

## Анализ руководством Компании финансового состояния и результатов деятельности

Данный отчет представляет собой обзор руководством финансового состояния и результатов деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» по состоянию на 31 декабря 2006 г. и за каждый год, закончившийся 31 декабря 2004, 2005 и 2006 гг., и важнейших тенденций, которые могут влиять на будущие результаты его деятельности, и должен рассматриваться вместе с консолидированной финансовой отчетностью и примечаниями к ней, а также вместе с дополнительно раскрываемой информацией о деятельности нефтегазодобывающих предприятий.

В контексте настоящего документа слова «ЛУКОЙЛ», «Компания», «Группа», местоимение «мы» и его различные формы означают ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерние и зависимые общества. Все суммы в долларах США указаны в миллионах, за исключением особо оговоренных случаев. Объемы собственной добычи нефти были пересчитаны из тонн в баррели с использованием коэффициентов, характеризующих плотность нефти, добываемой на различных месторождениях Группы. Приобретенная нефть, а также иные показатели, выраженные в баррелях, пересчитывались из тонн в баррели с использованием усредненного коэффициента, равного 7,33. Миллионы кубических метров переведены в тысячи баррелей нефтяного эквивалента с использованием коэффициента 5,89, а миллионы кубических футов – в тысячи баррелей нефтяного эквивалента с использованием коэффициента 0,167.

*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. 48, где обсуждаются некоторые факторы, которые могут привести к значительному расхождению фактических будущих результатов с результатами, прогнозируемыми в настоящее время.*

### Основные финансовые и операционные показатели

	Изменение к		Изменение к		2004
	2006	2005,%	2005	2004,%	
Выручка от реализации (млн долл. США).....	67 684	21,4	55 774	64,8	33 845
Чистая прибыль (млн долл. США) .....	7 484	16,2	6 443	51,7	4 248
Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (ЕБИТДА) (млн долл. США).....	12 299	18,2	10 404	44,4	7 203
Чистая прибыль на одну обыкновенную акцию (долл. США):					
базовая прибыль.....	9,06	14,5	7,91	52,1	5,20
разводненная прибыль .....	9,04	16,0	7,79	51,9	5,13
Добыча углеводородов Группой с учетом доли в зависимых компаниях (тыс. барр. н.э.).....	783 194	12,3	697 429	4,9	665 024
Добыча нефти Группой с учетом доли в зависимых компаниях (тыс. т) .....	95 235	5,6	90 158	4,6	86 200
Добыча товарного газа Группой с учетом доли в зависимых компаниях (млн куб. м) .....	13 612	141,6	5 635	14,4	4 924
Производство нефтепродуктов дочерними компаниями Группы (тыс. т).....	45 670	3,4	44 182	8,2	40 825
Доказанные запасы углеводородов с учетом доли в зависимых компаниях (млн барр. н. э.).....	20 360	0,1	20 330	1,3	20 072

В 2006 г. чистая прибыль Компании составила 7 484 млн долл. США, что на 1 041 млн долл. США, или на 16,2%, больше по сравнению с 2005 г. Рост показателей был вызван благоприятной ценовой конъюнктурой, ростом маржи нефтепереработки, увеличением объемов добычи и переработки. Вместе с тем рост чистой прибыли сдерживался ростом налогов, ставки которых привязаны к мировым ценам на нефть. Влияние этого и других факторов подробно рассмотрено в настоящем отчете.

## Сегментная информация

Деятельность Группы можно разделить на три основных операционных сегмента:

- **Разведка и добыча** – деятельность по разведке и разработке нефтегазовых месторождений и добыче нефти и природного газа, которая ведется главным образом в Российской Федерации, а также на территории Азербайджана, Казахстана, Узбекистана, на Ближнем Востоке, в Колумбии, Северной и Западной Африке.
- **Переработка, торговля и сбыт** – переработка и транспортировка продукции, деятельность по реализации нефти, природного газа и продуктов их переработки.
- **Нефтехимия** – деятельность по производству и реализации нефтехимической продукции.

Другими видами деятельности являются банковская, финансовая и иная деятельность. Указанные основные сегменты являются взаимозависимыми, поскольку часть выручки одного сегмента входит в состав расходов другого. В частности, предприятия сегмента переработки, торговли и сбыта закупают нефть у предприятий сегмента разведки и добычи. В силу ряда причин, подробно рассмотренных в разделе «Цены на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке» на с. 10, определение сопоставимых рыночных цен на нефть внутри России является затруднительным. Поэтому цены по данным сделкам между компаниями Группы устанавливаются с учетом рыночных факторов, главным образом цен на нефть на международных рынках, стоимости транспортировки, региональной рыночной конъюнктуры, стоимости переработки нефти и других факторов. Соответственно, анализ одного из этих сегментов в отрыве от анализа другого может дать искаженное представление о финансовом положении и результатах хозяйственной деятельности предприятий этих сегментов. По этой причине мы не анализируем каждый из основных сегментов в отдельности, однако приводим финансовые данные по сегментам в Примечании 23 «Сегментная информация» к консолидированной финансовой отчетности.

## Краткий обзор руководством деятельности Компании

### Новейшие достижения и перспективы

В 2006 г. Совет директоров одобрил программу развития Компании, в которой были определены производственные цели на 2007–2016 гг. В соответствии с ней мы планируем поддерживать прирост добычи углеводородов на уровне до 6,7% в год, что будет соответствовать средневзвешенной добыче более 4 млн барр. н. э. в день в 2016 г. Кроме того, к 2016 г. мы планируем расширить мощность наших нефтеперерабатывающих заводов до 100 млн т в год.

В 2006 и 2005 гг. Компания достигла следующих результатов:

- Компания стремится своевременно реагировать на изменение рыночной конъюнктуры. Так, в 2006 г. экспорт и реализация за рубежом нефтепродуктов выросли в объеме на 14,2% по сравнению с 2005 г. Это позволило нам получить дополнительную выручку от возросшей в 2006 г. маржи нефтепереработки. Рост реализации нефтепродуктов в 2006 г. привел к тому, что экспорт нефти и её реализация на международных рынках снизились в объеме на 10,7%.
- В 2006 г. введены в эксплуатацию 11 новых нефтяных месторождений (2005 г. – 8 нефтяных месторождений и 1 газовое).
- В 2006 г. выведены из эксплуатации 332 малодобитные скважины (425 в 2005 г.), средние дебиты скважин увеличились до 11,20 тонн в день, или на 1,2%, по сравнению с 2005 г.

Иные результаты, достигнутые в 2006 г., детально рассмотрены в других частях отчета.

## Изменения в составе Группы и приобретение активов

В декабре 2006 г. Компания подписала соглашение со связанной стороной Группы, компанией «КонокоФиллипс», о приобретении 376 заправок станций в шести странах Европы. Завершение сделки планируется во втором квартале 2007 г.

В декабре 2006 г. Группа продала свои 100%-е доли в компаниях «ЛУКОЙЛ Шельф Лимитед» и «ЛУКОЙЛ Оверсис Ориент Лимитед», которые являются владельцами и операторами самоподъемной плавучей буровой установки «Астра». Сумма сделки составила около 40 млн долл. США.

В июне 2006 г. Группа приобрела 41,81% уставного капитала ОАО «Удмуртнефтепродукт» за 25 млн долл. США. ОАО «Удмуртнефтепродукт» – российская компания, занимающаяся реализацией нефтепродуктов и управляющая более 100 автозаправочными станциями в Удмуртской Республике Российской Федерации.

В июне 2006 г. компания Группы приобрела 100%-ю долю в уставном капитале компании «Ханты-Мансийск Ойл Корпорейшн» (далее – ХМОК) у компании «Марафон Ойл Корпорейшн» за 847 млн долл. США (включая погашение долга ХМОК в сумме 249 млн долл. США). Стоимость сделки может быть скорректирована на величину изменений рабочего капитала и ряда других показателей в соответствии с соглашением о приобретении. ХМОК владеет приблизительно 95%-й долей в уставном капитале ОАО «Хантымансийскнефтегазгеология» и 100%-ми долями в уставных капиталах ОАО «Пайтых ойл» и ОАО «Назымгеодобыча» (далее – дочерние компании ХМОК). Дочерние компании ХМОК являются нефтегазовыми компаниями, осуществляющими свою деятельность в Западно-Сибирском регионе России.

В конце мая 2006 г. Группа продала оставшуюся долю в ОАО Банк «Петрокоммерц» за 33 млн долл. США.

В декабре 2005 г. Компания приняла решение о продаже десяти танкеров. В мае 2006 г. компания Группы завершила продажу восьми танкеров по цене, приблизительно равной их балансовой стоимости, – 190 млн долл. США. По состоянию на 31 декабря 2005 г. Группа классифицировала эти танкеры в консолидированном балансе как активы для продажи. Продажу оставшихся двух танкеров планируется завершить к июлю 2007 г. по цене, приблизительно равной их балансовой стоимости, – 75 млн долл. США. По состоянию на 31 декабря 2006 г. Группа классифицировала эти танкеры в консолидированном балансе как активы для продажи.

С ноября по декабрь 2005 г. компания Группы приобрела 51%-ю долю уставного капитала ОАО «Приморьнефтегаз» за 261 млн долл. США. ОАО «Приморьнефтегаз» является российской нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность в европейской части России. Впоследствии, в мае 2006 г., компания Группы приобрела оставшиеся 49% уставного капитала ОАО «Приморьнефтегаз» в обмен на 4,165 млн обыкновенных акций Компании (рыночная стоимость около 314 млн долл. США), увеличив тем самым долю Группы в ОАО «Приморьнефтегаз» до 100%.

С 14 октября по 5 декабря 2005 г. компания Группы приобрела 100%-ю долю уставного капитала компании «Нельсон Ресорсез Лимитед» (далее – компания «Нельсон») за 1 951 млн долл. США. Компания «Нельсон» является нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность на западе Казахстана. Компания «Нельсон» владеет 76%-й эффективной долей в месторождении Каракудук, 50%-й долей в месторождениях Алибекмола, Кожасай, Северные Бузачи, Арман. Компания «Нельсон» имеет также опцион на приобретение 25%-й доли в двух площадях, предназначенных для проведения геолого-разведочных работ в Казахском секторе Каспийского моря, – Южный Жамбай и Южное Забурунь. В сентябре 2006 г. компания Группы приобрела оставшуюся 40%-ю долю в уставном капитале компании «Чаппарал Ресорсез Инк.», которая владеет 60%-й долей в месторождении Каракудук в Северном Казахстане, за 89 млн долл. США. Данное приобретение увеличило долю Группы в компании «Чаппарал Ресорсез Инк.» и эффективную долю владения в месторождении Каракудук до 100%.

В ноябре 2006 г. компания Группы подписала соглашение с компанией «Миттал Инвестментс» о продаже 50%-й доли в стопроцентной дочерней компании «Каспиэн Инвестментс Ресорсез Лтд.» (далее – компания «Каспиэн», ранее – компания «Нельсон») за 980 млн долл. США. Завершение сделки планируется во втором квартале 2007 г. В соответствии с соглашением компания «Миттал Инвестментс» примет на себя также обязательство по выплате 50% непогашенного долга компании «Каспиэн» компаниям Группы в сумме около 160 млн долл. США.

В ноябре 2005 г. компания Группы приобрела оставшуюся 50%-ю долю уставного капитала ЗАО «СеверТЭК» за 318 млн долл. США у компании «Нэсте Ойл Корпорейшн» (включая погашение долгосрочного займа, полученного ЗАО «СеверТЭК», в сумме 98 млн долл. США). Приобретение увеличило долю владения Группы в ЗАО «СеверТЭК» до 100%. ЗАО «СеверТЭК» является нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность в Республике Коми Российской Федерации.

В июле 2005 г. Группа приобрела 66,0% уставного капитала ООО «Геойлбент» за 180 млн долл. США. ООО «Геойлбент» является нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность в Западно-Сибирском регионе России. Все решения, связанные с финансовой и операционной деятельностью ООО «Геойлбент», требуют одобрения держателей, как минимум, 66,7% голосующих акций. С учетом того, что миноритарный акционер ООО «Геойлбент» имеет существенные права участия в управлении, Группа учитывала инвестиции в ООО «Геойлбент» по методу долевого участия. В январе 2007 г. компания Группы приобрела оставшиеся 34,0% уставного капитала ООО «Геойлбент» за 300 млн долл. США, увеличив тем самым долю владения Группы в ООО «Геойлбент» до 100%.

В марте 2005 г. компания Группы приобрела 100%-е доли участия в финских компаниях «Oy Teboil Ab» и «Suomen Petrooli Oy». Сумма сделки составила 160 млн долл. США. Основными видами деятельности компаний «Oy Teboil Ab» и «Suomen Petrooli Oy» являются розничная торговля через сеть из 289 АЗС и 132 станций по продаже дизельного топлива, оптовая продажа нефтепродуктов, а также производство и продажа масел.

## Ресурсная база

Поддержание стабильной минерально-сырьевой базы вместе с увеличением уровня восполнения добычи углеводородов приростом запасов являются основными элементами долгосрочной стратегии Компании. В соответствии с этой стратегией в 2006 г. мы увеличили доказанные запасы углеводородов с учетом нашей доли в зависимых компаниях с 20 330 до 20 360 млн барр. н. э. В приведенной ниже таблице представлены данные по резервам консолидированных компаний Группы и нашей доли в зависимых компаниях.

	31 декабря 2006 г.	Изменения в 2006 г.			31 декабря 2005 г.
		добыча*	увеличение, открытие, приобретение новых запасов	пересмотр предыдущих оценок	
(млн барр. н. э.)					
Западная Сибирь .....	11 234	(512)	393	98	11 255
Республика Коми .....	2 314	(90)	44	(165)	2 525
Урал.....	2 215	(85)	24	5	2 271
Поволжье .....	1 702	(28)	324	(26)	1 432
Север Тимано-Печоры.....	1 300	(13)	23	(47)	1 337
Прочие регионы России.....	245	(15)	11	(6)	255
За рубежом.....	1 350	(54)	15	134	1 255
<b>Доказанные запасы нефти и газа.....</b>	<b>20 360</b>	<b>(797)</b>	<b>834</b>	<b>(7)</b>	<b>20 330</b>
<b>Вероятные запасы нефти и газа.....</b>	<b>12 340</b>				<b>12 300</b>
<b>Возможные запасы нефти и газа.....</b>	<b>6 022</b>				<b>6 043</b>

\* Добыча газа показана без учета собственного потребления.

Пересмотр предыдущих оценок в 2006 г. в основном объясняется комбинацией двух противоположных факторов, которые частично компенсировали друг друга.

Первый фактор связан с изменением законодательства по налогу на добычу полезных ископаемых. Оценка руководством экономических условий, использованная при расчёте резервов на 31 декабря 2005 г., предполагала ставку НДС в размере 16,5% начиная с 2007 г., что соответствовало законодательству, действовавшему на момент оценки. В 2006 г. российское Правительство утвердило методологию расчета ставки НДС, применяемую с 1 января 2007 г., в результате чего ставка НДС оказалась выше, чем предполагалось руководством при оценке экономических условий (см. с. 13). Эти изменения экономических условий привели к пересмотру резервов нефти в сторону их уменьшения.

Другой фактор связан с изменением подхода к оценке доказанных запасов газа. Так, начиная с 1 января 2007 г. запасы газа включают в себя газ, добытый нами и направленный на собственной потребление.

Приобретение ХМОК в 2006 г. привело к росту наших доказанных запасов нефти на 226 млн барр. н. э.

## Основные операционные показатели

### Добыча углеводородов

	2006	Изменение к 2005,%	2005	Изменение к 2004,%	2004
Среднедневная добыча углеводородов, включая долю Компании в зависимых обществах (тыс. барр. н. э./сут).....	2 145	12,2	1 911	5,2	1 817
- нефть .....	1 926	5,8	1 820	4,7	1 738
- природный и нефтяной газ* .....	219	141,6	91	14,8	79
Удельные затраты на добычу углеводородов (долл./барр. н. э.).....	3,08	15,8	2,66	8,1	2,46

\* Товарный газ (за исключением газа, произведенного для собственного потребления).

**Добыча нефти.** В 2006 г. мы увеличили среднедневной объем добычи нефти на 5,8% по сравнению с 2005 г. (с учетом нашей доли в добыче зависимых обществ) и добыли 703,1 млн барр., или 95,2 млн т.

В приведенной ниже таблице отражены данные о добыче нефти компаниями Группы по регионам в 2006 и 2005 гг.

(тыс. тонн)	2006	Изменение к 2005			2005
		итого, %	изменение структуры	органический прирост	
Западная Сибирь .....	58 414	1,9	1 233	(164)	57 345
Республика Коми.....	11 732	16,8	1 298	388	10 046
Урал.....	10 854	6,1	–	620	10 234
Поволжье .....	3 001	–	–	–	3 001
Север Тимано-Печоры .....	1 870	7,5	(35)	166	1 739
Прочие регионы России.....	2 059	13,4	(16)	260	1 815
Добыча в России.....	87 930	4,5	2 480	1 270	84 180
Добыча за рубежом .....	3 607	79,2	1 416	178	2 013
<b>Итого добыча дочерними компаниями Группы.....</b>	<b>91 537</b>	<b>6,2</b>	<b>3 896</b>	<b>1 448</b>	<b>86 193</b>
<b>Доля Группы в добыче зависимых компаний:</b>					
в России.....	1 631	(22,2)	(587)	121	2 097
за рубежом .....	2 067	10,7	–	199	1 868
<b>Итого добыча .....</b>	<b>95 235</b>	<b>5,6</b>	<b>3 309</b>	<b>1 768</b>	<b>90 158</b>

Основным регионом, в котором Компания добывает нефть, является Западная Сибирь. На месторождениях Западной Сибири в 2006 г. было добыто нефти 63,8% от общего объема её добычи (в 2005 г. – 66,5%). Благодаря значительному росту добычи (16,8% по сравнению с 2006 г.) нашим вторым по этому показателю регионом стала Республика Коми. Для обеспечения стабильного органического роста в традиционных регионах добычи мы постоянно работаем над улучшением и оптимизацией методов добычи нефти, в результате чего средние дебиты скважин в Российской Федерации выросли с 11,07 т нефти в день в 2005 г. до 11,20 т нефти в день в 2006 г. Органическое снижение добычи нефти в Западной Сибири было компенсировано ростом общей добычи в результате структурных изменений, а именно благодаря доведению в конце 2005 г. до 100% нашей доли в ЗАО «СеверТЭК» и увеличению нашей доли в ЗАО «Турсунт» – компаниях, ведущих деятельность в Республике Коми и Западно-Сибирском регионе соответственно. До 2006 г. добыча этих компаний учитывалась по методу долевого участия. Кроме того, в июне 2006 г. мы приобрели ХМОК, добыча дочерних предприятий которой в период с июня по декабрь составила 901 тыс. т нефти. Структурный рост добычи за рубежом был вызван приобретением компании «Нельсон» в октябре–декабре 2005 г.

Наряду с добычей нефти Группа осуществляет её закупки в России и на международных рынках. В России мы в основном приобретаем нефть у зависимых компаний и прочих производителей, включая вертикально интегрированные нефтяные компании, которые не имеют достаточных мощностей для ее переработки или возможностей для экспорта. Затем мы или перерабатываем, или экспортируем приобретенную нефть. Нефть, приобретенная на международных рынках, используется в торговых операциях, поставляется на наши зарубежные нефтеперерабатывающие предприятия или передается на процессинг на сторонние заводы. В течение 2006 г. мы приобрели 2 293 тыс. т нефти для поставки на наши и привлеченные нефтеперерабатывающие заводы (в 2005 г. – 5 954 тыс. т). Снижение закупок в основном объясняется временной приостановкой деятельности Одесского НПЗ в связи с его широкомасштабной реконструкцией.

	2006		2005		2004	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Закупки нефти в России.....	13 561	1 850	10 760	1 468	20 810	2 839
Закупки нефти за рубежом.....	37 390	5 101	69 122	9 430	64 695	8 826
<b>Итого закупки нефти.....</b>	<b>50 951</b>	<b>6 951</b>	<b>79 882</b>	<b>10 898</b>	<b>85 505</b>	<b>11 665</b>

Объем нефти, приобретенной в России в 2006 г., был на 382 тыс. т больше, чем в 2005 г., за счет роста закупок у зависимых компаний. Данное изменение отражает структурные изменения в Группе: нефть, приобретенная в 2006 г., включает в себя закупки у ООО «Геойлбент» – приобретенной в июле 2005 г. зависимой компании. В январе 2007 г. компания Группы приобрела оставшиеся 34,0% уставного капитала ООО «Геойлбент», увеличив тем самым долю владения Группы в ООО «Геойлбент» до 100%. Закупки нефти за рубежом снизились в 2006 г. на 4 329 тыс. т по сравнению с 2005 г. Это объясняется снижением объемов нефтепереработки на наших зарубежных НПЗ и увеличением доли нефтепродуктов в нашей торговой деятельности.

**Добыча газа.** В 2006 г. добыча товарного газа с учетом нашей доли в добыче зависимых компаний составила 13 612 млн куб. м газа, что на 141,6% больше, чем в 2005 г. Указанный рост в основном объясняется увеличением добычи природного газа на Находкинском газовом месторождении, которая в 2006 г. составила 8 348 млн куб. м природного газа. Находкинское месторождение было запущено в эксплуатацию в апреле 2005 г. Этот проект является первым шагом по освоению месторождений Большехетской впадины, расположенной в Ямало-Ненецком автономном округе. Ожидается, что в 2007 г. месторождение выйдет на проектную мощность с годовым объемом добычи 10 млрд куб. м газа. Для обеспечения бесперебойных поставок природного газа с Находкинского месторождения в октябре 2003 г. нами было подписано соглашение с ОАО «Газпром». В соответствии с ним ОАО «Газпром» берет на себя обязательства по закупке газа на узле учета Ямбургской компрессорной станции и транспортировке его по Единой системе газоснабжения России. В сентябре 2006 г. между компаниями было заключено дополнительное соглашение. В соответствии с ним ОАО «Газпром» обязуется приобретать у Группы 8 млрд куб. м газа в год по цене 1 059 рублей за 1 000 куб. м.

### Переработка, торговля и сбыт

Компания владеет четырьмя нефтеперерабатывающими заводами, расположенными в европейской части России, и тремя заводами за рубежом – в Болгарии, на Украине и в Румынии. В августе 2005 г. мы начали широкомасштабную реконструкцию Одесского НПЗ. В четвертом квартале 2007 г. мы планируем закончить первый этап реконструкции и ввести в эксплуатацию Одесский НПЗ с годовой мощностью в 2,8 млн т. Следующий этап реконструкции планируется завершить в 2008 г.

Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы в целом в 2006 г. выросло на 3,4% по сравнению с 2005 г. Производство нефтепродуктов на российских НПЗ выросло на 6,1%. Производство на зарубежных НПЗ сократилось на 7,7% в результате временной приостановки выпуска продукции на Одесском НПЗ.

В конце 2004 г. мы начали менять ассортимент выпускаемой продукции в целях повышения ее качества и прибыльности наших операций. Так, в 2006 г. на российских НПЗ Группы мы произвели 6 542 тыс. т дизельного топлива, соответствующего стандартам Евро-4 и Евро-5 (в 2005 г. – 4 671 тыс. т), а также 548 тыс. т бензина, соответствующего стандарту Евро-3 (в 2005 г. такой бензин не производился).

Наряду с собственным производством нефтепродуктов мы также перерабатывали нашу нефть на заводах третьих сторон. В 2006 г. в России мы переработали 3 289 тыс. т нефти, в основном для обеспечения деятельности сбытовых компаний Группы в Уральском регионе (в 2005 г. – 1 634 тыс. т). Для обеспечения нефтепродуктами наших розничных сетей в Восточной Европе в 2006 г. мы переработали 1 698 тыс. т нефти на заводах, расположенных в Белоруссии и Сербии (в 2005 г. – 1 213 тыс. т).

Наши торговые операции в основном включают в себя оптовые и бункеровочные операции в Западной Европе и Юго-Восточной Азии, Центральной Америке, а также розничные продажи в США, странах Балтии и некоторых других регионах. В течение 2006 г. мы продолжали расширять торговые операции с нефтепродуктами на рынках Западной Европы, Юго-Восточной Азии, Северной и Центральной Америки. В результате такого расширения деятельности общий объем нефтепродуктов, закупленных у третьих лиц для оптовой реализации и снабжения розничных сетей в 2006 г., увеличился до 35 928 тыс. т, или до 19 413 млн долл. США (32 225 тыс. т, или 15 021 млн долл. США, в 2005 г.).

В России закупки нефтепродуктов не носят систематического характера и используются в основном для покрытия временного недостатка ресурсов внутри Группы.

В следующей таблице представлены данные об объемах переработки нефти, а также об объемах приобретенных нефтепродуктов.

	2006	2005	2004
	(тыс. барр./сут)		
Собственная переработка нефти.....	978	945	869
	(тыс. т)		
Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы в России *.....	37 459	35 290	33 438
Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы за рубежом.....	8 211	8 892	7 387
<b>Итого производство нефтепродуктов на НПЗ Группы.....</b>	<b>45 670</b>	<b>44 182</b>	<b>40 825</b>
Закупки нефтепродуктов в России.....	919	1 394	2 020
Закупки нефтепродуктов за рубежом.....	36 034	32 238	20 507
<b>Итого закупки нефтепродуктов.....</b>	<b>36 953</b>	<b>33 632</b>	<b>22 527</b>

\* Без учета выработки на мини-НПЗ.

### Экспорт нефти и нефтепродуктов из России

В течение 2006 г. Компания экспортировала 50,2% добытой в России нефти (за аналогичный период 2005 г. – 54,4%). 3,0% добытой нефти было экспортировано, минуя систему «Транснефти» (за аналогичный период прошлого года – 8,7%). В течение 2006 г. мы снизили объем экспорта нефти из России на 1 684 тыс. т, или на 3,7%, по сравнению с предыдущим годом с целью извлечения выгоды от роста цен на нефтепродукты в России и за рубежом, а также в связи с тем, что уровень экспортных пошлин на нефть выше уровня пошлин на нефтепродукты.

Объемы экспорта нефти из России предприятиями Группы составили:

	2006		2005		2004	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Экспорт нефти через «Транснефть».....	304 034	41 478	282 418	38 529	285 204	38 909
Экспорт нефти, минуя «Транснефть».....	19 461	2 655	53 421	7 288	54 161	7 389
<b>Всего экспорт нефти.....</b>	<b>323 495</b>	<b>44 133</b>	<b>335 839</b>	<b>45 817</b>	<b>339 365</b>	<b>46 298</b>



Объем нефти, экспортированной через нашу собственную экспортную инфраструктуру в течение 2006 г., составил 2 149 тыс. т по сравнению с 3 755 тыс. т в 2005 г. Снижение экспорта нефти через наши собственные терминалы объясняется тем, что мы прекратили экспорт нефти через терминал в Высоцке в третьем квартале 2005 г. в связи с увеличением пропускной способности Балтийской трубопроводной системы (принадлежащей и управляемой ОАО АК «Транснефть»). В результате в 2006 г. объемы экспорта через терминал в Приморске увеличились до 13 662 тыс. т, что на 3 949 тыс. т больше, чем за предыдущий год.

В настоящее время мы используем терминал в Высоцке для экспорта нефтепродуктов. Так, в течение 2006 г. через этот терминал мы экспортировали 8 423 тыс. т нефтепродуктов (в 2005 г. – 5 065 тыс. т). В сентябре 2006 г. мы завершили строительство терминала в Высоцке, увеличив его мощность до 11,6 млн т в год, а суммарный объем его резервуарного парка – до 460 тыс. куб. м. В дальнейшем терминал предполагается использовать как для экспорта нефти, так и для экспорта нефтепродуктов в зависимости от рыночной конъюнктуры.

В течение 2006 г. экспорт нефтепродуктов из России составил 20,5 млн т, что на 23,5% больше, чем в 2005 г. В основном мы экспортируем из России дизельное топливо, мазут и газойль, которые в совокупности составляют более 86% от всего объема экспортируемых нефтепродуктов.

## Основные макроэкономические факторы, влияющие на результаты нашей деятельности

### Изменение цен на нефть и продукцию нефтепереработки

Цена, по которой мы продаем нефть и нефтепродукты, является основным фактором, определяющим наши доходы. В течение 2006 г. средняя цена на нефть марки «Брент» колебалась в интервале от 55 до 79 долл./барр. С января по август 2006 г. цена на нефть изменялась циклически в рамках повышательного ценового тренда. Рост цены был связан прежде всего с политической нестабильностью в основных нефтедобывающих регионах (Ближний Восток и Западная Африка), а также ростом мировой экономики, в основном благодаря Китаю. Сразу после достижения исторического максимума в 78,69 долл./барр. на рынке началась стремительная коррекция, вызванная сочетанием ряда фундаментальных факторов (главным образом излишком предложения) и ослаблением спекулятивных факторов. Озабоченность стран ОПЕК по поводу падения цен привела к заявлениям о сокращении добычи нефти, что позволило удержать цены от резкого падения. Однако потепление в Северном полушарии привело к снижению цены на нефть марки «Брент» к концу декабря до 59 долл./барр. Добыча нефти странами-членами ОПЕК в 2006 г. составила 29,6 млн барр. в сутки, что на 1,5% меньше, чем в 2005 г. По данным Международного энергетического агентства (IEA), в течение 2006 г. мировой спрос на нефть и, соответственно, нефтепродукты вырос на 0,9% по сравнению с уровнем 2005 г., достигнув 84,4 млн барр. в сутки. Следует отметить, что ОПЕК имеет намерение поддерживать цены на нефть на уровне выше 50 долл./барр. в связи с тем, что такая средневзвешенная цена заложена в бюджеты стран ОПЕК. Указанные факторы свидетельствуют о том, что в среднесрочной перспективе цены на нефть скорее всего будет оставаться на сравнительно высоком уровне.

Большая часть нефти, поставляемой нами на экспорт, является нефтью марки «Юралс». В приведенной ниже таблице отражены средние цены на нефть и нефтепродукты в 2006, 2005 и 2004 гг.

	Изменение к		Изменение к		
	2006	2005,%	2005	2004,%	2004
	(в долл. США за баррель, за исключением данных в процентах)				
Нефть марки «Брент» .....	65,16	20,0	54,31	41,9	38,27
Нефть марки «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион) * .....	61,37	21,1	50,67	46,9	34,50
Нефть марки «Юралс» (СИФ Роттердам) * .....	61,23	22,2	50,12	46,9	34,13
	(в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)				
Мазут 3,5% (ФОБ Роттердам).....	286,91	24,8	229,92	51,4	151,81
Дизельное топливо (ФОБ Роттердам) .....	577,92	14,4	505,01	44,5	349,37
Высокооктановый бензин (ФОБ Роттердам)....	619,29	15,9	534,11	33,4	400,33

Источник: Платтс.

\* Компания реализует нефть на внешних рынках на различных условиях поставки. Поэтому наша средняя сложившаяся цена реализации нефти на внешних рынках отличается от средних цен нефти марки «Юралс» на рынках Средиземноморского региона и Северной Европы.

### Цены на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке

Практически вся нефть добывается в России такими вертикально интегрированными компаниями, как наша. Это приводит к тому, что большая часть операций проводится между компаниями, входящими в состав той или иной вертикально интегрированной группы. В результате понятие сопоставимой цены на нефть на внутреннем рынке отсутствует. Цена на нефть, которая не перерабатывается и не экспортируется ни одной из вертикально интегрированных компаний, определяется, как правило, от операции к операции с учетом мировых цен на нефть, но при этом без прямой привязки или взаимосвязи. В любой момент могут наблюдаться значительные расхождения между регионами по ценам на нефть одного и того же качества в результате влияния экономических условий и конкуренции.

Цены на нефтепродукты на внутреннем рынке в определенной степени зависят от мировых цен на нефть, но при этом на них также оказывают прямое влияние конкуренция и спрос на местном уровне.

В таблице ниже приведены средние оптовые рыночные цены реализации нефтепродуктов в России в 2006, 2005 и 2004 гг.

	2006	Изменение к 2005,%	2005	Изменение к 2004,%	2004
(в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)					
Мазут топочный.....	175,07	42,9	122,54	73,1	70,78
Дизельное топливо.....	473,44	12,8	419,74	47,4	284,75
Бензин (А-92).....	559,11	14,9	486,71	27,3	382,19
Бензин (Аи-95).....	617,41	15,9	532,52	25,7	423,60

Источник: Кортес (за вычетом НДС).

### Обменный курс рубля к доллару США и темпы инфляции

Значительная доля наших доходов выражена в долларах США или в определенной мере привязана к ценам на нефть в долларах США, тогда как большая часть наших расходов в России выражена в рублях. Поэтому рублевая инфляция и колебания обменного курса могут существенно влиять на результаты наших операций. В частности, реальное укрепление рубля по отношению к доллару США отрицательно влияет на нашу операционную прибыль, так как приводит к увеличению наших затрат в долларовом исчислении.

Приведенная ниже таблица содержит данные о темпах инфляции в России, изменении курса рубля к доллару США и уровне реального укрепления рубля по отношению к доллару США.

	2006	2005	2004
Рублевая инфляция (ИПЦ), %.....	9,1	10,9	11,7
Изменение обменного курса рубля к доллару США, %.....	8,5	(3,7)	5,8
Реальное укрепление рубля по отношению к доллару США*, %.....	19,3	6,9	18,5
Средний обменный курс за период (рубль к доллару США).....	27,19	28,29	28,82
Обменный курс на конец периода (рубль к доллару США).....	26,33	28,78	27,75

\* Обесценение покупательной способности доллара США в Российской Федерации, рассчитанное исходя из обменных курсов рубля к доллару США и уровня инфляции в Российской Федерации.

## Налоговая нагрузка

С учетом масштабов деятельности Компании в России наше положение в качестве налогоплательщика во многом определяется налогами, уплачиваемыми в России (на основе данных, составленных в соответствии с российским законодательством, а не ОПБУ США). В 2006, 2005 и 2004 гг. налоги на российскую долю операций составляли более 80% всех наших налоговых расходов.

В дополнение к налогу на прибыль в РФ существует целый ряд других налогов, базой для уплаты которых являются выручка или количественные показатели. Прочие налоги, которые мы выплачиваем, включают:

- налог на добычу полезных ископаемых
- акцизные сборы и экспортные тарифы
- налог на имущество
- единый социальный налог
- НДС
- прочие местные налоги и сборы

Действовавшие ставки всех налогов и сборов (общий объем налогов, включая налог на прибыль, налоги, кроме налога на прибыль, а также акцизные сборы и экспортные тарифы, поделенный на величину прибыли до налогообложения и уплаты соответствующих налогов и сборов) составляли в 2006, 2005 и 2004 гг. 77%, 74% и 71% соответственно. В 2006 г. сумма налогов, уплаченных в России, составила около 55% выручки от реализации российскими компаниями Группы в России и на экспорт.

Используемые нами меры налогового планирования и контроля основаны на нашем понимании налогового законодательства, действующего на момент осуществления этих мер. Мы являемся объектом регулярных проверок, проводимых налоговыми органами, что представляет собой обычное явление в России, и в отдельных случаях власти пытались облагать нас крупными дополнительными налогами. Мы считаем, что, основываясь на нашем понимании действующего налогового законодательства, мы надлежащим образом выполняли наши налоговые обязательства. Тем не менее соответствующие органы могут по-разному трактовать положения действующего налогового законодательства, и последствия этого могут быть существенными. В 2005 г. Группа признала затраты в размере 163 млн долл. США по результатам налоговых проверок компаний Группы за периоды, предшествовавшие 2004-му финансовому году.

Средние ставки налогов, применяемых для налогообложения нефтяных компаний Российской Федерации, составили в рассматриваемых периодах:

		2006*	Изменение к 2005, %	2005*	Изменение к 2004, %	2004*
Пошлины на экспорт нефти .....	долл./т	197,01	50,8	130,62	134,2	55,77
Пошлины на экспорт продуктов нефтепереработки						
легкие дистилляты (бензин), средние дистилляты (реактивное топливо), дизельное топливо и газойли .....	долл./т	143,40	55,4	92,26	143,2	37,93
жидкие топлива (мазут) .....	долл./т	77,27	46,5	52,73	43,9	36,64
Акцизы на продукты нефтепереработки						
высокооктановый бензин .....	руб./т	3 629,00	—	3 629,00	8,0	3 360,00
низкооктановый бензин .....	руб./т	2 657,00	—	2 657,00	8,0	2 460,00
дизельное топливо .....	руб./т	1 080,00	—	1 080,00	8,0	1 000,00
моторные масла .....	руб./т	2 951,00	—	2 951,00	8,0	2 732,00
Налог на добычу полезных ископаемых						
нефть .....	руб./т	2 265,69	20,8	1 876,26	78,2	1 052,76
природный газ .....	руб./1 000 м <sup>3</sup>	147,00	8,9	135,00	26,2	107,00

\* Средние значения.

Ставки налогов, установленных в рублях, пересчитанные по среднему обменному курсу за период, составили:

		2006*	Измене- ние к 2005, %	2005*	Измене- ние к 2004, %	2004*
<b>Акцизы на продукты нефтепереработки</b>						
высокооктановый бензин .....	долл./т	133,49	4,1	128,29	10,0	116,59
низкооктановый бензин .....	долл./т	97,74	4,1	93,93	10,0	85,36
дизельное топливо .....	долл./т	39,73	4,1	38,18	10,0	34,70
моторные масла .....	долл./т	108,55	4,1	104,33	10,0	94,80
<b>Налог на добычу полезных ископаемых</b>						
нефть .....	долл./т	83,34	25,7	66,32	81,5	36,53
природный газ .....	долл./1 000 м <sup>3</sup>	5,41	13,4	4,77	28,6	3,71

\* Средние значения.

В течение 2006 г. ставки ряда налогов, применяемых для налогообложения нефтяных компаний в России, значительно выросли по сравнению с прошлым годом. Основной причиной этого роста стала динамика мировых цен на нефть марки «Юралс». Ниже приведены методики расчета таких налогов. Акцизы на реализацию нефтепродуктов в России в 2006 г. не менялись.

**Ставка налога на добычу полезных ископаемых для нефти** определяется следующим образом. С 1 января 2005 г. базовая ставка составляет 419 руб. за метрическую тонну добытой нефти и в дальнейшем корректируется в зависимости от мировых рыночных цен на нефть марки «Юралс» и обменного курса рубля. Ставка налога равна нулю, если средняя мировая рыночная цена на нефть марки «Юралс» в течение налогового периода меньше или равна 9,00 долл./барр. Дополнительный прирост мировой рыночной цены на нефть марки «Юралс» на 1 долл./барр. выше установленного минимального уровня (9,00 долл./барр.) ведет к росту ставки налога на 1,61 долл./т добычи (или на 0,22 долл./барр. при использовании коэффициента пересчета, равного 7,33). Данный метод расчета налога применялся до 31 декабря 2006 г.

Начиная с 1 января 2007 г. налоговая ставка дифференцируется в зависимости от стадии разработки и степени выработанности запасов конкретного участка недр. Ставка равняется нулю для сверхвязкой нефти, а также нефти, добываемой в определенных областях Восточной Сибири, в зависимости от срока разработки и объемов добычи. Для других месторождений формула расчета налоговой ставки, описанная выше, умножается на коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр. Коэффициент равняется 1,0 для участков недр с выработанностью менее 80%. Увеличение степени выработанности конкретного участка недр на каждый дополнительный 1% свыше показателя в 80% влечет за собой снижение коэффициента на 0,035. Минимальное значение коэффициента составляет 0,3. Оценка степени выработанности запасов осуществляется на основании установленных государственных данных о запасах и объемах добычи нефти по каждому участку недр.

**Ставка налога на добычу полезных ископаемых для природного газа.** Налог на добычу природного газа исчисляется с использованием фиксированной ставки. Периодически российские власти меняют величину ставки налога. В настоящий момент эта ставка составляет 147 рублей за 1 000 куб. м природного газа и действует с 1 января 2006 г.

**Ставка экспортных пошлин на нефть** определяется исходя из действующей трехуровневой прогрессивной шкалы расчета. Ставка пошлины равна нулю в том случае, если средняя мировая рыночная цена на нефть марки «Юралс» меньше или равна 15,00 долл./барр. (109,50 долл./т). Каждый дополнительный прирост рыночной цены на 1 долл./барр. в интервале цен от 15,00 до 20,00 долл./барр. (146,00 долл./т) ведет к росту экспортной пошлины на нефть на 0,35 долл./барр. В интервале цен от 20,00 до 25,00 долл./барр. (182,50 долл./т) каждый дополнительный прирост рыночной цены на 1 долл./барр. ведет к росту экспортной пошлины на нефть на 0,45 долл./барр. Если рыночная цена нефти марки «Юралс» превышает 25,00 долл./барр., то при росте рыночных цен на 1,00 долл./барр. прирост экспортной пошлины на нефть составляет 0,65 долл./барр.

Ставки вывозных таможенных пошлин на нефть устанавливаются Правительством Российской Федерации с учетом средней цены на нефть марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) за последний период мониторинга цен на нефть и вводятся в действие с 1-го числа второго календарного месяца, следующего за окончанием периода мониторинга. Периодом мониторинга цен на нефть являются каждые два календарных месяца начиная с 1 ноября 2001 г.

Таким образом, метод расчета экспортной пошлины на нефть приводит к двухмесячной разнице между колебаниями цен на нефть и изменением экспортной пошлины.

**Ставки экспортных пошлин на нефтепродукты** определяются постановлениями Правительства Российской Федерации. Величина ставок зависит от внутреннего спроса на нефтепродукты, а также конъюнктуры на мировом рынке нефти.

Экспорт нефти и нефтепродуктов в страны СНГ, за исключением Украины, не облагается экспортными пошлинами. Начиная с 1 января 2007 г. изменились правила таможенного регулирования между Россией и Белоруссией. В частности, 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 установлен коэффициент, равный 0,293 и применяемый с 1 февраля 2007 г. к ставке вывозной экспортной пошлины на нефть, установленной Правительством Российской Федерации.

### **Транспортировка нефти и нефтепродуктов в России**

Основные регионы нефтедобычи в России удалены от основных рынков сбыта нефти и нефтепродуктов. В связи с этим доступ нефтяных компаний к этим рынкам зависит от степени развитости транспортной инфраструктуры, а также от возможности доступа к ней. В связи с этим стоимость транспортировки нефти и нефтепродуктов является важным макроэкономическим фактором, влияющим на нашу чистую прибыль.

Транспортировка нефти, добытой в России, до нефтеперерабатывающих заводов и на экспорт осуществляется в основном по системе магистральных нефтепроводов, принадлежащих государственной компании ОАО АК «Транснефть» (далее – «Транснефть»). Доступ к экспортной трубопроводной сети компании «Транснефть» предоставляется нефтяным компаниям на поквартальной основе в соответствии с объемами добытой и транспортированной по трубопроводам за последнее время нефти и ожидаемыми направлениями ее экспорта. В то же время российские компании испытывают ограничения по экспорту нефти из России в связи с ограниченными пропускными возможностями российской транспортной инфраструктуры на наиболее прибыльных экспортных направлениях. Кроме того, нефть, транспортируемая через систему магистральных трубопроводов (нефть марки «Юралс»), является смесью нефти разного качества. В связи с этим российские компании, добывающие более качественную нефть, не могут получить дополнительную прибыль от ее продажи, используя транспортную систему «Транснефть». Альтернативный доступ к международным рынкам, минуя систему «Транснефть», осуществляется по железной дороге, морским и речным транспортом, а также с использованием нашей собственной экспортной инфраструктуры. Наша экспортная инфраструктура включает в себя порт Высоцк в Ленинградской области, терминал Варандей в Ненецком автономном округе и терминал в поселке Ижевское Калининградской области.

Транспортировка нефтепродуктов в Российской Федерации осуществляется с использованием железнодорожного транспорта и через сеть нефтепродуктопроводов, принадлежащую компании ОАО АК «Транснефтепродукт». Владельцем железнодорожной инфраструктуры в России является ОАО «Российские железные дороги». Обе компании принадлежат государству. Помимо транспортировки нефтепродуктов ОАО «Российские железные дороги» оказывает нефтяным компаниям услуги по транспортировке нефти. Основную часть наших нефтепродуктов мы транспортируем железнодорожным транспортом.

Так как деятельность перечисленных выше компаний относится к сфере деятельности естественных монополий, их тарифная политика определяется государственными властями для обеспечения баланса интересов государства и всех участников процесса транспортировки. Тарифы естественных монополий устанавливаются Федеральной службой по тарифам Российской Федерации (далее – ФСТ). Величина тарифа зависит от направления транспортировки, объема поставки, расстояния до пункта назначения, а также от некоторых других факторов. Изменение тарифов происходит в зависимости от прогноза Министерства экономического развития и торговли Российской Федерации о темпах инфляции, от инвестиционных нужд компаний-владельцев транспортной инфраструктуры, других макроэкономических факторов, а также от уровня возмещения экономически обоснованных затрат, понесенных этими естественными монополиями. ФСТ пересматривает тарифы не реже одного раза в год.

По данным Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации, средний рост тарифов в 2006 г. составил: на транспортировку нефти трубопроводом – 8,0%, на транспортировку нефтепродуктов трубопроводом – 4,1%, на железнодорожные перевозки – 8,9%. Данные показатели будут отличаться от фактического изменения тарифов по транспортировке нефти и нефтепродуктов Группой за рассматриваемый период в связи с различием в структуре и географии наших поставок от средних показателей по совокупному объему транспортировки в Российской Федерации.

## Сравнение результатов деятельности Компании в 2006 и 2005 гг.

В приведенной ниже таблице отражены подробные данные по статьям доходов и расходов консолидированных отчетов о прибылях и убытках за указанные периоды.

	2006	2005	Изменение, %
	(млн долл. США)		
<b>Выручка</b>			
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины).....	67 684	55 774	21,4
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия ..	425	441	(3,6)
<b>Итого выручка.....</b>	<b>68 109</b>	<b>56 215</b>	<b>21,2</b>
<b>Затраты и прочие расходы</b>			
Операционные расходы .....	(4 657)	(3 487)	33,6
Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии .....	(22 374)	(19 398)	15,3
Транспортные расходы .....	(3 863)	(3 519)	9,8
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы.....	(2 885)	(2 578)	11,9
Износ и амортизация.....	(1 851)	(1 315)	40,8
Налоги (кроме налога на прибыль).....	(8 075)	(6 334)	27,5
Акцизы и экспортные пошлины .....	(13 570)	(9 931)	36,6
Затраты на геолого-разведочные работы .....	(209)	(317)	(34,1)
(Убыток) прибыль от выбытия и обесценения активов .....	(148)	52	–
<b>Прибыль от основной деятельности.....</b>	<b>10 477</b>	<b>9 388</b>	<b>11,6</b>
Расходы по процентам .....	(302)	(275)	9,8
Доходы по процентам и дивидендам.....	111	96	15,6
Прибыль (убыток) по курсовым разницам .....	169	(134)	–
Прочие внеоперационные расходы .....	(118)	(44)	168,2
Доля миноритарных акционеров .....	(80)	(121)	(33,9)
<b>Прибыль до налога на прибыль .....</b>	<b>10 257</b>	<b>8 910</b>	<b>15,1</b>
Текущий налог на прибыль .....	(2 906)	(2 301)	26,3
Отложенный налог на прибыль .....	133	(166)	–
<b>Итого налог на прибыль .....</b>	<b>(2 773)</b>	<b>(2 467)</b>	<b>12,4</b>
<b>Чистая прибыль .....</b>	<b>7 484</b>	<b>6 443</b>	<b>16,2</b>
Базовая прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США) .....	9,06	7,91	14,5
Разводненная прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США).....	9,04	7,79	16,0

Ниже приведен анализ основных финансовых показателей отчетности.



## Выручка от реализации

Продажи по видам продукции	2006		2005	
	(млн долл. США)			
<b>Нефть</b>				
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ .....	16 859	24,9%	15 589	28,0%
Экспорт и продажи в странах СНГ .....	790	1,2%	778	1,4%
Продажи на внутреннем рынке .....	376	0,6%	120	0,2%
	<b>18 025</b>	<b>26,7%</b>	<b>16 487</b>	<b>29,6%</b>
<b>Нефтепродукты</b>				
Экспорт и реализация на международных рынках				
оптовая реализация .....	30 302	44,7%	22 923	41,1%
розничная реализация .....	7 157	10,6%	6 293	11,3%
Продажи на внутреннем рынке				
оптовая реализация .....	5 431	8,0%	4 753	8,5%
розничная реализация .....	2 720	4,0%	1 972	3,5%
	<b>45 610</b>	<b>67,3%</b>	<b>35 941</b>	<b>64,4%</b>
<b>Нефтехимические продукты</b>				
Экспорт и продажи на международных рынках .....	1 260	1,9%	1 134	2,0%
Продажи на внутреннем рынке .....	569	0,8%	469	0,9%
	<b>1 829</b>	<b>2,7%</b>	<b>1 603</b>	<b>2,9%</b>
Прочие виды продукции .....	<b>2 220</b>	<b>3,3%</b>	<b>1 743</b>	<b>3,1%</b>
<b>Продажи, всего .....</b>	<b>67 684</b>	<b>100,0%</b>	<b>55 774</b>	<b>100,0%</b>

Объемы продаж	2006		2005	
	(тыс. барр.)			
<b>Нефть</b>				
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ .....	278 972		312 712	
Экспорт и продажи в странах СНГ .....	21 682		23 852	
Продажи на внутреннем рынке .....	13 363		4 926	
<b>Нефть (тыс. тонн)</b>				
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ .....	38 059	30,0%	42 662	34,7%
Экспорт и продажи в странах СНГ .....	2 958	2,3%	3 254	2,6%
Продажи на внутреннем рынке .....	1 823	1,4%	672	0,5%
	<b>42 840</b>	<b>33,7%</b>	<b>46 588</b>	<b>37,8%</b>
<b>Нефтепродукты (тыс. тонн)</b>				
Экспорт и продажи на международных рынках				
оптовая реализация .....	57 558	45,4%	49 549	40,2%
розничная реализация .....	7 171	5,7%	7 117	5,8%
Продажи на внутреннем рынке				
оптовая реализация .....	15 155	12,0%	16 421	13,3%
розничная реализация .....	3 995	3,2%	3 549	2,9%
	<b>83 879</b>	<b>66,3%</b>	<b>76 636</b>	<b>62,2%</b>
<b>Объемы продаж нефти и нефтепродуктов, всего .....</b>	<b>126 719</b>	<b>100,0%</b>	<b>123 224</b>	<b>100,0%</b>

Средние сложившиеся цены реализации	2006		2005	
	(долл./барр.)	(долл./т)	(долл./барр.)	(долл./т)
Средняя цена продаж на мировом рынке				
Нефть (кроме стран СНГ) .....	60,43	442,96	49,85	365,41
Нефть (в странах СНГ) .....	36,46	267,22	32,63	239,20
Нефтепродукты				
оптовая реализация .....		526,46		462,61
розничная реализация .....		998,05		884,30
Средняя цена продаж на внутреннем рынке				
Нефть .....	28,16	206,43	24,44	179,15
Нефтепродукты				
оптовая реализация .....		358,38		289,41
розничная реализация .....		680,79		555,80

В 2006 г. наша выручка от реализации увеличилась на 11 910 млн долл. США, или на 21,4%, по сравнению с 2005 г.

Общий объем реализованных нефти и нефтепродуктов составил 126,7 млн т, что примерно равно уровню 2005 г. (рост на 2,8%). Выручка от продаж нефти выросла на 1 538 млн долл. США, или на 9,3%. Выручка от продаж нефтепродуктов увеличилась на 9 669 млн долл. США, или на 26,9%.

Доля реализации нефти и нефтепродуктов на внешнем рынке, включая страны СНГ, в общем объеме реализации достигла в 2006 г. 83,4% (83,3% в 2005 г).

**Основные факторы, способствовавшие росту объема продаж:**

- благоприятная ценовая конъюнктура (см. раздел «Изменение цен на нефть и продукцию нефтепереработки» на с. 10)
- увеличение объема добычи нефти (см. раздел «Добыча углеводородов» на с. 6)
- увеличение объема операций по перепродаже нефтепродуктов, приобретенных у третьих лиц (см. с. 7)
- увеличение объемов переработки нефти в результате роста маржи нефтепереработки

*Реализация нефти*

В 2006 г. Компания снизила объемы экспорта нефти из России на 1 684 тыс. т, или на 3,7%. Однако выручка от продаж нефти за рубежом выросла в 2006 г. на 7,8% по сравнению с 2005 г. Негативный эффект от снижения объемов экспорта нефти из России был компенсирован ростом цен на нефть.

В течение 2006 г. мы увеличили объем продаж нефти на внутреннем рынке по сравнению с 2005 г. на 1 151 тыс. т, или на 171,3%.

*Реализация нефтепродуктов*

Выручка от реализации нефтепродуктов составила 67,3% от общей выручки (66,3% от общего объема продаж) по сравнению с 64,4% от общей выручки в 2005 г. (62,2% от общего объема продаж). Доля нефтепродуктов, реализованных нами на внутреннем рынке, составила 15,2% от общего объема наших продаж (16,2% в 2005 г.), но представляла 12,0% общей выручки (12,0% в 2005 г.). Уменьшение доли внутренних продаж объясняется расширением объема наших торговых операций за рубежом.

Средняя оптовая цена реализации нефтепродуктов на международных рынках увеличилась на 63,85 долл./т, или на 13,8%, по сравнению с 2005 г. Объем нефтепродуктов, реализованных оптовым потребителям за пределами Российской Федерации, увеличился на 8 009 тыс. т, или на 16,2%. Указанный рост является результатом увеличения объемов операций по перепродаже нефтепродуктов, приобретенных у третьих лиц, а также ростом экспорта нефтепродуктов из России. В результате выручка от оптовых продаж нефтепродуктов за рубежом увеличилась на 7 379 млн долл. США, или на 32,2%.

В течение 2006 г. объемы реализации нефтепродуктов через нашу розничную сеть за пределами Российской Федерации не изменились по сравнению с 2005 г. Средняя розничная цена выросла до 998,05 долл./т, или на 12,9%. В результате выручка от розничных продаж за рубежом выросла на 864 млн долл. США, или на 13,7%. Выручка от розничных продаж в 2006 г. составляла 19,1% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов на международных рынках (в 2005 г. – 21,5%). Розничные продажи за рубежом включают в себя поставки нефтепродуктов на сторонние АЗС, осуществляемые в рамках долгосрочных контрактов, цены поставок по которым незначительно отличаются от розничных.

Оптовая реализация нефтепродуктов в России в 2006 г. сократилась на 1 266 тыс. т, или на 7,7%, по сравнению с 2005 г. Средняя цена оптовой реализации увеличилась на 68,97 долл./т, или на 23,8%. В результате выручка от оптовых продаж нефтепродуктов в России выросла на 678 млн долл. США, или на 14,3%. Высвобожденные объемы нефтепродуктов были реализованы в розницу в России или экспортированы из России.

Розничная реализация нефтепродуктов в России в 2006 г. увеличилась на 446 тыс. т, или 12,6%, по сравнению с 2005 г. Средняя цена реализации в розницу в России выросла до 680,79 долл./т, или на 22,5%. В результате выручка от розничных продаж выросла на 748 млн долл. США, или на 37,9%. Эта выручка составляла 33,4% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов в России в 2006 г. (в 2005 г. – 29,3%).

#### *Реализация продуктов нефтехимии*

Выручка от продаж продуктов нефтехимии выросла в 2006 г. на 226 млн долл. США, или на 14,1%, по сравнению с 2005 г. благодаря росту цен на продукты нефтехимии.

#### *Реализация прочей продукции*

Выручка от реализации прочей продукции включает в себя выручку от продаж газа, продукции газопереработки, а также выручку от реализации производственными сбытовыми компаниями Группы услуг и товаров, не связанных с основной деятельностью (таких, например, как электричество, теплоснабжение и т.д.). Выручка от реализации прочей произведенной Компанией продукции и оказанных ею услуг выросла на 477 млн долл. США, или на 27,4%, в основном в результате роста объемов реализации газа и продукции газопереработки. Выручка от продажи природного газа в 2006 г. составила 230 млн долл. США. Основным покупателем добытого нами в Российской Федерации природного газа является ОАО «Газпром», которому в 2006 г. мы поставили 7,5 млрд куб. м газа по средней цене реализации 23,6 доллара США за 1 000 куб. м. Детали соглашения с Газпромом приведены на с. 7.

#### *Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия*

Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, в 2006 г. снизилась на 16 млн долл. США, или на 3,6%, по сравнению с 2005 г. Нашей крупнейшей зависимой компанией является ЗАО «Тургай-Петролеум», разрабатывающее месторождение Кумколь в Казахстане. Группа владеет в этой компании 50%-й долей. Доля Группы в чистой прибыли ЗАО «Тургай-Петролеум» в 2006 г. составила 184 млн долл. США, что на 14 млн долл. США меньше, чем в 2005 г. Снижение чистой прибыли ЗАО «Тургай-Петролеум» наряду с эффектом от изменений в структуре зависимых компаний было частично компенсировано общим ростом прибыльности российских нефтегазодобывающих зависимых компаний.

## Операционные расходы

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

	2006	2005
	(млн долл. США)	
Затраты на добычу углеводородов .....	2 312	1 764
Затраты на переработку .....	730	644
Затраты предприятий нефтехимии .....	247	214
Прочие операционные расходы .....	1 782	1 275
	<b>5 071</b>	<b>3 897</b>
Изменение операционных расходов в составе запасов нефти и нефтепродуктов, произведенных внутри Группы .....	(414)	(410)
<b>Итого операционные расходы .....</b>	<b>4 657</b>	<b>3 487</b>
<b>Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии...</b>	<b>22 374</b>	<b>19 398</b>

По сравнению с 2005 г. операционные расходы увеличились на 1 170 млн долл. США, или на 33,6%, что в основном объясняется ростом расходов на добычу углеводородов и прочих операционных расходов.

Значительным фактором, оказывающим влияние на наши операционные расходы в России, остается реальное укрепление рубля по отношению к доллару США. Реальное укрепление рубля в 2006 г. составило 19,3%.

**Затраты на добычу углеводородов.** В состав затрат на добычу входят затраты на ремонт добывающего оборудования, расходы на оплату труда, затраты на проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, затраты на приобретение ГСМ, оплату электроэнергии, страхование имущества нефтедобывающих предприятий и иные аналогичные затраты.

Расходы нефтегазодобывающих предприятий Компании по реализации товаров и услуг (электроснабжения, теплоснабжения и т.п.), не связанных с основной деятельностью, исключены из затрат на добычу и включены в состав прочих операционных расходов.

Наши затраты на добычу в 2006 г. выросли на 548 млн долл. США, или на 31,1%, по сравнению с 2005 г. Рост затрат в 2006 г. обусловлен увеличением объемов добычи углеводородов дочерними компаниями Группы до 753,8 млн барр. н. э., или на 13,3%, по сравнению с прошлым годом, реальным укреплением рубля к доллару США, увеличением расходов на повышение нефтеотдачи пластов, энергообеспечение и закупку материалов. Затраты на добычу в 2006 г. включают в себя 95 млн долл. США затрат нефтедобывающих компаний, приобретенных в конце 2005 г., а также в 2006 г. Средняя величина удельных затрат на добычу углеводородов увеличилась с 2,66 долл./барр. н. э. до 3,08 долл./барр. н. э., или на 15,8%, по сравнению с 2005 г.

**Затраты на переработку** на собственных НПЗ выросли в 2006 г. на 86 млн долл. США, или на 13,4%, по сравнению с 2005 г.

Затраты на переработку на собственных заводах в России выросли на 14,3%, или на 65 млн долл. США, за счет увеличения объемов производства и реального укрепления рубля.

Затраты на переработку на собственных заводах за рубежом выросли в 2006 г. на 11,1%, или на 21 млн долл. США, по сравнению с 2005 г. Рост затрат произошел в основном за счет увеличения объемов выпуска высококачественной продукции на нашем заводе в Болгарии. Однако он был частично компенсирован сокращением расходов на Одесском НПЗ из-за временной приостановки его деятельности в связи с ширококомасштабной реконструкцией.

**Затраты предприятий нефтехимии** увеличились на 33 млн долл. США, или на 15,4%, по сравнению с 2005 г. Это было обусловлено в основном ростом цен на сырье и энергию, а также проведением текущих ремонтных работ на российских нефтехимических предприятиях во втором квартале 2006 г.

**Прочие операционные расходы** включают в себя затраты предприятий газопереработки, стоимость реализуемых производственными и сбытовыми компаниями Группы услуг и товаров, не связанных с основной деятельностью (таких как электричество, теплоснабжение и т.д.), и операционные расходы прочих непрофильных предприятий Группы. Прочие операционные расходы включают в себя также расходы, связанные с транспортировкой нефти от добывающих до перерабатывающих предприятий Группы, и платежи за переработку нефти на сторонних НПЗ. Прочие операционные расходы выросли на 507 млн долл. США, или на 39,8%, по сравнению с 2005 г. Данный рост объясняется увеличением объемов переработки нефти на сторонних НПЗ, ростом закупок газа и продуктов газопереработки, а также ростом прочей реализации.

**Изменение операционных расходов в составе запасов нефти и нефтепродуктов, произведенных внутри Группы**, включает в себя расходы по добыче и переработке нефти и нефтепродуктов, которые были произведены предприятиями Группы в течение отчетного периода, но не реализованы третьим сторонам.

До 2006 г. данная величина включала в себя изменение остатков запасов, относящихся к налогу на добычу полезных ископаемых, экспортным пошлинам и транспортным расходам. Начиная с первого квартала 2006 г. такие изменения отражаются в соответствующих статьях отчета о прибылях и убытках. Поскольку руководство Группы оценивает влияние изменения классификации на презентацию отчета о прибылях и убытках в 2005 г. как незначительное, реклассификаций в сравнительных данных не производилось.

**Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии** выросла в 2006 г. на 2 976 млн долл. США, или на 15,3%, по сравнению с 2005 г. в результате существенного увеличения объемов реализации приобретенных нефтепродуктов и роста рыночных цен на нефть и нефтепродукты. При этом снижение стоимости приобретенной нефти составило 1 166 млн долл. США. Это произошло за счет уменьшения объема закупок нефти в 2006 г. в связи с временной приостановкой работы Одесского НПЗ.

Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии включает в себя результат от хеджирования продаж нефти и нефтепродуктов за рубежом. В 2006 г. мы признали доход от хеджирования в размере 183 млн долл. США по сравнению с убытком в размере 171 млн долл. США за предшествующий год.

### **Транспортные расходы**

Увеличение общего объема продаж наряду с ростом тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов повлекло за собой увеличение транспортных расходов в 2006 г. на 344 млн долл. США, или на 9,8%, по сравнению с 2005 г.

Средневзвешенные тарифы с учетом объемов транспортировки по различным направлениям экспортных отгрузок нефти и нефтепродуктов Группой изменились в 2006 г. по сравнению с аналогичным периодом прошлого года следующим образом: тарифы на морские перевозки снизились на 15,2%; тарифы на трубопроводный транспорт нефти выросли на 21,5%; тарифы на железнодорожный транспорт нефтепродуктов выросли на 26,6%.

### **Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы**

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы Компании увеличились в 2006 г. на 307 млн долл. США, или на 11,9%, по сравнению с 2005 г. В их состав входят общехозяйственные расходы, расходы по выплате заработной платы (за исключением затрат на выплату заработной платы работникам добывающих и перерабатывающих предприятий), расходы по страхованию (кроме страхования имущества добывающих и перерабатывающих предприятий), содержанию и обслуживанию объектов социальной инфраструктуры, расходы по созданию резерва по сомнительным долгам, а также прочие расходы.

Рост коммерческих, общехозяйственных и административных расходов произошел за счет реального укрепления рубля и общего увеличения объемов операций, проводимых Группой за пределами Российской Федерации. Кроме того, в 2006 г. Компания начислила вознаграждение менеджменту по программе, основанной на росте курса ее обыкновенных акций (280 млн долл. США по сравнению с 263 млн долл. США в 2005 г.).

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы в 2006 г. включали в себя также 87 млн долл. США расходов, относящихся к нашим дочерним компаниям, приобретенным в конце 2005 г и в 2006 г.

### **Износ и амортизация**

В состав статьи «Износ и амортизация» входят износ нефтегазодобывающих активов, прочих активов производственного и непроизводственного назначения, амортизация нематериальных активов. По сравнению с 2005 г. расходы Компании, связанные с износом и амортизацией, увеличились на 536 млн долл. США, или на 40,8%. Рост амортизации связан с осуществлением Компанией капитального строительства и, как следствие, ростом стоимости амортизируемого имущества. Кроме того, расходы по износу и амортизации включают в себя 198 млн долл. США, связанных с приобретениями, совершенными в конце 2005 г. и в 2006 г.

### **Затраты на геолого-разведочные работы**

В течение 2006 г. общая сумма затрат на геолого-разведочные работы сократилась на 108 млн долл. США, или на 34,1%, по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. В 2006 г. списание сухих скважин в составе затрат на геолого-разведочные работы составило 91 млн долл. США. Эти расходы в основном относятся к проектам в Египте (12 млн долл. США), а также в Тимано-Печоре и в Республике Коми в России (53 млн долл. США). Геологические и геофизические затраты, отнесенные на расходы в 2006 г., были понесены в России и Узбекистане (78 млн долл. США и 12 млн долл. США соответственно).

В 2005 году объем списания затрат на сухие скважины составил 170 млн долл. США. В 2005 г. Группа завершила бурение первых разведочных скважин на месторождениях Ялама (Д-222) и Тюб-Караган (находящихся в Азербайджане и Казахстане соответственно). Обе разведочные скважины оказались сухими и затраты на их бурение в сумме 105 млн долл. США были отнесены на расходы.

### **(Убыток) прибыль от выбытия и снижения стоимости активов**

Убыток от выбытия и обесценения активов в 2006 г. составил 148 млн долл. США по сравнению с прибылью в сумме 52 млн долл. США за аналогичный период 2005 г.

Убытки включают в себя финансовые результаты от выбытия ряда непрофильных активов, а также сумму индивидуально незначительных снижений стоимостей активов некоторых низкоэффективных подразделений Группы. Убытки в 2006 г. включали в себя также 68 млн долл. США, связанных с обесценением участков недр с недоказанными запасами в Азербайджане.

В 2005 г. мы отразили прибыль в сумме 152 млн долл. США от продажи компании «КонокоФиллипс» 30%-й доли в ООО «Нарьянмарнефтегаз», прибыль в сумме 4 млн долл. США от продажи нашей 38%-й доли в ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг» и прибыль в сумме 25 млн долл. США от продажи нашей доли в ЗАО «Арктикнефть».

### **Расходы по процентам**

Расходы по уплате процентов в 2006 г. увеличились на 27 млн долл. США, или на 9,8%, по сравнению с 2005 г. Рост процентных расходов объясняется обслуживанием займа в сумме 1 934 млн долл. США, привлеченного Группой для приобретения компании «Нельсон», а также общим увеличением задолженности. Кроме того, во втором квартале 2006 г. Группа и компания «КонокоФиллипс» достигли соглашения об изменении процентной ставки по договорам займов в рамках финансирования совместного предприятия ООО «Нарьянмарнефтегаз» с 0,1% до 6,8–8,2% годовых, что также увеличило расходы по уплате процентов.

## Налоги (кроме налога на прибыль)

Рост налогов (кроме налога на прибыль) обусловлен главным образом ростом на 1 691 млн долл. США налога на добычу полезных ископаемых. Его ставка зависит от цены на нефть на мировых рынках (см. раздел «Налоговая нагрузка» на с. 12). Прочие налоги в 2005 г. включают в себя 150 млн долл. США, начисленных по результатам налоговых проверок компаний Группы за периоды, предшествовавшие 2004-му финансовому году.

	2006		2005	
	В России	За рубежом	В России	За рубежом
	(млн долл. США)			
Налог на добычу полезных ископаемых .....	7 281	–	5 590	–
Социальные налоги и отчисления .....	309	47	284	40
Налог на имущество .....	219	28	210	23
Прочие налоги и отчисления.....	160	31	162	25
<b>Итого .....</b>	<b>7 969</b>	<b>106</b>	<b>6 246</b>	<b>88</b>

## Акцизы и экспортные пошлины

В состав акцизов и экспортных пошлин, уплачиваемых Компанией, входят налоги на продажу нефтепродуктов, а также пошлины на экспорт нефти и нефтепродуктов. По сравнению с 2005 г. акцизы и экспортные пошлины увеличились на 3 639 млн долл. США, или на 36,6%. Рост общей суммы экспортных пошлин связан с ростом их ставок (см. раздел «Налоговая нагрузка» на с. 12). Двухмесячный разрыв между периодом расчета новой ставки экспортной пошлины на нефть и периодом ее применения послужил причиной того, что в четвертом квартале 2006 г. мы продавали нефть по снизившимся ценам, тогда как платили экспортные пошлины по самым высоким ставкам. Это оказало негативное воздействие на прибыль до уплаты налога на прибыль в размере, который оценивается примерно в 0,4 млрд долл. США.

	2006		2005	
	В России	За рубежом	В России	За рубежом
	(млн долл. США)			
Акциз и налог на реализацию нефтепродуктов .....	610	2 835	654	2 679
Экспортные пошлины.....	10 114	11	6 590	8
<b>Итого .....</b>	<b>10 724</b>	<b>2 846</b>	<b>7 244</b>	<b>2 687</b>

## Налог на прибыль

По сравнению с 2005 г. общий объем расходов Компании по налогу на прибыль увеличился на 306 млн долл. США, или на 12,4%. Это связано с ростом прибыли до уплаты налогов на 1 347 млн долл. США, или на 15,1%.

Эффективная ставка налога на прибыль в 2006 г. составила 27,0% (в 2005 г. – 27,7%), что выше установленной максимальной ставки в Российской Федерации (24%). Это связано с тем, что некоторые понесенные в текущем периоде расходы не принимались в уменьшение налоговой базы для целей налогообложения или принимались в пределах, установленных налоговым законодательством.

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

	2006	2005
	(млн долл. США)	
<b>Чистая прибыль .....</b>	<b>7 484</b>	<b>6 443</b>
Увеличивается на:		
налог на прибыль .....	2 773	2 467
износ и амортизацию .....	1 851	1 315
расходы по уплате процентов .....	302	275
доходы по процентам и дивидендам .....	(111)	(96)
<b>ЕБИТДА .....</b>	<b>12 299</b>	<b>10 404</b>

Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (далее – ЕБИТДА) не является финансовым показателем, предусмотренным ОПБУ США. Однако мы используем его, так как считаем, что этот показатель представляет инвесторам полезную информацию, поскольку является индикатором 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 созданным в предыдущих периодах. Для некоторых инвесторов, аналитиков и рейтинговых агентств ЕБИТДА 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 ОПБУ США. ЕБИТДА не отражает необходимость в замещении наших основных средств.



## Сравнение результатов деятельности Компании в 2005 и 2004 гг.

В приведенной ниже таблице отражены подробные данные по статьям доходов и расходов консолидированных отчетов о прибылях и убытках за указанные периоды.

	2005	2004	Изменение, %
	(млн долл. США)		
<b>Выручка</b>			
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)...	55 774	33 845	64,8
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия .....	441	213	107,0
<b>Итого выручка .....</b>	<b>56 215</b>	<b>34 058</b>	<b>65,1</b>
<b>Затраты и прочие расходы</b>			
Операционные расходы .....	(3 487)	(2 880)	21,1
Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии.....	(19 398)	(10 124)	91,6
Транспортные расходы .....	(3 519)	(2 784)	26,4
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы...	(2 578)	(2 024)	27,4
Износ и амортизация .....	(1 315)	(1 075)	22,3
Налоги (кроме налога на прибыль).....	(6 334)	(3 505)	80,7
Акцизы и экспортные пошлины.....	(9 931)	(5 248)	89,2
Затраты на геолого-разведочные работы .....	(317)	(171)	85,4
Прибыль (убыток) от выбытия и снижения стоимости активов .....	52	(213)	–
<b>Прибыль от основной деятельности .....</b>	<b>9 388</b>	<b>6 034</b>	<b>55,6</b>
Расходы по процентам .....	(275)	(300)	(8,3)
Доходы по процентам и дивидендам.....	96	180	(46,7)
(Убытки) прибыли по курсовым разницам .....	(134)	135	–
Прочие внеоперационные (расходы) доходы .....	(44)	21	–
Доля миноритарных акционеров.....	(121)	(62)	95,2
<b>Прибыль до налога на прибыль .....</b>	<b>8 910</b>	<b>6 008</b>	<b>48,3</b>
Текущий налог на прибыль .....	(2 301)	(1 614)	42,6
Отложенный налог на прибыль.....	(166)	(146)	13,7
<b>Итого налог на прибыль .....</b>	<b>(2 467)</b>	<b>(1 760)</b>	<b>40,2</b>
<b>Чистая прибыль .....</b>	<b>6 443</b>	<b>4 248</b>	<b>51,7</b>
Базовая прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США) .	7,91	5,20	52,1
Разводненная прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США) .....	7,79	5,13	51,9

Ниже приведен анализ основных финансовых показателей отчетности.

## Выручка от реализации

Продажи по видам продукции	2005		2004	
	(млн долл. США)			
Нефть				
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ .....	15 589	28,0%	10 338	30,5%
Экспорт и продажи в странах СНГ .....	778	1,4%	602	1,8%
Продажи на внутреннем рынке .....	120	0,2%	181	0,5%
	<b>16 487</b>	<b>29,6%</b>	<b>11 121</b>	<b>32,8%</b>
Нефтепродукты				
Экспорт и реализация на международных рынках				
оптовая реализация .....	22 923	41,1%	11 403	33,7%
розничная реализация .....	6 293	11,3%	3 914	11,6%
Продажи на внутреннем рынке				
оптовая реализация .....	4 753	8,5%	3 429	10,1%
розничная реализация .....	1 972	3,5%	1 236	3,7%
	<b>35 941</b>	<b>64,4%</b>	<b>19 982</b>	<b>59,1%</b>
Нефтехимические продукты				
Экспорт и продажи на международных рынках .....	1 134	2,0%	1 021	3,0%
Продажи на внутреннем рынке .....	469	0,9%	332	1,0%
	<b>1 603</b>	<b>2,9%</b>	<b>1 353</b>	<b>4,0%</b>
Прочие виды продукции .....	<b>1 743</b>	<b>3,1%</b>	<b>1 389</b>	<b>4,1%</b>
<b>Продажи, всего .....</b>	<b>55 774</b>	<b>100,0%</b>	<b>33 845</b>	<b>100,0%</b>

Объемы продаж	2005		2004	
	(тыс. барр.)			
Нефть				
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ .....	312 712		307 523	
Экспорт и продажи в странах СНГ .....	23 852		29 877	
Продажи на внутреннем рынке .....	4 926		11 999	
Нефть				
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ .....	42 662	34,7%	41 954	38,6%
Экспорт и продажи в странах СНГ .....	3 254	2,6%	4 076	3,7%
Продажи на внутреннем рынке .....	672	0,5%	1 637	1,5%
	<b>46 588</b>	<b>37,8%</b>	<b>47 667</b>	<b>43,8%</b>
Нефтепродукты				
Экспорт и продажи на международных рынках				
оптовая реализация .....	49 549	40,2%	35 946	33,1%
розничная реализация .....	7 117	5,8%	5 480	5,0%
Продажи на внутреннем рынке				
оптовая реализация .....	16 421	13,3%	16 981	15,6%
розничная реализация .....	3 549	2,9%	2 743	2,5%
	<b>76 636</b>	<b>62,2%</b>	<b>61 150</b>	<b>56,2%</b>
<b>Объемы продаж нефти и нефтепродуктов, всего .....</b>	<b>123 224</b>	<b>100,0%</b>	<b>108 817</b>	<b>100,0%</b>

Средние сложившиеся цены реализации	2005		2004	
	(долл./барр.)	(долл./т)	(долл./барр.)	(долл./т)
Средняя цена продаж на мировом рынке				
Нефть (кроме стран СНГ).....	49,85	365,41	33,62	246,42
Нефть (в странах СНГ).....	32,63	239,20	20,13	147,57
Нефтепродукты				
оптовая реализация.....		462,61		317,24
розничная реализация.....		884,30		714,19
Средняя цена продаж на внутреннем рынке				
Нефть.....	24,44	179,15	15,09	110,58
Нефтепродукты				
оптовая реализация.....		289,41		201,94
розничная реализация.....		555,80		450,64

В 2005 г. наша выручка от реализации увеличилась на 21 929 млн долл. США, или на 64,8%, по сравнению с 2004 г.

Общий объем реализованных нефти и нефтепродуктов достиг 123,2 млн т, что на 13,2% больше, чем в 2004 г. Выручка от продаж нефти выросла на 5 366 млн долл. США, или на 48,3%. Выручка от продаж нефтепродуктов увеличилась на 15 959 млн долл. США, или на 79,9%.

Доля реализации нефти и нефтепродуктов на внешнем рынке, включая страны СНГ, в общем объеме реализации достигла 83,3% в 2005 г. по сравнению с 80,4% в 2004 г.

**Основные факторы, способствовавшие росту объема продаж:**

- благоприятная ценовая конъюнктура
- увеличение общего объема добычи нефти
- увеличение объема операций по перепродаже нефтепродуктов, приобретенных у третьих лиц
- увеличение объемов переработки нефти

*Реализация нефти*

В 2005 г. Компания сократила объем продаж нефти на внутреннем рынке по сравнению с 2004 г. на 965 тыс. т, или на 58,9%. В основном это связано с увеличением объемов переработки нефти в России.

В целях получения выгоды от роста цен на нефтепродукты на российском и зарубежных рынках, а также из-за того, что пошлины на экспорт нефти выше, чем пошлины на экспорт нефтепродуктов, в 2005 г. мы снизили объем экспорта нефти из России на 481 тыс. т, или на 1,0%, по сравнению с 2004 г.

*Реализация нефтепродуктов*

Выручка от реализации нефтепродуктов составила 64,4% от общей выручки (62,2% от общего объема продаж) по сравнению с 59,1% от общей выручки в 2004 г. (56,2% от общего объема продаж). Доля нефтепродуктов, реализуемых нами на внутреннем рынке, составляет 16,2% от общего объема наших продаж (18,1% в 2004 г.), но представляет 12,0% общей выручки (13,8% в 2004 г.). Уменьшение доли внутренних продаж объясняется значительным расширением объема наших операций за рубежом.

Средняя оптовая цена реализации нефтепродуктов на международных рынках увеличилась на 145,37 долл./т, или на 45,8%, по сравнению с 2004 г. Объем нефтепродуктов, реализованных оптовым потребителям за пределами Российской Федерации, увеличился на 13 603 тыс. т, или на 37,8%. В результате выручка от оптовых продаж нефтепродуктов увеличилась на 11 520 млн долл. США, или на 101,0%.

В 2005 г. реализация нефтепродуктов через нашу розничную сеть за пределами Российской Федерации увеличилась на 1 637 тыс. т, или на 29,9%, по сравнению с 2004 г. Указанный рост является результатом развития наших розничных сетей в других странах, а также следствием структурных изменений. Так, в мае 2004 г. мы приобрели сеть АЗС в США и в марте 2005 г. – сеть АЗС в Финляндии. Средняя розничная цена в 2005 г. выросла до 884,30 долл./т, или на 23,8%. В результате выручка от розничных продаж за рубежом выросла на 2 379 млн долл. США, или на 60,8%. Выручка от розничных продаж в 2005 г. составляет 21,5% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов на международных рынках (в 2004 г. – 25,6%). Розничные продажи за рубежом включают в себя поставки нефтепродуктов на сторонние АЗС, осуществляемые в рамках долгосрочных контрактов, цены поставок по которым незначительно отличаются от розничных.

Оптовая реализация нефтепродуктов в России в 2005 г. незначительно уменьшилась по сравнению с 2004 г. ввиду роста розничной реализации и увеличения объемов экспорта из Российской Федерации. Средняя цена оптовой реализации увеличилась на 87,47 долл./т, или на 43,3%. В результате выручка от оптовых продаж нефтепродуктов в России выросла на 1 324 млн долл. США, или на 38,6%.

Розничная реализация в России в 2005 г. увеличилась на 806 тыс. т, или на 29,4%, по сравнению с 2004 г. Средняя цена реализации в розницу в России выросла до 555,80 долл./т, или на 23,3%. В результате выручка от розничных продаж выросла на 736 млн долл. США, или на 59,5%. Эта выручка составляет 29,3% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов в России в 2005 г. (в 2004 г. – 26,5%).

#### *Реализация продуктов нефтехимии*

Выручка от продаж продуктов нефтехимии увеличилась в 2005 г. на 250 млн долл. США, или на 18,5%, в основном за счет увеличения роста средних цен реализации.

#### *Реализация прочей продукции*

Выручка от реализации прочей продукции включает в себя выручку от продаж газа, продукции газопереработки, а также выручку от реализации компаниями Группы услуг и товаров, не связанных с основной деятельностью (таких как электричество, теплоснабжение и т.д.). Выручка от реализации прочей произведенной Компанией продукции и оказанных ею услуг выросла на 354 млн долл. США, или на 25,5%, в результате роста объемов реализации этой продукции, в основном газа и продукции газопереработки, и оказания прочих услуг сторонним организациям.

#### *Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия*

Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, в 2005 г. увеличилась на 228 млн долл. США, или на 107,0%, по сравнению с 2004 г. в результате роста прибыльности зависимых нефтедобывающих компаний, в частности благодаря увеличению чистой прибыли компании ЗАО «Тургай-Петролеум». ЗАО «Тургай-Петролеум», наша 50%-я зависимая компания, является участником совместного предприятия «Тургай-Петролеум», разрабатывающего месторождение Кумколь в Казахстане. Доля Группы в чистой прибыли ЗАО «Тургай-Петролеум» в 2005 г. составила 198 млн долл. США, что на 153 млн долл. США больше, чем в предыдущем году.

### **Операционные расходы**

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

	2005	2004
	(млн долл. США)	
Затраты на добычу углеводородов .....	1 764	1 556
Затраты на переработку .....	644	532
Затраты предприятий нефтехимии .....	214	207
Прочие операционные расходы .....	865	585
<b>Итого операционные расходы .....</b>	<b>3 487</b>	<b>2 880</b>
<b>Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии ....</b>	<b>19 398</b>	<b>10 124</b>

По сравнению с 2004 г. операционные расходы увеличились на 607 млн долл. США, или на 21,1%. Значительным негативным фактором, оказывающим влияние на наши операционные расходы в России, остается реальное укрепление рубля по отношению к доллару США. В 2005 г. реальное укрепление рубля составило 6,9%.

**Затраты на добычу углеводородов.** В состав затрат на добычу входят затраты на ремонт добывающего оборудования, расходы на оплату труда, затраты на проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, затраты на приобретение ГСМ, оплату электроэнергии, страхование имущества нефтегазодобывающих предприятий и иные аналогичные затраты.

Расходы добывающих предприятий Компании по реализации товаров и услуг (электроснабжения, теплоснабжения и т.п.), не связанных с основной деятельностью, исключены из затрат на добычу и включены в состав прочих операционных расходов.

Наши затраты на добычу углеводородов в 2005 г. выросли на 208 млн долл. США, или на 13,4%, по сравнению с 2004 г. Рост затрат обусловлен увеличением объемов добычи углеводородов дочерними компаниями Группы до 665,6 млн барр. н.э., или на 4,9%, по сравнению с 2004 г., увеличением расходов на капитальный и текущий ремонты, а также проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов. Кроме того, на рост затрат на добычу негативное влияние оказало реальное укрепление рубля к доллару США. Однако влияние указанных факторов было частично компенсировано увеличением средних дебитов скважин с 10,70 т нефти в день в 2004 г. до 11,07 т нефти в день в 2005 г. В результате величина удельных затрат на добычу углеводородов увеличилась с 2,46 долл./барр. до 2,66 долл./барр. н. э., или на 8,1%.

**Затраты на переработку** на собственных НПЗ выросли в 2005 г. на 112 млн долл. США, или на 21,1%, по сравнению с 2004 г.

Затраты на переработку на собственных заводах в России выросли на 13,8%, или на 55 млн долл. США, за счет увеличения объемов производства и реального укрепления рубля. Кроме того, в конце 2004 г. мы начали менять ассортимент выпускаемой продукции в целях повышения ее качества и прибыльности наших операций. В частности, мы начали производство дизельного топлива, соответствующего стандарту Евро-4, что привело к росту затрат на переработку.

Затраты на переработку на собственных заводах за рубежом выросли на 43,2%, или на 57 млн долл. США. Это связано с вводом в эксплуатацию после модернизации НПЗ «Петротел-ЛУКОЙЛ» в Румынии, а также ростом затрат на энергию в составе себестоимости на нашем заводе в Болгарии.

**Затраты предприятий нефтехимии** выросли в 2005 г. на 7 млн долл. США, или на 3,4%, по сравнению с 2004 г.

**Прочие операционные расходы** включают в себя затраты предприятий газопереработки, стоимость реализуемых компаниями Группы услуг и товаров, не связанных с основной деятельностью (таких, например, как электричество, теплоснабжение и т.д.), и операционные расходы прочих непрофильных предприятий Группы. Прочие операционные расходы включают в себя также расходы, связанные с транспортировкой нефти от добывающих до перерабатывающих предприятий Группы, платежи за переработку нефти на сторонних НПЗ и величину изменения остатка запасов нефти и нефтепродуктов, возникших в результате сделок внутри Группы. Прочие операционные расходы выросли на 280 млн долл. США по сравнению с 2004 г. Данный рост объясняется увеличением объемов переработки нефти на сторонних НПЗ, ростом объема продаж прочей продукции, в частности продуктов газопереработки, а также изменением остатков запасов нефти и нефтепродуктов, возникших в результате сделок внутри Группы в четвертом квартале 2005 г.

**Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии** выросла в 2005 г. на 9 274 млн долл. США, или на 91,6%, по сравнению с 2004 г. в результате существенного увеличения объемов реализации приобретенных нефти и нефтепродуктов на 10 094 тыс. т, или на 29,5%, и роста рыночных цен на нефть и нефтепродукты.

## **Транспортные расходы**

Увеличение общего объема продаж наряду с ростом тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов повлекло за собой увеличение транспортных расходов в 2005 г. на 735 млн долл. США, или на 26,4%, по сравнению с 2004 г.

По данным Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации, рост тарифов в 2005 г. составил: на транспортировку нефти трубопроводом – 33,3% (с учетом некоторых индивидуальных тарифов на отдельных участках системы «Транснефть», которые не оказали значительного влияния на расходы Группы), на транспортировку нефтепродуктов трубопроводом – 24,8%, на железнодорожные перевозки – 13,3%.

Тарифы на морские перевозки снизились в 2005 г. на 14,9% (средневзвешенное изменение тарифа с учетом объемов транспортировки по различным направлениям). В то же время значительный рост тарифов и расходов по демереджу в четвертом квартале 2005 г. привел к увеличению транспортных расходов примерно на 70 млн долл. США.

## **Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы**

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы Компании увеличились в 2005 г. на 554 млн долл. США, или на 27,4%, по сравнению с 2004 г. В их состав входят общехозяйственные расходы, расходы по выплате заработной платы (за исключением затрат на выплату заработной платы работникам добывающих и перерабатывающих предприятий), расходы по страхованию (кроме страхования имущества добывающих и перерабатывающих предприятий), содержанию и обслуживанию объектов социальной инфраструктуры, расходы по созданию резерва по сомнительным долгам, а также прочие расходы.

Рост коммерческих, общехозяйственных и административных расходов в 2005 г. произошел из-за общего увеличения объемов операций, проводимых Группой за пределами Российской Федерации. Кроме того, в 2005 г. Компания начислила вознаграждение менеджменту по программе, основанной на росте курса ее обыкновенных акций, в размере 263 млн долл. США по сравнению с 65 млн долл. США, начисленными в 2004 г. При этом нам удалось частично сдержать негативное влияние реального укрепления рубля посредством общего контроля над расходами.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы в 2005 г. также включают в себя 66 млн долл. США расходов, относящихся к нашим финским компаниям, приобретенным в марте 2005 г., и 20 млн долл. расходов, относящихся к компании «Нельсон», приобретенной нами в октябре–декабре 2005 г.

## **Износ и амортизация**

В состав статьи «Износ и амортизация» входят износ нефтегазодобывающих активов, прочих активов производственного и непроизводственного назначения, амортизация нематериальных активов. По сравнению с 2004 г. расходы Компании, связанные с износом и амортизацией, увеличились на 240 млн долл. США, или на 22,3%. Рост амортизации связан с осуществлением Компанией капитального строительства и, как следствие, ростом стоимости амортизируемого имущества. Кроме того, расходы по износу и амортизации включают в себя 41 млн долл. США, сумму, связанную с приобретением компании «Нельсон».

## **Затраты на геолого-разведочные работы**

В 2005 г. общая сумма затрат на геолого-разведочные работы увеличилась по сравнению с 2004 г. на 146 млн долл. США, или на 85,4%. Это связано с тем, что в 2005 г. Группа завершила бурение первых двух разведочных скважин на месторождениях Ялама (Д-222) и Тюб-Караган и обе разведочные скважины оказались сухими. Затраты на их бурение в сумме 105 млн долл. США были отнесены на расходы. Несмотря на то, что первые разведочные скважины оказались сухими, Группа продолжает дальнейшие геологические исследования и планирует использовать результаты бурения этих скважин для оценки расположения потенциальных залежей запасов углеводородов и определения программы бурения вторых разведочных скважин на обоих месторождениях.

### Прибыль (убыток) от выбытия и снижения стоимости активов

Прибыль от выбытия активов в 2005 г. составила 52 млн долл. США по сравнению с убытком в сумме 213 млн долл. США в 2004 г.

В 2005 г. мы отразили прибыль в сумме 152 млн долл. США от продажи компании «КонокоФиллипс» 30%-й доли в ООО «Нарьянмарнефтегаз», прибыль в сумме 4 млн долл. США от продажи 38%-й доли в ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг» и прибыль в сумме 25 млн долл. США от продажи нашей доли в ЗАО «Арктикнефть». В 2005 г. Группа признала дополнительный убыток от сделки по продаже вложений в ОАО Банк «Петрокоммерц» в сумме 12 млн долл. США.

В 2004 г. мы признали убыток в сумме 35 млн долл. США от снижения стоимости наших вложений в ОАО Банк «Петрокоммерц» и убыток в сумме 70 млн долл. США от снижения стоимости активов ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение» в связи с решением об их продаже.

Прочие убытки относятся к выбытию ряда непрофильных активов, а также к сумме индивидуально незначительных снижений стоимостей активов некоторых низкоэффективных подразделений Группы.

### Расходы по процентам

Расходы по уплате процентов сократились в 2005 г. на 25 млн долл. США по сравнению с 2004 г. в основном за счет того, что в третьем квартале 2004 г. из состава Группы выбыл ОАО Банк «Петрокоммерц». Однако в четвертом квартале 2005 г. сокращение было компенсировано начислением расходов по процентам, относящихся к займу в 1 934 млн долл. США, привлеченному Группой для финансирования приобретения компании «Нельсон».

### Налоги (кроме налога на прибыль)

Налоги (кроме налога на прибыль) включают налог на добычу полезных ископаемых, налог на имущество и отчисления в социальные фонды.

	2005		2004	
	В России	За рубежом	В России	За рубежом
(млн долл. США)				
Налог на добычу полезных ископаемых .....	5 590	–	2 971	–
Социальные налоги и отчисления .....	284	40	302	28
Налог на имущество .....	210	23	91	20
Прочие налоги и отчисления .....	162	25	60	33
<b>Итого .....</b>	<b>6 246</b>	<b>88</b>	<b>3 424</b>	<b>81</b>

Рост налогов (кроме налога на прибыль) обусловлен главным образом ростом на 2 619 млн долл. США налога на добычу полезных ископаемых, ставка которого зависит от цены на нефть на мировых рынках. Налог на имущество в России вырос в основном за счет того, что в 2005 г. Компания пересчитала налог на имущество за 2002 и 2003 гг. В 2005 г. по результатам налоговых проверок Группа признала также расход в размере 163 млн долл. США по налогам за периоды, предшествовавшие 2004 г. Прочие налоги и отчисления включают в себя примерно 150 млн долл. США таких дополнительных налогов.

## Акцизы и экспортные пошлины

В состав акцизов и экспортных пошлин, уплачиваемых Компанией, входят налоги на продажу нефтепродуктов, а также пошлины на экспорт нефти и нефтепродуктов. По сравнению с 2004 г. акцизы и экспортные пошлины увеличились на 4 683 млн долл. США, или на 89,2%. Рост общей суммы экспортных пошлин связан с ростом их ставок. Увеличение суммы акцизов на нефтепродукты, уплачиваемых зарубежными предприятиями Компании, стало результатом увеличения объемов реализуемой за рубежом продукции, в основном в США, а также начала нашей деятельности в Финляндии.

	2005		2004	
	В России	За рубежом	В России	За рубежом
(млн долл. США)				
Акциз и налог на реализацию нефтепродуктов ..	654	2 679	547	1 774
Экспортные пошлины .....	6 590	8	2 913	14
	<b>7 244</b>	<b>2 687</b>	<b>3 460</b>	<b>1 788</b>
<b>Итого.....</b>		<b>9 931</b>		<b>5 248</b>

## Налог на прибыль

По сравнению с 2004 г. общий объем расходов Компании по налогу на прибыль увеличился на 707 млн долл. США, или на 40,2%. Это связано с ростом прибыли до уплаты налогов на 2 902 млн долл. США, или на 48,3%.

Эффективная ставка налога на прибыль в 2005 г. составила 27,7% (в 2004 г. – 29,3%), что выше, чем установленная максимальная ставка для Российской Федерации (24%). Это связано с тем, что некоторые понесенные в текущем периоде расходы не принимались к вычету для целей налогообложения или принимались к вычету в пределах установленных норм.

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

	2005	2004
	(млн долл. США)	
<b>Чистая прибыль .....</b>	<b>6 443</b>	<b>4 248</b>
Увеличивается на:		
налог на прибыль .....	2 467	1 760
износ и амортизацию .....	1 315	1 075
расходы по уплате процентов .....	275	300
доходы по процентам и дивидендам .....	(96)	(180)
<b>ЕБИТДА .....</b>	<b>10 404</b>	<b>7 203</b>

Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (далее – ЕБИТДА) не является финансовым показателем, предусмотренным ОПБУ США. Однако мы используем его, так как считаем, что этот показатель представляет инвесторам полезную информацию, поскольку является индикатором 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 созданным в предыдущих периодах. Для некоторых инвесторов, аналитиков и рейтинговых агентств ЕБИТДА 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 ОПБУ США. ЕБИТДА не отражает необходимость в замещении наших основных средств.



## Анализ движения денежных средств и капитальных затрат

	2006	2005	2004
	(млн долл. США)		
Денежные средства, полученные от основной деятельности.....	7 639	6 097	4 180
Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности.....	(7 515)	(6 225)	(3 741)
Денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности .....	(1 059)	539	(650)

Основным источником денежных средств Компании являются денежные средства, полученные от основной деятельности, объем которых в 2006 г. составил 7 639 млн долл. США, что на 1 542 млн долл. США больше, чем в 2005 г. В 2006 г. на денежные потоки от операционной деятельности оказали влияние следующие факторы:

- рост выручки от реализации
- рост платежей по налогу на прибыль
- рост объема экспортных операций и, соответственно, осуществление предоплаты по таможенным сборам и экспортным пошлинам, а также по расходам на транспортировку

Кроме того, в 2006 г. значительное негативное влияние на приток денежных средств, полученных от основной деятельности, оказало увеличение рабочего капитала на 1 621 млн долл. США по сравнению с 1 января 2006 г. Основными причинами этого стали:

- рост запасов на 816 млн долл. США, что связано как с ростом объемов нефти и нефтепродуктов в запасах, так и с ростом закупочных цен на них
- чистый рост на 733 млн долл. США дебиторской и кредиторской задолженности по НДС
- чистый рост на 239 млн долл. США дебиторской и кредиторской задолженности по налогу на прибыль
- чистый рост текущей части прочих налогов к уплате/к возмещению на 94 млн долл. США

В то же время рост рабочего капитала был частично компенсирован за счет чистого снижения торговой дебиторской и кредиторской задолженности на 180 млн долл. США.

В 2006 г. мы заплатили 1 374 млн долл. США за приобретение долей в других компаниях, что на 1 500 млн долл. США меньше, чем в 2005 г. Основную часть этой суммы составляют 847 млн долл. США, заплаченных Группой за приобретение ХМОК, а также 300 млн долл. США в качестве аванса на приобретение оставшихся 34% ООО «Геойлбент». В прошлом году мы заплатили 2 874 млн долл. США в основном за приобретение долей в компаниях «Нельсон», ОАО «Приморьнефтегаз», «Oy Teboil Ab» и «Suomen Petrooli Oy», оставшейся доли в ЗАО «СеверТЭК», доли в ООО «Геойлбент» и за увеличение нашей доли в компании «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД».

Отток денежных средств в результате финансовой деятельности в 2006 г. связан с приобретением акций Компании на сумму 782 млн долл. США в рамках программы по управлению собственным капиталом. Чистые денежные средства, полученные от изменения краткосрочной и долгосрочной задолженности, составили в 2006 г. 715 млн долл. США по сравнению с 1 132 млн долл. США в прошлом году. Поступления в 2006 г. включают в себя:

- выпуск в декабре 2006 г. 14 млн штук рублевых неконвертируемых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию (532 млн долл. США)
- займ в размере 530 млн долл. США на приобретение ХМОК
- займ в размере 381 млн долл. США, полученный от «КонокоФиллипс» как вклад в финансирование совместного предприятия в Тимано-Печорском регионе (ранее этот займ учитывался как вклад в акционерный капитал) (см. Примечание 18 «Консолидация предприятия с переменной долей участия» к консолидированной финансовой отчетности)

Также в 2006 г. Компания выплатила 1 007 млн долл. США дивидендов (746 млн долл. США в 2005 г.). Все это привело к тому, что величина денежных средств, использованных в финансовой деятельности в течение 2006 г., составила 1 059 млн долл. США по сравнению с 539 млн долл. США, полученными в результате финансовой деятельности в предыдущем году.

Компания имеет достаточные возможности по привлечению заемных средств для удовлетворения непредвиденных потребностей в денежных средствах. По состоянию на 31 декабря 2006 г. Компания располагала неиспользованными краткосрочными кредитными линиями в различных банках на сумму около 1,6 млрд долл. США.

На протяжении 2006 г. Компания проводила систематическую работу по снижению задолженности Группы, обеспеченной залогом экспортной выручки и основных средств Компании. По состоянию на 31 декабря 2006 г. доля такой задолженности составляла 14%, а по состоянию на 31 декабря 2005 г. – 35%.

### **Кредитный рейтинг Компании**

Долгосрочный кредитный рейтинг Компании, присвоенный ей рейтинговым агентством Standard & Poor's, составляет «BB+». Нашим рублевым облигациям присвоен рейтинг «RuAA+».

Агентством Moody's Компании был повышен кредитный рейтинг на две ступени – от «Ba1» до «Baa2».

В 2006 г. рейтинговое агентство Fitch присвоило Компании рейтинг эмитента по обязательствам в иностранной и национальной валюте на уровне «BBB-», а также краткосрочный рейтинг на уровне «F3».

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. Схожие рейтинги, присвоенные Компании и/или различным типам её ценных бумаг, не обязательно означают одно и то же. Рейтинги не указывают на пригодность наших ценных бумаг для продажи или на их рыночную цену. Любые изменения кредитных рейтингов Компании 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.

## Анализ капитальных затрат

	2006	2005	2004
	(млн долл. США)		
Разведка и добыча			
Россия .....	4 334	2 487	2 100
за рубежом .....	786	431	189
Итого разведка и добыча .....	5 120	2 918	2 289
Переработка, торговля и сбыт			
Россия .....	916	654	677
за рубежом .....	559	475	393
Итого переработка, торговля и сбыт .....	1 475	1 129	1 070
Нефтехимия			
Россия .....	121	59	55
за рубежом .....	51	18	16
Итого нефтехимия .....	172	77	71
Прочие .....	119	53	17
<b>ИТОГО капитальных затрат*</b> .....	<b>6 886</b>	<b>4 177</b>	<b>3 447</b>

### Приобретение компаний и инвестиции Группы \*\*

Разведка и добыча			
Россия .....	1 469	778	23
за рубежом .....	91	1 959	143
Итого разведка и добыча .....	1 560	2 737	166
Переработка, торговля и сбыт			
Россия .....	122	27	1
за рубежом .....	–	229	305
Итого переработка, торговля и сбыт .....	122	256	306
Прочие .....	32	–	5
<b>За минусом приобретенных денежных средств</b> .....	<b>(26)</b>	<b>(119)</b>	<b>–</b>
<b>Итого</b> .....	<b>1 688</b>	<b>2 874</b>	<b>477</b>

\* Включая неденежные операции.

\*\* Включая предоплаты, связанные с приобретением дочерних компаний и выкупом миноритарных долей, и неденежные операции.

Капитальные затраты, включая неденежные операции, в 2006 г. составили 6 886 млн долл. США, что на 2 709 млн долл. США превышает уровень 2005 г. В основном этот рост был обусловлен затратами в сегменте разведки и добычи, которые выросли на 2 202 млн долл. США по сравнению с аналогичным показателем в 2005 г. Рост капитальных затрат на разведку и добычу в новых регионах составил 725 млн долл. США. В Западной Сибири и в европейской части России капитальные затраты в сегменте разведки и добычи увеличились на 483 и 366 млн долл. США соответственно. Рост капитальных затрат, относящихся к нашим зарубежным проектам (за исключением Каспия), составил в 2006 г. 459 млн долл. США. По оценкам Компании, в 2007 г. капитальные затраты в сегменте разведки и добычи составят примерно 5,4 млрд долл. США, в том числе 0,7 млрд долл. США – за пределами России. Капитальные затраты в сегменте переработки, торговли и сбыта планируются на уровне 1,4 млрд долл. США, из которых 0,5 млрд долл. США – за пределами России.

В приведенной ниже таблице раскрыты объемы капитальных затрат в разведку и добычу в новых перспективных регионах.

	2006	2005	2004
	(млн долл. США)		
Север Тимано-Печоры .....	1 526	673	379
Ямал .....	135	216	325
Каспий* .....	212	259	77
<b>Итого</b> .....	<b>1 873</b>	<b>1 148</b>	<b>781</b>

\* Российские и международные проекты.

## **Договорные обязательства, условные события и забалансовые обязательства**

### **Обязательства по капитальным вложениям и договорные обязательства Компании**

Компания и ее дочерние общества имеют значительные обязательства по осуществлению капитальных вложений, связанные с разработкой нефтегазовых месторождений в России. Эти обязательства регулируются законодательно и описаны в лицензионных соглашениях. Руководство Группы считает, что значительная часть таких обязательств будет выполнена в рамках контрактов, заключенных Группой с «Буровой компанией «Евразия» и ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг» (см. подробнее ниже).

В связи с продажей ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение» (новое название «Буровая компания «Евразия») Группа заключила в 2005 г. 5-летний контракт на оказание ею услуг по бурению. По условиям контракта эти услуги «Буровая компания «Евразия» будет оказывать в течение следующих трех лет на общую сумму 2 172 млн долл. США.

В 2005 г. Компания подписала четырехлетнее соглашение с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг», по которому Группе будут оказаны услуги по строительству, инжинирингу и техническому обслуживанию. Объем таких услуг определяется на основе программы капитального строительства Группы, которая ежегодно пересматривается. Размер обязательств капитального характера по данному соглашению в 2007 г. оценивается Группой в сумме около 1 255 млн долл. США.

Группа имеет обязательства по осуществлению инвестиций в разработку нефтяных месторождений в Ираке на сумму 495 млн долл. США в течение трех лет с момента, когда разработка станет возможной. В связи с существенными изменениями в политической и экономической ситуации в Ираке будущее этого контракта представляется недостаточно ясным, однако Группа в альянсе с компанией «КонокоФиллипс» активно отстаивает свои законные права по данному контракту.

Группа владеет и управляет нефтеперерабатывающими заводами в Болгарии («ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД») и Румынии («Петротел-ЛУКОЙЛ»). В результате вступления в 2007 г. Болгарии и Румынии в Европейский союз «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» и «Петротел-ЛУКОЙЛ» должны модернизировать нефтеперерабатывающее оборудование, для того чтобы соответствовать требованиям законодательства Европейского союза в области качества производимых нефтепродуктов и защиты окружающей среды. Эти требования более строгие, чем существующие требования болгарского и румынского законодательств. Группа оценивает величину обязательств по капитальному строительству, связанных с необходимостью модернизации нефтеперерабатывающего оборудования, в сумме 750 млн долл. США и 57 млн долл. США для «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» и «Петротел-ЛУКОЙЛ» соответственно.

У Группы имеются также определенные долгосрочные обязательства по аренде заправочных станций на территории США и морских судов на следующие 9 лет.

В таблице ниже представлена информация об общей сумме наших договорных обязательств и обязательств по капитальным вложениям.

Млн долл. США	Итого	2007	2008	2009	2010	2011	После
<b>Балансовые обязательства</b>							
Краткосрочная задолженность .....	<b>1 001</b>	1 001	–	–	–	–	–
Долгосрочные банковские займы и кредиты .....	<b>3 204</b>	311	2 249	128	270	86	160
Долгосрочные небанковские займы и кредиты .....	<b>73</b>	29	22	6	7	7	2
Долгосрочные кредиты и займы, полученные от связанных сторон .....	<b>1 043</b>	–	–	–	–	–	1 043
3,5%-ные конвертируемые валютные облигации со сроком погашения в 2007 г. ....	<b>4</b>	4	–	–	–	–	–
7,25%-ные рублевые облигации со сроком погашения в 2009 г. ....	<b>228</b>	–	–	228	–	–	–
7,10%-ные рублевые облигации со сроком погашения в 2011 г. ....	<b>304</b>	–	–	–	–	304	–
7,40%-ные рублевые облигации со сроком погашения в 2013 г. ....	<b>228</b>	–	–	–	–	–	228
Обязательства по аренде .....	<b>99</b>	32	29	18	11	7	2
<b>ИТОГО .....</b>	<b>6 184</b>	<b>1 377</b>	<b>2 300</b>	<b>380</b>	<b>288</b>	<b>404</b>	<b>1 435</b>
<b>Забалансовые обязательства</b>							
Обязательства по капитальным вложениям в рамках лицензионных соглашений в России* .....	<b>1 731</b>	372	401	330	126	150	352
Обязательства по операционной аренде .....	<b>1 451</b>	341	267	215	124	122	382
Обязательства по капитальным вложениям компании «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» .....	<b>750</b>	136	250	141	149	74	–
Обязательства по капитальным вложениям компании «Петротел-ЛУКОЙЛ» .....	<b>57</b>	2	–	18	1	1	35
Обязательства по модернизации нефтехимического завода на Украине .....	<b>156</b>	97	52	7	–	–	–
Обязательства по капитальным вложениям в СРП .....	<b>343</b>	224	64	12	2	2	39
Обязательства по контракту с «Буровой компанией «Евразия» .....	<b>2 172</b>	773	697	702	–	–	–
Обязательства по контракту с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг» .....	<b>1 255</b>	1 255	–	–	–	–	–

\* Руководство Группы считает, что значительная часть этих обязательств будет выполнена в рамках контрактов, заключенных Группой с «Буровой компанией «Евразия» и ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг».

#### Забалансовые обязательства

Компания отражает 54%-ю долю в компании «ЛУКАРКО», нашем совместном предприятии с компанией «BP plc», по методу долевого участия. Компания «ЛУКАРКО» имеет кредитную линию, задолженность по которой по состоянию на 31 декабря 2006 г. составляла 678 млн долл. США. Процент по этой кредитной линии составляет ЛИБОР плюс 2,5% годовых, а срок погашения – до 1 мая 2012 г. Для улучшения кредитной состоятельности компании «ЛУКАРКО» Компания выдала гарантию по погашению 54% процентных платежей и 54% основной суммы долга на момент погашения. По состоянию на 31 декабря 2006 г. общая сумма гарантии Компании составила 410 млн долл. США. Из них 44 млн долл. США относятся к задолженности по процентам на сумму непоплаченного долга. Платежи должны быть осуществлены в случае, если Компания будет уведомлена о том, что компания «ЛУКАРКО» не выполняет своих обязательств по срокам погашения кредитной линии. Гарантия Компании обеспечена 54%-й долей в компании «ЛУКАРКО» с балансовой стоимостью, равной 358 млн долл. США и 259 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 г. соответственно. По данной гарантии Группа не отразила каких-либо обязательств на балансе.

В таблице ниже содержатся данные по истечению гарантийных обязательств по годам до полного погашения.

Млн долл. США	Итого	2007	2008	2009	По периодам истечения		
					2010	2011	После
Гарантии по обязательствам зависимых компаний .....	<b>410</b>	42	135	76	92	65	–

Помимо гарантии, выданной по задолженности компании «ЛУКАРКО», описанной выше, мы не имеем каких-либо иных забалансовых обязательств, которые имеют, или могли бы иметь, значимое для инвесторов влияние, на наше финансовое состояние, выручку или расходы, операционную прибыль, ликвидность, капитальные затраты или ресурсы, как в настоящем, так и в будущем.

## Судебные разбирательства

27 ноября 2001 г. «Архангел Даймонд Корпорэйшн» (далее – АДК), канадская алмазодобывающая компания, подала иск в Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, против ОАО «Архангельскгеолодобыча» (далее – АГД), компании Группы, и Компании (далее – «Ответчики»). АДК заявляет, что Ответчики вмешались в процесс передачи лицензии на разведку алмазного месторождения компании «Алмазный берег», совместному предприятию АДК и АГД. Полная сумма иска АДК составляет примерно 4,8 млрд долл. США, включая возмещение ущерба в размере 1,2 млрд долл. США и штрафные санкции в размере 3,6 млрд долл. США. 15 октября 2002 г. Окружной суд вынес решение об отказе в рассмотрении дела по иску в связи с отсутствием персональной юрисдикции. Это решение было подтверждено Апелляционным судом штата Колорадо 25 марта 2004 г. 21 ноября 2005 г. Верховный суд штата Колорадо подтвердил решение суда нижестоящей инстанции об отсутствии специальной юрисдикции в отношении Ответчиков. В силу этого решения АГД (владелец лицензии на разведку алмазного месторождения) было исключено из числа ответчиков по иску. Однако Верховный суд признал, что суд первой инстанции совершил ошибку, не рассмотрев в рамках слушания доказательств, прежде чем вынести решение в отношении существования общей юрисдикции, которая может быть установлена по факту наличия у Компании систематических и продолжительных контактов в штате Колорадо на момент подачи иска. В соответствии с пересмотренным решением от 19 декабря 2005 г. Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Апелляционный суд штата Колорадо (вместо Окружного суда) для рассмотрения вопроса о том, не следовало ли суду отклонить иск по другим основаниям (т.е. на основании неудобного места рассмотрения дела (*forum non conveniens*)). 29 июня 2006 г. Апелляционный суд штата Колорадо отказал в отклонении иска на основании неудобного места рассмотрения дела. 28 августа 2006 г. Компания подала ходатайство об истребовании дела из производства нижестоящего суда вышестоящим судом, в котором она просит Верховный суд штата Колорадо пересмотреть это решение. 5 марта 2007 г. Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Окружной суд. Окружной суд не установил дату рассмотрения дела, но сделает это в ближайшее время. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

20 февраля 2004 г. Окружной суд Стокгольма отменил решение Арбитражного трибунала при Арбитражном институте Стокгольмской торговой палаты (далее – Арбитражный трибунал) от 25 июня 2001 г., отказавшего в рассмотрении искового заявления АДК против АГД в связи с отсутствием юрисдикции. Исковое заявление АДК против АГД изначально было подано в Арбитражный трибунал с претензией о невыполнении условий соглашения и обязательств по перерегистрации на компанию «Алмазный берег» лицензии на разведку алмазного месторождения, а также возмещении убытков в размере 492 млн долл. США. В марте 2004 г. АГД подало апелляционную жалобу на решение Окружного суда Стокгольма в Апелляционный суд Швеции. 15 ноября 2005 г. Апелляционный суд Швеции отклонил апелляционную жалобу АГД и оставил в силе решение Окружного суда Стокгольма. 13 декабря 2005 г. АГД подало жалобу на решение Апелляционного суда Швеции в Верховный суд Швеции. 13 апреля 2006 г. Верховным судом Швеции отказано в принятии заявления АГД об апелляции на решение Апелляционного суда Швеции от 15 ноября 2005 г. 6 мая 2006 г. от имени АДК получено уведомление о начале арбитража. 20 декабря 2006 г. состоялось первое заседание Арбитражного трибунала с участием сторон для решения процедурных вопросов ведения арбитражного дела. По результатам слушаний Арбитражным трибуналом издан процедурный приказ, определяющий порядок и сроки дальнейшего ведения дела. Слушания по вопросу наличия ответственности в настоящее время запланированы на июнь 2008 г. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

Группа вовлечена в ряд других судебных разбирательств, которые возникают в процессе осуществления ее деятельности. Несмотря на то, что данные разбирательства могут преследовать своей целью наложение существенных санкций на Группу, а также несут в себе некоторую неопределенность, свойственную любому судебному разбирательству, руководство считает, что их конечный результат не будет иметь существенного негативного влияния на операционные результаты деятельности или финансовое состояние Группы.

## Количественные и качественные показатели рисков хозяйственной деятельности

### Риск изменения ставки процента

Компания подвержена риску, связанному с изменением ставки процента в основном в части нашей краткосрочной и долгосрочной задолженности с плавающими процентными ставками. Мы не используем процентные свопы и другие производные финансовые инструменты для хеджирования риска, связанного с изменением процентной ставки по нашим обязательствам с плавающими процентными ставками. По состоянию на 31 декабря 2006 г. сумма долгосрочной задолженности, чувствительной к изменению процентных ставок, составила 3 029 млн долл. США (подробная информация содержится в Примечании 12 «Долгосрочная задолженность по кредитам и займам» к консолидированной финансовой отчетности). С учетом фактических процентных ставок и баланса наших обязательств с плавающими процентными ставками по состоянию на 31 декабря 2006 г. изменение процентной ставки на 10%, при неизменном остатке задолженности, не будет иметь существенного влияния на результаты нашей деятельности.

В приведенных ниже таблицах представлена информация о периодах погашения наших долговых обязательств и соответствующих средневзвешенных процентных ставок.

<b>2006</b>	<b>Обязательства с фиксированной процентной ставкой</b>		<b>Обязательства с плавающей процентной ставкой</b>	
	(млн долл. США)	%	(млн долл. США)	%
2007 .....	1 022	5,43	271	6,94
2008 .....	47	3,54	2 224	6,15
2009 .....	283	6,49	79	7,29
2010 .....	35	2,94	242	6,61
2011 .....	341	6,68	56	7,87
После .....	233	4,70	157	9,40
<b>Всего*</b> .....	<b>1 961</b>	<b>5,62</b>	<b>3 029</b>	<b>6,49</b>

  

<b>2005</b>	<b>Обязательства с фиксированной процентной ставкой</b>		<b>Обязательства с плавающей процентной ставкой</b>	
	(млн долл. США)	%	(млн долл. США)	%
2006 .....	408	5,30	422	6,69
2007 .....	161	3,89	422	6,55
2008 .....	63	3,99	2 336	5,33
2009 .....	308	7,48	149	6,74
2010 .....	41	3,25	296	6,35
После .....	64	3,67	180	9,16
<b>Всего*</b> .....	<b>1 045</b>	<b>5,47</b>	<b>3 805</b>	<b>5,93</b>

\* За исключением долгосрочных обязательств по аренде и кредитов и займов от связанных сторон.

### Риск изменения обменного курса валют

Экономика большинства стран, где Компания ведет свою хозяйственную деятельность, в течение длительного периода времени считалась гиперинфляционной, и за последние 10 лет местные валюты этих стран были подвержены существенному обесценению. В результате Компания подвержена риску, связанному с тем, что местная валюта может продолжать обесцениваться в будущем, а это в свою очередь может привести к убыткам для Компании в зависимости от чистой позиции по монетарным активам. В настоящее время мы не используем хеджирование для минимизации риска потенциальных убытков. Поскольку мы ведем хозяйственную деятельность в различных странах, мы должны также осуществлять операции в различных иностранных валютах. В результате мы подвержены риску изменения обменного курса валют в части денежных потоков, относящихся к реализации, затратам, финансированию и инвестициям. Влияние изменений обменных курсов валют на нашу хозяйственную деятельность может быть различным. Так, в частности, в 2006 г. Компания отразила прибыль по курсовым разницам, возникшим от переоценки наших монетарных активов и обязательств, в сумме 169 млн долл. США, в 2005 г. отразила убыток по курсовым разницам в сумме 134 млн долл. США и в 2004 г. – прибыль в размере 135 млн долл. США.



Укрепление рубля по отношению к доллару в 2006 г. отрицательно влияло на наши операционную прибыль и денежные потоки, т.к. приводило к увеличению наших затрат в долларовом исчислении и снижению размера нашей экспортной выручки в рублевом эквиваленте. Как упоминалось выше, значительная доля наших доходов выражена в долларах США или в определенной мере привязана к ценам на нефть в долларах США, тогда как большая часть наших расходов выражена в рублях. Сохранение в 2007 г. темпов укрепления рубля к доллару на уровне 10% может привести к уменьшению нашего свободного потока денежных средств на примерно 0,5 млрд долл. США (при неизменности остальных макроэкономических факторов).

### **Товарные финансовые инструменты**

Группа принимает определенное участие в торговых сделках с нефтепродуктами вне своей основной деятельности по физическим поставкам нефти и нефтепродуктов. Использование Группой производных финансовых инструментов ограничено указанной торговой деятельностью, а также хеджированием ценовых рисков и в настоящее время включает в себя фьючерсные и своп контракты, а также контракты купли-продажи, которые соответствуют определению производных финансовых инструментов. Мы поддерживаем систему контроля за этой торговой деятельностью, которая включает в себя процедуры по авторизации, ведению отчетности и мониторингу операций с производными финансовыми инструментами. Мы не считаем, что наша деятельность по использованию производных финансовых инструментов может иметь существенное влияние на наши операции, наше финансовое положение или ликвидность или подвергать их существенному кредитному или рыночному риску. По данным операциям в 2006 г. Компания отразила прибыль в размере 183 млн долл. США (убытки в размере 171 и 55 млн долл. США в 2005 и 2004 гг. соответственно). Справедливая стоимость задолженности по производным финансовым инструментам, отраженная в отчетности по состоянию на 31 декабря 2006 г., составляла актив в размере 43 млн долл. США (по состоянию на 31 декабря 2005 г. обязательство в размере 26 млн долл. США и по состоянию на 31 декабря 2004 г. актив в размере 28 млн долл. США).

## **Основные принципы учетной политики**

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с общепринятыми в Соединенных Штатах Америки принципами бухгалтерского учета требует от руководства выбора принципов учетной политики и использования оценок и допущений, которые влияют на отражаемые суммы активов, обязательств, выручки и расходов. Детальное описание основных используемых принципов учетной политики содержится в Примечании 2 «Основные принципы учетной политики» к консолидированной финансовой отчетности. Некоторые из этих принципов основаны на профессиональных суждениях и включают в себя элементы неопределенности. Существует вероятность того, что при использовании иных допущений или при иных обстоятельствах суммы, которые были бы отражены в финансовой отчетности, могли бы отличаться от тех, которые включены в финансовую отчетность сейчас.

### **Приобретение компаний**

#### *Распределение стоимости приобретений*

Учет приобретения компаний предполагает распределение стоимости приобретения на различные статьи активов и обязательств, приобретенной компании. Для большинства активов и обязательств распределение стоимости приобретения заключается в отражении этих активов и обязательств по справедливой стоимости. Наиболее трудоемкой частью этой оценки является определение справедливой стоимости основных средств и идентифицируемых нематериальных активов. Мы используем всю доступную информацию для определения справедливой стоимости и, в большинстве случаев, нанимаем независимую оценочную компанию для содействия в определении справедливой стоимости приобретенных долгосрочных активов. У нас есть, если это необходимо, до одного года после даты приобретения для окончательного определения такой справедливой стоимости и завершения распределения стоимости приобретения.

#### *Принципы консолидации*

Наша консолидированная финансовая отчетность включает данные о финансовом положении и результатах деятельности Компании, а также ее дочерних компаний, в которых Компании прямо или косвенно принадлежит более 50% голосующих акций или долей капитала и которые находятся под контролем Компании, за исключением случаев, когда миноритарные акционеры имеют права существенного участия. Группа применяет эти же принципы консолидации для предприятий с переменной долей участия, если определено, что Группа является основным выгодополучателем. Существенные вложения в компании, в которых Компании прямо или косвенно принадлежит от 20% до 50% голосующих акций или долей капитала и на деятельность которых Компания оказывает существенное влияние, но при этом не имеет контроля над ними, учитываются по методу долевого участия. Вложения в компании, в которых Компании прямо или косвенно принадлежит более 50% голосующих акций или долей капитала, но в которых миноритарные акционеры имеют права существенного участия, учитываются по методу долевого участия. Вложения в прочие компании отражены по стоимости приобретения. Инвестиции в компании, учитываемые по методу долевого участия, и вложения в прочие компании отражены в статье «Финансовые вложения» консолидированного баланса.

### **Признание выручки**

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов признается на момент перехода к покупателю прав собственности на них. Выручка включает акциз на продажу нефтепродуктов и экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты.

Выручка от торговых операций, осуществляемых в неденежной форме, признается по справедливой (рыночной) стоимости реализованных нефти и нефтепродуктов.

## **Использование метода «результативных затрат» для учета нефтегазодобывающих основных средств**

Учет в нефтегазодобывающей отрасли ведется в соответствии с правилами учета специфичными для данной отрасли. Затраты на приобретение активов, успешное разведочное бурение, все расходы по разработке месторождений, а также затраты на создание объектов инфраструктуры капитализируются. Затраты на проведение работ по повышению нефтеотдачи пластов и работы, связанные с ремонтом скважин и оборудования скважин, включаются в состав операционных расходов.

### *Затраты на приобретение активов*

По существенным неразработанным месторождениям руководство периодически проводит оценку активов на предмет возможного снижения стоимости, основываясь на данных по разведке и разработке месторождения на момент проведения оценки. По несущественным неразработанным месторождениям руководство использует профессиональные суждения для определения периодического снижения стоимости, которое включается в состав убытка от выбытия и снижения стоимости активов.

### *Затраты на разведку*

Затраты на бурение разведочных скважин капитализируются до того момента, пока не будет определено, были ли обнаружены экономически извлекаемые запасы нефти или газа. В том случае, если в результате разведочного бурения такие запасы не были обнаружены, затраты на бурение разведочной скважины списываются в составе расходов на разведку. Если в результате бурения разведочной скважины были обнаружены экономически извлекаемые запасы или если разведочная скважина находится на территории, где до начала добычи требуются значительные капитальные вложения, затраты на бурение учитываются в составе капитальных вложений до тех пор, пока руководство планирует продолжать работы по разведке и разработке. Учитываемые таким образом затраты не оцениваются на предмет снижения стоимости. Вместо этого руководство постоянно оценивает результаты дополнительных разведочных работ (в том числе сейсмических исследований). Указанные разведочные скважины списываются на затраты (как сухие), когда результаты дополнительных исследований показывают, что проведение дальнейших работ на месторождении не является экономически целесообразным.

Прочие затраты на разведку, включая геологические и геофизические затраты, списываются по мере возникновения.

## **Доказанные запасы нефти и газа**

Подсчет запасов нефти и газа проводится в соответствии с требованиями американского Общества инженеров-нефтяников и Всемирного нефтяного конгресса. В силу свойственной неопределенности и ограниченности геологических данных о запасах, оценке запасов свойственна неточность, а при ее проведении требуется применение суждений, кроме этого оценка запасов подвержена изменениям по мере поступления новых данных. Оценки запасов производятся на основании всей имеющейся геологической информации и статистических данных по добыче. Оценки пересматриваются и изменяются по мере необходимости. Оценки запасов могут изменяться в результате изменения цен на нефть и газ, операционных затрат, налогового режима, изменения состояния пластов или изменения в планах Компании.

Доказанные запасы представляют собой расчетные объемы запасов нефти и газа, включая природный газ и газовый конденсат, которые, по данным геологических и инженерных исследований, с достаточной долей вероятности будут извлечены из определенных месторождений в будущих периодах в существующих экономических и производственных условиях. Запасы считаются доказанными в случае, если они являются экономически извлекаемыми на основании данных существующей добычи или тестирования месторождения. Доказанные запасы не включают дополнительные объемы запасов нефти и газа, которые могут возникнуть в результате проведения вторичных или третичных процессов добычи, еще не опробованных или не проверенных с точки зрения их экономической выгоды. Доказанные запасы включают запасы как в пределах срока действия лицензий, так и после окончания срока их действия. Доказанные разрабатываемые запасы представляют собой объемы, которые предполагается извлечь из существующих скважин при помощи существующего оборудования и путем применения существующих методов добычи.

Руководство включило в состав доказанных запасов существенные объемы, которые Группа собирает извлечь после окончания срока действия существующих лицензий в Российской Федерации. Срок действия этих лицензий заканчивается между 2011 и 2026 гг., при этом срок действия наиболее существенных из них истекает между 2011 и 2014 гг. Руководство считает, что срок действия лицензий будет продлен. Это позволит осуществлять добычу после существующих в настоящее время сроков действия лицензий. Группа находится в процессе переоформления всех своих лицензий по добыче в Российской Федерации. Группа уже переоформила часть этих лицензий и намеревается переоформить все остальные на неограниченный срок действия. На настоящий момент не было ни одного неудовлетворенного запроса на переоформление срока действия лицензий.

Комиссия по ценным бумагам и биржам США (далее – КЦБ) при предоставлении ей отчетности разрешает нефтегазовым компаниям раскрывать только такие данные по доказанным запасам, в отношении которых компания существующей добычей или исчерпывающим тестированием месторождений подтвердила, что они являются экономически извлекаемыми в существующих экономических и производственных условиях при наличии правовых оснований для ведения добычи. Данный документ содержит данные, такие, например, как запасы нефти и газа, подготовленные в соответствии с требованиями американского Общества инженеров-нефтяников (в частности доказанные и возможные запасы), которые могут быть запрещены к предоставлению в КЦБ согласно её инструкциям.

### **Снижение стоимости долгосрочных активов**

Долгосрочные активы, такие как нефте- и газодобывающие основные средства, прочие основные средства, а также приобретенные нематериальные активы, по которым начисляется амортизация, оцениваются на предмет возможного снижения их стоимости, когда какие-либо события или изменения обстоятельств указывают на то, что балансовая стоимость группы активов может быть не возмещена. Возмещаемость стоимости активов, используемых компаниями, оценивается путем сравнения учетной стоимости группы активов с прогнозируемой величиной будущих недисконтированных потоков денежных средств, генерируемых этой группой активов. В тех случаях, когда балансовая стоимость группы активов превышает прогнозируемую величину будущих недисконтированных потоков денежных средств, признается убыток от обесценения путем списания балансовой стоимости до прогнозируемой справедливой (рыночной) стоимости группы активов, которая обычно определяется как чистая стоимость будущих дисконтированных потоков денежных средств. Активы для продажи отражаются в балансе отдельной статьей и учитываются по наименьшей из балансовой стоимости и справедливой стоимости за минусом расходов по продаже и не амортизируются. При этом активы и обязательства, относящиеся к группе активов, предназначенной для продажи, отдельно классифицируются в соответствующих разделах баланса как активы и обязательства для продажи.

### **Отложенный налог на прибыль**

Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль признаются в отношении налоговых последствий будущих периодов, связанных с временными разницеми между учетной стоимостью активов и обязательств для целей консолидированной финансовой отчетности и их соответствующими базами для целей налогообложения. Они признаются также и в отношении убытка от основной деятельности в целях налогообложения и сумм налоговых льгот, неиспользованных с прошлых лет. Величина активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль определяется исходя из законодательно установленных ставок налогов, которые предположительно будут применяться к налогооблагаемому доходу на протяжении тех периодов, в течение которых предполагается восстановить эти временные разницы, возместить стоимость активов и погасить обязательства. Изменения величины активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль, обусловленные изменением налоговых ставок, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в том периоде, в котором указанные ставки были законодательно утверждены.

Реализация актива по отложенному налогу на прибыль зависит от размера будущей налогооблагаемой прибыли тех отчетных периодов, в которых возникающие затраты уменьшат налогооблагаемую базу. В своей оценке руководство исходит из анализа степени вероятности реализации этого актива с учетом планируемого погашения обязательств по отложенному налогу на прибыль, прогноза относительно размера будущей налогооблагаемой прибыли и мероприятий по налоговому планированию.

## **Обязательства, связанные с окончанием использования активов**

В соответствии с законодательством, различными договорами и лицензиями Компания имеет юридические обязательства по демонтажу оборудования, сворачиванию производства и восстановлению окружающей среды по окончании процесса производства. Наиболее существенные из этих обязательств связаны со скважинами и нефтегазодобывающим оборудованием. В соответствии с Положением о стандартах финансового учета № 143 «Учет обязательств, связанных с окончанием использования активов» Компания отражает справедливую оценку обязательств, связанных с окончанием использования активов, в периоде, в котором они возникли. Процесс оценки будущих затрат, связанных с ликвидацией, включает в себя существенные допущения, сделанные руководством. Большинство данных обязательств будет погашаться в будущем, и законодательство и договоры часто не имеют четкого описания необходимых критериев и методов ликвидации. Технологии, связанные с демонтажом и ликвидацией, находятся в состоянии развития, как и политическая, природоохранная и экономическая среда.

## **Условные обязательства**

На дату составления консолидированной финансовой отчетности могут существовать определенные условия (обстоятельства), которые могут привести к убыткам для Группы, возможность возникновения или невозникновения которых зависит от того, произойдет или не произойдет то или иное событие (события) в будущем. На основании профессиональных суждений и интерпретации законодательства Компания должна определять, имеется ли вероятность возникновения какого-либо существенного убытка и может ли величина обязательства быть предварительно оценена.

Если оценка компаниями Группы условных событий и обязательств указывает на то, что существует высокая вероятность возникновения существенных убытков и величина соответствующих условных обязательств может быть определена, то в консолидированном отчете о прибылях и убытках производится начисление условных обязательств. Если оценка условных событий и обязательств указывает на то, что вероятность возникновения убытков невелика или вероятность возникновения убытков высока, но при этом их величина не поддается определению, то в примечаниях к консолидированной финансовой отчетности раскрывается характер условного обязательства вместе с оценкой величины возможных убытков. Информация об условных убытках, которые считаются маловероятными, обычно не раскрывается, если только они не касаются гарантий, характер которых необходимо раскрыть. Руководство Компании постоянно контролирует уже известные и потенциальные условные события и обязательства и делает соответствующие начисления в отчете о прибылях и убытках в том случае, когда это подтверждают обстоятельства.

## **Использование производных финансовых инструментов**

Использование Группой производных финансовых инструментов ограничено участием в определенных торговых сделках с нефтепродуктами, а также хеджированием ценовых рисков вне своей основной деятельности по физическим поставкам нефти и нефтепродуктов. В настоящее время эта деятельность включает в себя фьючерсные и своп контракты, а также контракты купли-продажи, которые соответствуют определению производных финансовых инструментов. Группа учитывает данные операции по справедливой (рыночной) стоимости, при этом производные финансовые инструменты переоцениваются в каждом отчетном периоде. Реализованные и нереализованные прибыли или убытки, полученные в результате этой переоценки, отражаются свернуто в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Нереализованные прибыли и убытки отражаются как актив или обязательство в консолидированном балансе.

## **Изменения в стандартах финансовой отчетности**

В феврале 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 159 «Возможность отражения финансовых активов и обязательств по справедливой стоимости». Данное Положение расширяет возможность использования оценки по справедливой стоимости и разрешает компаниям выбирать оценку по справедливой стоимости для определенных финансовых активов и обязательств. Компании будут учитывать нереализованные прибыли и убытки по активам и обязательствам, для которых была выбрана оценка по справедливой стоимости, в доходах в каждом последующем отчетном периоде. Положение вступает в силу начиная с первого квартала 2008 г. В настоящее время Группа оценивает эффект от его применения.

В сентябре 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 158 «Учет у работодателя пенсионных планов с установленными выплатами и прочих планов, связанных с пенсионными выплатами, – изменения Положений № 87, 88, 106 и 132 (R)». Данное Положение требует, чтобы работодатель, который индивидуально финансирует один или несколько пенсионных планов с установленными выплатами: а) признавал статус фондирования пенсионного плана с установленными выплатами в бухгалтерском балансе; б) признавал в составе прочего совокупного дохода, с учетом налогов, прибыли или убытки и положительную или отрицательную стоимость вклада предыдущей службы, которые возникают в текущем периоде, но не признаются в составе чистых периодических пенсионных расходов; в) проводил оценку активов и обязательств пенсионного плана с установленными выплатами по состоянию на конец финансового года работодателя (с некоторыми исключениями); г) раскрывал в примечаниях к финансовой отчетности дополнительную информацию об определенных факторах, влияющих на чистые пенсионные расходы в следующем финансовом году, в связи с отложенным признанием прибылей или убытков и положительной или отрицательной стоимости вклада предыдущей службы, и активов или обязательств переходного периода. Требования Положения действуют начиная с 31 декабря 2006 г., за исключением требования оценки активов и обязательств плана по состоянию на конец финансового года работодателя, которое действует начиная с 31 декабря 2008 г. Применение требования Положения № 158 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы (Примечание 14 «Пенсионное обеспечение» к консолидированной финансовой отчетности).

В сентябре 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 157 «Оценка справедливой стоимости», которое устанавливает единое официальное определение справедливой стоимости, вводит систему оценки справедливой стоимости и дополнительные требования к раскрытиям в отношении оценки справедливой стоимости. Данное Положение не требует проведения каких-либо новых оценок справедливой стоимости, а нацелено на достижение более последовательного их проведения. Группе необходимо применить требования Положения № 157 начиная с первого квартала 2008 г. Группа ожидает, что применение Положения № 157 не будет иметь существенного влияния на финансовую отчетность.

В июне 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Интерпретацию № 48 «Учет фактов неопределенности при расчете налога на прибыль, интерпретация Положения № 109» (далее – Интерпретация № 48). Данная Интерпретация разъясняет методы учета фактов неопределенности при расчете налога на прибыль, отражаемого в отчетности компаний в соответствии с Положением № 109 «Учет налога на прибыль». Группе необходимо применить положения Интерпретации № 48, начиная с первого квартала 2007 г. В настоящее время Группа оценивает эффект от ее применения.

В июне 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета утвердил согласованную позицию Комитета по решению технических вопросов в Публикации № 06-3 «О порядке представления налогов, полученных от покупателей и выплаченных государственным органам, в отчете о прибылях и убытках (т.е. свернутое или развернутое представление)». Данная позиция требует раскрытия порядка представления налогов в отчетности (свернуто или развернуто), а также раскрытия в промежуточной и годовой финансовой отчетности таких налогов, отраженных развернуто. Группа применила положения Публикации № 06-3 в 2006 г. Применение данной Публикации не оказало существенного влияния на финансовую отчетность.

В декабре 2004 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 123 (R) «Платежи, основанные на стоимости акций», которое пересматривает Положение № 123 и заменяет Мнение № 25 в части программ вознаграждения сотрудников, основанных на стоимости акций. Положение № 123 (R) требует отражать все платежи сотрудникам, основанные на стоимости акций, включая опционы по акциям, по справедливой стоимости на дату введения программы, а также на каждую отчетную дату, и относить их на расходы в течение соответствующего периода до момента возникновения права на получение вознаграждения. Применение требований Положения № 123 (R) в течение 2006 года не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

## Заявления прогнозного характера

Некоторые из заявлений в настоящем документе не содержат реальных фактов, а носят прогнозный характер. Периодически мы можем делать письменные или устные заявления прогнозного характера в отчетах, направляемых акционерам, и по другим каналам взаимодействия и обмена информацией. Примерами такого рода прогнозных заявлений, в частности, могут служить:

- заявления о наших планах, целях и задачах, в том числе связанных с товарами и услугами
- заявления о будущих результатах хозяйственной деятельности
- информация о допущениях, на основе которых сделаны указанные заявления

Заявления прогнозного характера, которые мы можем периодически делать (но которые не включены в настоящий документ), могут также содержать планируемые или ожидаемые данные о выручке, прибылях (убытках), прибыли (убытке) на акцию, дивидендах, структуре капитала и другие финансовые показатели и коэффициенты. Такие слова, как «считает», «предполагает», «ожидает», «оценивает», «намеревается», «планирует», и сходные с ними выражения указывают на то, что в данном случае речь идет о прогнозном заявлении, однако это не единственный способ указать на прогнозный характер той или иной информации. В силу своей специфики прогнозные заявления связаны с риском и неопределенностью как общего, так и частного характера. При этом всегда существует риск того, что предварительные оценки, прогнозы, планы и другие прогнозные заявления в реальности не осуществляются. Необходимо иметь в виду, что под влиянием целого ряда существенных обстоятельств фактические результаты могут значительно отличаться от плановых и целевых показателей, ожидаемых результатов, оценок и намерений, содержащихся в прогнозных заявлениях.

К указанным обстоятельствам относятся:

- инфляция, колебания процентных ставок и валютного курса
- цена на нефть и нефтепродукты
- влияние политики российского Правительства и вносимых в нее изменений
- влияние конкуренции в регионах и сферах деятельности Компании
- влияние изменений в законодательных и иных нормативных актах, правилах налогообложения, стандартах и порядке бухгалтерского учета
- возможности Компании по увеличению доли рынка сбыта выпускаемой продукции и осуществлению контроля за расходами
- приобретение и реализация активов
- изменения в технологиях
- достигнутые Компанией успехи в деле управления рисками, связанными с перечисленными факторами

Приведенный список существенных факторов не является исчерпывающим. При использовании прогнозных заявлений необходимо тщательно учитывать все вышеприведенные факторы, а также другие события и элементы неопределенности, особенно в свете социально-политических, экономических и правовых условий деятельности Компании. Прогнозные заявления действительны только на дату заявления. При безусловном соблюдении всех постоянных обязательств, налагаемых на нас Правилами получения листинга Управления по листингу Великобритании, мы не берем на себя обязательства вносить в такие заявления изменения и дополнения с учетом новой информации, последующих событий или иных факторов. Мы не можем утверждать, гарантировать и предсказывать то, что ожидаемые результаты деятельности, содержащиеся в прогнозных заявлениях, будут в реальности достигнуты. В каждом случае подобные заявления представляют собой только один из многих возможных сценариев развития, поэтому они не должны рассматриваться как наиболее вероятный или типовой сценарий.