состава затрат на добычу нефти и вошли в состав прочих операционных расходов.

Сравнение 2009 и 2008 гг.

В 2009 г. расходы на добычу нефти составили 153,5 руб./барр. по сравнению с 157,7 руб./барр. в 2008 г. Уменьшение на 2,6% преимущественно было обусловлено снижением определенных затрат на ремонт оборудования, а также прочих затрат.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

В 2008 г. расходы на добычу нефти увеличились на 32,4% по сравнению с 119,1 руб./барр. в 2007 г., что преимущественно обусловлено повышением стоимости услуг по эксплуатации оборудования, ремонта и тарифов на электричество.

Затраты на производство продукции нефтехимии. Затраты на производство продукции нефтехимии преимущественно состоят из затрат на материалы, заработную плату, текущий ремонт и электричество, потребляемое в процессе производства продукции нефтехимии.

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Затраты на производство продукции нефтехимии уменьшились на 8,9% и составили 16 771 млн. руб. в 2009 г. по сравнению с 2008 г., в основном, из-за снижения объемов производства продукции нефтехимии.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

В 2008 г. затраты на производство продуктов нефтехимии увеличились на 0,7% и составили 18 415 млн. руб., что преимущественно связано с ростом тарифов на электричество, заработной платы и затрат на ремонт. Данное увеличение было относительно незначительным и было обусловлено более низким объемом производства шин и прочих продуктов нефтехимии в 2008 г. по сравнению с 2007 г.

Прочие операционные расходы включают в себя начисленные обязательства, связанные с окончанием срока использования активов, а также себестоимость прочих услуг, товаров и материалов, не связанных с производством нефти и газа.

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Прочие операционные расходы уменьшились до 13 565 млн. руб., или на 27,7% по сравнению с 2008 г. преимущественно за счет снижения затрат на прочие услуги.

Сравнение 2008 и 2007 гг.
Прочие операционные расходы уменьшились до 18 763 млн. руб., или на 2,1% по сравнению с 2007 г. за счет снижения затрат на прочие услуги. Также, прочие операционные расходы в 2008 г. включали часть переоценки пенсионных обязательств Группы своим сотрудникам на сумму 855 млн. руб.

Стоимость приобретенных нефти и нефтепродуктов. В приведенной ниже таблице раскрыты закупки нефти и нефтепродуктов в соответствующих периодах 2009, 2008 и 2007 гг.:

(в млн. руб.)	**2009**	**2008**	**2007**
Стоимость приобретенной нефти (млн. руб.)	9 420	20 873	13 359
Объем (тыс. тонн)	845	*1 656*	*1 334*
Средняя цена (руб./тонну)	*11,148*	*12 603*	*10 014*
Стоимость приобретенных нефтепродуктов (млн. руб.)	28 823	38 046	29 938
Объем (тыс. тонн)	*2,007*	*2 331*	*2 403*
Средняя цена (руб./тонну)	*14,361*	*16 319*	*12 460*
Итого стоимость приобретенных нефти и нефтепродуктов	**38 243**	**58 919**	**43 297**

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Закупки нефти уменьшились на 55% до 9 420 млн. руб. в 2009 г. по сравнению с 20 873 млн. руб. в 2008 г., за счет снижения объемов закупок нефти для перепродажи на 49%, а также снижения средней закупочной цены за тонну на 12%.

Закупки нефтепродуктов уменьшились на 24% и составили 28 823 млн. руб. в 2009 г. по сравнению с 38 046 млн. руб. в 2008 г., в основном, за счет снижения объемов закупок нефтепродуктов, а также снижения средней закупочной цены за тонну на 12%.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Закупки нефти увеличились на 56% до 20 873 млн. руб. в 2008 г. по сравнению с 13 359 млн. руб. в 2007 г., за счет повышения объемов закупок нефти для перепродажи на 24%, а также роста средней закупочной цены за тонну на 26%.

Закупки нефтепродуктов увеличились на 27% и составили 38 046 млн. руб. в 2008 г. по сравнению с 29 938 млн. руб. в 2007 г. за счет роста средней закупочной цены за тонну на 31%.

Затраты на геологоразведочные работы преимущественно состоят из затрат на поисково-разведочное бурение, геологических и геофизических затрат, и затрат на содержание и сохранение неразработанных месторождений.
Сравнение 2009 и 2008 гг.

Затраты на геологоразведочные работы уменьшились до 3 540 млн. руб. в 2009 г. по сравнению с 3 770 млн. руб. в 2008 г. Затраты на геологоразведочные работы в 2008 г. содержали накопленные убытки прошлых лет компаний, занятых в разведке и добыче, первично консолидированных в отчетность 2008 г. в соответствии с положениями Кодификации ASC-810 (ранее стандарт FIN 46R) в размере 1 455 млн. руб. Увеличение затрат на геологоразведочные работы на 53% без учета разовой корректировки произошло в основном за счет увеличения расходов в Ливии.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Затраты на геологоразведочные работы увеличились до 3 770 млн. руб. в 2008 г. по сравнению с 1 577 млн. руб. в 2007 г., преимущественно, в результате первичной консолидации разведочных компаний в соответствии с положениями ASC-810. В результате их деятельности пока не обнаружены запасы сырой нефти или газа. Инвестиции в данные компании ранее учитывались методом долевого участия. Накопленные убытки данных компаний были отражены в финансовой отчетности Группы за 2008 г. в сумме 1 455 млн. руб.

Транспортные расходы. Транспортные расходы связаны с доставкой собственной нефти и покупной нефти и нефтепродуктов, возникающие, в основном, при транспортировке нефти нашим покупателям через нефтепроводы компании Транснефть.

Сравнение 2009 и 2008 гг.

В 2009 г. транспортные расходы увеличились на 24% и составили 14 325 млн. руб. по сравнению с 11 556 млн. руб. в 2008 г. в результате увеличения транспортных тарифов, а также увеличения поставок сырой нефти через порт Южный в Украине, ранее отгружаемой по трубопроводу Дружба.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

В 2008 г. транспортные расходы увеличились на 37,1% и составили 11 556 млн. руб. по сравнению с 8 431 млн. руб. в 2007 г. в результате увеличения транспортных тарифов.

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 производственные расходы, страхование, расходы на рекламу, расходы по программе поощрения сотрудников акциями, расходы на юридические, аудиторские, консультационные услуги, расходы на благотворительность и прочие расходы, включая резерв по сомнительным долгам.

Сравнение 2009 и 2008 гг.

В 2009 г. коммерческие, общехозяйственные и административные расходы уменьшились на 9 861 млн. руб. по сравнению с 2008 г. и составили 26 710 млн. руб., что связано со снижением суммы резерва по сомнительным долгам, созданного по дебиторской задолженности. Группа в отчетности за 2008 г. отразила резерв по сомнительным долгам по дебиторской задолженности, относящейся к продажам сырой нефти в Украину до октября 2007 г., в сумме 10 786 млн. руб. (439,4 млн. долл. США). Взыскание части дебиторской задолженности в размере 3 174 млн. руб. в течение отчетного периода привело к снижению суммы резерва до 10 111 млн. руб. (334,3 млн. долл. США) по состоянию на 31 декабря 2009 г.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

В 2008 г. коммерческие, общехозяйственные и административные расходы увеличились на 14 222 млн. руб. и составили 36 571 млн. руб. по сравнению с 2007 г., что связано с отражением резерва по сомнительным долгам по продажам сырой нефти в Украину до октября 2007 г. на сумму 10 786 млн. руб. (см. секцию Договорные и условные обязательства на стр. 24-25). Также, Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы в 2008 г. включали часть переоценки пенсионных обязательств Группы своему руководству на сумму 803 млн. руб.

Убыток от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений.

Сравнение 2009 и 2008 гг.

В 2009 г. убыток от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений составил 1 284 млн. руб. по сравнению с 1 684 млн. руб. в 2008 г. Убыток 2009 г. включал, в основном, снижение стоимости наших прямых инвестиций в компанию Укртатнафта в размере 606 млн. руб.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

В 2008 г. убыток от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений включал следующие разовые корректировки:

- снижение стоимости в сумме 2 587 млн. руб., в соответствии с положениями стандарта SFAS 144 ОПБУ США (сейчас Кодификация ASC 360), долгосрочных активов ОАО ЛДС-1000, владельца и оператора хоккейной арены в городе Казань, приобретенного в апреле 2006 г.;
- резерв под обесценение, связанный с косвенными инвестициями в ЗАО «Укртатнафта» в сумме 2 004 млн. руб. (см. секцию Договорные и условные обязательства на стр. 24-25);
- списание невозвратного долга не связанной с Группой компании, находящейся в процессе ликвидации в сумме 960 млн. руб.;
- накопленные убытки компании в нефтехимическом сегменте, первично консолидированной в отчетность Группы, в сумме 689 млн. руб.

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

	2009	**2008**	**2007**
Экспортные пошлины	97 169	136 541	85 327
Налог на добычу полезных ископаемых	53 571	77 235	58 049
Налог на имущество	1 916	1 493	1 398
Акцизы	346	328	300
Штрафы и пени	94	121	205
Прочие	701	1 553	1 020
Итого налоги, кроме налога на прибыль	**153 797**	**217 271**	**146 299**

Сравнение 2009 и 2008 гг.

В 2009 г. налоги, кроме налога на прибыль уменьшились на 29,2% и составили 153 797 млн. руб. по сравнению с 217 271 млн. руб. в 2008 г. Уменьшение преимущественно обусловлено снижением экспортных пошлин и налога на добычу полезных ископаемых, которые привязаны к рыночной цене на нефть. В 2009 г. по сравнению с 2008 г. экспортные пошлины, уплаченные Группой, уменьшились на 28,8%. Расходы по налогу на добычу полезных ископаемых Группы уменьшились на 30,6%. Наши расходы по акцизам увеличились до 346 млн. руб. по сравнению с 328 млн. руб. в 2008 г,. Прочие налоги включают земельный налог и невозмещаемый НДС.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

В 2008 г. налоги, кроме налога на прибыль увеличились на 48,5% и составили 217 271 млн. руб. по сравнению с 146 299 млн. руб. в 2007 г. Увеличение преимущественно обусловлено повышением экспортных пошлин и налога на добычу полезных ископаемых, которые привязаны к рыночной цене на нефть, что было частично компенсировано введением дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых. В 2008 г. по сравнению с 2007 г. наши экспортные пошлины увеличились на 60%, в то время как увеличение установленной ставки экспортной пошлины произошло на 72%. Налог на добычу полезных ископаемых Группы увеличился на 33,1%, в то время как установленная ставка налога на добычу полезных ископаемых увеличилась на 35%. Наши расходы на акцизы увеличились до 328 млн. руб. по сравнению с 300 млн. руб. в 2007 г., что произошло преимущественно в результате увеличения производства и продажи на внутреннем рынке налогооблагаемых видов нефтепродуктов (преимущественно дизельного топлива и бензина).

С 1 января 2007 г. расчет ставки по налогу на добычу полезных ископаемых был пересмотрен с целью предоставления льготы для месторождений, у которых коэффициент выработанности составляет 80% и более, как определено по Российской классификации запасов и ресурсов. По новым правилам Компания получает льготу в размере 3,5% на месторождение за каждый процент выработанности, превышающий 80%. Поскольку Ромашкинское месторождение, самое большое месторождение Компании, совместно с некоторыми другими месторождениями, имеет процент выработанности более 80%. Компания получила льготу по налогу на добычу полезных ископаемых в 2009 г. в размере 6,96 млрд. руб. по сравнению с 8,31 млрд. руб. в 2008 г. и 5,07 млрд. руб. в 2007 г., что связано преимущественно с изменением цен на нефть, используемых в формуле расчета этого налога, а также дальнейшими изменениями в налоговом законодательстве, введенными в действие с 1 января 2009 г. (см. секцию Основные макроэкономические и прочие факторы, влияющие на результаты деятельности Группы – Налогообложение - Ставка налога на добычу полезных ископаемых на стр. 11).

С апреля 2007 г., Компания применила нулевую ставку по налогу на добычу полезных ископаемых для сверхвязкой нефти (битумов), добытой на Ашальчинском и Мордово-Кармальском месторождениях, в результате чего в 2009 г. налоговые льготы составили приблизительно 55 млн. руб. по сравнению с 57 млн. руб. в 2008 г. и 20 млн. руб. в 2007 г.

Расходы на содержание социальной инфраструктуры и передачу объектов социальной сферы. Расходы на содержание социальной инфраструктуры преимущественно связаны со строительством и содержанием жилья, школ, объектов культурно-оздоровительного назначения Республики Татарстан.

Сравнение 2009 и 2008 гг.

В 2009 г. расходы на содержание социальной инфраструктуры и передачу объектов социальной сферы составили 2 789 млн. руб. по сравнению с расходами в размере 4 258 млн. руб. в 2008 г. (которые включали разовую корректировку).

Сравнение 2008 и 2007 гг.

В 2008 г. расходы на содержание социальной инфраструктуры и передачу объектов социальной сферы выросли до 4 258 млн. руб. по сравнению с 2 340 млн. руб. в 2007 г., что связано с выбытием медицинского актива Группы, относящегося к социальной сфере, на сумму 1 379 млн. руб.

Прочие доходы (расходы)

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Группа отразила доход от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия в размере 510 млн. руб. в 2009 г. по сравнению с 9 556 млн. руб. убытка в 2008 г., в результате получения прибыли от доли владения в Банке Зенит в размере 513 млн. руб. в 2009 г. по сравнению с полученными убытками от доли владения в Банке Зенит в размере 112 млн. руб. в 2008 г., а также снижения убытка от участия в IPCG Фонде (141 млн. рублей), по сравнению с нашей долей в убытках IPCG Фонда в размере 9 470 млн. руб. в 2008 г.

Группа также отразила убыток по курсовым разницам в размере 920 млн. руб. в 2009 г. по сравнению с 6 135 млн. руб. убытка в 2008 г. Убыток в текущем периоде состоит из убытка по курсовым разницам от деноминированных в долларах США продаж нефти, частично компенсированного доходом по курсовым разницам в сумме 430 млн. руб. по банковскому займу, деноминированному в долларах США, возникшим по долгосрочному соглашению на строительство ТАНЕКО комплекса нефтеперерабатывающего и нефтехимического заводов.

В 2009 г. доходы по процентам увеличились до 4 216 млн. руб. на 12,3% по сравнению с 2008 г., что связано с увеличением доходов по процентам, полученным по нашим краткосрочным депозитным сертификатам.

В 2009 г. расходы по процентам, за вычетом капитализированной суммы, увеличились до 626 млн. руб. по сравнению с 580 млн. руб. в 2008 г., что связано с увеличением заемных средств, не связанных с соглашениями по синдицированным займам.

Прочие доходы, нетто, в 2009 г. составили 2 637 млн. руб. по сравнению с 3 531 млн. руб. прочих расходов, нетто в 2008 г., что преимущественно связано с увеличением реализованного дохода по операциям с торговыми ценными бумагами.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Группа понесла убытки от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия, которые составили 9 556 млн. руб. в 2008 г. по сравнению с 5 789 млн. руб. дохода в 2007 г., в результате нашей доли в убытках IPCG Фонда в размере 9 470 млн. руб. в 2008 г, по сравнению с нашей долей в прибыли в размере 4 545 млн. руб. в 2007 году.

В 2008 г. убыток по курсовым разницам увеличился до 6 135 млн. руб. по сравнению с 2 623 млн. руб. в 2007 г., что связано со снижением среднего обменного курса российского рубля по отношению к доллару США в 2008 г. по сравнению с 2007 г. Данный убыток в основном был понесен в результате убытка по курсовым разницам в сумме 6 582 млн. руб. по банковскому займу, деноминированному в долларах США, в соответствии с долгосрочным соглашением на строительство ТАНЕКО комплекса нефтеперерабатывающего и нефтехимического заводов.

В 2008 г. доходы по процентам увеличились на 35% до 3 753 млн. руб. по сравнению с 2007 г., что связано с увеличением доходов по процентам, полученным по нашим краткосрочным и долгосрочным депозитным сертификатам. В 2008 г. расходы по процентам, за вычетом капитализированной суммы, увеличились с 60 млн. руб. до 580 млн. руб. по сравнению с 2007 годом, что связано с увеличением заемных средств, не связанных с соглашениями по синдицированным займам.

Прочие расходы, нетто, в 2008 г. составили 3 531 млн. руб. по сравнению с 4 млн. руб. прочих расходов, нетто в 2007 г., что преимущественно связано с реализованными убытками по операциям с торговыми ценными бумагами.

Налог на прибыль

Эффективная ставка налогообложения в 2009 г. составила 23,6%, что превышает ставку налога на прибыль 20%, установленную в Российской Федерации, что обусловлено невычитаемыми или частично вычитаемыми расходами, возникшими в течение периода.

Сверка чистой прибыли и EBITDA (прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации)

(в млн. руб.)	2009	2008	2007
Чистая прибыль акционеров Группы	54 372	8 413	43 279
Плюс:			
Доля неконтролирующих акционеров	2 598	399	1 076
Расходы по налогу на прибыль	17 556	9 342	18 254
Амортизация, истощение и износ	11 917	10 139	10 379
Расходы по процентам	626	580	60
Доходы по процентам	(4 216)	(3 753)	(2 779)
EBITDA	**82 853**	**25 120**	**70 269**

Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (EBITDA) не является финансовым показателем, предусмотренным ОПБУ США. Однако мы используем его, так как считаем, что этот показатель представляет 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 ОПБУ США 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 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, подготовленными в соответствии с ОПБУ США. EBITDA не отражает необходимость в замещении наших основных средств.

Кредитные рейтинги

В декабре 2009 г. рейтинговое агентство Fitch Ratings подтвердило долгосрочный рейтинг дефолта эмитента Группы на уровне BB с прогнозом «стабильный».

В июне 2009 г. рейтинговое агентство Moody's подтвердило корпоративный кредитный рейтинг Группы на уровне Ba2 с прогнозом «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.

Основные финансовые показатели

В нижеприведенной таблице раскрыты основные финансовые показатели:

(в млн. руб.)	На 31 декабря 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Текущие активы	135 914	116 620	126 595
Долгосрочные активы	359 828	276 360	243 624
Итого активы	**495 742**	**392 980**	**370 219**
Текущие обязательства	110 894	32 043	38 428
Долгосрочные обязательства	71 341	96 078	63 233
Итого обязательства	**182 235**	**128 121**	**101 661**
Акционерный капитал	**313 507**	**264 859**	**268 558**
Оборотный капитал	25 020	84 577	88 167

Изменения в оборотном капитале

По состоянию на 31 декабря 2009 г. оборотный капитал Группы составил 25 020 млн. руб. по сравнению с 84 577 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2008 г. (88 167 млн. руб. на 31 декабря 2007 г.). Уменьшение оборотного капитала связано с увеличением текущих обязательств, в основном, в связи с увеличением текущей части долгосрочных кредитов и займов, относящихся к соглашению на 2 млрд. долларов США на строительство ТАНЕКО комплекса нефтеперерабатывающего и нефтехимического заводов.

Ликвидность и собственный капитал

В нижеприведенной таблице приведен анализ движения денежных средств:

(в млн. руб.)	2009	2008	2007
Чистые денежные средства, поступившие от операционной деятельности	66 603	47 852	48 033
Чистые денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	(91 328)	(61 735)	(39 624)
Чистые денежные средства, поступившие от / (использованные на) финансовую деятельность	24 148	14 291	(2 268)
Чистое изменение остатков денежных средств и их эквивалентов	(577)	408	6 141

Чистые денежные средства, поступившие от операционной деятельности

Основным источником денежных средств являются денежные средства, полученные от основной деятельности. Чистые денежные средства, поступившие от операционной деятельности в 2009 г. увеличились на 39,2% и составили 66 603 млн. руб. по сравнению с 47 852 млн. руб. в 2008 г., что преимущественно обусловлено снижением затрат в 2009 г. (в 2008 г. уменьшились на 0,4% по сравнению с 48 033 млн. руб. в 2007 г., что преимущественно обусловлено снижением способности Группы генерировать денежные средства в четвертом квартале 2008 г.).

Чистые денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность

Отток денежных средств на инвестиционную деятельность в 2009 г. увеличился на 47,9% и составил 91 328 млн. руб. по сравнению с 61 735 млн. руб. в 2008 г. (в 2008 г. увеличился на 55,8% по сравнению с 39 624 млн. руб. в 2007 г.), что преимущественно связано с увеличением расходов, относящихся к строительству ТАНЕКО комплекса нефтеперерабатывающего и нефтехимического заводов.

Чистые денежные средства, поступившие от / (использованные на) финансовую деятельность

В 2009 г. приток денежных средств от финансовой деятельности, составил 24 148 млн. руб. по сравнению с притоком денежных средств в сумме 14 291 млн. руб. в 2008 г. (по сравнению с 2 268 млн. руб. оттока денежных средств в 2007 г.), что преимущественно связано с нетто-изменением поступлений и выплат денежных средств по кредитам и займам, которое в 2009 г. составило 34 721 млн. руб. поступлений по сравнению с 29 749 млн. руб. поступлений в 2008 г. (в 2007 г. – нетто-поступлений в размере 9 283 млн. руб.).

Поступления основных средств

Поступления основных средств (в разбивке по сегментам) в 2009 г. по сравнению с 2008 и 2007 гг., представлены ниже:

(в млн. руб.)	**2009**	**2008**	**2007**
Разведка и добыча нефти	16 455	23 391	19 445
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	64 805 [(1)]	26 613	10 754
Нефтехимия	5 947[(2)]	6 263	2 061
Корпоративный и прочие	2 052	4 207	2 175
Итого поступление основных средств	**89 259**	**60 474**	**34 435**

[(1)] Включает 64 086 млн. руб. затрат, относящихся к строительству нефтеперерабатывающего комплекса ТАНЕКО
[(2)] Включает 5 334 млн. руб. затрат, относящихся к новому заводу по выпуску цельнометаллокордных шин

Анализ задолженности

На 31 декабря 2009 г. долгосрочные кредиты и займы, включая их текущую часть, составляли 79 831 млн. рублей по сравнению с 44 889 млн. рублей на 31 декабря 2008 г. (9 326 млн. руб. на 31 декабря 2007 г.). Задолженность по долгосрочным кредитам и займам увеличилась в результате получения последующих сумм в рамках 2 млрд. долларов США по долгосрочному соглашению на строительство ТАНЕКО комплекса нефтеперерабатывающего и нефтехимического заводов (задолженность по данному соглашению по состоянию на 31 декабря 2009 г. составила 60 488 млн. руб. (2 млрд. долл. США)). Также Компания заключила кредитное соглашение на два транша сроком на 3 и 5 лет с синдикатом банков (WestLB AG, Bayerische Hypo-und Vereinsbank AG, ABN AMRO Bank N.V., ОАО «Газпромбанк», Банком Москвы и Nordea Bank), на общую сумму до 1,5 млрд. долларов США (задолженность по данному соглашению по состоянию на 31 декабря 2009 г. составила 7 561 млн. руб. (250 млн. долл. США)).

Сроки погашения долгосрочной задолженности, являющейся непогашенной на 31 декабря 2009 г., включая текущую часть, представлены ниже:

(в млн. рублей)	**На 31 декабря 2009**
2010	63 243
2011	12 889
2012	2 700
2013	-
2014	-
2015	31
2016 и позже	968
Итого долгосрочная задолженность	**79 831**

Договорные обязательства, условные события и забалансовые обязательства

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 услуг. Такие расходы регулярно утверждаются Советом Директоров после консультаций с правительственными органами и относятся на расходы в момент их возникновения.

Гарантии

По состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. Группа не имела обязательств по гарантиям.

Обязательства, связанные с юридическими вопросами

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 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.

Договорные и условные обязательства

ЗАО «Укртатнафта»

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% 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 «Нафтогазу» 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 г. руководство ЗАО «Укртатнафта», назначенное акционерами компании, было насильно отстранено на основании сомнительного судебного решения. После этого вновь назначенное руководство ЗАО «Укртатнафта» осуществило ряд действий, направленных на легализацию контроля МТЭУ над акциями ЗАО «Укртатнафта», принадлежащими AmRUZ и Seagroup. Кроме того, впоследствии ЗАО «Укртатнафта» отказалось погасить свою задолженность перед «ЧМПКП Авто» (см. Примечание 4), 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» и инициировала процессуальные действия в международном арбитраже по оспариванию действий украинской стороны.

В мае 2008 г. Компания возбудила иск в международном арбитраже 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 убытков, понесенных Компанией вследствие насильственного захвата ЗАО «Укртатнафта». Компания обратилась в арбитраж с иском о признании нарушения Украиной Российско-украинского соглашения и требованием к МТЭУ возвратить законное руководство ЗАО «Укртатнафта» и выплатить компенсацию в размере не менее 2,4 млрд. долларов США.

В ноябре 2009 г. Хозяйственный суд г. Полтавы по настоянию прокуратуры принял решение о возвращении учредителям 8,6% вкладов в уставный капитал ЗАО «Укртатнафта» без какой бы то ни было компенсации Компании. Это решение еще не приобрело законной силы и в настоящий момент находится в стадии апелляции.

В настоящее время осуществляется ряд юридических процедур в Украинских, Российских и Международных Судах по возвращению активов Группы. На 31 декабря 2009 г., все юридические процедуры, указанные выше не дали существенных результатов. В результате продолжающихся судебных разбирательств в отношении интересов акционеров в 2009 г. Компания создала в полном объеме резерв на обесценение своих инвестиций в ЗАО «Укртатнафта».

Рыночные риски

Мы подвержены рыночному риску, связанному с изменениями, как обменного курса иностранных валют, так и процентных ставок. Мы подвержены валютному риску в связи с тем, что наши расходы номинированы в иностранной валюте. Мы подвержены рыночному риску, связанному с изменениями процентных ставок, которые могут затронуть стоимость нашего финансирования. Мы не используем финансовые инструменты (такие как форвардные валютные контракты, валютные опционы, процентные свопы и соглашения о будущей процентной ставке) для управления этими рыночными рисками. Кроме того, мы не владеем и не выпускаем производные и другие финансовые инструменты для целей торговли на фондовом рынке.

Риск изменения ставки процента

Мы подвержены процентному риску в отношении нашей задолженности, на которую проценты начисляются по плавающей ставке и в меньшей степени на нашу задолженность по фиксированной ставке. По состоянию на 31 декабря 2008 г. наша задолженность по кредитам составляла примерно 88 074 млн. руб., из которых примерно на 18 988 млн. руб. проценты начислялись по фиксированной ставке, а на 69 086 млн. руб. проценты начислялись по плавающей ставке, определяемой исходя из ЛИБОР для займов в долларах США (см. Примечание 11 «Займы» к аудированной консолидированной финансовой отчетности).

Мы производим заимствования для поддержания наших корпоративных целей, включая капитальные затраты и потребность в оборотных средствах. Повышение плавающей ставки приводит к увеличению стоимости новых заимствований и процентной ставки по непогашенным заимствованиям с переменной ставкой. Изменения процентной ставки могут также привести к значительным изменениям рыночной стоимости наших долговых обязательств. Однако, наша зависимость от уменьшения размера процентных ставок и соответствующего увеличения рыночной стоимости нашего долгового портфеля, оказала бы неблагоприятное воздействие на наши результаты только в той мере, в какой мы решили бы выкупить или каким-то иным образом погасить весь или часть портфеля наших долгов с фиксированной ставкой по ценам выше балансовой стоимости.

Валютный риск

Наш основной валютный риск связан с изменениями стоимости рубля по отношению к доллару США. На 31 декабря 2009 г. наша задолженность примерно на сумму 85 682 млн. руб. была деноминирована в долларах США (из общей суммы нашей задолженности в размере около 88 074 млн. руб. по состоянию на указанную дату). Обесценение стоимости рубля по отношению к доллару США приводит к увеличению рублевого эквивалента наших расходов и издержек, номинированных в иностранной валюте, а также стоимость наших обязательств по обслуживанию задолженности, выраженной в иностранной валюте. Обесценивание рубля по

отношению к доллару США также приводит к курсовым убыткам в связи с ростом рублевого эквивалента нашей валютной задолженности. По нашему мнению, риски, связанные с нашей валютной позицией, уменьшаются в связи с тем, что значительная часть нашей выручки деноминирована в долларах США, а потому в большей степени соответствует нашим валютным издержкам и обязательствам по обслуживанию задолженности. Кроме того, сумма нашей дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2009 г., составлявшая 22 130 млн. руб., также была выражена в долларах США и способствовала снижению нашей зависимости от колебаний курсов иностранных валют. По состоянию на 31 декабря 2009 г. курс рубля по отношению к доллару США вырос примерно на 2,9% с 31 декабря 2008 г. В 2009 г. Группа отразила чистый убыток по курсовым разницам, в размере 920 млн. рублей.

Риск, связанный с товарными ценами

Практически вся наша нефть и нефтепродукты реализуются в соответствии с краткосрочными контрактами и на спотовом рынке по ценам, отражающим конъюнктуру рынка. Рыночные цены при экспортной реализации нефти и нефтепродуктов зависят от динамики сделок на рынке товарных фьючерсов. Средние цены продаж могут отличаться от рыночных цен в результате неравномерного распределения объемов в течение всего периода, различий в качестве, условий поставки, отличающихся от справочных цен, различных условиях на местных рынках и других факторов. Цены внутреннего рынка в целом следуют за динамикой цен мирового рынка, но отличаются изменчивостью, обусловленной характером российского рынка. Мы не применяем каких-либо производных финансовых инструментов для хеджирования своих продаж сырой нефти и нефтепродуктов в целях уменьшения своей подверженности ценовому риску.

Принципиальные аспекты учетной политики и оценки

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с GAAP США требует от руководства выбрать соответствующую политику отчетности, а также оценки и допущения, которые влияют на сообщаемые суммы активов, пассивов, доходов и расходов и раскрытие информации об условных активах и пассивах. 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 бумаг 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 частностей, 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 и обменных курсов;
- 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 отчуждение активов;
- технологические изменения; и
- успешное преодоление нами рисков того, о чем говорилось выше.

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