



**НОВАТЭК**

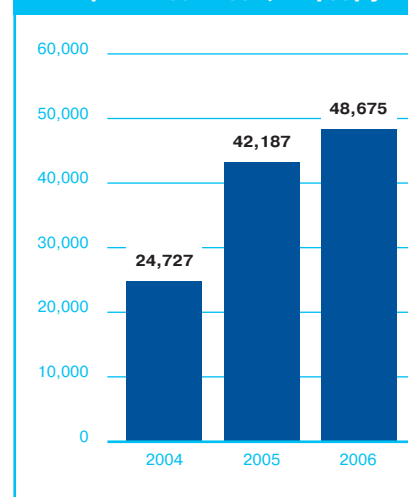
- ▶ Обзор деятельности и финансового положения за 2006 год
- ▶ Реализация возможностей роста
- ▶ Краткий обзор
- ▶ Стратегия
  
- ▶ Обзор деятельности за 2006 год
  - ▶ Разведка и добыча
  - ▶ Переработка и реализация
  - ▶ Производство полимеров
  
- ▶ Экологическая и социальная ответственность
  - ▶ Охрана окружающей среды
  - ▶ Охрана труда и промышленная безопасность
  - ▶ Социально-экономическое и культурное развитие
  
- ▶ Совет директоров и правление ОАО «НОВАТЭК»
- ▶ Рынок акций
  
- ▶ Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности
  
- ▶ Консолидированная финансовая отчетность
  
- ▶ Контактная информация
- ▶ Аббревиатуры и сокращения

**ГОДОВОЙ ОБЗОР  
2006**

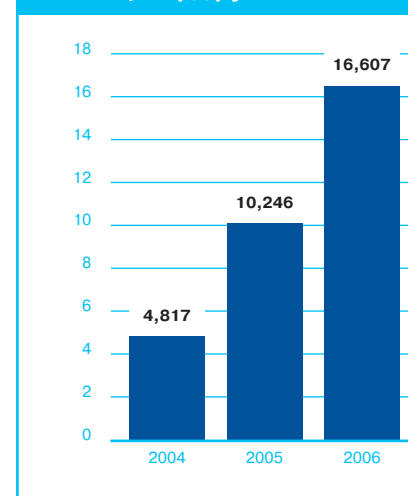
# Обзор деятельности и финансового положения за 2006 год

	Финансовый год		Изменение %
	2006	2005	
<b>в миллионах рублей, если не указано другое</b>			
<b>Финансовые показатели деятельности</b>			
Выручка от реализации и прочие доходы <sup>(1)</sup>	48 675	42 187	15,4
Выручка от реализации	48 814	38 477	26,9
Операционные расходы	29 522	22 861	29,1
Чистая прибыль	14 007	13 662	2,5
ЕБИТДА <sup>(2)</sup>	23 129	23 022	0,5
Скорректированная ЕБИТДА <sup>(3)</sup>	23 120	19 391	19,2
Прибыль на акцию, руб.	4,64	4,51	2,9
Скорректированная прибыль на акцию, руб. <sup>(4)</sup>	4,63	3,32	39,5
<b>Операционные показатели деятельности</b>			
Суммарные			
доказанные запасы, млн бнэ <sup>(5)</sup>	4 664	4 573	2
Реализация газа, млн куб. м	30,308	27,330	10,9
Реализация жидких углеводородов, тыс. тонн	2 250	2 460	(8,5)
Реализация стабильного конденсата с Пуровского ЗПК, тыс. тонн	1 358	762	78,2
<b>Собственный капитал и ликвидность</b>			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	16 607	10 246	62,1
Капитальные вложения	4 703	6 460	(27,2)
Чистый долг <sup>(6)</sup>	(2 560)	6 138	(141,7)
Отношение общего долга к капиталу, %	4,5%	16%	(71,8)
<sup>(1)</sup> Без учета НДС, акцизов и экспортных пошлин			
<sup>(2)</sup> ЕБИТДА рассчитана как чистая прибыль плюс финансовые доходы (расходы), налог на прибыль и амортизация			
<sup>(3)</sup> Скорректированная ЕБИТДА не включает единовременную прибыль от реализации финансовых вложений			
<sup>(4)</sup> Скорректированная прибыль на акцию не включает единовременную прибыль от реализации финансовых вложений			
<sup>(5)</sup> бнэ равен 1 баррелю нефтяного эквивалента, 1000 кубических метров газа = 6,54 бнэ. Для пересчета запасов нефти и газового конденсата из тонн в баррели использовались различные коэффициенты согласно отчетам об оценке запасов			
<sup>(6)</sup> Чистый долг рассчитан как разница между общей задолженностью и суммой денежных средств и эквивалентов			

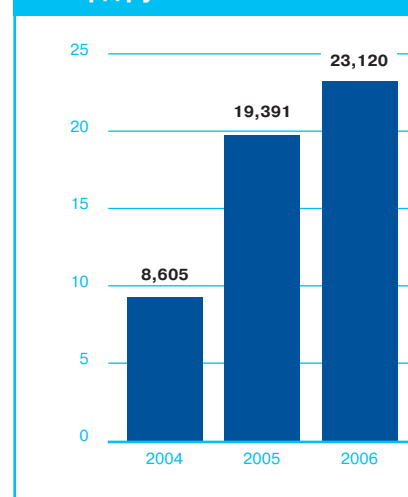
**Выручка от реализации и прочие доходы, млрд руб.**



**Операционный денежный поток, млрд руб.**



**ЕБИТДА <sup>(3)</sup> (скорректированная), млрд руб.**



**Запасы газа, млрд м<sup>3</sup>**



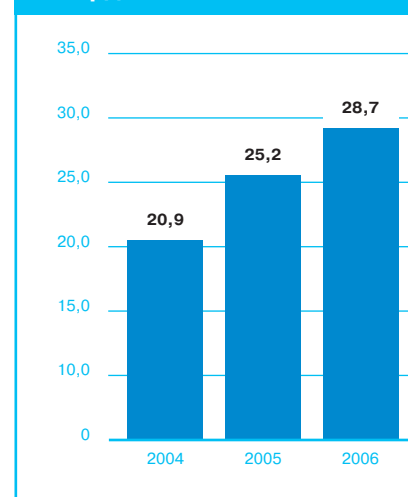
**Запасы жидких УВ, млн тонн**



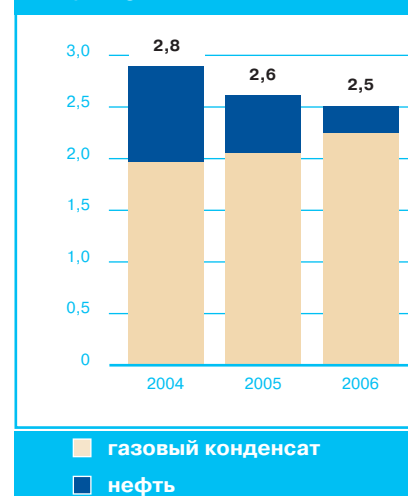
**Суммарные запасы, млн бнэ**



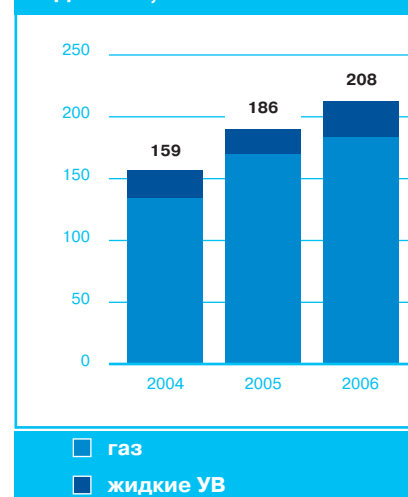
**Валовая добыча газа, млрд м<sup>3</sup>**



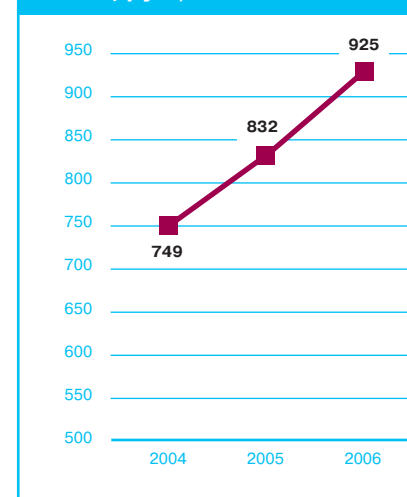
**Валовая добыча жидких УВ, млн тонн**



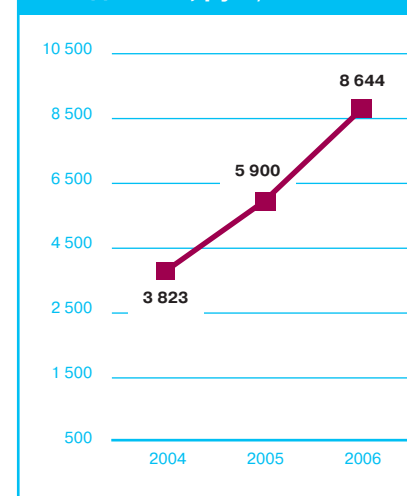
**Суммарная валовая добыча, млн бнэ**



**Средние цены реализации газа, руб./1000 м<sup>3</sup>**



**Средние цены реализации жидких УВ, руб./тонна**



**Капвложения, млрд руб.**



# Реализация возможностей роста



Уважаемые акционеры,

СПОСОБНОСТЬ ЭФФЕКТИВНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ ВОЗМОЖНОСТИ РОСТА является основой для нашей бизнес-стратегии и успеха. Она олицетворяет достижения, которых мы добились, наращивая объемы добычи, запасов и выручки при низких затратах, одновременно улучшая и расширяя каналы сбыта продукции. В течение 2006 года «НОВАТЭК» достиг исключительного роста объемов добычи природного газа, составившего около 14% при коэффициенте воспроизводства запасов 144% (средний коэффициент за три года составляет 194%), и увеличил доказанные разрабатываемые запасы газа на 34%. Наша стратегия, направленная на максимальное увеличение объема переработки углеводородов и расширение рынков сбыта для всех видов продукции, дает положительный эффект. Существенный рост добычи в сочетании с устойчивыми ценами на жидкие углеводороды на протяжении всего года обеспечили впечатляющие финансовые и производственные результаты в 2006 году. Мы продолжили формирование портфеля профильных активов, одновременно отдавая приоритет сохранению низкого уровня затрат.

Мы доказали нашу способность поставлять газ на рынок даже во время сильных холодов. В период пикового спроса в первом квартале 2006 года «НОВАТЭК» обеспечил рекордные уровни добычи. Активное участие в удовлетворении постоянно растущего рыночного спроса подчеркивает важную роль, которую «НОВАТЭК» и другие независимые производители газа играют в общем энергетическом балансе России. Мы продемонстрировали исключительные производственные результаты в тече-

ние всего года, добывая 79 млн куб. м газа в сутки, что на 13% выше уровня суточной добычи 2005 года. Вследствие устойчивого роста добычи в течение 2006 г. наша выручка от реализации природного газа увеличилась на 23,4% по сравнению с предыдущим отчетным периодом.

Погодный фактор является существенным для спроса на газ. В течение 2006 года, проявились два отчетливых погодных сценария – крайне холодный и аномально теплый. Россия испытала чрезвычайно холодную зиму в первом квартале 2006 года и относительно мягкую в самом его конце. Несмотря на то, что год стартовал с чрезвычайно низких температур, он окончился одной из самых теплых и мягких зим, которых в России не было зафиксировано за всю историю метеонаблюдений, проводимых с 1879 года.

Почему это важно? Погода является ключевым фактором, влияющим на потребление природного газа в России, и в первую очередь определяет модель сезонности спроса. Пиковый спрос обычно приходится на месяцы первого и четвертого кварталов года, тогда как во втором и третьем кварталах происходит его падение. В 2006 году общий рост внутреннего спроса и оптимизация нашей коммерческой деятельности сбалансировали влияние сезонности на нашу добычу, поскольку мы сумели поддерживать относительно стабильные уровни производства на протяжении всего года.

Мы продолжили реализацию своей бизнес-стратегии, максимально увеличивая доходность путем повышения эффективности каждого компонента цепочки добавленной стоимости газового конденсата. На протяжении всего 2006 года наш Пуровский завод по переработке газового конденсата

(Пуровский ЗПК) работал на полную производственную мощность. С момента запуска завода в июне 2005 года мы сумели максимально увеличить прибыль от реализации жидких углеводородов, осуществляя контроль за ассортиментом продукции и необходимыми каналами сбыта. Мы реализовали 99 процентов стабильного газового конденсата на международных рынках через перевалочные мощности в круглогодично работающем порту Витино. 100 процентов сжиженных углеводородных газов (СУГ) поставлялось на экспорт, в страны СНГ и на внутренние рынки собственным парком железнодорожных цистерн.

В 2006 году мы повысили прозрачность организационной структуры общества путем создания полностью консолидированной компании Runitek в Швейцарии, с целью управления деятельностью по торговле жидкими углеводородами на международных рынках. Этот шаг не только обеспечивает больше прозрачности в отношении экспортных продаж, но также увеличивает прибыль за счет реализации непосредственным потребителям. Мы продолжим поиск возможностей для совершенствования управления логистикой экспортных продаж. Одним из шагов, уже предпринятых в этом направлении, является создание 100% дочернего предприятия в Санкт-Петербурге – ООО «НОВАТЭК Северо-Запад» с целью оптимизации управления потоками продукции с Пуровского ЗПК в порт Витино.

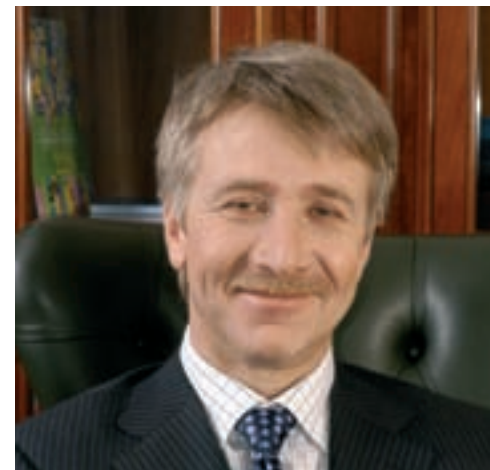
Наша способность эффективно использовать потенциал роста претворяет бизнес-стратегию Компании в жизнь, позволяя получить прибыль и увеличить акционерную стоимость. По результатам деятельности чистая прибыль на акцию, без учета доходов от

реализации активов в 2005 году, выросла на 40% в 2006 году. Наш прогноз в отношении возможностей роста и нашей способности эффективно их использовать остается положительным при любой конъюнктуре рынка.

В ноябре 2006 года мы увидели первые положительные шаги в направлении возможной либерализации газовых цен на внутреннем рынке. Этот фактор является определяющим для будущей рентабельности нашей деятельности и генерирования необходимых денежных потоков для выполнения программы капвложений. «НОВАТЭК» также начал торговать небольшими объемами газа на Российской газовой бирже. Мы активно поддерживаем эту коммерческую инициативу и надеемся стать более заметным игроком РГБ в будущем.

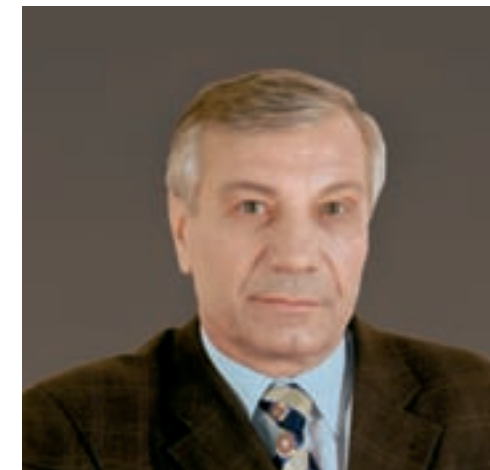
Наиболее ценным активом для нас являются люди. Успех «НОВАТЭКа» непосредственно связан с тем, что нашу бизнес-стратегию реализует высококвалифицированная и талантливая команда профессионалов. Признавая существенный вклад работников в достижения «НОВАТЭКа», мы внедрили новую программу стимулирования, целью которой является привлечение, сохранение, развитие и мотивация ключевых сотрудников. Наши новые программы укрепляют культуру стимулирования и четко выравнивают интересы наших сотрудников и акционеров. Мы выражаем признательность работникам «НОВАТЭКа», численность которых на сегодняшний день составляет около 4 000, за их вклад и усилия, сделавшие возможными успехи, достигнутые в 2006 году.

От имени Совета директоров и Правления мы рады представить Вам отчет «НОВАТЭКа» за 2006 год. Нашей основной целью мы ставим увеличение акционерной



стоимости посредством выполнения стратегии, позволяющей достичь устойчивого роста и высоких результатов деятельности. Имея значительную ресурсную базу, мы будем реализовывать возможности для наращивания добычи, максимального увеличения объема переработки и сбыта жидких углеводородов и проводить стратегию в жизнь в соответствии с принципами устойчивого развития. Мы продолжим оценку портфеля лицензий посредством расширения геологоразведочной деятельности и при наличии благоприятных возможностей приобретем новые лицензии для пополнения ресурсной базы даже в условиях жесткой конкурентной борьбы в отрасли.

Леонид Михельсон  
Председатель Правления



Заглядывая в 2007 год и далее, мы настроены чрезвычайно оптимистично в связи с имеющимся у нас портфелем первоклассных активов. Наши долгосрочные запасы служат прочной основой для достижения устойчивого роста добычи, являющегося неотъемлемой частью нашего прогноза. Несмотря на проблемы, с которыми мы сталкиваемся в нашей отрасли, мы твердо уверены в будущем «НОВАТЭКа» и в нашей способности непрерывно создавать акционерную стоимость. ПРЕУМНОЖЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ РОСТА и их эффективная реализация является для этого главной предпосылкой.

Мы выражаем признательность за Ваше неизменное доверие и поддержку, оказываемую «НОВАТЭКу».

Александр Наталенко  
Председатель Совета директоров



Годовой  
обзор  
2006

«НОВАТЭК» является крупнейшим российским независимым производителем газа и второй по добыче газа компанией в России после ОАО «Газпром». Добывающие и перерабатывающие активы компании сосредоточены в Ямало-Ненецком автономном округе. Компания также обладает производственными активами, расположенными в Самарской области. Благодаря успешной реализации стратегии развития значительной ресурсной базы углеводородов, а также сохранению низких затрат на добычу, нам удалось достигнуть значительного роста производственных и финансовых показателей.

В 2006 году мы добыли 208 млн баррелей нефтяного эквивалента, 90 процентов из которых составил газ. По результатам независимой оцен-

ки запасов углеводородов, на конец 2006 года наши совокупные доказанные запасы газа, газового конденсата и нефти составляют 4,7 млрд бнэ, при этом 91 процент приходится на газ. По объемам доказанных запасов газа мы входим в число крупнейших в мире нефтегазовых компаний и занимаем третье место среди компаний нефтегазового сектора России после ОАО «Газпром» и ОАО НК «ЛУКОЙЛ».

### Основные события и достижения 2006 года:

- рекордные производственные и финансовые показатели деятельности, отражающие результаты первого года работы Пуровского ЗПК, работавшего на полную мощность. Общая выручка и прочие доходы выросли в 2006 году на 15,4% до 48 675 млн рублей, включая 19 440 млн руб. за счет реализации жидких углеводородов, а прибыль, распределяемая акционерам, увеличилась до 14 079 млн рублей
- рекордные объемы добычи газа и жидких углеводородов
- 144% возмещенных доказанных запасов углеводородов, при коэффициенте обеспеченности запасами 23 года
- ввод второй очереди Ханчейского месторождения и увеличение его производственной мощности до 5 млрд куб. м газа в год
- продажа основными акционерами «НОВАТЭКа» 19,4% акций дочернему предприятию ОАО «Газпром»
- создание совместного предприятия – ООО «Северная Энергетическая Компания» с целью оценки и проработки потенциальных проектов в области генерации электроэнергии
- добыча 100 миллиардного кубометра газа (суммарная добыча) с момента начала эксплуатации месторождений в 1998 году
- выпуск первого в истории Компании Отчета в области устойчивого развития по стандартам GRI.



Наша стратегия направлена на эффективную реализацию потенциала наших конкурентных преимуществ. Эффективно наращивая объемы добычи углеводородов и придавая особое значение вопросам экологической и социальной ответственности, мы намерены:

- **Значительно увеличивать объемы добычи газа и сопутствующих углеводородов.** По оценкам независимых экспертов в 2010 году спрос на газ в России достигнет 500 млрд куб. м, причем 220 млрд куб. м составят поставки независимых производителей. Мы полагаем, что Компания выгодно позиционирована и способна поставлять на внутренний рынок часть этого объема, увеличивая объемы добычи и реализации газа, соответствующие росту спроса. Объем добычи на наших месторождениях в 2006 году составил 28,7 млрд куб. м газа и 2,5 млн тонн конденсата и нефти. Нашей целью является увеличение уровня добычи газа приблизительно до 45 млрд куб. м, а жидких углеводородов приблизительно до 4,6 млн тонн в 2010 году.
- **Сохранять низкий уровень затрат.** Применяя современные технологии и методы разработки, мы намерены и далее сохранять достигнутый низкий уровень затрат. В 2006 году средневзвешенные показатели себестоимости добычи и затраты на поиск и разработку были одними из самых низких в отрасли. По нашему мнению, географическая концентрация ресурсной базы и соответствующий эффект масштаба и далее будут основополагающими факторами для поддержания структуры затрат на низком уровне. Мы также стремимся последовательно оптимизировать структуру затрат во всех других областях нашей деятельности.
- **Обеспечивать максимальный размер выручки от реализации газа и жидких углеводородов.**

Наши департаменты по маркетингу и реализации продолжают оптимизацию структуры реализации по потребителям и сегментам рынка в целях достижения максимального и сбалансированного по риску дохода. Мы намерены сохранять лидирующие позиции среди независимых производителей газа путем расширения присутствия на региональных рынках и установления долгосрочных договорных отношений с основными потребителями. Кроме того, мы намерены и далее использовать преимущества введенного в эксплуатацию Пуровского ЗПК и сопутствующей инфраструктуры в порту Витино при реализации жидких углеводородов. Мы экспортируем существенные объемы производимого стабильного газового конденсата и, в результате, повышаем доходность на основе мировых цен.

- **Наращивать ресурсную базу и эффективно управлять запасами.** Мы намерены и далее рационально использовать существующую ресурсную базу с целью роста доказанных запасов по мере освоения месторождений. Мы полагаем, что концентрация нашей ресурсной базы в богатом газом Ямало-Ненецком автономном округе, наряду с близостью к газотранспортной инфраструктуре в Надым-Пур-Тазовском районе, будет способствовать эффективному росту запасов.





Обзор  
деятельности  
за 2006 год

Все наши месторождения и лицензионные участки расположены в Ямало-Ненецком автономном округе Российской Федерации – крупнейшем в мире регионе по добыче газа, на долю которого приходится более 90 процентов российского и приблизительно 20 процентов мирового объема добычи газа. Концентрация наших промыслов в этом богатом газодобывающем регионе обеспечивает благоприятные возможности для увеличения акционерной стоимости Компании при низком уровне рисков, низкой себестоимости разработки месторождений и росте запасов. Имея более чем двенадцатилетний опыт работы в этом регионе, наша Компания выгодно позиционирована для эффективного использования имеющихся возможностей.

**Объем доказанных запасов (SEC) газа вырос до 651 млрд куб. м, доказанных запасов жидких углеводородов (нефти и газового конденсата) до 49,7 млн тонн. Коэффициент возмещения доказанных запасов в 2006 году составил 144%.**

**В 2006 году суммарная валовая добыча на месторождениях Компании составила 28,7 млрд куб.м (1,01 трлн куб. футов) газа и 2,5 млн тонн (20,5 млн баррелей) жидких углеводородов.**

В результате наших достижений в 2006 году, мы укрепили позицию второй по объемам добычи и третьей по объемам запасов газа компании в России. В 2006 году доля Компании в добыче российского газа превысила четыре процента, а доля в общероссийских поставках газа потребителям в 2006 году составила около восьми процентов.

«НОВАТЭК» стремится непрерывно наращивать ресурсную базу путем проведения геологоразведочных работ в непосредственной близости от существующей транспортной и производственной инфраструктуры. Используя современные методы разведки и проектирования, мы стремимся экономически эффективно разрабатывать запасы, достигая максимального извлечения углеводородов на наших месторождениях.

Усилия Компании, направленные на поиск и освоение месторождений газа и газового конденсата, дали исключительные результаты, что подтверждается увеличением объемов добычи газа и жидких углеводородов и приростом запасов, существенно превысившим объемы добычи.

В 2006 году наши затраты на разведку и разработку месторождений составили 5,4 млрд рублей. Прирост запасов, без учета добычи и доли в реализованных активах, составил 299 млн бнэ при затратах на воспроизводство запасов около 18 руб. (0,66 доллара США) на баррель нефтяного эквивалента. На 31.12.2006 г. объем доказанных запасов (SEC) газа составил 651 млрд куб. м (23,0 трлн куб. футов), жидких углеводородов (нефти и газового конденсата) – 49,7 млн тонн (407 млн бнэ). Существенно важным является изменение структуры доказанных запасов газа: объем доказанных разрабатываемых запасов

вырос на 34,3% и составил 78,5% от общего объема доказанных запасов газа. Коэффициент возмещения доказанных запасов в 2006 году составил 144%.

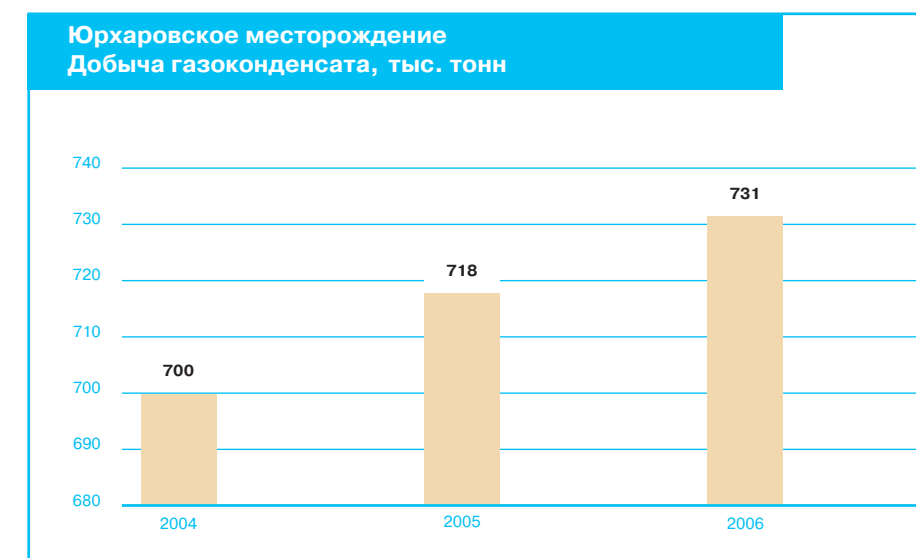
В 2006 году суммарная валовая добыча на месторождениях Компании составила 28,7 млрд куб. м (1,01 трлн куб. футов) газа, увеличившись на 14%, и 2,5 млн тонн (20,5 млн бнэ) жидких углеводородов. Преследуя цели устойчивого роста добычи углеводородов, мы сосредоточены на освоении новых горизонтов разрабатываемых месторождений с использованием горизонтальных скважин и других передовых технологий, что позволяет увеличивать объемы добычи газа быстрее, чем в среднем по отрасли.

## Основные месторождения

В 2006 году на три основных месторождения пришлось около 99,6% всей нашей добычи, запасы этих месторождений составляют 95% от общего объема наших доказанных запасов на конец года. Все три месторождения расположены в непосредственной географической близости от крупней-

шей в мире газотранспортной инфраструктуры – Единой Системы Газоснабжения (ЕСГ), владельцем и оператором которой является ОАО «Газпром». Их дальнейшее развитие, разведка и обустройство лежат в основе среднесрочной стратегии роста запасов и добычи углеводородов. Среднесуточная добыча на наших основных месторождениях в 2006 году в объеме 79 млн куб.м газа и 6,2 тыс. тонн конденсата подтверждает высокую эффективность добычи углеводородов в Надым-Пур-Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Для нас это означает возможность достижения заявленных целей по увеличению добычи путем бурения меньшего количества скважин и низкие затраты на добычу в целом. В 2006 году благодаря продолжению развития этих промыслов мы увеличили доказанные запасы углеводородов на 299 млн бнэ.

**Юрхаровское месторождение.** Юрхаровское месторождение было открыто в 1970 году и расположено за северным Полярным кругом в юго-восточной части Тазовского полуострова. Лицензией на разведку и добычу углеводородов на месторождении владеет





наше 100% дочернее предприятие ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ». Месторождение находится на самой ранней стадии развития по сравнению с другими основными месторождениями. Добыча газа и газового конденсата ведется с 2003 года. Юрхаровское месторождение – второе по объему добычи и первое по запасам среди месторождений «НОВАТЭКа» и основной источник роста добычи и запасов в среднесрочной перспективе.



#### Общий объем добычи в 2006 году:

Газ: 9,596 млрд куб.м (339 млрд куб. футов)

Жидкие углеводороды: 731 тыс. тонн (6,223 млн баррелей)

Суммарная добыча: 69,0 млн бнэ

#### Доказанные запасы на конец 2006 года:

Газ: 303 млрд куб.м (10,7 трлн куб. футов)

Жидкие углеводороды: 16 млн тонн (132 млн баррелей)

Суммарные запасы: 2 113 млн бнэ

#### Восточно-Таркосалинское месторождение.

Открытое в 1971 году, Восточно-Таркосалинское месторождение расположено в 40 км к востоку от города Тарко-Сале. Лицензия на разведку и добычу углеводородов на месторождении выдана ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», нашему 100% дочернему предприятию. На сегодняшний день это самое крупное и наиболее обустроенное из наших месторождений. Добыча нефти ведется с 1994 года, добыча газа с 1998 года, промышленная добыча газового конденсата с 2001 года. Перспективные планы по дальнейшему развитию месторождения ориентированы на разработку нефтяных залежей в северной части лицензионного участка.

#### Общий объем добычи в 2006 году:

Природный газ: 15,824 млрд куб. м (559 млрд куб. футов)

Жидкие углеводороды: 897 тыс. тонн (7,283 млн баррелей)

Всего: 110,8 млн бнэ

#### Доказанные запасы на конец 2006 года:

Природный газ: 283 млрд куб. м (10,0 трлн куб. футов)

Запасы жидких углеводородов: 21 млн тонн (166 млн баррелей)

Общие запасы: 2 018 млн бнэ

#### Ханчейское месторождение.

Открытое в 1990 году, Ханчейское

месторождение расположено в 65 км к востоку от Восточно-Таркосалинского месторождения. Лицензия на его разведку и освоение принадлежит ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ». Лицензия была переоформлена на ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» в мае 2005 года в результате присоединения к нему ООО «Ханчейнефтегаз». Решение о присоединении принято для повышения эффективности управления с учетом непосредственной близости месторождений и неразрывности технологии добычи и подготовки углеводородов. На Ханчейском

месторождении ведется добыча газового конденсата и газа с 2003 и 2002 гг. соответственно.

#### Общий объем добычи в 2006 году:

Газ: 3,299 млрд куб. м (117 млрд куб. футов)

Жидкие углеводороды: 759 тыс. тонн (6,187 млн баррелей)

Суммарная добыча: 27,8 млн бнэ

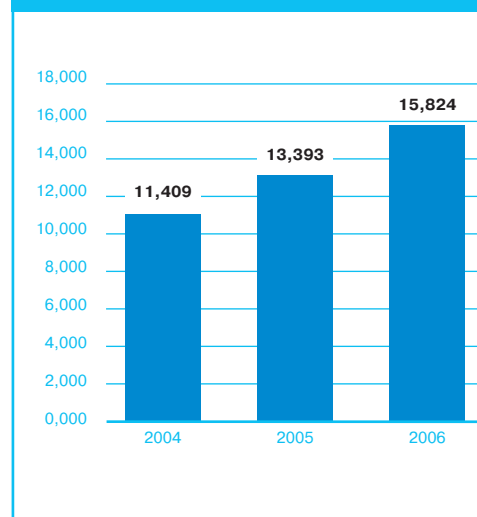
#### Доказанные запасы на конец 2006 года:

Газ: 42 млрд куб. м (1,5 трлн куб. футов)

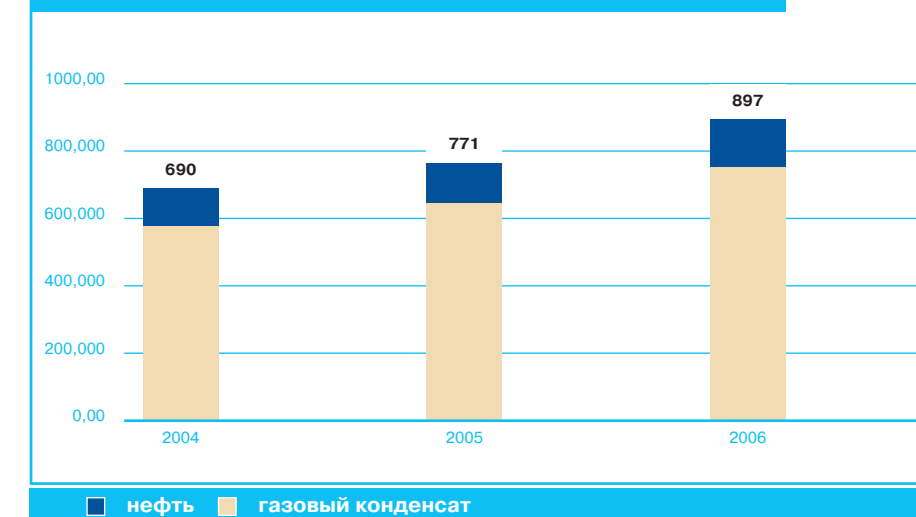
Жидкие углеводороды: 4,9 млн тонн (40 млн баррелей)

Суммарные запасы: 313 млн бнэ

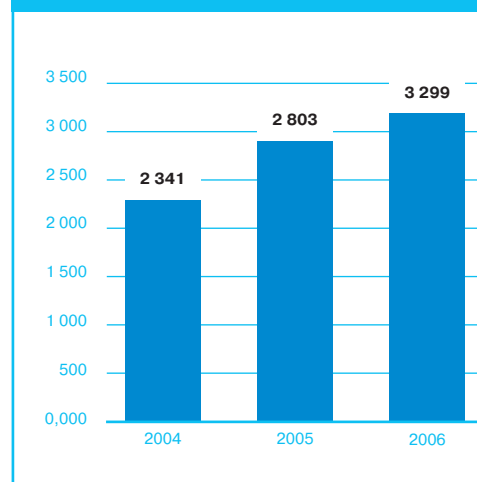
Восточно-Таркосалинское месторождение. Добыча газа, млрд м<sup>3</sup>



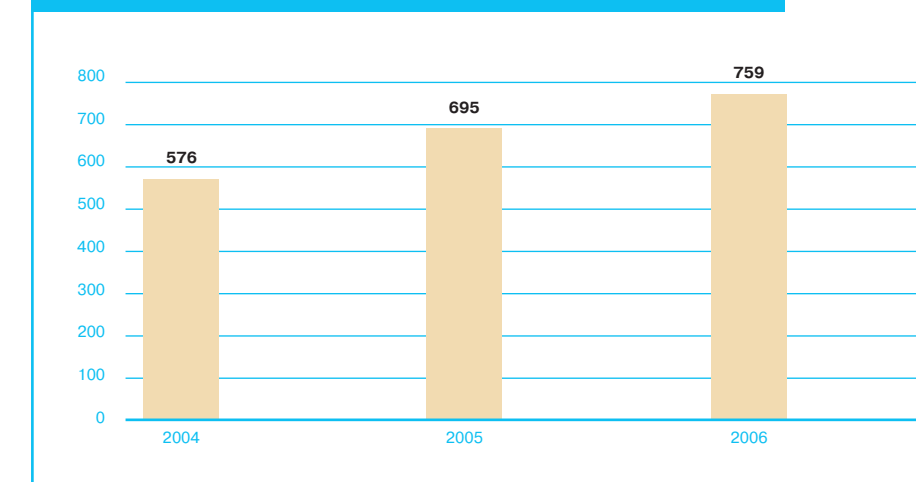
Восточно-Таркосалинское месторождение. Добыча жидких УВ, тыс. тонн



Ханчейское месторождение. Добыча газа, млрд м<sup>3</sup>



Ханчейское месторождение. Добыча газоконденсата, тыс. тонн



## Прочие месторождения с оцененными запасами

Стерховое и Термокарстовое месторождения расположены в непосредственной географической близости от наших основных месторождений и имеют аналогичную геологическую структуру. Оба месторождения находятся на начальном этапе освоения, и мы считаем, что они внесут вклад в увеличение роста добычи и запасов в среднесрочной перспективе.

**Стерховое месторождение.** Стерховое месторождение является частью Олимпийского лицензионного участка, лицензия на разработку и освоение которого принадлежит ООО «ПурНоваГаз» – 100% дочернему предприятию ОАО «Пурнефтегазгеология», в котором мы владеем контрольным пакетом акций. Пробная добыча газа и газового конденсата на месторождении ведется с 2004 года. Опытно-промышленную добычу мы планируем начать в 2008 году. На сегодняшний день на месторождении имеется 9 скважин и более 800 пог. км 2D и 295 кв. км 3D сейсмических данных.

### Доказанные запасы на конец 2006 года:

Газ: 3,5 млрд куб. м (123 млрд куб. футов)  
Жидкие углеводороды: 1,4 млн тонн (11 млн баррелей)  
Суммарные запасы: 34 млн бнэ

**Термокарстовое месторождение.** Лицензией на разведку и добычу углеводородов на Термокарстовом месторождении владеет наше 100% дочернее предпри-

ятие ООО «Тернефтегаз». Это газоконденсатное месторождение находится на начальном этапе освоения. На сегодняшний день на месторождении 8 скважин и более чем 430 пог. км 2D сейсмических данных. Начало промышленной добычи конденсата планируется в 2010 году, а газа – в 2014.

### Доказанные запасы по состоянию на конец 2006 г.:

Газ: 20 млрд куб. м (699 млрд куб. футов)  
Жидкие углеводороды: 7 млн тонн (57 млн баррелей)  
Суммарные запасы: 186 млн бнэ

## Другие лицензии

В 2006 году мы вели добычу углеводородов еще на одном лицензионном участке, который не рассматривается в качестве стратегического в портфеле активов. Мы направляем усилия на увеличение запасов посредством осуществления разведки на 7 лицензионных участках, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе. Данные лицензионные участки рассматриваются как неотъемлемая часть нашей долгосрочной стратегии по росту запасов и увеличению добычи. Суммарно на этих месторождениях и лицензионных участках расположено 37 добычных и 29 геологоразведочных скважин и к настоящему времени имеется более 12 000 пог. км 2D и 638,5 кв. км 3D сейсмических данных.

### Общий объем добычи 2006 году:

Газ: 6,3 млн куб. м (222 млн куб. футов)  
Жидкие углеводороды: 108,5 тыс. тонн (804 тыс. баррелей)  
Суммарная добыча: 845 тыс. бнэ



# Переработка и реализация

Мы планируем развивать свой бизнес, как в области добычи углеводородного сырья, так и в сфере его переработки. Планы перспективного развития включают рост производства стабильного газового конденсата и СУГ, а также возможное создание мощностей по глубокой переработке конденсата и участие в создании нефтехимических производств.

В IV квартале 2005 года Пуровский завод вышел на проектную производственную мощность, позволяющую перерабатывать до 2 млн тонн нестабильного конденсата в год и получать около 1,6 млн тонн стабильного конденсата и 0,4 млн тонн СУГ.

## Переработка

В июне 2005 года мы ввели в эксплуатацию Пуровский ЗПК. Создание собственных мощностей позволяет перерабатывать до 100% добываемого газового конденсата в ста-

бильный газовый конденсат и сжиженные углеводородные газы. Пуровский ЗПК является примером успешной реализации проекта создания нового производства в сфере переработки, являющегося неотъемлемой частью в цепи увеличения стоимости добываемого конденсата. Строительство завода, стоимостью около 6 млрд рублей (около 210 млн долларов США), было завершено в течение 18 месяцев. В IV квартале завод вышел на проектную производственную мощность, позволяющую перерабатывать около двух миллионов тонн нестабильного конденсата в год. На заводе имеются резервуары для хранения 22 тысяч тонн газового конденсата и 3,5 тысяч тонн СУГ и полностью автоматизированные системы погрузки стабильного конденсата и СУГ в железнодорожные цистерны. Мы планируем расширить производственные мощности завода до 5 млн тонн по сырью в год для обеспечения переработки растущих объемов добычи газоконденсата.

Ввод Пуровского завода в эксплуатацию стал важным звеном в цепи добавленной стоимости от разведки и добычи к переработке и сбыту, позволив нам полностью контролировать потребности в переработке и обеспечив нам доступ к новым каналам сбыта газоконденсатной продукции. Наличие собственных перерабатывающих мощностей уменьшает нашу зависимость от услуг третьих сторон по переработке и транспортировке, улучшает возможности по осуществлению контроля ассортимента и качества продукции, повышает возможности по управлению разработкой месторождений, устраняя ограничения связанные с необходимостью переработки конденсата.

В 2006 году Пуровский ЗПК работал на полную мощность, что позволило переработать около 2,1 млн тонн нестабильного газового конденсата

и произвести более 1,5 млн тонн стабильного газового конденсата и 509 тыс. тонн СУГ.

## Реализация газа

Природный газ, как наиболее безопасный и экологически чистый источник энергии, становится предпочтительным энергоресурсом XXI века, рост спроса на который в течение ближайшего десятилетия превзойдет спрос на другие энергоносители. Увеличение спроса наряду с продолжающейся либерализацией газовых рынков России и мира позволит «НОВАТЭК» быть полноправным участником российского газового рынка, опираясь на знания и опыт в области добычи и реализации природного газа.

Россия занимает третье место в мире по потреблению газа. По предварительным оценкам Минпромэнерго Российской Федерации, в 2006 году в условиях роста российской экономики объем потребления газа составил 404,5 млрд куб. м, что почти на 4,2% больше по сравнению с 2005 годом. В настоящее время доля газа в энергетическом балансе России составляет более 50%, а в некоторых регионах достигает 80%. Основными потребителями газа явля-

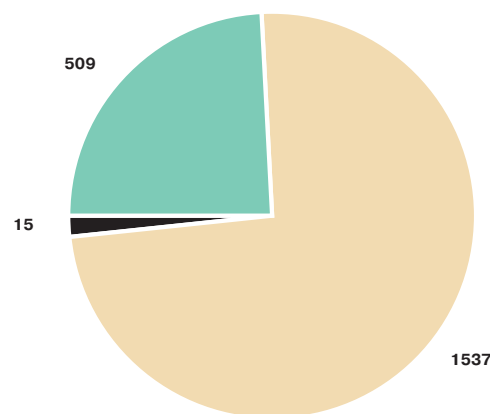
ются энергетическая промышленность, металлургия и химическая промышленность, жилищно-коммунальное хозяйство и население.

В 2006 году наш объем продаж газа составил 30,3 млрд куб. м, из которых 13,4 млрд куб. м было поставлено конечным потребителям и 16,9 млрд куб. м было реализовано трейдерам на входе в ЕСГ. Объемы продаж газа в 2006 году возросли на 10,9% по сравнению 2005 годом. Доля наших поставок газа составила около 8% общероссийского потребления газа.

В 2006 году мы расширили географию поставок газа до 36 регионов Российской Федерации, основными из которых являются Челябинская, Самарская, Ленинградская, Пермская, Тюменская и Курганская области. Основными потребителями нашего газа являются энерго-

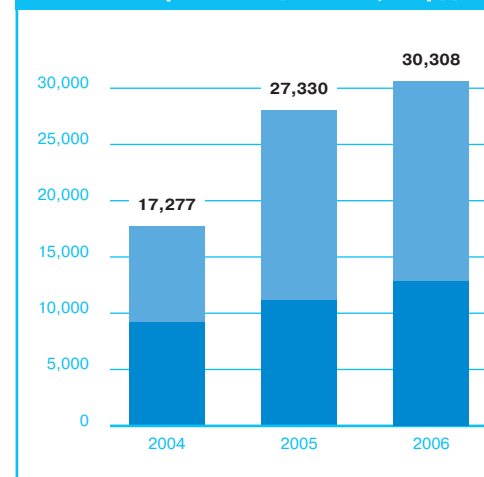
Объемы продаж газа в 2006 году возросли на 10,9% по сравнению с 2005 годом. Доля поставок газа составила около 8% общероссийского потребления газа.

Выпуск продукции Пуровским ЗПК, тыс. тонн



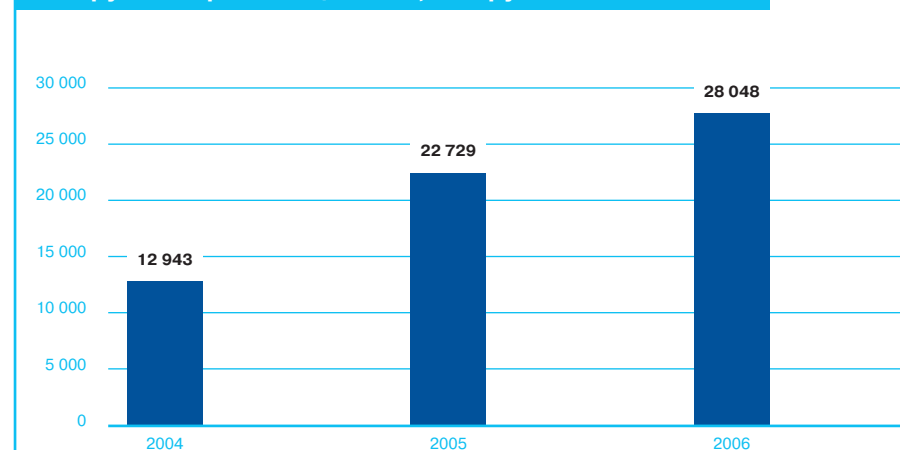
■ стабильный конденсат ■ СУГ ■ потери и собственные нужды

Объемы реализации газа, млрд м<sup>3</sup>



■ конечные потребители ■ трейдеры

Выручка от реализации газа, млн руб.



В 2006 году отмечен рекордно высокий уровень доходов от реализации жидких углеводородов, произведенных на Пуровском ЗПК.



генерирующие компании, металлургическая промышленность, другие промышленные потребители и региональные дистрибьюторы газа. Для выравнивания сезонного колебания спроса на газ, мы заключили договор с ОАО «Газпром» на оказание услуг по организации закачки, хранения и отбора газа из подземных хранилищ газа (ПХГ). В периоды более низкого спроса производится закачка и хранение газа в ПХГ, а во время пикового потребления осуществляется его отбор, и потребители получают дополнительные объемы. По состоянию на конец 2006 года объем закаченного газа в ПХГ составил 1 млрд куб. м. Реализация части газа оптовым трейдинговым компаниям позволяет нам нивелировать колебания добычи, обусловленные сезонными изменениями объемов потребления крупными конечными пользователями и другими макроэкономическими факторами.

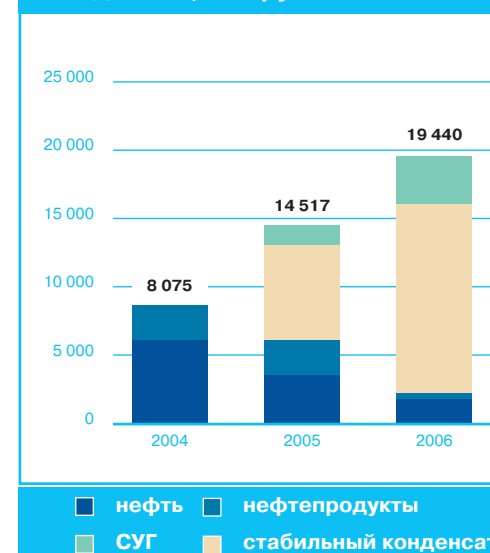
### Реализация жидких углеводородов

Объемы продаж жидких углеводородов (стабильный газоконденсат, СУГ, нефть и нефтепродукты) в 2006 году положительно иллюстрируют наши усилия по увеличению добавленной стоимости путем диверсификации продаваемой продукции и рынков, на которые мы осуществляем поставки. В 2006 году отмечен рекордно высокий уровень доходов от реализации жидких углеводородов, который был достигнут путем оптимизации продаж жидких углеводородов потребителям в России и за рубежом через различные каналы сбыта, используемые в зависимости от более благоприятных условий спроса и цен. В первой

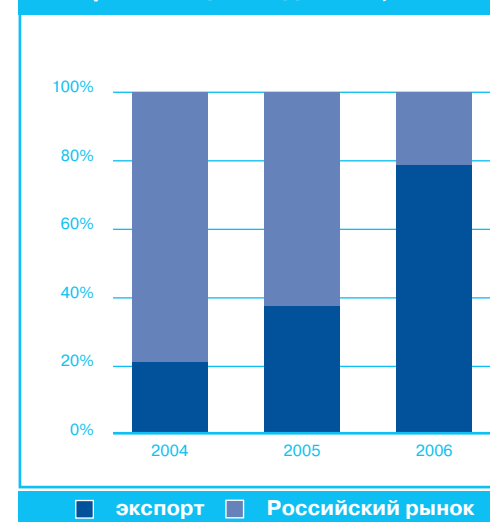
половине 2005, добываемый газовый конденсат перерабатывался третьими сторонами и продавался как нефть и различные нефтепродукты, что ограничивало возможности реализовать весь стоимостной потенциал газового конденсата. Результаты 2006 года демонстрируют значительный прогресс в цепочке добавленной стоимости жидких углеводородов путем снижения объемов продаж нефти и нефтепродуктов вследствие ввода собственных перерабатывающих мощностей.

С вводом в эксплуатацию Пуровского ЗПК мы существенно увеличили гибкость каналов сбыта жидких углеводородов, что позволило нам повысить рентабельность продаж газового конденсата. Производимый на Пуровском ЗПК стабильный газоконденсат пользуется высоким спросом и реализуется с премией к цене нефти. Транспортировка стабильного газоконденсата и СУГ на внешний и внутренний рынки осуществляется железнодорожным транспортом. Используя парк из 1150 цистерн, транспортировку СУГ осуществляет наша 100% дочерняя компания ООО «НОВАТЭК-ТРАНСЕРВИС». Транспортировку стабильного газоконденсата осуществляет Свердловская железная дорога (филиал ОАО «Российские железные дороги»), с которой заключен долгосрочный контракт на организацию перевозок конденсата в круглогодично действующий порт Витино, расположенный в Мурманской области. Используемая структура транспортировки жидких углеводородов позволяет нам выполнять контрактные обязательства и гарантировать стабильные поставки потребителям.

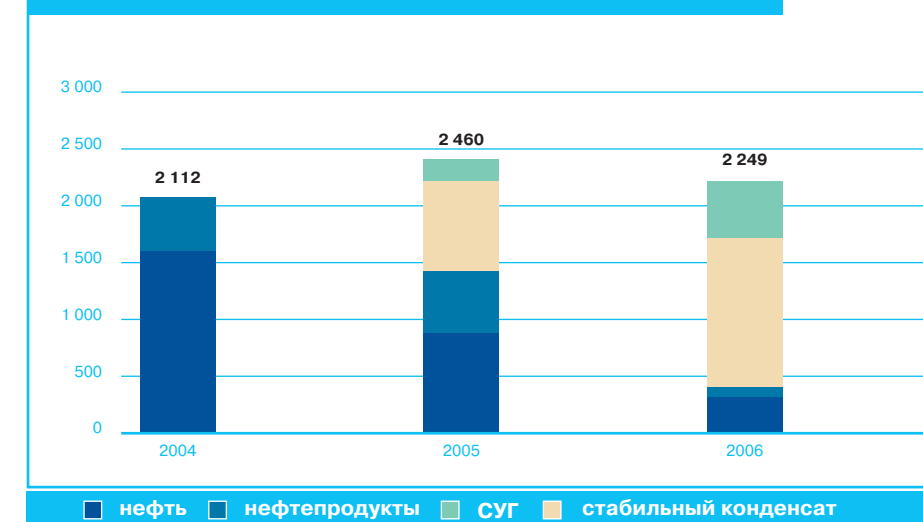
Выручка от реализации жидких УВ, млн руб.



Структура выручки от реализации жидких УВ, %



Объемы реализации жидких УВ, тыс. тонн



# Производство полимеров

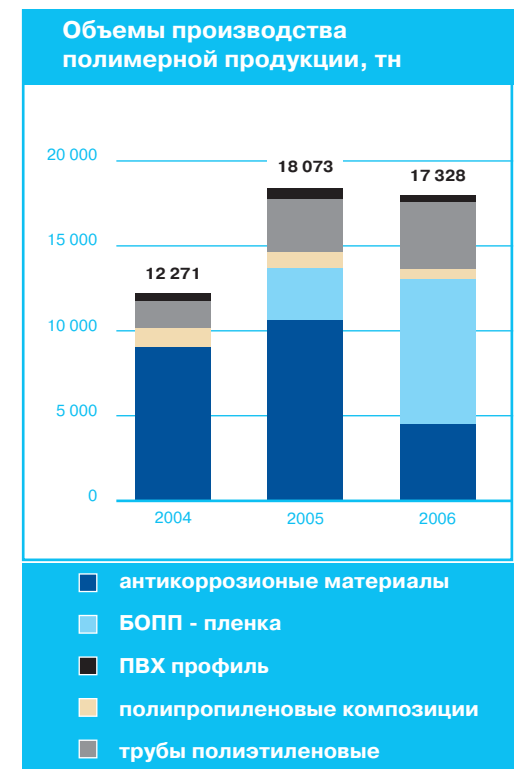
ОАО «НОВАТЭК-ПОЛИМЕР» – наше основное производственное дочернее предприятие, расположенное в городе Новокуйбышевск Самарской области – крупнейший российский производитель изоляционных антикоррозионных материалов для подземных трубопроводов в нефтегазовой отрасли. Предприятие производит более десяти видов изоляционных лент на основе полиэтилена, включая

полимерные и термоусаживающиеся ленты, манжеты для защиты сварных стыков труб. Его основными заказчиками являются «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «Славнефть», «Роснефть», «Башнефть», «Транснефть» и «Оренбургнефть».

Снижение производства антикоррозионных изоляционных материалов в 2006 году обусловлено уменьшением их потребления в связи с растущей долей труб, изолируемых в заводских условиях. «НОВАТЭК-ПОЛИМЕР» производит полиэтиленовые трубы различных диаметров для нефтегазовой отрасли и строительства, а также полипропиленовые композиции, используемые, в том числе, поставщиками автозапчастей.

В июне 2005 года мы ввели в эксплуатацию завод по производству биаксиально-ориентированной (БОПП) пленки, широко применяемой в качестве упаковочного материала в пищевой, табачной, парфюмерной, медицинской и текстильной промышленности. Импортзамещающая продукция будет обес-

Производственная мощность линии по производству БОПП пленки составляет 25 тыс. тонн в год. Импортзамещающая продукция будет обеспечивать до четверти потребностей российского рынка потребительской упаковочной пленки.



печивать растущие потребности российского рынка потребительской упаковочной пленки.

Мы считаем, что производство БОПП пленки будет являться дополнительным видом деятельности, нивелирующим эффект падения производства изоляционных материалов и дающим прирост стоимости в рамках общей стратегии Компании в промышленном секторе.





Экологическая  
и социальная  
ответственность

Наш устойчивый рост в числе прочих факторов зависит от создания оптимальных и безопас-

ных условий труда для наших сотрудников и проявляемого уважения к обществу и окружающей среде. С самого начала нашей деятельности мы зарекомендовали себя как социально ответственная компания, руководствующаяся национальными и мировыми стандартами и корпоративными принципами для устойчивого долгосрочного развития.

### Охрана окружающей среды, труда и промышленная безопасность

В 2006 году мы продолжили реализацию положений Корпоративной политики в области охраны окружающей среды, промышленной безопасности и охраны труда, которую мы разработали и внедрили в 2004 году. Корпоративная политика трансформирует наши основные ценности и принципы в четкие обязательства. В местах размещения производственных мощностей Компании мы ведем активную благотворительную деятельность и придаем исключительное значение охране окружающей среды. В 2005 году Корпоративная политика была пересмотрена и дополнена обязательствами по соответствию принципам и правилам Международной Финансовой Корпорации (входящей в структуру Мирового Банка) и международным стандартам в области охраны окружающей среды, труда и промышленной безопасности. Новая Корпоративная Политика также распространяет обязательства Компании на партнеров и подрядчиков, задействованных в нашей деятельности.

В 2006 году был проведен внутренний аудит всех основных месторождений и производственных объектов компании в области охраны окружающей среды, труда и промышленной безопасности. Результаты аудита демонстрируют эффективность Политики в области снижения негативного воздействия производственной деятельности на окружающую среду, рационализацию потребления природных и энергетических ресурсов, минимизацию рисков, угрозы аварийности и травматизма.

Осознавая преимущества независимой оценки, Компания приняла на себя обязательство по сертификации системы управления охраной окружающей среды, труда и промышленной безопасности в соответствии с международными стандартами ISO 14001 и спецификациями BSI OHSAS 18001. Следуя в данном направлении, в 2006 году ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» получило сертификаты соответствия этим стандартам.

### Охрана окружающей среды

По мере возможности мы стремимся предотвращать, минимизировать или устранять негативное воздействие нашей деятельности на окружающую среду. В 2006 году затраты на охрану окружающей среды и рациональное природопользование составили более 240 млн рублей. Основными мероприятиями, направленными на охрану окружающей среды, являлись:

- строительство и ввод в эксплуатацию биологических очистных сооружений и горизонтальной факельной установки по утилизации промышленных стоков в ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»
- строительство опытно-промышленной установки по производству

Результаты внутреннего аудита основных месторождений и производственных объектов в области охраны окружающей среды, труда и промышленной безопасности демонстрируют эффективность политики Компании в области снижения негативного воздействия ее производственной деятельности.

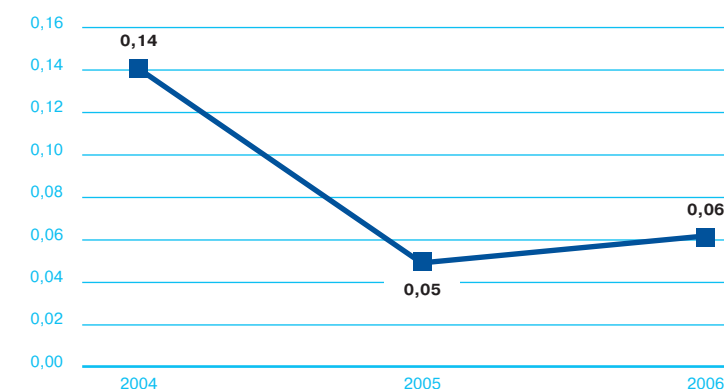
В 2006 году ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» получило сертификаты соответствия стандартам ISO 14001 и спецификациями BSI OHSAS 18001.



Удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу добывающими предприятиями «НОВАТЭК», тонн/тыс. бнэ



Удельное образование отходов производства и потребления добывающими предприятиями «НОВАТЭК», тонн/тыс. бнэ



метанола в ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ», что позволяет отказаться от его завоза на промысел наземным и водным транспортом

- завершение строительства собственного полигона для размещения отходов производства и потребления ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

- работы по зачистке прибрежной зоны Тазовской губы ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»

- рекультивация и возврат государству более 536 га земель временного пользования

- ввод в эксплуатацию собственных газотурбинных электростанций, работающих на экологически чистом топливе – природном газе.

Наши достижения в области экологии, охраны труда и промышленной безопасности были высоко отмечены российским правительством и общественными организациями, присудившими «НОВАТЭКу» следующие награды:

- Национальная экологическая премия в номинации «За вклад в устойчивое развитие России 2006»

- «Лучший экологический проект предприятия 2006» присуждена Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

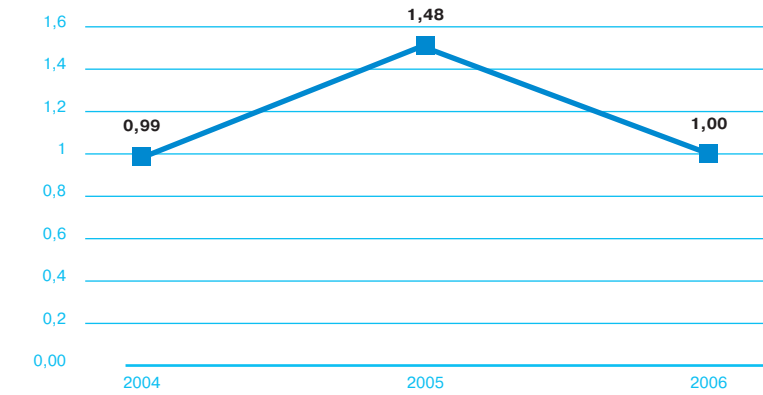
## Охрана труда и промышленная безопасность

На конец 2006 года численность сотрудников составила около 4000 человек. Около 48% производственного персонала занято в сфере разведки и добычи, 23,4% – в сфере переработки и сбыта, 29% – в производстве полимерной продукции.

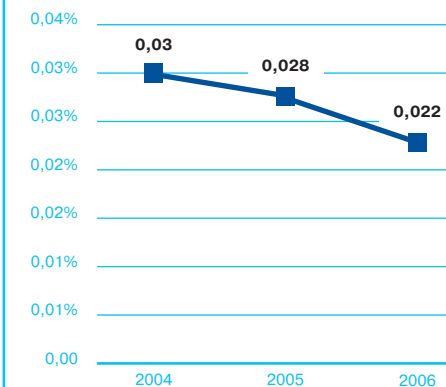
В 2006 году 618 сотрудников прошли различные сертифицированные курсы обучения и повышения квалификации в области охраны труда и промышленной безопасности. Обучение по программе внутреннего аудита интегрированных систем менеджмента на соответствие требованиям международных стандартов ISO 14001 и OHSAS прошли 13 руководителей высшего звена. Еще 11 сотрудников прошли аттестацию на соответствие требованиям российского законодательства и нормативно-правовых документов в области промышленной безопасности и более 30 человек – в области охраны труда в соответствии с требованиями трудового законодательства.



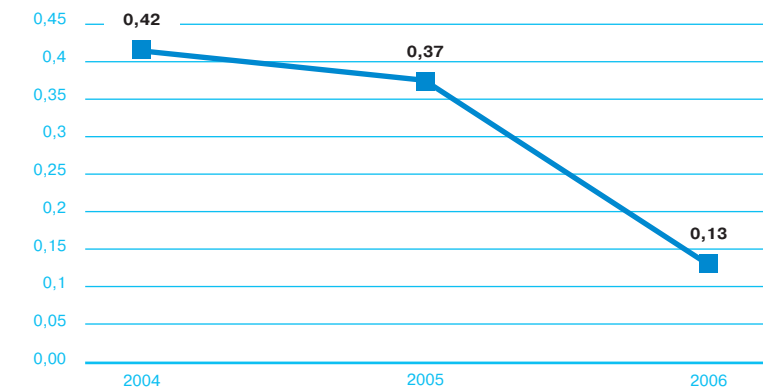
Коэффициент частоты несчастных случаев (количество НС/млн рабочих часов)



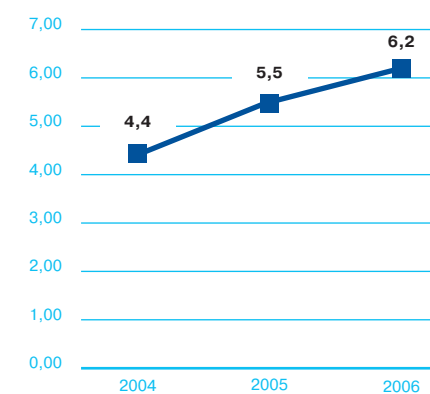
Процент потерь рабочего времени вследствие НС



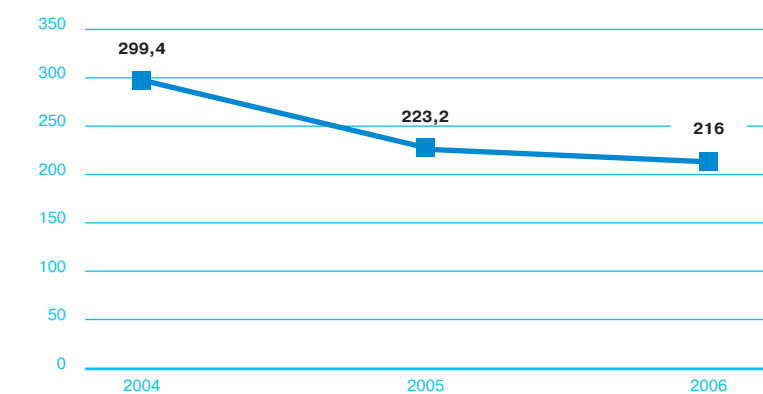
Коэффициент частоты тяжелых несчастных случаев (количество тяжелых НС/млн рабочих часов)



Затраты по охране труда на одного работника (тыс. руб./год)



Коэффициент тяжести несчастных случаев (количество часов нетрудоспособности/ количество НС)





## Социально-экономическое и культурное развитие

Мы считаем своей обязанностью способствовать улучшению социально-экономической ситуации в регионах производственной деятельности наших предприятий. В 2006 году сотрудничество с регионами осуществлялось по нескольким направлениям: прямое финан-

В 2006 году социально-экономическое сотрудничество с регионами осуществлялось через поддержку различных программ образования и развития молодежи, развитие социальной инфраструктуры, возрождение и сохранение национальных традиций и духовного наследия России.



сирование программ развития региона, в том числе программ образования и развития молодежи; развитие социальной инфраструктуры; возрождение и сохранение национальных традиций и духовного наследия России.

В 2006 году мы выделили ресурсы на финансирование проектов по развитию инфраструктуры поселков Ямало-Ненецкого автономного округа и поддержке культуры и самобытности коренных малочисленных народов Севера. Реализованные проекты включают в себя строительство домов, детских садов, поселковых котельных, бань-прачечных, а также капитальный ремонт и оснащение школ и больниц. На нашем самом отдаленном месторождении построен сервисный центр для оказания медицинской помощи, отдыха и приема пищи коренным жителям во время миграции. Мы продолжаем вносить существенный вклад в повышение уровня жизни коренных жителей, обеспечивая их транспортом и современным оборудованием, таким как лодки и снегоходы.

В 2006 году мы продолжили реализацию программ по подготовке молодых квалифицированных специалистов. На попечении Общества находятся два класса одаренных детей в городах Тарко-Сале и Новокуйбышевске, а также разработана программа стипендий для учащихся Пуровского района. Мы также продолжаем реализацию образовательных программ содействующих обучению студентов в ведущих вузах страны и вкладываем средства в реализацию программ Государственного Русского музея и Самарского художественного музея, способствуем популяризации русского искусства.

Объем прямого финансирования, направленного на поддержку коренных малочисленных народов Севера, развитие образовательных и социальных программ, а также благотворительность составил 297 млн рублей.



## Совет директоров

Наталенко А.Е.  
(Председатель)

Акимов А.И.\*

Варданын Р.К.\*

Джетвей М.Э.

Южанов И.А.\*

Михельсон Л.В.

Селезнев К.Г.\*

Дмитриев В.А.\*

## Правление

Михельсон Л.В.  
(Председатель)

Басков В.А.

Гиря В.И.

Джетвей М.Э.

Кузнецова Т.С.

Попов М.В.

Протосеня С.В.

Смирнов В.А.

Титаренко Н.Н.

Фридман А.М.

Яновский К.Н.

\* Независимый член Совета Директоров

## Рынок акций

В июле 2006 года, на основании решения о дроблении размещенных акций принятого на годовом общем собрании акционеров, «НОВАТЭК» произвел дробление акций в пропорции 1:1000. На 31.12.2006 г. уставный капитал составлял 303 630 600 рублей и разделен на 3 036 306 000 обыкновенных акций, номинальной стоимостью 0,1 рубля каждая. После дробления акций 1 ГДР представлена 10 обыкновенными акциями.

Акции «НОВАТЭКа» котируются в долларах США на фондовой бирже РТС (символ NVTK) с декабря 2004 года, в российских рублях на ММВБ (символ NOTK) с октября 2004 года и РТС (символ NVTKG) с апреля 2005 года.

В 2005 году мы провели листинг глобальных депозитарных расписок (ГДР) на Лондонской Фондовой бирже (символ: NVTK). ГДР также торгуются в системе NASDAQ PORTAL в соответствии с правилом 144A (символ: NVATY) и на Франкфуртской фондовой бирже (символ: N10).

**Реестродержатель:**

Национальная регистрационная компания  
ул. Вересаева 6, Москва, Россия, 121357

Тел: +7 495 440-6324/25/44. Факс: +7 495 440-6355. E-mail: info@nrcreg.ru

**Администратор Программы ГДР:**

Deutsche Bank Trust Company Americas

60 Wall Street, New York, New York 100056, United States

Winchester House, 1 Great Winchester Street, London EC2N 2DB, United Kingdom

Tel.: +1 212 250 9100 (Нью-Йорк); +44 20 7547 6500 (Лондон);

+7 501 797 5209 (Москва)

**Депозитарий по Программе ГДР:**

ООО «Дойче Банк». ул. Щепкина 4, Москва, 129090, Россия

Тел.: +7 495 797 5000. E-mail: DCSRussiaClientServices@db.com

Динамика котировок акций ОАО «НОВАТЭК» и индекса РТС в 2006 году, %



Диапазон цен акций и ГДР в 2006 году

	Обыкновенные акции (ММВБ), руб.		Глобальные депозитарные расписки (LSE) долл. США	
	мин	макс	мин	макс
Первый квартал	69 000	115 000	22,83	38,55
Второй квартал	91 000	126 999	31,43	44,20
Третий квартал	114*	138*	42,00	51,50
Четвертый квартал	134	174	50,10	65,95

\*В июле 2006 г. было проведено дробление акции 1:1000

Анализ  
и оценка  
руководством  
финансового  
положения  
и результатов  
деятельности

## СОДЕРЖАНИЕ

Краткая информация о Группе.....	41
Основные показатели деятельности.....	42
Некоторые факторы, влияющие на финансовые результаты деятельности.....	43
Сделки со связанными сторонами.....	43
Ввод в эксплуатацию Пуровского ЗПК.....	43
Цены на природный газ.....	43
Цены на сырую нефть, стабильный газовый конденсат, сжиженный углеводородный газ и нефтепродукты.....	44
Тарифы на транспортировку.....	45
Налоговая нагрузка.....	46
Ключевые показатели операционной деятельности.....	47
Расходы на производство углеводородов.....	47
Объемы реализации углеводородов.....	48
<i>Объем реализации природного газа.....</i>	<i>48</i>
<i>Объем реализации жидких углеводородов.....</i>	<i>49</i>
Финансовые результаты операционной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2006 года, в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2005 года.....	51
Выручка от реализации и прочие доходы.....	52
<i>Выручка от реализации природного газа.....</i>	<i>52</i>
<i>Выручка от реализации стабильного газового конденсата.....</i>	<i>53</i>
<i>Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа.....</i>	<i>53</i>
<i>Выручка от реализации сырой нефти.....</i>	<i>53</i>
<i>Выручка от реализации нефтепродуктов.....</i>	<i>54</i>
<i>Выручка от реализации полимерной продукции и изоляционной ленты.....</i>	<i>54</i>
<i>Прочая выручка.....</i>	<i>54</i>
<i>Прочие прибыли (убытки).....</i>	<i>54</i>
Операционные расходы.....	54
<i>Общие неконтролируемые расходы.....</i>	<i>55</i>
<i>Транспортные расходы.....</i>	<i>55</i>
<i>Налоги, кроме налога на прибыль.....</i>	<i>56</i>
<i>Износ, истощение и амортизация.....</i>	<i>57</i>
<i>Материалы, услуги и прочие расходы.....</i>	<i>57</i>
<i>Общехозяйственные и управленческие расходы.....</i>	<i>58</i>
<i>Покупка нефти, газового конденсата и природного газа.....</i>	<i>59</i>
Прибыль от операционной деятельности.....	59
Доходы (расходы) от финансовой деятельности.....	59
Доли в прибыли зависимых компаний.....	60
Расходы по налогу на прибыль.....	60
Прибыль отчетного периода и доход на одну акцию.....	60
Ликвидность и капитальные затраты.....	61
<i>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности.....</i>	<i>61</i>
<i>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности.....</i>	<i>61</i>
<i>Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности.....</i>	<i>61</i>
Оборотный капитал.....	61
Капитальные затраты.....	62
Заемные средства.....	62
Количественная и качественная информация и рыночные риски.....	63
Риск изменения курсов иностранных валют.....	63
Риск изменения цен на рынке товаров.....	63
Доступ к трубопроводам.....	64
Способность к инвестированию.....	64
Активы и обязательства, отраженные за балансом.....	64

## **АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Настоящий анализ финансового положения и результатов деятельности за 2006 и 2005 годы должен рассматриваться в контексте аудированной консолидированной финансовой отчетности по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг. Консолидированная финансовая отчетность и примечания к ней подготовлены в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

Информация по финансовой и хозяйственной деятельности, содержащаяся в данном «Анализе и оценке руководством финансового положения и результатов деятельности», включает в себя информацию по ОАО «НОВАТЭК» и его дочерним обществам (далее – «Группа»).

### **Краткая информация о Группе**

Группа является крупнейшим независимым производителем природного газа и вторым по величине производителем природного газа в Российской Федерации после ОАО «Газпром» (далее – «Газпром»). По объемам доказанных запасов природного газа Группа является четвертой в Российской Федерации после «Газпрома», ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «ЛУКОЙЛ».

Наша деятельность по разведке и разработке участков недр, добыче, переработке и реализации природного газа, газового конденсата, сырой нефти и продуктов их переработки осуществляется преимущественно на территории Российской Федерации, и до июня 2005 года мы получали большую часть выручки от реализации продукции потребителям, расположенным на территории Российской Федерации. С вводом в эксплуатацию в июне 2005 года Пуровского завода переработки конденсата (далее – «Пуровского ЗПК») мы в настоящее время напрямую поставляем большую часть стабильного газового конденсата на экспорт, что позволяет нам значительно увеличить долю выручки Группы от реализации на международных рынках.

В октябре 2006 года Группа создала ООО «НОВАТЭК-Автозаправочные комплексы», полностью принадлежащее нам дочернее общество, с целью управления мелкооптовой и розничной торговлей сжиженным углеводородным газом и прочими нефтепродуктами.

В сентябре 2006 года Группа и ОАО «ОГК-5» создали ОАО «Энергетическая северная компания» для оценки потенциальных возможностей инвестирования в сектор генерирования электроэнергии. По состоянию на 31 декабря 2006 г. Группе принадлежало 50% + 1 акция этой новой дочерней компании.

В июле 2006 года «НОВАТЭК» осуществил дробление своих акций в пропорции 1'000:1. Данное дробление было ретроспективно отражено в консолидированной финансовой отчетности. Средневзвешенное количество обыкновенных акций после дробления составило 3'036'306'000 штук за оба года.

В ноябре и декабре 2005 года мы создали компании «Новатэк Оверсиз АГ» и «Рунитэк ГмбХ» соответственно (обе зарегистрированы в Швейцарии), целью которых является управление, маркетинг и продвижение продаж сырой нефти, стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и других нефтепродуктов на международных рынках. Начиная с января 2006 года, экспортные поставки осуществляются через вновь созданные зарубежные дочерние общества.

## ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

<i>млн рублей, если не указано иное</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2006	2005	
<b>Финансовые показатели</b>			
Выручка от реализации (без НДС и экспортных пошлин)	48'814	38'477	26,9%
Операционные расходы	(29'522)	(22'861)	29,1%
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	14'079	13'697	2,8%
ЕВИТДА <sup>(1)</sup>	23'129	23'022	0,5%
ЕВИТДА скорректированная <sup>(2)</sup>	23'120	19'391	19,2%
Прибыль на обыкновенную акцию (в рублях после дробления)	4,64	4,51	2,9%
Скорректированная прибыль на обыкновенную акцию <sup>(3)</sup> (в рублях после дробления)	4,63	3,32	39,5%
<b>Операционные показатели</b>			
Объем реализации природного газа (млн куб. м)	30'308	27'330	10,9%
Объем реализации стабильного газового конденсата (тыс. тонн)	1'358	762	78,2%
Объем реализации сжиженного углеводородного газа (тыс. тонн)	506	241	109,9%
Объем реализации нефти (тыс. тонн)	305	862	(64,6%)
Объем реализации нефтепродуктов (тыс. тонн)	81	595	(86,4%)
<b>Движение денежных средств</b>			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	16'607	10'246	62,1%
Капитальные затраты	4'703	6'460	(27,2%)

<sup>(1)</sup> ЕВИТДА представляет собой чистую прибыль до доходов (расходов) от финансовой деятельности и налога на прибыль из Отчета о прибылях и убытках, а также до амортизации и выплат с использованием акций из Отчета о движении денежных средств.

<sup>(2)</sup> ЕВИТДА скорректированная представляет собой ЕВИТДА без учета эффекта от операций по продаже дочерних и зависимых обществ.

<sup>(3)</sup> Скорректированная прибыль на обыкновенную акцию представляет собой прибыль на одну акцию без учета эффекта от операций по продаже дочерних и зависимых обществ.

## **НЕКОТОРЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

### **Сделки со связанными сторонами**

В течение 2005 года Группа осуществляла значительный объем операций с акционерами и прочими связанными сторонами. Эти операции включали в себя сделки по продаже сырой нефти, стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа, а также сделок по продаже ценных бумаг. Проведение указанных операций с компаниями, не являющимися связанными сторонами, внесли бы существенные коррективы в результаты финансово-хозяйственной деятельности Группы, ее финансовое положение и движение денежных средств. В течение 2006 года подобные сделки не осуществлялись, тем не менее, определенные операции со связанными сторонами продолжались (см. Раскрытие 21 «Операции со связанными сторонами» нашей консолидированной финансовой отчетности).

### **Ввод в эксплуатацию Пуровского ЗПК**

До июня 2005 года весь добываемый нами нестабильный газовый конденсат транспортировался через нашу собственную сеть трубопроводов и сеть трубопроводов «Газпрома» на Сургутский завод стабилизации конденсата (далее – «Сургутский ЗСК») для переработки с получением сырой нефти и нефтепродуктов (включая дизельное топливо и легкий дистиллят). Сырая нефть и нефтепродукты, получаемые нами с Сургутского ЗСК, затем транспортируются на рынок, используя комбинацию сети нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» (далее – «Транснефть») и Российских железных дорог.

С вводом в эксплуатацию Пуровского ЗПК в июне 2005 года мы начали транспортировку нестабильного газового конденсата, добываемого на Восточно-Таркосалинском и Ханчейском месторождениях, по собственной сети трубопроводов непосредственно на Пуровский ЗПК. Группа заключила соглашение с «Газпромом» о доступе к его сети конденсатопроводов для доставки на Пуровский ЗПК нестабильного газового конденсата, добываемого на Юрхаровском месторождении. Ввод в эксплуатацию Пуровского ЗПК и открытие зарубежных торговых дочерних компаний существенно изменили каналы сбыта стабильного газового конденсата на рынок, вследствие чего в настоящий момент большая часть стабильного газового конденсата поставляется нами на экспорт железнодорожным транспортом и танкерами.

Выручка и маржа от продажи жидких углеводородов увеличились, так как исторически цены на стабильный газовый конденсат на международных рынках были выше, чем цены на сырую нефть марки «Юралс», как на внутреннем, так и на внешнем рынках.

### **Цены на природный газ**

Как независимый производитель природного газа, мы не подлежим государственному регулированию цен на природный газ. Исторически Группа продавала большую часть добываемого природного газа потребителям на внутреннем рынке по ценам, которые превышают установленные государством цены компаниям, входящим в систему «Газпром», для реализации ими природного газа. Тем не менее, возможные для нас цены реализации существенно зависят от цен, регулируемых Федеральной службой по тарифам (далее – «ФСТ»). В 2006 году средневзвешенная цена ФСТ для регионов, в которые мы поставляли природный газ, выросла на 103 рубля за тыс. куб. метров (или 10,2%) до 1'110 рублей с 1'007 рублей за тыс. куб. метров по сравнению с 2005 годом. Условия поставки природного газа также влияют на нашу среднюю цену реализации. Природный газ, продаваемый на точке входа в магистральный газопровод (далее – «на точке врезки»), реализуется преимущественно оптовым покупателям (трейдерам), которые сами оплачивают тариф на последующую транспортировку газа. Реализация оптовым покупателям позволяет нам диверсифицировать продажи природного газа без дополнительных коммерческих расходов. Тем не менее, в целом мы продаем газ напрямую конечным потребителям по более высоким ценам и с большей маржой, так как тариф на транспортировку газа включен в контрактную цену и нет потери розничной маржи как при реализации трейдерам. Разница между средней ценой реализации природного газа конечным потребителям, приведенной к точке врезки (то есть за вычетом транспортной составляющей, далее – «приведенная цена»), и ценой реализации трейдерам на точке врезки в 2006 году по сравнению с 2005 годом увеличилась на 3 рубля за тыс. куб. метров (или 4,3%), несмотря на увеличение тарифа на транспортировку газа в октябре 2005 года и пересмотр методологии расчета тарифа в августе 2006 года.

В следующей таблице приведены наши средние цены реализации природного газа (без НДС) за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг.:

<i>рублей за тыс. куб. метров</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2006	2005	
Средняя цена реализации газа конечным потребителям <sup>(1)</sup>	1'253	1'121	11,8%
Расходы на транспортировку газа конечным потребителям	516	434	18,9%
Средняя приведенная цена реализации газа конечным потребителям	737	687	7,3%
Средняя цена реализации газа на точке врезки (реализация трейдерам)	664	617	7,6%
Разница между средней приведенной ценой реализации конечным потребителям и средней ценой реализации трейдерам	73	70	4,3%

<sup>(1)</sup> Включает покрытие расходов на транспортировку.

### **Цены на сырую нефть, стабильный газовый конденсат, сжиженный углеводородный газ и нефтепродукты**

Цены на сырую нефть, стабильный газовый конденсат, сжиженный углеводородный газ и нефтепродукты на международных рынках всегда были изменчивыми и зависели, среди прочего, от соотношения спроса и предложения, возможности и готовности стран-экспортеров нефти обеспечить определенный уровень добычи для удовлетворения растущего мирового спроса и предупреждения возможного срыва мировых поставок нефти в связи с войнами, развитием геополитических процессов, деятельностью террористических организаций или природных катастроф. Цены на сырую нефть, стабильный газовый конденсат, сжиженный углеводородный газ и нефтепродукты на внутреннем рынке также меняются в зависимости от спроса и предложения на рынке. Цены на сырую нефть в Российской Федерации в основном оставались ниже цен на международном рынке, что связано в основном с ограниченной возможностью многих российских нефтяных компаний транспортировать свою нефть, хотя цены на определенные виды нефтепродуктов и сжиженного углеводородного газа в Российской Федерации приблизились к мировым. Образующийся избыток запасов сырой нефти в основных потребляющих регионах Российской Федерации иногда приводил к снижению цен на внутреннем рынке. Кроме того, не существует независимой или универсальной цены на сырую нефть в Российской Федерации, поскольку большая часть сырой нефти, предназначенной для продажи в Российской Федерации, добывается и перерабатывается вертикально интегрированными российскими нефтяными компаниями. Сырая нефть, которая не экспортируется за пределы Российской Федерации и не перерабатывается непосредственно производителями, реализуется на внутреннем рынке по ценам, определяемым по принципу «от сделки к сделке». Сырая нефть, которую мы продаем на международных рынках, транспортируется через систему нефтепроводов «Транснефти», где смешивается с другими марками сырой нефти различного качества, в результате чего формируется экспортная марка нефти «Юралс», которая обычно продается с дисконтом к марке «Брент».

Цены на сырую нефть, стабильный газовый конденсат, сжиженный углеводородный газ и нефтепродукты, реализуемые нами на экспорт и в странах СНГ, по условиям поставок включают в себя покрытие транспортных расходов, в то время как цены на внутреннем рынке не включают транспортную составляющую. В соответствии с такими договорами, к покупателю в названном месте переходит право собственности и ответственность за последующую транспортировку товара до пункта назначения.

В течение 2006 года сырая нефть, продаваемая нами на экспорт, реализовывалась на условиях «поставка до границы» (DAF Адамова Застава, Германия), в то время как в 2005 году экспортные условия сочетали DAF Адамова Застава (Германия) и «франко борт судна» (FOB) в порту Бутинге (Литва). В 2006 году средняя контрактная цена реализации сырой нефти на экспорт (включая экспортные пошлины) составила 414 долл. США за тонну по сравнению с 321 долл. США за тонну в 2005 году. Кроме того, в 2006 году наши зарубежные торговые компании приобрели и перепродали 27 тыс. тонн сырой нефти по средней контрактной цене реализации 364 долл. США за тонну на условиях «стоимость, страховка и фрахт» (CIF) в порту Порву (Финляндия).



В течение 2006 года стабильный газовый конденсат, продаваемый нами на экспорт, реализовывался на условиях «поставка с судна» (DES) или на условиях «стоимость и фрахт» (CFR), в то время как в 2005 году он в основном реализовывался на условиях «перевозка оплачена до» (CPT) в порту Витино. В 2006 году средняя контрактная цена реализации стабильного газового конденсата на экспорт (включая экспортные пошлины) составила 573 долл. США по сравнению с 449 долл. США за тонну в 2005 году. В следующей таблице приведены наши средние цены реализации стабильного газового конденсата и сырой нефти (без НДС и экспортных пошлин) за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг.:

<i>рублей или долл. США за тонну</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2006	2005	
<b>Стабильный газовый конденсат</b>			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну <sup>(1)</sup>	10'143	8'339	21,6%
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	373,1	294,8	26,6%
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	8'015	6'268	27,9%
<b>Сырая нефть</b>			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну <sup>(1)</sup>	7'107	6'102	16,5%
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	261,4	215,7	21,2%
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	5'993	4'100	46,2%

<sup>(1)</sup> Включает покрытие расходов на транспортировку.

В течение 2006 года сжиженный углеводородный газ, поставляемый нами на экспорт и в страны СНГ, реализовывался на условиях «поставка до границы» (DAF) – белорусско-польская или российско-латвийская границы. В 2006 году средняя контрактная цена реализации на экспорт (включая экспортные пошлины) составила 548 долл. США по сравнению с 450 долл. США за тонну в 2005 году. Мы обязаны продавать часть сжиженного углеводородного газа на внутреннем рынке по ценам, регулируемым ФСТ, оставшаяся часть реализуется на внутреннем рынке на коммерческих условиях. В 2006 году мы продали 40 тыс. тонн по регулируемой цене примерно 1'697 рублей за тонну и 370 тыс. тонн по контрактной цене примерно 7'790 рублей за тонну (включая расходы на транспортировку) по сравнению с 10 тыс. тонн по регулируемой цене примерно 1'350 рублей за тонну и 203 тыс. тонн по контрактной цене примерно 7'016 рублей за тонну в 2005 году соответственно. Продажи на внутренний рынок нефтепродуктов с Сургутского ЗСК осуществлялись на условиях (FCA) – ж/д станция Сургут.

В следующей таблице приведены наши средние цены реализации сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов (без НДС и экспортных пошлин) за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг.:

<i>рублей или долл. США за тонну</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2006	2005	
<b>Сжиженный углеводородный газ</b>			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну <sup>(1)</sup>	10'970	9'515	15,3%
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	403,5	336,4	19,9%
Цена по СНГ, рублей за тонну <sup>(1)</sup>	8'538	-	н/п
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	5'716	5'647	1,2%
<b>Нефтепродукты</b>			
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	5'857	4'704	24,5%

<sup>(1)</sup> Включает покрытие расходов на транспортировку.

### Тарифы на транспортировку

С 1 октября 2005 г. тариф на транспортировку природного газа, добываемого на территории Российской Федерации, установлен ФСТ в размере 23,84 рубля (без НДС) за тыс. куб. метров на 100 км при поставке газа потребителям на территории Российской Федерации и других стран Таможенного союза (Беларусь, Казахстан, Кыргызстан и Таджикистан). Этот тариф превышает на 23,1% предыдущий тариф, установленный с 1 октября 2004 г. в размере 19,37 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров на 100 км.

С 1 августа 2006 г. ФСТ изменила порядок расчета тарифа на транспортировку природного газа, добываемого на территории Российской Федерации. Согласно новым правилам размер тарифа складывается из двух частей: ставки за пользование магистральным газопроводом и ставки по перемещению одной тыс. куб. метров на 100 км. Ставка за пользование представляет собой сумму двух

составляющих – установленной в зависимости от зон входа и выхода в/из магистрального газопровода (максимальное значение составляет 931,97 рубль (без НДС) за тыс. куб. метров) и постоянной в размере 12 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров для конечных потребителей при использовании сети газопроводов, принадлежащих «Газпрому». Эта постоянная составляющая вычитается из ставки за пользование, если конечные потребители имеют свою сеть газопроводов. Ставка по перемещению в пределах территории Российской Федерации и государств-участников соглашений о Таможенном союзе установлена в размере 5,28 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров на 100 км.

Рост регулируемых тарифов на транспортировку может быть отнесен на наших конечных потребителей по условиям контрактов. График пересмотра или изменения транспортных тарифов ФСТ не установлен, вследствие чего изменения в тарифах на транспортировку происходят на нерегулярной основе.

Мы транспортируем практически всю сырую нефть по сети магистральных нефтепроводов, принадлежащих монопольному оператору сети нефтепроводов в Российской Федерации – компании «Транснефть». Тарифы на транспортировку сырой нефти по нефтепроводам «Транснефти» также устанавливаются ФСТ. Общие расходы на транспортировку одной тонны сырой нефти зависят от протяженности маршрута до пункта назначения.

Для транспортировки стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа мы пользуемся услугами компании ОАО «Российские железные дороги» – монопольного оператора сети железных дорог в Российской Федерации. Соответствующие тарифы на транспортировку устанавливаются ФСТ и варьируются в зависимости от вида перевозимого продукта и протяженности маршрута.

Мы поставляем стабильный газовый конденсат на международные рынки через терминал в порту Витино на Белом море и далее танкерами до рынков США и Европы. Расходы на транспортировку стабильного газового конденсата танкерами определяются расстоянием до конечного порта назначения, наличием танкеров и стандартными условиями транспортировки. Большая часть сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов реализуется нами в России и странах СНГ.

### **Налоговая нагрузка**

Группа не использовала никакие схемы по минимизации налогов с использованием оффшоров или зон налогового благоприятствования в Российской Федерации.

Деятельность Группы подлежит налогообложению на федеральном, региональном и местном уровнях, при этом основой для начисления большинства налогов является сумма выручки либо натуральные показатели. Помимо налога на прибыль, основными налогами являются НДС, налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), экспортные пошлины, налог на имущество, единый социальный налог и прочие отчисления.

На практике российские налоговые органы часто интерпретируют налоговое законодательство не в пользу налогоплательщиков, что заставляет последних прибегать к судебным разбирательствам для защиты собственных интересов. Различные толкования налогового законодательства налоговыми органами на федеральном, региональном и местном уровнях создают некоторую неопределенность и противоречивые требования. Налоговые декларации и иные документы, например, таможенные декларации, могут быть проверены различными налоговыми органами, уполномоченными начислять дополнительные налоги, пени и штрафы. Налоговые проверки могут охватывать три календарных года деятельности, непосредственно предшествовавшие году проверки. Благоприятные результаты ранее проведенных проверок не исключают полностью возможные претензии налоговых органов по проверенным периодам впоследствии. Кроме того, при определенных обстоятельствах изменения в налоговом законодательстве могут иметь обратную силу.

## КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### Расходы на производство углеводородов

Расходы Группы на производство углеводородов получены из отчета о результатах деятельности, связанной с добычей нефти и газа в «Дополнительной информации о запасах нефти и газа (неаудированной)» отчетности за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг. Расходы на производство углеводородов не включают в себя общие накладные расходы или связанные с ними налоговые эффекты. Таблицы, представленные ниже, дают соответствующую информацию о наших расходах на производство углеводородов в миллионах рублей общими суммами и в долларах США на баррель нефтяного эквивалента:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря		Изменение %
	2006	2005	
<b>Расходы на производство углеводородов:</b>			
Прямые расходы на добычу	2'518	2'676	(5,9%)
Покупки в рамках долгосрочных контрактов	1'805	2'065	(12,6%)
Налоги, кроме налога на прибыль	6'019	4'336	38,8%
Транспортные расходы	10'791	6'581	64,0%
<b>Итого расходы на производство углеводородов до амортизации</b>	<b>21'133</b>	<b>15'658</b>	<b>35,0%</b>
Износ, истощение и амортизация	3'466	3'255	6,5%
<b>Итого расходы на производство углеводородов</b>	<b>24'599</b>	<b>18'913</b>	<b>30,1%</b>

<i>долл. США / барр. нефт. экв.</i>	За год, закончившийся 31 декабря		Изменение %
	2006	2005	
<b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>			
Прямые расходы на добычу	0,45	0,52	(13,5%)
Покупки в рамках долгосрочных контрактов	3,74	3,76	(0,5%)
Налоги, кроме налога на прибыль	1,07	0,85	25,9%
Транспортные расходы	1,77	1,16	52,6%
<b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>	<b>3,47</b>	<b>2,76</b>	<b>25,7%</b>
Износ, истощение и амортизация	0,62	0,63	(1,6%)
<b>Общие удельные расходы на производство углеводородов</b>	<b>4,03</b>	<b>3,33</b>	<b>21,0%</b>

Расходы на производство углеводородов включают в себя расходы, непосредственно связанные с содержанием и эксплуатацией наших добывающих нефтяных и газовых скважин и соответствующего оборудования и устройств и расходов на их страхование, покупки углеводородов у связанных и третьих сторон и расходы по транспортировке до конечных потребителей. Средние расходы на производство углеводородов на баррель нефтяного эквивалента («барр. нефт. экв.») отражают нефтяной эквивалент природного газа и газового конденсата на наших добывающих месторождениях по соответствующему энергосодержанию углеводородов каждого месторождения.

## Объемы реализации углеводородов

В 2006 году объем реализации природного газа увеличился в связи с устойчивым ростом добычи газа по сравнению с 2005 годом. Объем реализации жидких углеводородов (сырой нефти, стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов) уменьшился в 2006 году по сравнению с 2005 годом, в результате увеличения объема товаров в пути и выбытия доли в ООО «Геойлбент» (далее – «Геойлбент»). На объем нашей реализации жидких углеводородов оказало влияние начало экспортных поставок, осуществляемых через вновь созданные зарубежные дочерние общества, условия этих поставок, в результате которых значительный объем жидких углеводородов был отражен в учете как «товары в пути» на конец года. Кроме того, объем реализации жидких углеводородов (главным образом сырой нефти) уменьшился в результате прекращения закупки сырой нефти у «Геойлбента» после его выбытия в июне 2005 года.

Общий рост добычи был достигнут за счет эффективного использования существующих производственных активов. Мы ожидаем, что дальнейший рост объемов добычи будет происходить в основном за счет разработки действующих месторождений, а также разведки и разработки других принадлежащих нам нефтяных и газовых месторождений.

### Объем реализации природного газа

млн куб. метров	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2006	2005	
<b>Добыча:</b>			
Юрхаровское м/р	9'538	8'916	7,0%
Восточно-Таркосалинское м/р	15'735	13'327	18,1%
Ханчейское м/р	3'277	2'767	18,4%
Прочие м/р	28	26	7,7%
<b>Итого добыча природного газа</b>	<b>28'578</b>	<b>25'036</b>	<b>14,1%</b>
<b>Покупка:</b>			
«Газпром»	2'043	1'852	10,3%
Прочие	540	666	(18,9%)
<b>Итого покупка природного газа</b>	<b>2'583</b>	<b>2'518</b>	<b>2,6%</b>
<b>Итого добыча и покупка</b>	<b>31'161</b>	<b>27'554</b>	<b>13,1%</b>
Расходы на нужды Пуровского ЗПК и собственные нужды	(36)	(22)	63,6%
Уменьшение (увеличение) остатка в трубе и ПХГ	(817)	(202)	n/n
<b>Итого объем реализации природного газа</b>	<b>30'308</b>	<b>27'330</b>	<b>10,9%</b>
<i>Конечным потребителям</i>	<i>13'443</i>	<i>11'650</i>	<i>15,4%</i>
<i>в т.ч. на электронной торговой площадке</i>	<i>10</i>	<i>-</i>	<i>n/n</i>
<i>Трейдерам на точке врезки</i>	<i>16'865</i>	<i>15'680</i>	<i>7,6%</i>

В 2006 году общая добыча природного газа Группы увеличилась на 3'542 млн куб. метров (или 14,1%) по сравнению с 2005 годом. Рост добычи природного газа в 2006 году в основном произошел благодаря развитию наших трех основных месторождений (Юрхаровского, Восточно-Таркосалинского и Ханчейского), включая завершение второй очереди Ханчейского месторождения, а также увеличению спроса на газ на внутреннем рынке в сочетании с возможностью транспортировки большего объема газа по принадлежащей «Газпрому» единой системе газоснабжения (ЕСГ).

В 2006 году покупка природного газа выросла на 65 млн куб. метров (или 2,6%) по сравнению с 2005 годом в основном в результате увеличения закупки у «Газпрома», согласно условиям договора по Западно-Таркосалинскому месторождению (в 2004 году мы продали «Газпрому» нашу дочернюю компанию ООО «Пургаздобыча», которой принадлежала лицензия на добычу с Западно-Таркосалинского месторождения). В 2006 году покупка у «Газпрома» природного газа выросла на 191 млн куб. метров (или 10,3%) по сравнению с 2005 годом за счет роста добычи на Западно-Таркосалинском месторождении, в то время как покупка у прочих поставщиков в 2006 году уменьшилась на 126 млн куб. метров (или 18,9%) в связи с увеличением нашей собственной добычи.

В 2006 году расход природного газа на собственные нужды и работу Пуровского ЗПК увеличился на 14 млн куб. метров (или 63,6%) по сравнению с 2005 годом. Рост был в основном связан с увеличением объема перерабатываемого нестабильного газового конденсата на Пуровском ЗПК в 2006 году.

По состоянию на 31 декабря 2006 г. объем природного газа, закачанного в подземные хранилища «Газпрома» (без учета остатка в трубе), составил 1'000 млн куб. метров, увеличившись на 885 млн куб. метров в течение года. Мы ожидаем, что объем закачки природного газа в подземные хранилища будет переменным и зависеть от ситуации на рынке, вместимости хранилищ, планов развития Группы по поддержанию и/или увеличению добычи во время сезонных колебаний.

*Объем реализации жидких углеводородов*

<i>тыс. тонн</i>	<b>За год, закончившийся 31 декабря:</b>		<b>Изменение %</b>
	<b>2006</b>	<b>2005</b>	
<b>Добыча:</b>			
Юрхаровское м/р	671	662	1,4%
Восточно-Таркосалинское м/р	853	742	15,0%
Ханчейское м/р	712	644	10,6%
Прочие м/р	108	83	30,1%
<b>Итого добыча жидких углеводородов</b>	<b>2'344</b>	<b>2'131</b>	<b>10,0%</b>
<b>Покупка:</b>			
«Геойлбент»	-	240	н/п
«Газпром»	78	140	(44,3%)
Прочие	27	-	н/п
<b>Итого покупка жидких углеводородов</b>	<b>105</b>	<b>380</b>	<b>(72,4%)</b>
<b>Итого добыча и покупка</b>	<b>2'449</b>	<b>2'511</b>	<b>(2,5%)</b>
Потери <sup>(1)</sup>	(21)	(39)	(46,2%)
Уменьшение (увеличение) остатка запасов	(179)	(12)	н/п
<b>Итого объем реализации жидких углеводородов</b>	<b>2'249</b>	<b>2'460</b>	<b>(8,6%)</b>
<i>Стабильный газовый конденсат на экспорт</i>	<i>1'355</i>	<i>760</i>	<i>78,3%</i>
<i>Стабильный газовый конденсат на внутренний рынок</i>	<i>3</i>	<i>2</i>	<i>50,0%</i>
<i>Сжиженный углеводородный газ на экспорт</i>	<i>41</i>	<i>28</i>	<i>46,4%</i>
<i>Сжиженный углеводородный газ в страны СНГ</i>	<i>54</i>	<i>-</i>	<i>н/п</i>
<i>Сжиженный углеводородный газ на внутренний рынок</i>	<i>410</i>	<i>213</i>	<i>92,5%</i>
<i>Сырая нефть на экспорт</i>	<i>98</i>	<i>183</i>	<i>(46,4%)</i>
<i>Сырая нефть на внутренний рынок</i>	<i>207</i>	<i>679</i>	<i>(69,5%)</i>
<i>Нефтепродукты на внутренний рынок</i>	<i>81</i>	<i>595</i>	<i>(86,4%)</i>

<sup>(1)</sup> Потери связаны с процессом переработки на Пуровском ЗПК и Сургутском ЗСК, а также при транспортировке по железной дороге и танкерами.

В 2006 году добыча нефти и газового конденсата увеличилась на 213 тыс. тонн (или 10,0%) по сравнению с 2005 годом. Увеличение объемов добычи в 2006 году было в основном связано с ростом производственной мощности добычи газового конденсата благодаря завершению второй очереди Ханчейского месторождения, а также увеличению производительности установок дезанизации конденсата на Восточно-Таркосалинском и Ханчейском месторождениях. Добыча газового конденсата на Юрхаровском месторождении в 2006 году увеличилась незначительно по сравнению с 2005 годом, в результате естественного снижения концентрации жидких углеводородов в разрабатываемом пласте месторождения.

В 2006 году покупки сократились на 275 тыс. тонн (или 72,4%) по сравнению с 2005 годом в основном в результате выбытия доли «Геойлбента» в июне 2005 года и уменьшения закупки у «Газпрома». В 2006 году покупки у «Газпрома» сократились на 62 тыс. тонн (или 44,3%) в связи с уменьшением добычи жидких углеводородов на Западно-Таркосалинском месторождении.

В 2006 году объем нестабильного газового конденсата, переданного на Пуровский ЗПК и Сургутский ЗСК, составил 2'061 тыс. тонн и 149 тыс. тонн по сравнению с 1'031 тыс. тонн и 1'052 тыс. тонн соответственно в 2005 году. Продукты, получаемые нами с Пуровского ЗПК, реализуются нами отдельно от продуктов, получаемых с Сургутского ЗСК. После переработки газового конденсата на Сургутском ЗСК мы получаем сырую нефть и ряд нефтепродуктов. Сырая нефть реализуется как нефть марки «Юралс» и доставляется покупателям по сети нефтепроводов «Транснефти». В 2006 году доля выхода нефти, полученной нами после переработки на Сургутском ЗСК, составила 43,8% по сравнению с 41,7% в 2005 году.

На общий объем нашей реализации жидких углеводородов оказало влияние начало экспортных поставок через наши вновь созданные зарубежные дочерние общества и условия этих поставок. По состоянию на 31 декабря 2006 г. 179 тыс. тонн стабильного газового конденсата были отражены как «товары в пути» в составе запасов на балансе Группы до момента достижения ими портов назначения.

**ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2006 ГОДА, В СРАВНЕНИИ С ГОДОМ, ЗАКОНЧИВШИМСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2005 ГОДА**

Следующая таблица с дальнейшими пояснениями к ней представляет собой свод консолидированных результатов операционной деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг. Для всех показателей в каждой строке таблицы показан процент от общей выручки.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2006	% от общей выручки	2005	% от общей выручки
Общая выручка (без НДС и экспортных пошлин)	48'814	100,0%	38'477	100,0%
Прочие прибыли (убытки)	(139)	(0,3%)	3'710	9,6%
<b>Итого выручка от реализации и прочие доходы</b>	<b>48'675</b>	<b>99,7%</b>	<b>42'187</b>	<b>109,6%</b>
Операционные расходы	(29'522)	(60,5%)	(22'861)	(59,4%)
<b>Прибыль от операционной деятельности</b>	<b>19'153</b>	<b>39,2%</b>	<b>19'326</b>	<b>50,2%</b>
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	(31)	(0,1%)	(729)	(1,9%)
Доля в прибыли зависимых обществ	-	-	143	0,4%
<b>Прибыль до налога на прибыль и доли меньшинства</b>	<b>19'122</b>	<b>39,2%</b>	<b>18'740</b>	<b>48,7%</b>
Расходы по налогу на прибыль	(5'115)	(10,5%)	(5'078)	(13,2%)
<b>Прибыль отчетного периода</b>	<b>14'007</b>	<b>28,7%</b>	<b>13'662</b>	<b>35,5%</b>
Доля меньшинства	72	0,1%	35	0,1%
<b>Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»</b>	<b>14'079</b>	<b>28,8%</b>	<b>13'697</b>	<b>35,6%</b>

## Выручка от реализации и прочие доходы

В представленной ниже таблице приведены данные о выручке (без НДС и экспортных пошлин) и прочих прибылях за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг.:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2006	2005	
<b>Выручка от реализации природного газа</b>	<b>28'048</b>	<b>22'729</b>	<b>23,4%</b>
<i>Выручка по конечным потребителям</i>	16'848	13'056	29,0%
<i>Выручка по покупателям на точке врезки</i>	11'200	9'673	15,8%
<b>Выручка от реализации стабильного газового конденсата</b>	<b>13'768</b>	<b>6'349</b>	<b>116,9%</b>
<i>Экспортная выручка</i>	13'742	6'336	116,9%
<i>Выручка по поставкам на внутренний рынок</i>	26	13	100,0%
<b>Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа</b>	<b>3'270</b>	<b>1'472</b>	<b>122,1%</b>
<i>Экспортная выручка</i>	455	271	67,9%
<i>Выручка по поставкам в СНГ</i>	465	-	н/п
<i>Выручка по поставкам на внутренний рынок</i>	2'350	1'201	95,7%
<b>Выручка от реализации сырой нефти</b>	<b>1'928</b>	<b>3'899</b>	<b>(50,6%)</b>
<i>Экспортная выручка</i>	695	1'114	(37,6%)
<i>Выручка по поставкам на внутренний рынок</i>	1'233	2'785	(55,7%)
<b>Выручка от реализации нефтепродуктов</b>	<b>474</b>	<b>2'797</b>	<b>(83,1%)</b>
<b>Итого выручка от реализации нефти и газа</b>	<b>47'488</b>	<b>37'246</b>	<b>27,5%</b>
Выручка от реализации полимерной продукции и изоляционной ленты	1'109	964	15,0%
Прочая выручка	217	267	(18,7%)
<b>Итого выручка</b>	<b>48'814</b>	<b>38'477</b>	<b>26,9%</b>
Прибыль (убыток) от финансовых вложений	9	3'631	н/п
Прочие прибыли (убытки)	(148)	79	н/п
<b>Итого выручка от реализации и прочие доходы</b>	<b>48'675</b>	<b>42'187</b>	<b>15,4%</b>

### *Выручка от реализации природного газа*

Выручка от реализации природного газа в 2006 году выросла на 5'319 млн рублей (или 23,4%) по сравнению с 2005 годом. Увеличение выручки в основном было вызвано ростом цен и увеличением объемов реализации в течение 2006 года. Выручка от реализации природного газа составила 57,5% и 59,1% от общей выручки Группы за 2006 и 2005 годы соответственно. Уменьшение доли реализации газа от общей выручки произошло в основном как за счет увеличения объема продаж стабильного газового конденсата на международных рынках, где мы можем реализовать его по более высоким ценам, так и за счет общего роста цен на жидкие углеводороды в 2006 году по сравнению с 2005 годом. Природный газ мы реализуем исключительно на территории Российской Федерации.

В 2006 году наша средняя цена реализации природного газа выросла на 93 рубля (или 11,2%) до 925 рублей за тыс. куб. метров по сравнению с 832 рублями за тыс. куб. метров в 2005 году благодаря общему росту цен на природный газ и увеличению объема продаж конечным потребителям. Доля объема продаж природного газа конечным потребителям в 2006 году увеличилась до 44,4% по сравнению с 42,6% в 2005 году. Средняя цена реализации природного газа конечным потребителям и покупателям на точке врезки выросла на 11,8% и 7,6% соответственно в 2006 году по сравнению с 2005 годом.

В 2006 году российские независимые поставщики газа (включая нефтяные компании) и «Газпром» начали электронные торги природным газом по нерегулируемым государством ценам на электронной торговой площадке ООО «Межрегионгаз», дочернего общества «Газпрома». В ноябре и декабре 2006 года на электронной площадке были проведены отдельные торговые сессии. На ноябрьской сессии мы продали 10 млн куб. метров природного газа по средней цене 991 рубль за тыс. куб. метров для поставки в декабре. Данная реализация была в основном осуществлена региональным дистрибьюторам и предприятиям энергетического сектора, и включена в объемы реализации и средние цены конечным



потребителям. Мы участвовали в каждой из последующих торговых сессий и расцениваем данное событие как положительное развитие на внутреннем рынке природного газа.

#### *Выручка от реализации стабильного газового конденсата*

Выручка от реализации стабильного газового конденсата выросла на 7'419 млн рублей (или 116,9%) в 2006 году по сравнению с 2005 годом. Рост выручки напрямую связан с увеличением объемов переработки на Пуровском ЗПК в 2006 году. Пуровский ЗПК был введен в эксплуатацию в июне 2005 года и не достиг максимальной рабочей мощности вплоть до четвертого квартала 2005 года. В 2006 году мы увеличили продажи стабильного газового конденсата на 596 тыс. тонн по сравнению с 2005 годом.

В 2006 году мы экспортировали 99,8% стабильного газового конденсата (или 1'355 тыс. тонн), полученного с Пуровского ЗПК, на рынки США и Европы через терминал в порту Витино на Белом море и далее арендованными танкерами. В 2006 году средняя цена реализации стабильного газового конденсата на экспорт (без экспортных пошлин) выросла на 78,3 долл. США за тонну (или 26,6%) до 373,1 долл. США за тонну (DES и CFR) по сравнению с 294,8 долл. США за тонну (CPT) в 2005 году. Значительный рост цен обусловлен общим укреплением цен на мировых рынках в 2006 году и изменением условий наших поставок благодаря началу реализации через наши дочерние трейдинговые компании с января 2006 года. Средняя цена реализации на внутреннем рынке выросла на 1'747 рублей за тонну (или 27,9%) в 2006 году по сравнению с 2005 годом в результате укрепления цен на внутреннем рынке.

#### *Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа*

В 2006 году выручка от реализации сжиженного углеводородного газа увеличилась на 1'798 млн рублей (или 122,1%). Увеличение было также напрямую связано с ростом объемов переработки на Пуровском ЗПК в 2006 году, как описывалось выше. Общий объем реализации сжиженного углеводородного газа вырос на 264 тыс. тонн и составил в 2006 году 505 тыс. тонн, из которых 81,2% объема было реализовано на внутреннем рынке по средней цене 5'716 рублей за тонну (FCA, без НДС), превышение составило 69 рублей за тонну (или 1,2%) по сравнению с 2005 годом. Оставшиеся объемы сжиженного углеводородного газа были реализованы следующим образом: 8,1% объема было реализовано на экспорт по средней цене 403,5 долл. США за тонну (DAF, без экспортных пошлин), превышение составило 67,1 долл. США за тонну (или 19,9%) по сравнению с 2005 годом; и 10,7% объема было реализовано в странах СНГ по средней цене 8'538 рублей за тонну (DAF, без НДС). В 2005 году реализация сжиженного углеводородного газа в странах СНГ не осуществлялась.

#### *Выручка от реализации сырой нефти*

В 2006 году выручка от реализации сырой нефти сократилась на 1'971 млн рублей (или 50,6%) по сравнению с 2005 годом в результате снижения объема реализации нефти. Снижение объема реализации было частично компенсировано ростом средней цены на внутреннем рынке.

Общий объем реализации сырой нефти в 2006 году сократился по сравнению с 2005 годом на 557 тыс. тонн (или 64,6%). Сокращение объемов реализации сырой нефти в 2006 году было связано с выбытием «Геойлбента» в июне 2005 года и переводом процесса переработки нестабильного газового конденсата с Сургутского ЗСК на Пуровский ЗПК (газовый конденсат, получаемый с Сургутского ЗСК, реализуется нами как сырая нефть) в июне 2005 года. В течение 2006 года мы получили 64 тыс. тонн сырой нефти с Сургутского ЗСК по сравнению с 427 тыс. тонн в 2005 году.

Средняя экспортная цена реализации сырой нефти, произведенной нашими добывающими дочерними обществами и приобретенной нашими торговыми дочерними обществами с последующей перепродажей на международных рынках (не облагаемой экспортными пошлинами), в переводе на доллары США увеличилась на 45,7 долл. США за тонну (или 21,2%) до 261,4 долл. США за тонну (DAF, CIF) в 2006 году по сравнению с 215,7 долл. США за тонну в 2005 году. Средняя цена реализации сырой нефти, произведенной нашими добывающими дочерними компаниями, поставляемой на международные рынки (без экспортных пошлин), в переводе на доллары США увеличилась на 8,6 долл. США за тонну (или 4,0%) до 224,3 долл. США за тонну (DAF, CIF) в 2006 году по сравнению с 215,7 долл. США за тонну (DAF, FOB) в 2005 году. Средний рост экспортных пошлин (100,4%) значительно опережал средний рост контрактных цен (33,2%) в 2006 году. Средняя цена реализации сырой нефти (без НДС) на внутреннем рынке увеличилась на 1'893 рубля за тонну (или 46,2%) до 5'993 рублей за тонну в 2006 году по сравнению с 4'100 рублями за тонну в 2005 году.

### *Выручка от реализации нефтепродуктов*

В 2006 году выручка от реализации нефтепродуктов сократилась на 2'323 млн рублей (или 83,1%) по сравнению с 2005 годом. Уменьшение выручки от реализации нефтепродуктов в основном было связано с сокращением объемов поставок нестабильного газового конденсата на Сургутский ЗСК, что соответственно явилось причиной снижения выхода нефтепродуктов. В 2006 году объем реализации нефтепродуктов, полученных с Сургутского ЗСК, составил 81 тыс. тонн по сравнению с 595 тыс. тонн в 2005 году. Сокращение объемов реализации на 514 тыс. тонн (или 86,4%) было частично компенсировано увеличением средней цены реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке на 1'153 рубля за тонну (или 24,5%). За оба года мы получили в основном дизельное топливо и легкий дистиллят, которые реализовали с большей маржой, по сравнению с фракциями легких нефтепродуктов. Весь объем нефтепродуктов был реализован на внутреннем рынке.

### *Выручка от реализации полимерной продукции и изоляционной ленты*

В 2006 году выручка от реализации полимерной продукции и изоляционной ленты увеличилась на 145 млн рублей (или 15,0%) до 1'109 млн рублей с 964 млн рублей в 2005 году. В июне 2005 года мы начали производство БОП-пленки на одном из наших дочерних обществ – ОАО «НОВАТЭК-ПОЛИМЕР» (далее – «НОВАТЭК-ПОЛИМЕР»), что позволило нам получить выручку в сумме 501 млн рублей в 2006 году по сравнению с 88 млн рублей в 2005 году. Реализация прочей полимерной продукции составила 608 млн рублей из общей выручки по сравнению с 876 млн рублей в 2005 году. Сокращение реализации прочей полимерной продукции было вызвано постепенной переориентацией производства на более перспективные виды полимерной продукции, включая упаковочную БОП-пленку, и общим снижением рынка трубоизоляционных пленок.

### *Прочая выручка*

Прочая выручка включает выручку от аренды, реализации услуг по переработке давальческого полимерного сырья и прочих услуг. В 2006 году прочая выручка сократилась на 50 млн рублей (или 18,7%) до 217 млн рублей с 267 млн рублей в 2005 году. Это сокращение было вызвано уменьшением объема услуг, предоставленных третьим сторонам.

### *Прочие прибыли (убытки)*

В 2006 году прочие убытки составили 139 млн рублей, в то время как в 2005 году прочая прибыль составила 3'710 млн рублей. В 2006 году прочие доходы от выбытия инвестиций в нефте- и газодобывающие зависимые и дочерние компании составили 9 млн рублей по сравнению с 3'631 млн рублей в 2005 году. Чистые прочие убытки увеличились на 227 млн рублей в 2006 году по сравнению с чистым прочим доходом 79 млн рублей в 2005 году в связи с продажей основных средств на сумму 278 млн рублей и убытками на сумму 83 млн рублей в результате оценки справедливой стоимости товарных производных финансовых инструментов, которые не были квалифицированы как хеджирование в соответствии с МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: Признание и оценка*» (далее – «МСФО 39»). Убытки были компенсированы доходами от продаж оборудования и материалов на сумму 58 млн рублей и на сумму 76 млн рублей, включающую в себя штрафы и пени полученные и другие статьи.

### **Операционные расходы**

В 2006 году операционные расходы увеличились на 6'661 млн рублей (или 29,1%) до 29'522 млн рублей по сравнению с 22'861 млн рублей в 2005 году, преимущественно за счет роста неконтролируемых расходов, таких как транспортные расходы и налоги на добычу. Большая часть контролируемых расходов в 2006 году сократилась как процент от выручки по сравнению с прошлым годом. Процент операционных расходов от общей выручки в 2006 году незначительно увеличился до 60,5% по сравнению с 59,4% в 2005 году, что видно из таблицы, представленной ниже:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2006	% от общей выручки	2005	% от общей выручки
Транспортные расходы	10'803	22,1%	6'605	17,2%
Налоги, кроме налога на прибыль	6'223	12,8%	4'494	11,7%
Материалы, услуги и прочее	3'893	8,0%	3'737	9,7%
Износ, истощение и амортизация	3'671	7,5%	3'372	8,8%
Общехозяйственные и управленческие расходы	3'165	6,5%	2'417	6,3%
Покупка нефти, газового конденсата и природного газа	1'805	3,7%	2'065	5,4%
Расходы на геологоразведку	459	0,9%	348	0,9%
Расходы по обесценению активов, нетто	100	0,2%	87	0,2%
Изменения остатков товарно-материальных запасов	(597)	(1,2%)	(264)	(0,8%)
<b>Итого операционные расходы</b>	<b>29'522</b>	<b>60,5%</b>	<b>22'861</b>	<b>59,4%</b>

#### *Общие неконтролируемые расходы*

Значительная часть наших операционных расходов характеризуется как неконтролируемые расходы, так как мы не имеем возможности влиять на рост регулируемых тарифов на транспортировку углеводородов и налоговые ставки, устанавливаемые федеральными, региональными или местными органами власти. В 2006 году неконтролируемые расходы, такие как транспортные расходы и налоги, кроме налога на прибыль, увеличились на 5'927 млн рублей (или 53,4%) до 17'026 млн рублей по сравнению с 11'099 млн рублей в 2005 году главным образом в связи с ростом добычи углеводородов на наших трех основных месторождениях и изменением условий поставок стабильного газового конденсата. Процент наших неконтролируемых расходов от общей выручки увеличился на 6,0% до 34,9% в 2006 году по сравнению с 28,9% в 2005 году.

#### *Транспортные расходы*

Транспортные расходы в 2006 году выросли на 4'198 млн рублей (или 63,6%) по сравнению с 2005 годом.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2006	2005	
Транспортировка природного газа покупателям	6'934	5'052	37,3%
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа ж/д транспортом	2'194	943	132,7%
Транспортировка стабильного газового конденсата танкерами	1'484	-	н/п
Транспортировка нестабильного газового конденсата от месторождений до перерабатывающих заводов по трубопроводам третьих сторон	78	163	(52,1%)
Транспортировка нефти покупателям по нефтепроводу	93	133	(30,0%)
Расходы на страхование	8	290	(97,2%)
Прочие	12	24	(50,0%)
<b>Итого транспортные расходы</b>	<b>10'803</b>	<b>6'605</b>	<b>63,6%</b>

В 2006 году наши расходы на транспортировку природного газа увеличились на 1'882 млн рублей (или 37,3%). Рост расходов на транспортировку явился результатом роста объема реализации природного газа конечным потребителям на 15,4%, для которых стоимость транспортировки включена в цену реализации, а также комбинации роста тарифа на перемещение одной тыс. куб. метров на 100 км и изменения методики расчета тарифа с 1 августа 2006 г. Тариф на транспортировку за период с января по июль 2006 года увеличился на 4,47 рубля (без НДС) за тыс. куб. метров на 100 км (или 23,1%) по сравнению с тарифом ФСТ на 1 октября 2004 г. В результате изменения методики расчета тарифа и увеличения среднего расстояния транспортировки до наших конечных потребителей с 2'051 км за период с января по июль до 2'140 км за период с августа по декабрь наши средние расходы на транспортировку в течение 2006 года выросли с 488,9 рублей за период с января по июль до 544,3 рублей за тыс. куб. метров за период с августа по декабрь (или 11,3%). Мы не можем оказывать влияние на маршрут транспортировки природного газа конечным покупателям и, как следствие, не контролируем среднее расстояние поставок. В соответствии с новой методикой расчета фактический тариф на транспортировку природного газа за тыс. куб. метров на 100 км вырос на 1,6 рубля (или 6,7%) за период с августа по декабрь до 25,43 рублей по сравнению с 23,84 рублями за период с января по июль.

В 2006 году расходы на транспортировку железнодорожным транспортом увеличились на 1'251 млн рублей (или 132,7%) в результате роста объемов реализации на экспорт и в странах СНГ. В течение года наши суммарные объемы реализации стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа на экспорт и в странах СНГ увеличились на 662 тыс. тонн (или 84,1%) с 788 тыс. тонн в 2005 году до 1'450 тыс. тонн в 2006 году. Мы не реализовывали нефтепродукты на экспорт в 2006 и 2005 годах.

Расходы на транспортировку железнодорожным транспортом стабильного газового конденсата на экспорт увеличились на 982 млн рублей (или 122,8%) с 800 млн рублей до 1'782 млн рублей, или с 1'158 рублей за тонну в 2005 году примерно до 1'315 рублей за тонну в 2006 году. Рост ставки на тонну был в основном связан с ростом тарифа на транспортировку примерно на 12,7% в течение года и в меньшей степени с дополнительными затратами, связанными с платой за пользование цистернами. Транспортные расходы по сжиженному углеводородному газу составили 342 млн рублей в 2006 году, из которых 225 млн рублей относились к экспортным поставкам и 117 млн рублей к поставкам в страны СНГ, или примерно 5'440 рублей и 2'151 рублей за тонну соответственно. Расходы на транспортировку сжиженного углеводородного газа в 2005 году составили 96 млн рублей. Оставшиеся 70 млн рублей относились к поддержанию инфраструктуры железной дороги и не были распределены между видами реализуемой продукции.

С началом экспортной реализации через наши зарубежные дочерние общества с 1 января 2006 г., мы несем транспортные расходы по доставке стабильного газового конденсата танкерами на рынки США и Европы. Общие расходы на транспортировку стабильного газового конденсата танкерами в течение 2006 года составили 1'484 млн рублей, включая расходы на услуги ледокола на сумму 44 млн рублей.

В 2006 году расходы на транспортировку сырой нефти на экспорт уменьшились на 40 млн рублей (или 30,0%) по сравнению с 2005 годом. Уменьшение расходов на транспортировку произошло вследствие сокращения объема реализации нефти на экспорт, что было незначительно компенсировано увеличением расходов на транспортировку единицы продукции из-за повышения соответствующего тарифа в 2006 году по сравнению с 2005 годом.

В 2006 году расходы на транспортировку нестабильного газового конденсата с месторождений на перерабатывающие заводы посредством трубопроводов, принадлежащих третьим сторонам, уменьшились на 85 млн рублей (или 52,1%) по сравнению с 2005 годом в связи с сокращением объемов поставки на Сургутский ЗСК в результате перевода процесса переработки нестабильного газового конденсата на Пуровский ЗПК.

Расходы на страхование в 2006 году уменьшились на 282 млн рублей (или 97,2%) по сравнению с 2005 годом в связи с прекращением страхования природного газа, транспортируемого по ЕСГ. Решение о приостановке страхования транзитного природного газа было основано на относительной безопасности ЕСГ и том обстоятельстве, что потери от возможных страховых случаев ниже, чем текущие страховые взносы.

#### *Налоги, кроме налога на прибыль*

В 2006 году налоги, кроме налога на прибыль выросли на 1'729 млн рублей (или 38,5%) по сравнению с 2005 годом. Рост главным образом был связан с увеличением НДС и налога на имущество.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2006	2005	
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	5'556	4'367	27,2%
Налог на имущество	483	327	47,7%
Акцизы	80	102	(21,6%)
Прочие налоги	104	125	(16,8%)
<b>Промежуточный итог</b>	<b>6'223</b>	<b>4'921</b>	<b>26,5%</b>
Кроме: сторнирование резерва по дополнительным налогам	-	(427)	н/п
<b>Итого налоги, кроме налога на прибыль</b>	<b>6'223</b>	<b>4'494</b>	<b>38,5%</b>

В 2006 году рост налогов, кроме налога на прибыль, был вызван в основном увеличением на 1'189 млн рублей (или 27,2%) НДС. НДС на природный газ в 2006 году увеличился на 807 млн рублей в связи с ростом объема (на 14,1%) и ставки на добычу природного газа на 8,9% (со 135 рублей за одну тысячу куб. метров в 2005 году до 147 рублей за одну тысячу куб. метров в 2006 году). Увеличение добычи и цен на газовый конденсат и сырую нефть, каждый из которых влияет на ставку НДС для соответствующих углеводородов, также способствовали увеличению налога в 2006 году.

В 2006 году расходы по налогу на имущество выросли на 156 млн рублей (или 47,7%) до 483 млн рублей по сравнению с 327 млн рублей в 2005 году. Увеличение было в основном связано с вводом в эксплуатацию основных средств на Пуровском ЗПК, за счет которого налог вырос на 82 млн рублей, а также с вводом в эксплуатацию основных средств в других компаниях Группы, увеличивших данную статью на 74 млн рублей.

В 2006 году наши расходы по акцизам уменьшились на 22 млн рублей (или 21,6%) по сравнению с 2005 годом. Это связано с уменьшением объема поставки нестабильного газового конденсата на Сургутский ЗСК в течение 2006 года, вследствие ввода в эксплуатацию в июне 2005 года Пуровского ЗПК. Кроме того, в 2006 году мы получили с Сургутского ЗСК в большем объеме легкие фракции нефтепродуктов, не облагаемые акцизом, в то время как в 2005 году мы получили в большем объеме дизельное топливо и легкий дистиллят, являющиеся подакцизными товарами.

#### *Износ, истощение и амортизация*

В 2006 году сумма износа, истощения и амортизации увеличилась на 299 млн рублей (или 8,9%) по сравнению с 2005 годом. Увеличение было преимущественно вызвано ростом добычи, за счет чего увеличились амортизационные отчисления по основным средствам, задействованным в добыче нефти и газа, на 83 млн рублей (или 2,6%) по сравнению с 2005 годом. В 2006 году расходы на износ, истощение и амортизацию в расчете на баррель нефтяного эквивалента составили 15,7 рублей по сравнению с 18,2 рублями в 2005 году в результате переоценки доказанных запасов в сторону увеличения. Оставшаяся сумма роста была связана с увеличением амортизации прочих активов, рассчитанной прямолинейным методом, в том числе 60 млн рублей, относящихся к «НОВАТЭК-ПОЛИМЕР».

#### *Материалы, услуги и прочее*

В 2006 году расходы по статье «Материалы, услуги и прочее» выросли на 156 млн рублей (или 4,2%) до 3'893 млн рублей по сравнению с 3'737 млн рублей в 2005 году. Основными составляющими этих расходов являются расходы на оплату труда сотрудников, сырье и материалы, которые составляют 34,7% и 31,3% соответственно от общей суммы затрат по данной статье в 2006 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2006	2005	
Оплата труда сотрудников	1'351	1'161	16,4%
Сырье и материалы	1'219	1'212	0,6%
Расходы на пожарную безопасность и охрану труда	254	148	71,6%
Расходы на услуги по переработке	226	507	(55,4%)
Расходы на электроэнергию и топливо	192	135	42,2%
Прочие	651	574	13,4%
<b>Итого материалы, услуги и прочее</b>	<b>3'893</b>	<b>3'737</b>	<b>4,2%</b>

Расходы на оплату труда сотрудников увеличились на 190 млн рублей (или 16,4%) до 1'351 млн рублей по сравнению с 1'161 млн рублей в 2005 году. Увеличение связано с выплатой дополнительных премий и ростом заработной платы на наших производственных предприятиях, давших прирост 98 млн рублей данной статьи в 2006 году. Прирост штата связан с вводом в эксплуатацию Пуровского ЗПК и дочерней компании ООО «НОВАТЭК-ТРАНСЕРВИС», которая осуществляет железнодорожные услуги по доставке стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа, увеличившие статью на 70 млн и 30 млн рублей соответственно.

Расходы на сырье и материалы увеличились всего на 7 млн рублей (или 0,6%) до 1'219 млн рублей по сравнению с 1'212 млн рублей в 2005 году. Увеличение произошло главным образом в связи с началом производства БОП-пленки в «НОВАТЭК-ПОЛИМЕР» и связанным с ним увеличением расходов на покупку материалов. Расходы на сырье и материалы в «НОВАТЭК-ПОЛИМЕР» выросли с 760 млн рублей в 2005 году до 817 млн рублей в 2006 году, или на 57 млн рублей. Увеличение было в

значительной мере компенсировано снижением расходов на материалы на 24 млн рублей, связанным с одновременными ремонтными работами подъездных путей, осуществленных в 2005 году, а также с сокращением прочих затрат на сырье и материалы.

Расходы на услуги по переработке уменьшились на 281 млн рублей (или 55,4%) до 226 млн рублей по сравнению с 507 млн рублей в 2005 году главным образом в связи со снижением объемов нестабильного газового конденсата, поставляемого для переработки на Сургутский ЗСК, на 85,8%. Расходы на услуги по переработке на Пуровском ЗПК распределены между различными статьями наших расходов.

Расходы на пожарную безопасность и охрану труда увеличились на 106 млн рублей (или 71,6%) до 254 млн рублей по сравнению с 148 млн рублей в 2005 году, из которых 42 млн рублей связаны с деятельностью Пуровского ЗПК, 50 млн рублей - с постоянной деятельностью по обеспечению пожарной безопасности и охраны труда на наших месторождениях и 14 млн рублей связаны с прочей деятельностью.

В 2006 году прочие расходы увеличились на 77 млн рублей по сравнению с 2005 годом. Рост произошел в части расходов на ремонт, аренду и прочих, которые увеличили данную статью на 65 млн, 13 млн и 15 млн рублей соответственно. Рост был частично компенсирован снижением покупки полимерной продукции для перепродажи на сумму 16 млн рублей.

#### *Общехозяйственные и управленческие расходы*

В 2006 году общехозяйственные и управленческие расходы увеличились на 748 млн рублей (или 30,9%) до 3'165 млн рублей по сравнению с 2'417 млн рублей в 2005 году. Основными компонентами данных расходов, составившими 77,3% общей суммы общехозяйственных и управленческих расходов, стали затраты на оплату труда, содержание инфраструктуры социального назначения, расходы на страхование, а также аудиторские, юридические и консультационные услуги.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2006	2005	
Затраты на оплату труда	1'476	1'004	47,0%
Содержание инфраструктуры социального назначения	491	280	75,4%
Аудиторские, юридические и консультационные услуги	256	233	9,9%
Расходы на страхование	225	367	(38,7%)
Расходы по аренде	123	59	108,5%
Прочие расходы	594	474	25,3%
<b>Итого общехозяйственные и управленческие расходы</b>	<b>3'165</b>	<b>2'417</b>	<b>30,9%</b>

В 2006 году расходы на заработную плату увеличились на 472 млн рублей (или 47,0%) до 1'476 млн рублей по сравнению с 1'004 млн рублей в 2005 году. Увеличение оплаты труда и численности персонала «НОВАТЭК» привели к росту общей величины расходов по данной статье на 378 млн рублей (или 80,1%), из которых 276 млн рублей связано с увеличением оплаты труда и 102 млн рублей связано с увеличением численности. В 2006 году Группа провела независимый анализ уровня заработной платы сотрудников с целью приведения социального пакета в соответствие с уровнем внутреннего и международного рынков в части программы привлечения, сохранения и повышения мотивации персонала. Пересмотр социального пакета продолжается и повлечет за собой изменение расходов на оплату труда в будущем.

Расходы на спонсорство и благотворительность увеличились на 211 млн рублей (или 75,4%) до 491 млн рублей по сравнению с 280 млн рублей в 2005 году, что в основном связано с поддержкой благотворительных и социальных программ в регионах, где мы ведем свою деятельность.

Расходы на страхование уменьшились на 142 млн рублей (или 38,7%) до 225 млн рублей по сравнению с 367 млн рублей в 2005 году. Уменьшение было связано со снижением ставок по страхованию имущества Группы в связи с уменьшением страховых случаев и прекращением страхования переработки жидких углеводородов на Сургутском ЗСК из-за снижения объема поставок в 2006 году.

Расходы на юридические, аудиторские и консультационные услуги увеличились на 23 млн рублей (или 9,9%) до 256 млн рублей по сравнению с 223 млн рублей в 2005 году. Рост в основном связан с увеличением на 43 млн рублей объема консультационных услуг, оказанных Группе в 2006 году с целью повышения эффективности системы управления. Увеличение было частично компенсировано снижением

данных затрат в результате единовременных расходов, понесенных Группой в связи с размещением ее акций на Лондонской фондовой бирже в виде глобальных депозитарных расписок в 2005 году.

В 2006 году расходы по аренде увеличились на 64 млн рублей, или приблизительно в два раза, до 123 млн рублей по сравнению с 59 млн рублей в 2005 году. Рост был в большей степени связан с расходами на аренду дополнительного офисного помещения в Москве и других городах России, увеличившего данную статью затрат примерно на 53 млн рублей, а также офисных площадей, используемых в нашей международной деятельности, давших увеличение на 11 млн рублей.

Прочие общехозяйственные и управленческие расходы увеличились на 120 млн рублей (или 25,3%) по сравнению с 2005 годом. Увеличение данных расходов главным образом произошло в связи с ростом расходов на ремонт (в основном за счет открытия нового представительства в Лондоне и торговых дочерних компаний в Швейцарии, а также за счет ремонтных работ в московских офисах), расходов по охране и пожарной безопасности, командировочных и других расходов, которые увеличились на 44 млн, 23 млн, 19 млн и 34 млн рублей соответственно.

#### *Покупка нефти, газового конденсата и природного газа*

Покупка углеводородов сократилась на 260 млн рублей (или 12,6%) до 1'805 млн рублей в 2006 году с 2'065 млн рублей в 2005 году преимущественно в связи с продажей доли в «Геойлбенте» в июне 2005 года.

#### **Прибыль от операционной деятельности**

В результате факторов, описанных выше и исключая влияние продажи доли в «Геойлбенте» и других непрофильных дочерних компаний во втором квартале 2005 года на сумму 3'631 млн рублей, прибыль от операционной деятельности увеличилась на 3'458 млн рублей (или 22,0%) в 2006 году по сравнению с прошлым годом. В 2006 году прибыль от операционной деятельности как процент от общей выручки снизилась до 39,2% по сравнению с 50,2% в 2005 году.

#### **Доходы (расходы) от финансовой деятельности**

Общие расходы от финансовой деятельности уменьшились на 698 млн рублей (или 95,7%) с чистого расхода 729 млн рублей в 2005 году, до чистого расхода 31 млн рублей в 2006 году. Уменьшение в основном было вызвано сокращением расходов в виде процентов и увеличением дохода от курсовых разниц, которые были компенсированы уменьшением доходов в виде процентов.

В 2006 году уменьшение расходов в виде процентов составило 605 млн рублей (или 54,0%) до 516 млн рублей по сравнению с 2005 годом главным образом в результате сокращения общей суммы займов. Сокращение расходов в виде процентов было частично компенсировано уменьшением доходов в виде процентов на сумму 398 млн рублей (или 59,2%) в 2006 году в результате погашения займов, выданных связанным сторонам в предыдущих периодах.

Доход от курсовых разниц увеличился на 491 млн рублей до 211 млн рублей в 2006 году по сравнению с расходом от курсовых разниц в 280 млн рублей в 2005 году. Рост дохода от курсовых разниц главным образом связан с укреплением российского рубля по отношению к доллару США и Евро, что также оказывает влияние на сумму наших займов, деноминированных в иностранной валюте. Увеличение было частично компенсировано расходом от курсовых разниц, связанных с форвардными контрактами, описанными ниже.

В течение 2006 года Группа заключила ряд краткосрочных форвардных валютных контрактов для управления риском колебания курсов валюты при погашении займов в долларах США. Ни один из этих контрактов не был квалифицирован как хеджирование в соответствии с МСФО 39. Согласно этим контрактам, Группа приняла обязательство приобрести 50 млн долл. США в обмен на продажу российских рублей на общую сумму 1'402 млн рублей на дату расчета. По результатам исполнения обязательств по контрактам Группа признала убыток в сумме 52 млн рублей, отраженный по статье «Положительные (отрицательные) курсовые разницы, нетто» консолидированного отчета о прибылях и убытках. Группа не имела неисполненных обязательств по таким контрактам по состоянию на 31 декабря 2006 г.

### **Доли в прибыли зависимых компаний**

В 2006 году наша доля в прибыли зависимых компаний была равна нулю по сравнению с 143 млн рублей в 2005 году в результате продажи нашей доли в «Геойлбенте» в июне 2005 года.

### **Расходы по налогу на прибыль**

Наша эффективная ставка по налогу на прибыль (отношение суммы расхода по налогу на прибыль к прибыли Группы до налогообложения и до учета доли в чистой прибыли зависимых обществ, рассчитанной в соответствии с МСФО), составила 26,7% и 27,3% за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно. Наша эффективная ставка налога на прибыль, исключая иностранные дочерние общества в Швейцарии (начавшие свою деятельность с 1 января 2006 г.), составила 27,2% в 2006 году. Эффективные ставки налога на прибыль в 2006 и 2005 годах коррелируют с установленной законом ставкой 24%. Различия между установленной законом и эффективной ставками налога возникают в связи с увеличением не подлежащих вычету для целей налогообложения расходов.

### **Прибыль отчетного периода и доход на одну акцию**

В результате факторов, описанных выше, прибыль отчетного периода увеличилась на 345 млн рублей (или 2,5%) до 14'007 млн рублей в 2006 году по сравнению с 13'662 млн рублей в 2005 году. Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», увеличилась на 382 млн рублей (или 2,8%) в 2006 году, до 14'079 млн рублей по сравнению с 13'697 млн рублей в 2005 году. Исключая влияние продажи доли в «Геойлбенте» и других непрофильных дочерних компаниях в 2005 году за вычетом налога на прибыль, прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», увеличилась на 3'068 млн рублей (или 27,9%) по сравнению с 2005 годом.

Средневзвешенная базовая и разводненная прибыль на одну акцию (после дробления) в 2006 году увеличилась до 4,64 рублей с 4,51 рублей на акцию в 2005 году. Без учета эффекта от операций по продаже дочерних и зависимых обществ, средневзвешенная базовая и разводненная прибыль на одну акцию увеличилась до 4,63 рублей в 2006 году с 3,32 рублей на акцию в 2005 году. Средневзвешенное количество обыкновенных акций после дробления составило 3'036'306'000 штук в обоих периодах.



## ЛИКВИДНОСТЬ И КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ

В приведенной ниже таблице представлено движение денежных средств по операционной, инвестиционной и финансовой деятельности Группы за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг.:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2006	2005	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	16'607	10'246	62,1%
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от инвестиционной деятельности	(4'710)	8'983	н/п
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(9'037)	(19'280)	(51,3%)

Показатели ликвидности	31 декабря 2006 г.	31 декабря 2005 г.	Изменение %
Коэффициент текущей ликвидности	3,10	1,14	171,5%
Отношение общего долга к капиталу	0,05	0,16	(71,4%)
Отношение долгосрочного долга к долгосрочному долгу и капиталу	0,01	0,02	(48,6%)
Отношение чистого долга к общей капитализации <sup>(1)</sup>	(0,03)	0,08	н/п

<sup>(1)</sup> Чистый долг представляет собой общий долг за вычетом денежных средств и их эквивалентов. Общая капитализация представляет собой общий долг, собственный капитал и отложенный налог на прибыль.

### *Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности*

Объем чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, увеличился на 6'361 млн рублей (или 62,1%) до 16'607 млн рублей в 2006 году по сравнению с 10'246 млн рублей в 2005 году. Рост главным образом произошел за счет значительно более высокой операционной прибыли от продаж нефти и газа в результате увеличения объемов и цен реализации в 2006 году по сравнению с 2005 годом. Кроме того, в течение года произошли положительные изменения чистого оборотного капитала.

### *Чистые денежные средства от инвестиционной деятельности*

Объем чистых денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, составил 4'710 млн рублей в 2006 году, в то время как в 2005 году было получено 8'983 млн рублей. Изменение главным образом произошло в связи с погашением займов, выданных связанным сторонам в 2005 году и предшествующих периодах, а также за счет существенного сокращения поступлений от выбытия дочерних и зависимых обществ.

### *Чистые денежные средства от финансовой деятельности*

Объем чистых денежных средств, использованных в финансовой деятельности, уменьшился на 10'243 млн рублей (или 53,1%) до 9'037 млн рублей в 2006 году по сравнению с 19'280 млн рублей в 2005 году. Уменьшение произошло главным образом благодаря значительному снижению суммы наших заимствований в результате возможности финансировать нашу деятельность по разведке, разработке и добыче за счет денежных средств, полученных от операционной деятельности (см. раздел «Заемные средства» ниже).

## Оборотный капитал

На 31 декабря 2006 г. показатель чистого оборотного капитала (превышение текущих активов над текущими обязательствами) составил 10'720 млн рублей по сравнению с 1'490 млн рублей на 31 декабря 2005 года. Усиление нашей позиции по чистому оборотному капиталу стало следствием значительных операционных результатов деятельности. Увеличение показателя связано с ростом денежных средств и их эквивалентов, дебиторской и прочей задолженности на фоне снижения краткосрочной кредиторской задолженности.

## Капитальные затраты

Общая величина капитальных затрат по сегментам деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг., составила:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2006	2005	
Разведка и добыча	4'347	4'990	(12,9%)
Прочие	356	1'470	(75,8%)
<b>Итого</b>	<b>4'703</b>	<b>6'460</b>	<b>(27,2%)</b>

Капитальные затраты на разведку и добычу представляют собой наши инвестиции в развитие производственных нефтегазовых активов. За оба периода капитальные затраты на разведку и добычу преимущественно относились к дальнейшей разработке наших трех основных месторождений. В 2006 году мы произвели затраты в сумме 540 млн, 1'418 млн и 1'874 млн рублей на разработку Ханчейского, Восточно-Таркосалинского и Юрхаровского месторождений соответственно и 265 млн рублей на строительство второй очереди Пуровского ЗПК.

## Заемные средства

По состоянию на 31 декабря 2006 г. Группа заключила контракты с банками Bayerische Hypo- und Vereinsbank AG, «Коммерческий и Инвестиционный Банк «КАЛИОН РУСБАНК» и UBS AG об открытии кредитной линии в размере до 50 млн, 50 млн и 100 млн долларов США соответственно, с фиксированной либо переменной процентной ставкой, зависящей от конкретных условий финансирования.

В течение 2006 года Группа заключила соглашение о предоставлении ей заемных средств «БНП ПАРИБА Банком» на сумму 100 млн долларов США. По состоянию на 31 декабря 2006 г. задолженность по кредиту составила 1'975 млн рублей (75 млн долларов США). Годовая процентная ставка по кредиту составляет ЛИБОР плюс 1% (6,3% на 31 декабря 2006 г.), кредит подлежит погашению ежемесячно равными долями до марта 2008 года.

## **КОЛИЧЕСТВЕННАЯ И КАЧЕСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ И РЫНОЧНЫЕ РИСКИ**

Наша деятельность подвержена риску изменения цен на рынке товаров, курсов иностранных валют и процентных ставок. Мы подвержены риску изменения цен, так как наши цены реализации сырой нефти и стабильного газового конденсата, поставляемых на экспорт, напрямую зависят от мировых цен на сырую нефть. Мы подвержены риску изменения курсов иностранных валют в той части, в которой наша выручка, расходы, дебиторская задолженность, займы выданные и полученные выражены в валютах иных, чем российский рубль. Мы также подвержены риску изменения процентных ставок, так как они влияют на стоимость наших заимствований. Время от времени мы можем использовать производные финансовые инструменты, такие как товарные форвардные контракты, товарные своп-контракты, товарные опционные контракты, валютные форвардные контракты, валютные опционные контракты, свопы процентных ставок и форвардные контракты процентной ставки с целью управления этими рисками, а также можем держать и выпускать производные финансовые инструменты или другие финансовые инструменты с целью продажи.

### **Риск изменения курсов иностранных валют**

Наш основной риск изменения курсов иностранных валют связан с возможным изменением курса российского рубля по отношению к доллару США и Евро. На 31 декабря 2006 г. наши займы на сумму 1'975 млн рублей (или 74,2% от суммы долгосрочных займов) были деноминированы в долларах США (из общей суммы займов 3'108 млн рублей на эту дату). Изменение стоимости российского рубля по отношению к доллару США приведет к изменению в рублевом выражении наших расходов, деноминированных в иностранной валюте, и расходов по обслуживанию наших валютных займов, а также суммы дебиторской задолженности в наших зарубежных дочерних обществах. Мы полагаем, что влияние риска, связанного с изменением курсов иностранных валют, частично ослабляется тем фактом, что примерно 30,5% нашей выручки за 2006 год было деноминировано в долларах США. По состоянию на 31 декабря 2006 г. рубль укрепился по отношению к доллару США по сравнению с 1 января 2006 г. примерно на 8,5%.

Предположительное и мгновенное укрепление российского рубля по отношению к доллару США на 10% на 31 декабря 2006 г. привело бы к возникновению оценочной прибыли в виде курсовых разниц на сумму около 242 млн рублей, возникших по займам в иностранной валюте, не выплаченных Группой по состоянию на 31 декабря 2006 г.

### **Риск изменения цен на рынке товаров**

Практически вся наша реализация сырой нефти, стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа на экспорт осуществляется по договорам на реальный товар (спот-контрактам). Наши экспортные цены зависят от мировых цен на сырую нефть. Внешние факторы, такие как мировое развитие политических процессов, природные катастрофы и действия, предпринимаемые ОПЕК, влияют на цены на сырую нефть и, следовательно, на наши экспортные цены.

Погодные условия также являются фактором, влияющим на спрос, и, соответственно, на цены на природный газ. Смена погодных условий от года к году может повлиять на спрос на природный газ и в некоторой степени на газовый конденсат и нефтепродукты.

Время от времени мы можем использовать производные финансовые инструменты с целью уменьшения ценовых рисков от нашей торговой деятельности. В нашей финансовой отчетности все производные финансовые инструменты оцениваются по справедливой стоимости. Нереализованные прибыль или убытки отражаются по статье «Прочие прибыли (убытки)», если не квалифицируются как хеджирование.

### **Доступ к трубопроводам**

Мы транспортируем практически весь природный газ посредством принадлежащей «Газпрому» единой системы газоснабжения (ЕСГ). «Газпром» несет ответственность за сбор, транспортировку, диспетчеризацию и доставку практически всего природного газа, реализуемого на территории Российской Федерации. В соответствии с существующим законодательством «Газпром» должен обеспечивать равноценный доступ к ЕСГ всем независимым поставщикам при условии наличия части сети, не загруженной самим «Газпромом». Тем не менее, на практике «Газпром» в значительной мере избирательно предоставляет доступ к ЕСГ, поскольку является единственным владельцем информации о свободных мощностях. Невозможно дать гарантии, что «Газпром» будет продолжать предоставлять нам доступ к ЕСГ, однако во все предыдущие периоды в доступе нам отказано не было.

### **Способность к инвестированию**

Для поддержания и наращивания добычи нашему бизнесу постоянно требуются капитальные затраты. Продолжительный период низких цен на природный газ или высоких тарифов на транспортировку ограничил бы нашу возможность поддерживать должный уровень капитальных затрат, который, в свою очередь, мог бы ограничить нашу возможность наращивать добычу и реализацию природного газа, газового конденсата, сырой нефти и других продуктов, отрицательно влияя на результаты нашей деятельности.

### **Активы и обязательства, отраженные за балансом**

По состоянию на 31 декабря 2006 г. мы не имели никаких отношений с неконсолидируемыми предприятиями или финансовыми партнерами, создаваемыми для особых целей или вовлеченными в финансовые схемы для осуществления забалансовых операций.

Консолидированная  
финансовая  
отчетность,  
подготовленная  
в соответствии  
с МСФО, и отчет  
независимого  
аудитора за годы,  
закончившиеся  
31 декабря 2006  
и 2005 гг.

Прилагаемый документ является переводом с английского языка оригинала консолидированной финансовой отчетности ОАО «НОВАТЭК» за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг., подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности

<b>СОДЕРЖАНИЕ</b>	<b>стр.</b>
Отчет независимого аудитора	3
Консолидированный баланс	4
Консолидированный отчет о прибылях и убытках	5
Консолидированный отчет о движении денежных средств	6
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	7
Примечания к консолидированной финансовой отчетности	8 – 36
Дополнительная информация о запасах нефти и газа (неаудированная)	37 – 41

## ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Акционерам и Совету директоров ОАО «НОВАТЭК»

- 1 Мы провели аудит прилагаемой финансовой отчетности ОАО «НОВАТЭК» и его дочерних обществ (далее – «Группа»), представленной на страницах 4-36, которая включает консолидированный баланс по состоянию на 31 декабря 2006 г., консолидированный отчет о прибылях и убытках, консолидированный отчет об изменениях в капитале и консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также существенные положения учетной политики и другие примечания к финансовой отчетности.

### *Ответственность руководства за составление финансовой отчетности*

- 2 Руководство Группы несет ответственность за подготовку и объективное представление данной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности. Эта ответственность включает: разработку, внедрение и поддержание системы внутреннего контроля, связанной с подготовкой и объективным представлением финансовой отчетности, которая не содержит существенных искажений в результате ошибок или недобросовестных действий; выбор и применение надлежащей учетной политики; и использование обоснованных применительно к обстоятельствам бухгалтерских оценок.

### *Ответственность аудитора*

- 3 Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о представленной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита. Мы проводили аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Согласно этим стандартам мы должны следовать этическим нормам и планировать и проводить аудит таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что финансовая отчетность не содержит существенных искажений.
- 4 Аудит предусматривает проведение процедур, целью которых является получение аудиторских доказательств в отношении числовых данных и информации, содержащихся в финансовой отчетности. Выбор процедур основывается на профессиональном суждении аудитора, включая оценку рисков существенного искажения финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок. При оценке вышеупомянутых рисков аудитор рассматривает систему внутреннего контроля, связанную с подготовкой и объективным представлением финансовой отчетности Группы, с тем, чтобы разработать процедуры аудита, необходимые в данных обстоятельствах, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы. Кроме того, аудит включает оценку уместности используемой учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, а также оценку представления финансовой отчетности в целом.
- 5 Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и необходимыми для выражения нами мнения аудитора.

### *Мнение аудитора*

- 6 По нашему мнению, прилагаемая финансовая отчетность во всех существенных аспектах объективно отражает финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2006 г., а также результаты ее деятельности и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Москва, Российская Федерация  
14 апреля 2007 г.

**ОАО «НОВАТЭК»**  
**Консолидированный баланс**  
(в миллионах рублей)

	Прим.	На 31 декабря:	
		2006	2005
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Долгосрочные активы</b>			
Основные средства	5	66'734	65'675
Долгосрочные займы выданные и прочие долгосрочные активы		1'774	1'165
<b>Итого долгосрочные активы</b>		<b>68'508</b>	<b>66'840</b>
<b>Текущие активы</b>			
Товарно-материальные запасы	6	2'146	1'418
Предоплата по текущему налогу на прибыль		940	732
Задолженность покупателей и заказчиков и прочая дебиторская задолженность	7	2'877	4'849
Предоплаты и прочие текущие активы	8	4'187	1'967
Денежные средства и их эквиваленты	9	5'668	2'956
<b>Итого текущие активы</b>		<b>15'818</b>	<b>11'922</b>
<b>Итого активы</b>		<b>84'326</b>	<b>78'762</b>
<b>ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ</b>			
<b>Долгосрочные обязательства</b>			
Долгосрочные заемные средства	10	543	892
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	18	8'412	8'396
Прочие долгосрочные обязательства		1'597	1'493
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>		<b>10'552</b>	<b>10'781</b>
<b>Текущие обязательства</b>			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	11	2'565	8'202
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства		1'801	1'261
Задолженность по текущему налогу на прибыль		48	46
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		684	923
<b>Итого текущие обязательства</b>		<b>5'098</b>	<b>10'432</b>
<b>Итого обязательства</b>		<b>15'650</b>	<b>21'213</b>
<b>Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»</b>			
Обыкновенные акции		393	393
Добавочный капитал		30'081	29'905
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'481
Нераспределенная прибыль		32'229	21'489
<b>Итого капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»</b>	12	<b>68'320</b>	<b>57'268</b>
<b>Доля меньшинства</b>		<b>356</b>	<b>281</b>
<b>Итого капитал</b>		<b>68'676</b>	<b>57'549</b>
<b>Итого обязательства и капитал</b>		<b>84'326</b>	<b>78'762</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Утверждено и подписано от имени Совета директоров 14 апреля 2007 г.:

\_\_\_\_\_  
Л. Михельсон  
Председатель Правления

\_\_\_\_\_  
М. Джетвэй  
Финансовый директор



**ОАО «НОВАТЭК»**

**Консолидированный отчет о прибылях и убытках**

(в миллионах рублей, кроме количества акций и сумм в расчете на акцию)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2006	2005
<b>Выручка от реализации</b>			
Выручка от реализации нефти и газа	13	47'488	37'246
Выручка от реализации полимерной продукции и изоляционной ленты		1'109	964
Прочая выручка		217	267
<b>Итого выручка от реализации</b>		<b>48'814</b>	<b>38'477</b>
Прибыль от выбытия финансовых вложений в зависимые общества, задействованные в добыче нефти и газа, нетто		-	3'611
Прибыль от выбытия прочих дочерних обществ и долей участия, нетто		9	20
Прочие прибыли (убытки)		(148)	79
<b>Итого выручка от реализации и прочие доходы</b>		<b>48'675</b>	<b>42'187</b>
<b>Операционные расходы</b>			
Транспортные расходы	14	(10'803)	(6'605)
Налоги, кроме налога на прибыль	15	(6'223)	(4'494)
Материалы, услуги и прочее	16	(3'893)	(3'737)
Износ, истощение и амортизация	5	(3'671)	(3'372)
Общехозяйственные и управленческие расходы	17	(3'165)	(2'417)
Покупка нефти, газового конденсата и природного газа		(1'805)	(2'065)
Расходы на геологоразведку		(459)	(348)
Расходы по обесценению активов, нетто		(100)	(87)
Изменения остатков товарно-материальных запасов		597	264
<b>Итого операционные расходы</b>		<b>(29'522)</b>	<b>(22'861)</b>
<b>Прибыль от операционной деятельности</b>		<b>19'153</b>	<b>19'326</b>
<b>Доходы (расходы) от финансовой деятельности</b>			
Расходы по выплате процентов		(516)	(1'121)
Доходы в виде процентов		274	672
Положительные (отрицательные) курсовые разницы		211	(280)
<b>Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности</b>		<b>(31)</b>	<b>(729)</b>
Доля в прибыли зависимых обществ за вычетом налога на прибыль		-	143
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>		<b>19'122</b>	<b>18'740</b>
<b>Расходы по налогу на прибыль</b>			
Расходы по текущему налогу на прибыль		(5'527)	(5'615)
Льготы по отложенному налогу на прибыль		412	537
<b>Итого расходы по налогу на прибыль</b>	18	<b>(5'115)</b>	<b>(5'078)</b>
<b>Прибыль отчетного года</b>		<b>14'007</b>	<b>13'662</b>
Прибыль (убыток), относящиеся к:			
Доле меньшинства		(72)	(35)
<b>Акционерам ОАО «НОВАТЭК»</b>		<b>14'079</b>	<b>13'697</b>
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		4.64	4.51
<i>Средневзвешенное количество акций в обращении (тысяч шт.)</i>		<i>3'036'306</i>	<i>3'036'306</i>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

**ОАО «НОВАТЭК»**  
**Консолидированный отчет о движении денежных средств**  
(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2006	2005
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>		<b>19'122</b>	<b>18'740</b>
<b>Корректировки к прибыли до налога на прибыль:</b>			
Износ, истощение и амортизация		3'728	3'410
Расходы по обесценению активов, нетто		100	87
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		(211)	280
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто		223	(3'664)
Выплаты с использованием акций	21	176	108
Расходы по выплате процентов		516	1'121
Доходы в виде процентов		(274)	(672)
Доля в прибыли зависимых обществ, за вычетом налога на прибыль		-	(143)
Изменения прочих долгосрочных активов, нетто		(65)	707
Прочие корректировки		(91)	29
<b>Изменения оборотного капитала</b>			
Уменьшение (увеличение) задолженности покупателей и заказчиков, прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(506)	(2'705)
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		(740)	(504)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		600	223
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		(217)	(364)
<b>Итого изменения оборотного капитала</b>		<b>(863)</b>	<b>(3'350)</b>
Налог на прибыль уплаченный		(5'754)	(6'407)
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>		<b>16'607</b>	<b>10'246</b>
<b>Движение денежных средств от инвестиционной деятельности</b>			
Приобретение основных средств		(4'439)	(4'433)
Приобретение дочерних обществ и долей меньшинства за вычетом приобретенных денежных средств		(184)	(52)
Поступления от выбытия дочерних, зависимых обществ и долей меньшинства за вычетом выбывших денежных средств	4	45	5'565
Проценты уплаченные и капитализированные		(287)	(608)
Предоставление займов		(153)	(260)
Погашение займов выданных		39	8'085
Дивиденды и проценты полученные (кроме банковской деятельности)		269	686
<b>Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от инвестиционной деятельности</b>		<b>(4'710)</b>	<b>8'983</b>
<b>Движение денежных средств от финансовой деятельности</b>			
Получение долгосрочных займов		2'689	2'058
Получение краткосрочных займов		3'734	2'755
Погашение долгосрочных займов		(7'428)	(14'102)
Погашение краткосрочных займов		(4'437)	(7'110)
Проценты уплаченные (кроме банковской деятельности)		(305)	(992)
Дивиденды выплаченные	12	(3'290)	(1'889)
<b>Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности</b>		<b>(9'037)</b>	<b>(19'280)</b>
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства и их эквиваленты		(148)	(12)
Чистое движение обязательных резервов в Центральном Банке России (банковская деятельность)		-	16
<b>Увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов, нетто</b>		<b>2'712</b>	<b>(47)</b>
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода		2'956	3'003
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода</b>		<b>5'668</b>	<b>2'956</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

**ОАО «НОВАТЭК»**
**Консолидированный отчет об изменениях в капитале**

(в миллионах рублей, кроме количества акций)

	<i>Количество обыкновенных акций (тысяч шт.)</i>	<b>Уставный капитал – обыкновенные акции</b>	<b>Добавочный капитал</b>	<b>Доход от переоценки активов</b>	<b>Нераспре- деленная прибыль</b>	<b>Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»</b>	<b>Доля меньшинства</b>	<b>Итого капитал</b>
<b>Сальдо на 31 декабря 2004 г.</b>	<b>3'036'306</b>	<b>393</b>	<b>29'797</b>	<b>5'481</b>	<b>8'952</b>	<b>44'623</b>	<b>449</b>	<b>45'072</b>
Накопленный эффект от принятия МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса»	-	-	-	-	762	762	-	762
<b>Сальдо на 31 декабря 2004 г., скорректированное с учетом принятия МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса»</b>	<b>3'036'306</b>	<b>393</b>	<b>29'797</b>	<b>5'481</b>	<b>9'714</b>	<b>45'385</b>	<b>449</b>	<b>45'834</b>
Дивиденды	-	-	-	-	(1'922)	(1'922)	-	(1'922)
Влияние приобретений и выбытий на долю меньшинства	-	-	-	-	-	-	(133)	(133)
Выплаты с использованием акций	-	-	108	-	-	108	-	108
Прибыль (убыток) отчетного года	-	-	-	-	13'697	13'697	(35)	13'662
<b>Сальдо на 31 декабря 2005 г.</b>	<b>3'036'306</b>	<b>393</b>	<b>29'905</b>	<b>5'481</b>	<b>21'489</b>	<b>57'268</b>	<b>281</b>	<b>57'549</b>
Дивиденды	-	-	-	-	(3'258)	(3'258)	-	(3'258)
Приобретение дочерних обществ (см. Примечание 4)	-	-	-	136	-	136	203	339
Приобретение и выбытие долей меньшинства (см. Примечание 4)	-	-	-	-	(81)	(81)	(197)	(278)
Влияние дополнительной эмиссии акций дочерних обществ на долю меньшинства	-	-	-	-	-	-	141	141
Выплаты с использованием акций	-	-	176	-	-	176	-	176
Прибыль (убыток) отчетного года	-	-	-	-	14'079	14'079	(72)	14'007
<b>Сальдо на 31 декабря 2006 г.</b>	<b>3'036'306</b>	<b>393</b>	<b>30'081</b>	<b>5'617</b>	<b>32'229</b>	<b>68'320</b>	<b>356</b>	<b>68'676</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

## **1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

ОАО «НОВАТЭК» (далее именуемое «НОВАТЭК») и его дочерние общества (далее совместно именуемые «Группа») является независимой нефтегазовой компанией, занимающейся приобретением, разведкой и разработкой участков недр, а также добычей и переработкой углеводородного сырья на лицензионных участках, расположенных на территории Ямало-Ненецкого Автономного Округа (далее – «ЯНАО») в Российской Федерации.

Объемы реализации природного газа Группы подвержены сезонным колебаниям, что связано, в основном, с погодными условиями, преобладающими на территории Российской Федерации, и достигают максимального уровня в зимние (в декабре и январе) и минимального уровня в летние месяцы (в июле и августе). Объемы реализации жидких углеводородов Группы (газового конденсата, нефти и нефтепродуктов) остаются относительно стабильными в течение года.

В октябре 2006 года Группа создала 100% дочернее общество ООО «НОВАТЭК-Автозаправочные комплексы», целью которой является управление розничной и мелкооптовой торговлей сжиженным углеводородным газом и другими продуктами нефтепереработки.

В сентябре 2006 года Группа совместно с ОАО «ОГК-5» создала дочернее общество ОАО «Энергетическая северная компания», целью которой является оценка потенциальных возможностей инвестирования в сектор генерирования электроэнергии. По состоянию на 31 декабря 2006 г. Группа владела долей новой дочерней компании в размере 50% плюс одна акция.

В ноябре и декабре 2005 года Группа создала дочерние общества Novatek Overseas AG и Runitек GmbH (обе зарегистрированы в Швейцарии), целью которых является управление и продвижение продаж нефти, стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и других нефтепродуктов на международных рынках. Начиная с января 2006 года Группа осуществляла экспортные продажи через эти дочерние общества.

В 2005 году Группа начала процесс переименования основных дочерних обществ с целью создания единого брэнда «НОВАТЭК». В течение 2006 года дочерние общества Группы ООО «Юрхаровнефтегаз» и ООО «Таркосаленефтегаз» были переименованы в ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» (далее - «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ») и ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» (далее - «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ») соответственно.

## **2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**

Настоящая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО). При отсутствии в МСФО конкретных указаний в отношении нефтегазодобывающих компаний Группа разработала свою учетную политику в соответствии с другими общепринятыми стандартами для нефтегазодобывающих компаний, не противоречащими принципам МСФО.

Общества, входящие в Группу, составляют бухгалтерскую отчетность в соответствии с правовыми нормами, регулирующими ведение бухгалтерского учета и составление отчетности на территории Российской Федерации (РСБУ). Консолидированная финансовая отчетность Группы была подготовлена на основе данных бухгалтерского учета согласно РСБУ с внесением корректировок и проведением переклассификаций для целей достоверного представления информации в соответствии с МСФО. Основные корректировки были сделаны в отношении 1) износа, истощения и амортизации и оценки основных средств, 2) консолидации дочерних обществ, 3) приобретения компаний, 4) учета налога на прибыль и 5) невозмещаемых активов, признания расходов и прочих резервов.

Консолидированная финансовая отчетность была подготовлена исходя из принципа оценки по первоначальной стоимости. Функциональной валютой обществ, входящих в Группу, является российский рубль.

## 2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Оценки и допущения.** При подготовке консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО руководство Группы делает некоторые оценки и допущения, которые влияют на величину активов и обязательств, отраженных в консолидированной финансовой отчетности на дату ее составления, а также на величину активов, обязательств, доходов и расходов и раскрытие условных активов и обязательств, отраженных в отчетном периоде. В основном, оценки были сделаны в отношении справедливой стоимости активов и обязательств (см. Примечания 3 и 19), резервов по обесценению активов (см. Примечание 3), запасов нефти и газа (см. Примечание 3) и отложенных налогов на прибыль (см. Примечания 3 и 18). Фактические результаты могут отличаться от сделанных оценок, однако, руководство полагает, что влияние изменения оценок не может быть существенным.

**Обменный курс.** Официальный обменный курс российского рубля к доллару США на 31 декабря 2006 и 2005 гг. составил 26,33 рублей и 28,78 рублей за 1 доллар США соответственно. Любые пересчеты рублевых сумм в доллары США или в любую другую иностранную валюту не должны восприниматься как утверждение о возможности конвертировать российские рубли в твердую валюту в прошлом, настоящем или будущем по этому или любому другому курсу.

До начала 2006 года российский рубль не являлся конвертируемой валютой в большинстве стран за пределами бывшего Советского Союза, и, кроме того, Группа была обязана конвертировать в рубли 10% выручки, поступающей в иностранной валюте. В первой половине 2006 года практически все ограничения на операции в твердой валюте были сняты, а право Правительства Российской Федерации и Центрального Банка накладывать такие ограничения было отменено.

**Переклассификации.** По состоянию на 31 декабря 2005 г. транспортные расходы в сумме 106 млн рублей, включенные в состав остатков товарно-материальных запасов, были переклассифицированы по статье «Предоплаты и прочие текущие активы» для соответствия классификации текущего отчетного периода. Руководство Группы считает, что раскрытие, представленное в настоящем периоде, более точно отражает деятельность Группы.

## 3 ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

**Принципы консолидации.** В прилагаемой консолидированной финансовой отчетности отражены операции всех дочерних обществ, в которых «НОВАТЭК» прямо или косвенно владеет более 50% голосующих акций или имеет иную возможность управлять и контролировать финансовую и операционную деятельность. Дочерние общества консолидируются начиная с момента получения контроля, за исключением случаев совершения сделки приобретения между обществами, находящимися под общим контролем. Дочерние общества исключаются из консолидации после прекращения возможности контроля деятельности общества. Учет приобретения дочерних обществ осуществляется по методу покупки, за исключением случаев совершения сделки приобретения между обществами, находящимися под общим контролем.

Когда доля участия в обществах, в которых ранее Группе не принадлежал контрольный пакет акций, достигает размера контрольного пакета, идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства приобретенной компании корректируются с учетом их справедливой стоимости на дату приобретения контроля. Эффект от корректировки ранее приобретенных долей с учетом справедливой стоимости отражается в составе прибыли от переоценки активов в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

Все операции между обществами, входящими в Группу, и нереализованная прибыль по этим операциям, а также сальдо по расчетам внутри Группы исключаются. Нереализованные убытки также исключаются, кроме тех случаев, когда убытки не могут быть возмещены.

Доля меньшинства представляет собой часть чистых результатов деятельности и чистых активов дочернего общества (включая поправки, приводящие стоимость активов к справедливой стоимости), приходящуюся на долю, которой напрямую или косвенно не владеет «НОВАТЭК». Доля меньшинства образует отдельный компонент капитала Группы.

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Деловая репутация.** Деловая репутация представляет собой превышение суммы затрат на приобретение над справедливой стоимостью доли чистых активов Группы в дочернем (зависимом) обществе на дату приобретения. Деловая репутация по приобретениям дочерних обществ отражается в составе прочих долгосрочных активов. Деловая репутация по приобретениям зависимых обществ отражается в составе финансовых вложений в зависимые общества.

Группа применяла переходные положения МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса» в отношении деловой репутации и отрицательной деловой репутации, возникающих при объединении компаний, в случае, если соответствующие соглашения были заключены до 31 марта 2004 г. В соответствии с МСФО (IFRS) 3, деловая репутация, возникающая при объединении компаний в случае заключения соглашений 31 марта 2004 г. и позднее, подлежит ежегодному тестированию на предмет обесценения и отражается в консолидированной финансовой отчетности за вычетом резерва под обесценение. Отрицательная деловая репутация, возникающая при объединении бизнеса в результате соглашений, датированных 31 марта 2004 г. или позже, отражается непосредственно в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Начиная с 1 января 2005 г. прекращается начисление амортизации по ранее признанной деловой репутации и проводится ее оценка на предмет обесценения в соответствии с МСФО (IAS) 36 «Обесценение активов». На 31 декабря 2004 г. отрицательная деловая репутация Группы в размере 762 млн рублей отражалась в консолидированном балансе по статье «Прочие долгосрочные активы». 1 января 2005 г. данная отрицательная деловая репутация была списана и нераспределенная прибыль была увеличена на ту же сумму в соответствии с МСФО (IFRS) 3.

Деловая репутация распределяется между активами, генерирующими денежные средства, или группами активов, генерирующими денежные средства, которые, как ожидается, получают выгоду от синергетического эффекта от объединения бизнеса. Такие активы или группы активов представляют собой наиболее низкий уровень, на котором Группа осуществляет мониторинг деловой репутации, и не превышают уровень сегмента. Прибыль или убыток от выбытия какой-либо деятельности, относящейся к активу, генерирующему денежные средства, на который была распределена деловая репутация, учитывает балансовую стоимость деловой репутации, относящейся к выбывшей деятельности, которая в общем случае определяется по соотношению стоимости выбывшей деятельности и стоимости актива, остающегося после выбытия.

**Приобретение долей меньшинства.** При учете приобретения неконтрольных долей меньшинства разница между ценой покупки и учетной стоимостью приобретенной доли меньшинства отражается в составе нераспределенной прибыли.

**Финансовые вложения в зависимые общества.** Зависимые общества являются предприятиями, на которые Группа оказывает значительное влияние, но которые не контролируются ею. В целом, значительное влияние существует в тех случаях, когда Группа имеет от 20% до 50% голосующих акций общества. Зависимые общества учитываются по методу долевого участия. Балансовая стоимость зависимых обществ включает деловую репутацию, определенную на момент приобретения, за вычетом накопленных убытков от обесценения (в случае наличия таковых). Доля Группы в прибылях и убытках зависимых обществ после приобретения отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках; доля в изменениях резервов после приобретения их Группой отражается в резервах. Когда доля Группы в убытках зависимого общества равна или превышает ее инвестиции в данное общество, включая любую прочую необеспеченную дебиторскую задолженность, Группа не отражает дальнейшие убытки, за исключением случаев, когда она приняла на себя обязательства или осуществила платежи от имени зависимого общества.

Нереализованная прибыль по операциям между Группой и ее зависимыми обществами исключается в пределах доли владения Группы в зависимых обществах; нереализованные убытки также исключаются, кроме случаев, когда имеются признаки обесценения переданного актива.

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Основные средства.** Основные средства отражаются по первоначальной стоимости их приобретения или сооружения за вычетом обесценения и накопленного износа, истощения и амортизации.

Группа следует методу успешных затрат при учете объектов нефтегазодобычи, в соответствии с которым затраты, связанные с приобретением прав на разведку и разработку участков недр, бурением успешных разведочных скважин, а также все затраты на строительство эксплуатационных скважин и затраты на вспомогательное оборудование и промышленные сооружения, капитализируются. Затраты на бурение разведочных скважин, оказавшееся нерезультативным, относятся на расходы в тот момент, когда данные скважины признаются непродуктивными. Затраты на добычу, накладные расходы и все затраты на разведку, кроме затрат на разведочное бурение, списываются на расходы по мере их возникновения. Затраты на приобретение прав на разведку и разработку участков недр с недоказанными запасами периодически тестируются на обесценение. В случае признания обесценения, соответствующие расходы относятся на финансовый результат.

Основные запасы нефти и газа Группы были определены международно-признанными независимыми оценщиками. Прочие запасы нефти и газа Группы были определены на основании оценок запасов природных ресурсов, подготовленными руководством Группы в соответствии с международно-признанными определениями. Текущая стоимость затрат по демонтажу объектов, задействованных в добыче нефти и газа, включая затраты на свертывание производства и восстановление участков проведения работ, рассчитывается, когда такое обязательство возникает, и включается в учетную стоимость основных средств, поэтому на нее начисляется амортизация пропорционально объему добытой продукции.

Расходы на техническое обслуживание и ремонт оборудования учитываются в составе затрат по мере их возникновения. Расходы на замену крупных деталей или составных частей объектов основных средств капитализируются, а замененные части списываются.

На каждую отчетную дату руководство определяет наличие признаков обесценения основных средств. Если выявлен хотя бы один такой признак, руководство оценивает возмещаемую сумму, которая определяется как наибольшая из двух величин: справедливой рыночной стоимости за вычетом затрат на продажу актива и ценности его использования. Балансовая стоимость актива уменьшается до возмещаемой суммы, убыток от обесценения отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Убыток от обесценения актива, признанный в прошлые отчетные периоды, сторнируется, если произошло изменение подхода к оценке для определения возмещаемой стоимости объекта.

Прибыль или убыток от выбытия основных средств в сумме разницы полученного возмещения и их балансовой стоимостью отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

**Затраты на геологоразведочные работы.** Затраты на геологоразведочные работы (геологические и геофизические затраты, затраты, связанные с изучением недоказанных запасов и прочие затраты, относящиеся к геологоразведочным работам), за вычетом затрат на разведочное бурение и затрат на приобретение лицензий, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках по мере их возникновения. Затраты на приобретение лицензий и бурение разведочных скважин отражаются в составе активов до момента определения наличия или отсутствия доказанных запасов, дальнейшая разработка которых экономически целесообразна. Если доказанные запасы не были найдены, капитализированные расходы на бурение отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Затраты на приобретение лицензий и разведочное бурение, отраженные в составе активов, пересматриваются на предмет наличия признаков обесценения ежегодно.

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Амортизация.** Амортизация объектов нефтегазодобычи (за исключением перерабатывающих мощностей) рассчитывается для каждого месторождения пропорционально объему добытой продукции. При этом используется величина доказанных разрабатываемых запасов для затрат на геологоразведку и разработку и общая величина доказанных запасов для капитальных затрат на приобретение прав на разработку недр с доказанными запасами нефти и газа. Величина запасов, используемых для расчета амортизации, включает запасы, извлечение которых ожидается и после истечения срока действия лицензии. Руководство Группы полагает, что действующее законодательство позволяет по инициативе Группы продлить сроки действия лицензий и намеревается воспользоваться этим правом в отношении активов, по которым ожидается добыча и после истечения срока действия имеющихся лицензий. В феврале 2005 года Группа продлила срок действия лицензии на разработку Юрхаровского месторождения с 2020 года до 2034 года, когда предположительно закончится срок полезного использования месторождения. Затраты по продлению сроков действия лицензий являются несущественными.

Амортизация основных средств, за исключением активов, задействованных в добыче нефти и газа, осуществляется линейным методом. На объекты незавершенного строительства амортизация не начисляется.

Расчетные сроки полезного использования прочих активов Группы представлены ниже:

	<u>Количество лет</u>
Машины и оборудование	5-15
Перерабатывающие мощности	20-30
Здания и сооружения	25-50

**Производные финансовые инструменты.** Группа осуществляет учет производных финансовых инструментов в соответствии с положениями МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: Признание и оценка» (далее – «МСФО 39»). Все производные финансовые инструменты отражаются в балансе по справедливой стоимости. В соответствии с МСФО 39 для того, чтобы считать производные финансовые инструменты хеджированием для целей учета, менеджмент должен формально создать производный финансовый инструмент как средство хеджирования неопределенности суммы будущих денежных потоков или справедливой стоимости, обычно возникающих в результате зависимости Группы от изменения валютных курсов и изменения цен на нефть. Изменения рыночной стоимости производных финансовых инструментов, считающихся хеджинговыми для денежных потоков, для увеличения эффективности хеджирования, не отражаются в составе доходов до тех пор, пока объект хеджирования также не повлияет на доходы. Если вышеприведенные критерии определенности и эффективности не будут соблюдены, любые нереализованные прибыли и убытки по производным финансовым инструментам немедленно отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

**Налог на прибыль.** Налог на прибыль отражается в консолидированной финансовой отчетности в соответствии с требованиями российского законодательства, действующего или по существу принятого на отчетную дату. Расходы и льготы по налогу на прибыль включают текущий и отложенный налоги и признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках, за исключением налога, относящегося к операциям, напрямую отраженным в составе капитала в том же или в каком-либо другом отчетном периоде.

Текущий налог представляет собой сумму, которую предполагается уплатить в бюджет, относящуюся к налогооблагаемой прибыли или убытку за текущий и предыдущие периоды.



### 3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа использует балансовый метод для целей расчета и отражения в консолидированной финансовой отчетности отложенного налога на прибыль. Отложенный налог на прибыль начисляется на все временные разницы между налогооблагаемыми базами активов и обязательств и их величинами для целей финансовой отчетности. Однако, отложенный налог на прибыль не отражается в учете, если он возникает при первоначальном признании актива или обязательства в ходе операции, отличной от объединения компаний, которая не оказывает влияние на прибыль (убыток), рассчитанную для целей бухгалтерского учета или налогообложения в момент осуществления операции. Балансовая величина отложенного налога рассчитывается согласно налоговым ставкам, применение которых ожидается в период использования временных разниц или использования убытков, перенесенных на будущие периоды для целей налогообложения, согласно ставкам налога, которые действовали или в существенной степени были введены в действие на отчетную дату. Отложенные налоговые активы могут быть зачтены против отложенных налоговых обязательств только в рамках каждого отдельного общества Группы. Отложенные налоговые активы в отношении уменьшающих налогооблагаемую базу временных разниц и убытков, перенесенных на будущие периоды для целей налогообложения, признаются лишь в том случае, когда существует достаточная вероятность получения в будущем налогооблагаемой прибыли, которая может быть уменьшена на сумму таких вычетов.

Отложенный налог на прибыль отражается в отношении нераспределенной прибыли дочерних обществ, накопленной за период после их приобретения, за исключением тех случаев, когда Группа осуществляет контроль за политикой выплаты дивидендов дочерних обществ и существует достаточная вероятность того, что временная разница не будет уменьшаться в обозримом будущем за счет выплаты дивидендов или по иной причине.

**Товарно-материальные запасы.** Запасы природного газа, газового конденсата, нефти и продуктов их переработки учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости или чистой цены реализации. Себестоимость запасов включает покупную стоимость использованных материалов, прямые производственные затраты, а также соответствующие накладные производственные расходы и отражается по средней величине. Чистая цена реализации представляет собой расчетную цену реализации в обычных условиях за вычетом торговых издержек.

Прочие товарно-материальные запасы учитываются по средней себестоимости, которая не превышает их возмещаемой стоимости в обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности.

**Задолженность покупателей и заказчиков и прочая дебиторская задолженность.** Торговая дебиторская задолженность представляет собой задолженность обычных покупателей и заказчиков, являющуюся результатом основной деятельности Группы (разведка, добыча и продажа природного газа, газового конденсата, нефти и продуктов их переработки, производство и продажа изоляционных материалов для трубопроводов и полимерной продукции). Задолженность покупателей и заказчиков и прочая дебиторская задолженность отражена по стоимости, подлежащей возмещению покупателями и заказчиками, и включает налог на добавленную стоимость, который подлежит уплате в бюджет после погашения соответствующей задолженности. Резерв под обесценение дебиторской задолженности создается, когда существует объективное свидетельство того, что Группа не сможет получить всю сумму первоначально возникшей задолженности. Величину резерва составляет разница между балансовой стоимостью актива и приведенной стоимостью ожидаемых потоков денежных средств, дисконтированных по эффективной ставке процента, соответствующей первоначальным условиям финансирования. Резерв отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

**Денежные средства и их эквиваленты.** Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в кассе, депозиты в банках и краткосрочные высоколиквидные инвестиции с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев, которые могут быть в любое время обращены в известные суммы денежных средств, и риск изменения стоимости которых не является значительным.

**Дивиденды.** Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала материнской компании на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в консолидированной финансовой отчетности, если они были рекомендованы до отчетной даты, а также рекомендованы или объявлены после отчетной даты, но до даты, когда финансовая отчетность утверждена к выпуску.

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Налог на добавленную стоимость.** Налог на добавленную стоимость (далее – НДС), относящийся к продажам, подлежит уплате в бюджет при наступлении наиболее раннего из следующих событий: (а) получение дебиторской задолженности от покупателей или (б) отгрузка товаров или оказание услуг покупателям. НДС, относящийся к покупкам, подлежит возмещению путем взаимозачета с НДС, относящемуся к продажам, при получении счета с указанием НДС. Налоговые органы разрешают погашение задолженности по уплате НДС как разницы между НДС, относящимся к продажам, и НДС, относящимся к покупкам. НДС, относящийся к продажам и покупкам, расчет по которым не был произведен на дату составления консолидированной финансовой отчетности (НДС, подлежащий вычету, и отложенный НДС, подлежащий уплате), отражается отдельно как актив и обязательство, за исключением НДС, относящегося к объектам строительства основных средств, который включается в состав прочих долгосрочных активов. В случае, если по отношению к дебиторской задолженности создавался резерв под обесценение, то убыток от обесценения отражался на общую сумму задолженности должника, включая НДС.

**Заемные средства.** Заемные средства полученные (предоставленные) первоначально отражаются в момент их получения (предоставления) по стоимости, которая соответствует справедливой стоимости полученных средств за вычетом понесенных операционных издержек при наличии таковых. Сумма заемных средств в иностранной валюте пересчитывается на конец каждого отчетного периода на основе обменного курса на отчетную дату. Займы, полученные или предоставленные Группой, впоследствии отражаются в учете по амортизированной стоимости. Займы, предоставленные Группой, отражаются за вычетом убытка от обесценения.

Проценты по кредитам и займам, полученным для финансирования строительства основных средств, капитализируются в составе стоимости объекта основных средств в течение периода, необходимого для завершения строительства и подготовки объекта для предполагаемого использования. Прочие расходы по кредитам и займам отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

**Кредиторская задолженность.** Задолженность поставщикам и подрядчикам начисляется по факту исполнения контрагентом своих договорных обязательств и учитывается по амортизированной стоимости с использованием эффективной процентной ставки.

**Резервы под возникновение обязательств.** Резервы создаются в тех случаях, когда у Группы имеются правовые или традиционные обязательства, относящиеся к событиям, произошедшим в прошлые периоды, когда вероятен отток средств или экономических выгод для погашения таких обязательств, и есть возможность достоверно оценить размер этих обязательств. Размер резервов переоценивается ежегодно, и их изменение с течением времени отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе операционных расходов.

**Обязательства по демонтажу оборудования.** Обязательство по ликвидации активов признается, когда у Группы есть правовое или традиционное обязательство по свертыванию производства, демонтажу основных средств и восстановлению участков добычи нефти и газа. Обязательство представляет собой дисконтированную стоимость оценочных расходов, необходимых для погашения обязательства, которая была определена с использованием ставки дисконтирования, скорректированной на риски, характерные для данного обязательства. Изменения размера обязательства с течением времени признаются как расходы по выплате процентов. Изменения суммы обязательства, которые переоцениваются на каждую отчетную дату в связи с изменением предполагаемых способов исполнения обязательства, предполагаемой суммы обязательства или ставок дисконтирования, трактуется как изменение бухгалтерской оценки в текущем отчетном периоде. Такие изменения отражаются как корректировка к остаточной стоимости основных средств и соответствующего обязательства.

**Операции в иностранной валюте.** Операции в иностранной валюте переводятся в функциональную валюту каждого общества Группы по курсу обмена, действующему на дату совершения операции. Отрицательные и положительные курсовые разницы, связанные с пересчетом иностранной валюты в функциональные валюты, отражаются в составе прибыли за год.

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Признание выручки.** Выручка от реализации нефти и газа, а также полимерной продукции и изоляционной ленты, признается на момент отгрузки товара покупателю и передачи права собственности. Если Группа берет на себя обязанность доставить товары до определенного места, выручка признается на момент передачи товаров покупателю в пункте назначения. Выручка отражается за вычетом НДС и таможенных пошлин.

Реализация услуг признается в том отчетном периоде, в котором данные услуги были оказаны, исходя из степени завершенности конкретной операции, оцениваемой пропорционально доли фактически предоставленных услуг в общем объеме услуг, которые должны быть предоставлены по договору.

Проценты к получению признаются в составе дохода пропорционально времени финансирования с использованием эффективной процентной ставки.

**Общехозяйственные и управленческие расходы.** Общехозяйственные и управленческие расходы представляют собой расходы на корпоративное управление и другие расходы, относящиеся к общему управлению и администрированию бизнеса в целом. Они включают в себя выплаты руководству и административному персоналу, некоторые юридические и консалтинговые услуги, страхование собственности, расходы на социально значимые цели и прочие расходы, возникающие в ходе управления Группой.

**Вознаграждения работникам.** Затраты, связанные с выплатой заработной платы, взносов в пенсионный фонд Российской Федерации и фонд социального страхования, предоставлением оплачиваемого ежегодного отпуска и отпуска по болезни, выплатой премий, отражаются в том отчетном периоде, когда услуги, связанные с данными видами вознаграждения, были оказаны сотрудниками Группы.

**Выплаты с использованием акций.** Группа производила начисление выплат с использованием акций в соответствии с МСФО (IFRS) 2 «Выплаты с использованием акций». Справедливая стоимость услуг работника, полученных в обмен на предоставление инструментов, дающих право на долю в уставном капитале, признается в составе расходов. Общая сумма отражаемого расхода в течение периода вступления прав в силу определяется на основании справедливой стоимости акций (долевых инструментов), переданных работнику, определенной на дату предоставления. Результаты выплат с учетом всех относящихся транзакционных издержек отражаются по кредиту уставного капитала материнской компании (по номинальной стоимости) и добавочного капитала по факту реализации опционов.

Для выплат работникам с использованием акций, осуществленных из средств акционеров, увеличение добавочного капитала производится на сумму выплат, произведенных за период.

**Прибыль на акцию.** Прибыль на акцию определяется путем деления суммы, отраженной по статье «Прибыль (убыток), относящиеся к акционерам ОАО «НОВАТЭК» консолидированного отчета о прибылях и убытках, на средневзвешенное количество акций в обращении в течение отчетного периода.

**Отчетность по сегментам.** Сегмент представляет собой определенный компонент Группы, задействованный либо в реализации продукции или услуг (сегмент основной деятельности), либо в реализации продукции или услуг в рамках определенной экономической среды (географический сегмент), которая характеризуется определенными рисками и преимуществами, отличными от других сегментов. Если большинство выручки сегмента поступает от продаж внешним покупателям, а также доходы, результаты деятельности и активы составляют десять процентов и более всех сегментов, такой сегмент отражается отдельно.

Первичным форматом отражения информации по сегментам является разделение по сегментам основной деятельности, а вторичным форматом является разделение по географическим сегментам. Риски и вознаграждения, связанные с деятельностью Группы, в большей степени определяются сущностью различных видов деятельности Группы, чем географическими территориями, на которых осуществляется деятельность. Данный приоритет отражен в организационной структуре Группы.

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа выделяет два сегмента основной деятельности: разведка и добыча и корпоративная и прочая деятельность. В настоящей консолидированной финансовой отчетности Группа выделяет три географических сегмента: Россия, Европа и США.

**Товарные производные финансовые инструменты.** Группа использовала товарные производные финансовые инструменты для того, чтобы снизить риск падения цены на нефть и газ. Группа не использовала товарные производные финансовые инструменты для торговых целей.

В течение 2006 года Группа заключила ряд своп-контрактов по позиции цены на товары на общий контрактный объем 900 тысяч баррелей. Данные контрактные объемы не изменились. Ни один из контрактов не был квалифицирован как хеджирование в соответствии с МСФО (IAS) 39. Группа исполнила все обязательства по данным контрактам, признав чистый убыток в размере 83 млн рублей. Убыток по своп-контрактам был отражен по статье «Прочие прибыли (убытки)» консолидированного отчета о прибылях и убытках. Группа не имела неисполненных обязательств по таким контрактам по состоянию на 31 декабря 2006 г.

**Валютные производные финансовые инструменты.** Валютные производные финансовые инструменты используются для управления рисками, связанными с колебаниями курсов валют, которым подвержены некоторые контрактные обязательства по продаже и приобретению, долговые инструменты и прочие операции, деноминированные в валютах, отличных от российского рубля, а также некоторые нерублевые активы и обязательства.

В течение 2006 года Группа заключила ряд краткосрочных форвардных валютных контрактов для управления риском колебания курсов валюты при погашении займов в долларах США. Ни один из этих контрактов не был квалифицирован как хеджирование в соответствии с МСФО (IAS) 39. Согласно этим контрактам, Группа приняла обязательство приобрести 50 млн долл. США в обмен на продажу российских рублей на общую сумму 1'402 млн рублей на дату расчета. По результатам исполнения обязательств по контрактам Группа признала убыток в сумме 52 млн рублей, отраженный по статье «Положительные (отрицательные) курсовые разницы» консолидированного отчета о прибылях и убытках. Группа не имела неисполненных обязательств по таким контрактам по состоянию на 31 декабря 2006 г.

### 4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

В мае 2006 года Группа приобрела контрольный пакет участия в ООО «НОВАСИБ» (далее – «НОВАСИБ»), которое владеет лицензией на геологическое изучение Радужного лицензионного участка, расположенного в ЯНАО, за 54 млн рублей, из которых 27 млн рублей подлежат уплате после получения лицензии на добычу. После приобретения «НОВАСИБ» стал 100%-ным дочерним обществом Группы. Член Совета директоров Группы также являлся генеральным директором продавца на момент приобретения.

В мае 2006 года Группа приобрела дополнительную 10%-ную долю участия в ООО «ЯРГЕО» (далее – «ЯРГЕО»), которое владеет лицензией на геологическое изучение Ярудейского лицензионного участка, расположенного в ЯНАО, за 33 млн рублей, из которых 11 млн рублей подлежат уплате после получения лицензии на добычу. После приобретения доля участия Группы в «ЯРГЕО» составила 51%. Член Совета директоров Группы также являлся генеральным директором продавца на момент приобретения.

Переоценка 41%-й доли участия в «ЯРГЕО», находившейся во владении Группы до приобретения, была отражена по статье «Доход от переоценки активов» консолидированного отчета об изменениях в капитале в размере 136 млн рублей.

**4 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Ниже представлена предварительная оценка руководством Группы справедливой стоимости активов, обязательств и условных обязательств приобретенных компаний. Руководство полагает, что цены приобретения «НОВАСИБа» и «ЯРГЕО» отражают рыночную стоимость участков недр с недоказанными запасами нефти и газа. Стоимость этих участков недр с недоказанными запасами нефти и газа включены в состав основных средств консолидированного баланса. В результате приобретения деловая репутация не была признана. Учетные стоимости до приобретения не могут быть определены, так как приобретенные общества не составляли финансовую отчетность в соответствии с МСФО до приобретения, и ее подготовка была нецелесообразна. Финансовая и операционная деятельность приобретенных компаний не является существенной для выручки и результатов деятельности Группы за 2006 год.

	<u>Справедливая стоимость на дату приобретения</u>
Текущие активы	22
Лицензии на разработку нефтегазовых месторождений	741
Прочие долгосрочные активы	70
Текущие обязательства	(269)
Долгосрочные обязательства	(179)

В течение 2006 года Группа увеличила участие в уставном капитале ОАО «Пурнефтегазгеология», дочернего общества Группы, на 14,6% до 95,2% путем приобретения у третьих лиц и через участие Группы в дополнительной эмиссии акций общества. Разница в сумме 81 млн рублей между общей покупной стоимостью в сумме 314 млн рублей и учетной стоимостью приобретенной доли меньшинства в сумме 233 млн рублей была отражена в составе нераспределенной прибыли.

В июне 2005 года Группа продала компании ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочернему обществу 66%-ную долю участия в компании «Геойлбент» за 5'108 млн рублей, отразив прибыль в размере 2'234 млн рублей за вычетом налога на прибыль в сумме 793 млн рублей. Сумма финансовых вложений Группы в компанию «Геойлбент» была включена в состав результатов деятельности сегмента Группы «Разведка и добыча».

В июне 2005 года Группа продала компании ОАО «НК Роснефть» 34%-ную долю в компании ОАО «Селькупнефтегаз», зависимом обществе Группы, за 573 млн рублей, отразив в результате этой операции прибыль в сумме 436 млн рублей за вычетом налога на прибыль в сумме 137 млн рублей.

В июне 2005 года Группа продала компании ООО «Газпромбанк-Инвест» 25,1%-ную долю в компании ОАО «Тамбейнефтегаз», зависимом обществе Группы, за 120 млн рублей, отразив прибыль в сумме 4 млн рублей за вычетом налога на прибыль в сумме 7 млн рублей. Сумма финансовых вложений Группы в компанию «Тамбейнефтегаз» была включена в состав результатов деятельности сегмента Группы «Разведка и добыча».

В мае 2005 года Группа реализовала свою долю в ЗАО «НОВА Банк» (далее – «НОВА Банк»), дочернем обществе Группы, акционеру Группы – ЗАО «ЛЕВИТ» за 156 млн рублей, признав прибыль в сумме 12 млн рублей за вычетом налога на прибыль в сумме 8 млн рублей.

## 5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Ниже в таблице представлено движение основных средств за вычетом накопленного износа, истощения и амортизации за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг.:

	Активы, задействованные в добыче нефти и газа	Объекты незавершенного строительства	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	53'708	8'728	1'159	63'595
Накопленная амортизация	(806)	-	(106)	(912)
<b>Остаточная стоимость на 1 января 2005 г.</b>	<b>52'902</b>	<b>8'728</b>	<b>1'053</b>	<b>62'683</b>
Поступление и приобретение	1'144	4'346	970	6'460
Ввод в эксплуатацию	7'491	(8'894)	1'403	-
Износ, истощение и амортизация	(3'255)	-	(155)	(3'410)
Выбытие, нетто	(36)	(6)	(85)	(127)
Обесценение	30	-	39	69
Первоначальная стоимость	62'341	4'174	3'482	69'997
Накопленная амортизация	(4'065)	-	(257)	(4'322)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2005 г.</b>	<b>58'276</b>	<b>4'174</b>	<b>3'225</b>	<b>65'675</b>
Приобретение компаний	741	-	-	741
Поступление и приобретение	469	4'227	7	4'703
Ввод в эксплуатацию	3'280	(3'711)	431	-
Износ, истощение и амортизация	(3'490)	-	(238)	(3'728)
Выбытие, нетто	(250)	(173)	(234)	(657)
Первоначальная стоимость	66'555	4'517	3'643	74'715
Накопленная амортизация	(7'529)	-	(452)	(7'981)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2006 г.</b>	<b>59'026</b>	<b>4'517</b>	<b>3'191</b>	<b>66'734</b>

По состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. активы, задействованные в добыче нефти и газа, включают стоимость доказанных запасов углеводородного сырья в сумме 28'168 млн и 29'125 млн рублей соответственно за вычетом накопленной амортизации в размере 3'225 млн и 1'527 млн рублей соответственно.

Износ зданий и сооружений административного назначения в сумме 57 млн и 38 млн рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно, отражена по статье «Общехозяйственные и управленческие расходы» консолидированного отчета о прибылях и убытках (см. Примечание 17).

**5 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Оценочные затраты по демонтажу оборудования, включая восстановление участков добычи нефти и газа, по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. составляли 424 млн и 398 млн рублей соответственно и были отражены в составе первоначальной стоимости объектов нефтегазодобычи. Группа оценивала подобные обязательства исходя из требований действующего законодательства по охране окружающей среды, используя расчетные показатели затрат в период ожидаемого их возникновения по 2051 год. Соответствующие обязательства отражены в составе прочих долгосрочных обязательств в консолидированном балансе. Государственные органы власти регулярно пересматривают нормы по охране окружающей среды в рамках их компетенции. Соответственно, фактические суммы обязательств Группы могут отличаться от сумм, отраженных в консолидированной финансовой отчетности.

Поступление и приобретение основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг., включает капитализированные проценты в размере 287 млн и 608 млн рублей соответственно. Ставки капитализации, используемые в течение 2006 и 2005 годов для расчета суммы капитализированных процентов, включенных в состав основных средств, составили 6,2% и 9,1% соответственно.

Ввод в эксплуатацию и приобретение нефтегазовых объектов основных средств в течение 2005 года включает в себя завершение строительства Пуровского завода стабилизации газового конденсата на сумму 4'862 млн рублей. Группа также завершила строительство завода по производству БОП-пленок (биаксиально-ориентированных полипропиленовых пленок) на сумму 1'047 млн рублей, отраженную в составе прочих объектов.

**6 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ**

	На 31 декабря:	
	2006	2005
Сырье и материалы по чистой цене реализации (за вычетом резервов на сумму 46 млн и 91 млн рублей на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно)	452	565
Сырье и материалы по себестоимости	560	416
Газ и жидкие углеводороды	814	178
Полимерная продукция и изоляционная лента (за вычетом резервов на сумму 33 млн рублей и ноль на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно)	231	243
Прочие товарно-материальные запасы	89	16
<b>Итого товарно-материальные запасы</b>	<b>2'146</b>	<b>1'418</b>

**7 ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПОКУПАТЕЛЕЙ И ЗАКАЗЧИКОВ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ**

	На 31 декабря:	
	2006	2005
Задолженность покупателей и заказчиков (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 16 млн и 59 млн рублей на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно)	1'843	2'282
НДС к возмещению	664	2'415
Проценты по займам выданным	26	29
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 59 млн и 62 млн рублей на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно)	344	123
<b>Итого задолженность покупателей и заказчиков и прочая дебиторская задолженность</b>	<b>2'877</b>	<b>4'849</b>

**8 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ**

	На 31 декабря:	
	2006	2005
Предоплаты и авансы поставщикам (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 11 млн и 18 млн рублей на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно)	1'143	1'101
Отложенные таможенные пошлины по экспорту стабильного газового конденсата	924	-
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	874	106
Предоплаты по налогам, кроме налога на прибыль	777	465
Отложенные расходы на транспортировку стабильного газового конденсата	306	-
Прочие текущие активы	163	295
<b>Итого предоплаты и прочие текущие активы</b>	<b>4'187</b>	<b>1'967</b>

**9 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ**

	На 31 декабря:	
	2006	2005
Денежные средства на расчетных счетах	1'522	1'138
Депозиты, деноминированные в рублях (средняя процентная ставка: 4% годовых в 2006 и 2005 годах)	3'757	536
Депозиты, деноминированные в долларах США (средняя процентная ставка: 5% годовых и 4% годовых в 2006 и 2005 годах соответственно)	389	1'282
<b>Итого денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>5'668</b>	<b>2'956</b>

Все депозиты имеют срок погашения до трех месяцев.

**10 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА**

	На 31 декабря:	
	2006	2005
Заемные средства, деноминированные в долларах США	2'153	6'116
Облигации, номинированные в рублях	-	1'000
Заемные средства, деноминированные в Евро	507	786
<b>Итого</b>	<b>2'660</b>	<b>7'902</b>
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(2'117)	(7'010)
<b>Итого долгосрочные заемные средства</b>	<b>543</b>	<b>892</b>



**10 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

По состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. долгосрочные заемные средства с разбивкой по займодавцам представлены ниже:

	На 31 декабря:	
	2006	2005
«БНП ПАРИБА Банк»	1'975	-
C.R.R. B.V.	-	5'757
Облигации, номинированные в рублях	-	1'000
Прочие заемные средства	685	1'145
Итого	2'660	7'902
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(2'117)	(7'010)
<b>Итого долгосрочные заемные средства</b>	<b>543</b>	<b>892</b>

**«БНП ПАРИБА Банк».** В мае 2006 года Группа заключила соглашение о предоставлении ей заемных средств «БНП ПАРИБА Банком» на сумму 100 млн долларов США. По состоянию на 31 декабря 2006 г. задолженность по кредиту составила 1'975 млн рублей (75 млн долларов США). Годовая процентная ставка по кредиту составляет ЛИБОР плюс 1% (6,3% на 31 декабря 2006 г.), кредит подлежит погашению ежемесячно равными долями до марта 2008 года.

**C.R.R. B.V.** По состоянию на 31 декабря 2005 г. заемные средства Группы, деноминированные в долларах США, включали кредит в размере 200 млн долларов США (5'757 млн рублей) от C.R.R. B.V., привязанный к размещению облигаций участия в кредите (credit-linked notes) со сроком погашения 18 месяцев и процентной ставкой в размере 7,75% годовых, с выплатой каждые полгода. В июне 2006 года займ был погашен полностью в соответствии с графиком погашения.

**Облигации, номинированные в рублях.** В декабре 2004 года Группа выпустила один миллион неконвертируемых рублевых облигаций, с номинальной стоимостью 1'000 рублей, с годовым процентом по купону в размере 9,4%, с выплатой каждые полгода. В ноябре 2006 года облигации были погашены полностью в соответствии с графиком погашения.

**Прочие заемные средства.** По состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. прочие заемные средства Группы включали заемные средства, деноминированные в долларах США, на общую сумму 178 млн рублей (6,8 млн долларов США) и 359 млн рублей (12 млн долларов США) соответственно. Средневзвешенная процентная ставка по займам составляла 10,3% и 9,6% годовых по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно. Срок погашения займов наступает в период с 2007 по 2009 гг. По состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. прочие заемные средства включали в себя также займы, деноминированные в Евро, на общую сумму 507 млн рублей (14,6 млн Евро) и 786 млн рублей (23 млн Евро) соответственно. Средневзвешенная процентная ставка по займам составляла 13,5 % и 12% годовых по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно. Срок погашения займов наступает в период с 2007 по 2009 гг.

Сумма долгосрочных заемных средств с разбивкой по срокам погашения представлена ниже:

В течение года, заканчивающегося 31 декабря:	Срок погашения по состоянию на 31 декабря:	
	2006	2005
2007	-	375
2008	501	360
2009	42	141
Далее	-	16
<b>Итого долгосрочные заемные средства</b>	<b>543</b>	<b>892</b>

**11 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ**

	На 31 декабря:	
	2006	2005
Заемные средства, деноминированные в долларах США	448	1'192
Плюс: текущая часть долгосрочных заемных средств	2'117	7'010
<b>Итого краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств</b>	<b>2'565</b>	<b>8'202</b>

**Заемные средства, деноминированные в долларах США.** В ноябре 2006 года Группа заключила соглашение о предоставлении ей заемных средств банком CALYON S.A. на сумму 50 млн долларов США. По состоянию на 31 декабря 2006 г. задолженность по кредиту составила 448 млн рублей (17 млн долларов США). Годовая процентная ставка по кредиту составляет ЛИБОР плюс 0,85% (6,2% на 31 декабря 2006 г.), кредит подлежит погашению в декабре 2007 года. По состоянию на 31 декабря 2005 г. средневзвешенная годовая процентная ставка по краткосрочным заемным средствам, деноминированным в долларах США, составила 7,8%.

В течение 2006 года Группа заключила контракты с банками Bayerische Hypo- und Vereinsbank AG, «Коммерческий и Инвестиционный Банк «КАЛИОН РУСБАНК» и UBS AG об открытии кредитной линии в размере до 50 млн, 50 млн и 100 млн долларов США соответственно, с фиксированной либо переменной процентной ставкой, зависящей от конкретных условий финансирования.

**12 УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ**

**Уставный капитал.** Размещенный и оплаченный уставный капитал состоял из 3'036'306'000 обыкновенных акций с номинальной стоимостью 0,1 рублей за акцию по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. Общее количество объявленных обыкновенных акций составило 10'593'682'000 штук по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг.

**Дробление акций.** В июне 2006 года Годовое общее собрание акционеров «НОВАТЭКа» одобрило решение об осуществлении дробления обыкновенных акций компании в пропорции 1:1000. В июле 2006 года Федеральная служба по финансовым рынкам России зарегистрировала Проспект эмиссии ценных бумаг, относящийся к дроблению обыкновенных акций. В результате дробления акций номинальная стоимость каждой обыкновенной акции составляет десять копеек за одну акцию. Пересчет Глобальных депозитарных расписок (далее – ГДР) был измен автоматически со ста ГДР, представляющих одну обыкновенную акцию, до одной ГДР, представляющей десять обыкновенных акций. Данное дробление было ретроспективно отражено в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

**Дивиденды.** Суммы объявленных и выплаченных дивидендов представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2006	2005
Дивиденды, подлежащие выплате на 1 января	33	-
Дивиденды, объявленные в течение года	3'258	1'922
Дивиденды, выплаченные в течение года	(3'290)	(1'889)
<b>Дивиденды, подлежащие выплате на 31 декабря</b>	<b>1</b>	<b>33</b>
Дивиденды на акцию, объявленные в течение года (в рублях)	1,07	0,63
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение года (в рублях)	10,7	6,3

Группа объявляет и выплачивает дивиденды в российских рублях.

**12 УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

**Выплаты с использованием акций.** В 2005 году акционеры Группы приняли решение о выплате вознаграждений финансовому директору Группы и заместителю председателя правления по добыче и производству. Вознаграждения представляют собой доли общества с ограниченной ответственностью, опосредованно владеющей акциями «НОВАТЭКа». Справедливая стоимость вознаграждений составляет 879 млн рублей. Эта стоимость отражается в составе расходов на вознаграждения в течение пяти лет равными долями, начиная со второго квартала 2005 года. Соответствующее увеличение отражается в составе добавочного капитала в консолидированном отчете об изменениях в капитале, так как расходы на вознаграждения представляют собой вклад акционеров Группы в предоставление указанных вознаграждений. Справедливая стоимость вознаграждений определена владельцами общества с ограниченной ответственностью исходя из стоимости ее чистых активов.

**Распределение чистой прибыли.** В соответствии с законодательством Российской Федерации «НОВАТЭК» распределяет прибыль при помощи выплаты дивидендов или переводит их в состав резервов (фондов) на основании результатов, отраженных в российской бухгалтерской отчетности. Российское законодательство устанавливает в качестве базы для распределения чистую прибыль. За 2006 и 2005 годы «НОВАТЭК» отразил в бухгалтерской отчетности, подготовленной в соответствии с требованиями российского законодательства, прибыль в размере 12'946 млн и 15'179 млн рублей соответственно, сальдо накопленной нераспределенной прибыли, включая прибыль отчетного периода, составило 30'830 млн и 21'142 млн рублей на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно.

**13 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА**

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2006	2005
Реализация природного газа	28'048	22'729
Реализация стабильного газового конденсата	13'768	6'349
Реализация сжиженного углеводородного газа	3'270	1'472
Реализация нефти	1'928	3'899
Реализация нефтепродуктов	474	2'797
<b>Итого выручка от реализации нефти и газа</b>	<b>47'488</b>	<b>37'246</b>

**14 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ**

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2006	2005
Транспортировка природного газа покупателям	6'934	5'052
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	2'194	943
Транспортировка стабильного газового конденсата танкерами	1'484	-
Транспортировка нефти покупателям	93	133
Транспортировка нестабильного газового конденсата от месторождений до перерабатывающих заводов по трубопроводам третьих сторон	78	163
Расходы на страхование	8	290
Прочие	12	24
<b>Итого транспортные расходы</b>	<b>10'803</b>	<b>6'605</b>

**15 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ**

Кроме налога на прибыль Группа выплачивает налоги, представленные ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2006	2005
Налог на добычу полезных ископаемых	5'556	4'367
Налог на имущество	483	327
Акциз	80	102
Прочие налоги	104	125
<b>Итого</b>	<b>6'223</b>	<b>4'921</b>
Минус: сторнирование резерва по дополнительным налогам	-	(427)
<b>Итого налоги, кроме налога на прибыль</b>	<b>6'223</b>	<b>4'494</b>

В 2005 году ставка налога на добычу природного газа была установлена в размере 135 рублей за тыс. куб. метров. Начиная с 1 января 2006 г., ставка налога на добычу природного газа увеличилась до 147 рублей за тыс. куб. метров.

Ставка налога на добычу газового конденсата установлена на уровне 17,5% от выручки, полученной Группой от реализации газового конденсата.

В соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации ставка налога на добычу нефти рассчитывается на основе среднерыночной цены на нефтяную смесь марки «Юралс» (Urals) и среднего обменного курса рубля. Начиная с 1 января 2005 г. базовая ставка составляет 419 рублей за метрическую тонну добытой сырой нефти.

**Сторнирование резерва по дополнительным налогам.** В 2004 году российские налоговые органы приняли решение об определении порядка начисления налога на добычу полезных ископаемых для газового конденсата, который отличался от порядка начисления налога, используемого Группой. В результате этого в период по 31 марта 2005 г. Группа создала резервы по налогам сверх сумм, отраженных в представленных налоговых декларациях. В июле 2005 года был принят уточненный порядок начисления налога на добычу полезных ископаемых. В результате этого Группа сторнировала дополнительно начисленные на 1 апреля 2005 г. налоги в сумме 427 млн рублей.

**16 МАТЕРИАЛЫ, УСЛУГИ И ПРОЧЕЕ**

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2006	2005
Оплата труда сотрудников	1'351	1'161
Сырье и материалы	1'219	1'212
Услуги по ремонту и эксплуатации	333	268
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	254	148
Расходы на услуги по переработке	226	507
Расходы на электроэнергию и топливо	192	135
Прочие	318	306
<b>Итого материалы, услуги и прочее</b>	<b>3'893</b>	<b>3'737</b>

**17 ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РАСХОДЫ**

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2006	2005
Оплата труда сотрудников	1'476	1'004
Содержание инфраструктуры социального назначения и расходы на благотворительность	491	280
Аудиторские, юридические и консультационные услуги	256	233
Расходы на страхование	225	367
Расходы на командировки сотрудников	166	147
Расходы по аренде	123	59
Амортизация административных зданий	57	38
Прочие	371	289
<b>Итого общехозяйственные и управленческие расходы</b>	<b>3'165</b>	<b>2'417</b>

**18 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ**

*Сверка налога на прибыль.* Ниже приводится сверка между фактическим расходом по налогу на прибыль, рассчитанным при помощи применения законодательно установленной ставки налога к сумме прибыли до налога на прибыль и доли в прибыли зависимых обществ и теоретическим налогом на прибыль.

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2006	2005
Прибыль до налога на прибыль и доли в прибыли зависимых обществ	19'122	18'597
Теоретический расход по налогу на прибыль по ставке 24%	4'589	4'463
Увеличение (уменьшение) в результате:		
Затраты, не принимаемые для уменьшения налогооблагаемой базы	403	439
Налогообложение иностранных дочерних обществ по более низкой ставке налога на прибыль	(65)	-
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	-	(76)
Прочие постоянные разницы	188	252
<b>Расходы по налогу на прибыль</b>	<b>5'115</b>	<b>5'078</b>

*Эффективная ставка налога на прибыль.* Официально установленная ставка налога на прибыль в 2006 и 2005 гг. составляла 24%. За годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг., эффективная ставка налога на прибыль составила 26,7% и 27,3% соответственно.

*Отложенный налог на прибыль.* Различия между МСФО и российским налоговым законодательством приводят к определенным временным расхождениям между активами и обязательствами, отраженными в финансовой отчетности, с одной стороны, и составляющими базу определения налога на прибыль, с другой стороны.

**18 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

В консолидированном балансе информация по отложенному налогу на прибыль представлена следующим образом:

	На 31 декабря:	
	2006	2005
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль. (Прочие долгосрочные обязательства)	321	21
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(8'412)	(8'396)
<b>Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(8'091)</b>	<b>(8'375)</b>

Активы по отложенному налогу на прибыль, которые планировались к возмещению в течение 12 месяцев после 31 декабря 2006 и 2005 гг., составляли 387 млн и 275 млн рублей соответственно. Обязательства по отложенному налогу на прибыль, которые планировались к возмещению в течение 12 месяцев с 31 декабря 2006 и 2005 гг., составляли 376 млн и 45 млн рублей соответственно.

Изменение сумм активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль в течение 2006 и 2005 годов представлено в таблице ниже:

	На 31 декабря 2006 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Приобре- тения	На 31 декабря 2005 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	На 31 декабря 2004 г.
<b>Обязательства</b>						
Основные средства	(8'946)	496	(180)	(9'262)	(187)	(9'075)
Финансовые вложения в зависимые общества	-	-	-	-	347	(347)
Товарно-материальные запасы	(82)	(58)	-	(24)	(18)	(6)
Задолженность поставщикам и подрядчикам и начисленные обязательства	(303)	(293)	-	(10)	168	(178)
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(9'331)	145	(180)	(9'296)	310	(9'606)

	На 31 декабря 2006 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Приобре- тения	На 31 декабря 2005 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	На 31 декабря 2004 г.
<b>Активы</b>						
Товарно-материальные запасы	391	205	33	153	46	107
Задолженность покупателей и заказчиков и прочая дебиторская задолженность	23	(13)	-	36	(132)	168
Задолженность поставщикам и подрядчикам и начисленные обязательства	516	(84)	-	600	218	382
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	238	143	19	76	76	-
Прочие	72	16	-	56	19	37
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	1'240	267	52	921	227	694
<b>Чистые активы (обязательства) по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(8'091)</b>	<b>412</b>	<b>(128)</b>	<b>(8'375)</b>	<b>537</b>	<b>(8'912)</b>

## 18 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

По состоянию на 31 декабря 2006 г. Группа отразила активы по отложенному налогу на прибыль в размере 238 млн рублей (на 31 декабря 2005 г.: 76 млн рублей) в виде налоговых убытков, перенесенных на будущее, в размере 992 млн рублей (на 31 декабря 2005 г.: 317 млн рублей). Налогооблагаемая прибыль может быть уменьшена на размер налоговых убытков, перенесенных на будущее, в течение 10 лет с момента начисления по причине наличия некоторых ограничений. При определении будущей налогооблагаемой прибыли руководство делает оценки и допущения, основанные на прибыли, определенной для целей налогообложения за последние три года, и ожидаемого в будущем дохода, который при существующих обстоятельствах является обоснованным.

По состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. Группа не отражала в консолидированной финансовой отчетности, подготовленной в соответствии с МСФО, отложенные налоговые обязательства по налогооблагаемым временным разницам, связанным с инвестициями в дочерние общества, в сумме 7'577 млн и 7'084 млн рублей соответственно, так как Группа контролирует распределение во времени восстановления указанных временных разниц и не планирует восстанавливать эти разницы в обозримом будущем.

## 19 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

**Курсовые разницы.** Общая стратегия Группы заключается в стремлении снизить риск курсовых разниц, связанный с использованием валют, отличных от российского рубля и доллара США. Денежные средства, задолженность покупателей и заказчиков и прочая дебиторская задолженность, кредиторская задолженность, краткосрочные и долгосрочные заемные средства, деноминированные в долларах США и Евро, по состоянию на 31 декабря 2006 г. составляли 748 млн, 950 млн, 120 млн, 448 млн и 2'660 млн рублей соответственно и 1'289 млн рублей, 1'545 млн рублей, 32 млн рублей, 1'192 млн рублей и 6'902 млн рублей на 31 декабря 2005 г. соответственно в пересчете на рубли по официальным обменным курсам, установленным Центральным Банком Российской Федерации для доллара США и Евро.

**Риск влияния изменений процентных ставок на денежные потоки и справедливую стоимость.** Потоки денежных средств Группы подвержены риску изменения процентных ставок в зависимости от колебаний рыночной стоимости взятых под процент долгосрочных заемных средств, большинство из которых имеют переменную ставку процента. Группа не имеет значительных активов, приносящих процентный доход и не использует какие-либо инструменты хеджирования в целях управления риском изменения процентных ставок.

**Кредитные риски.** Денежные средства и их эквиваленты размещаются только в банках, которые, по мнению Группы, имеют минимальный риск банкротства в течение всего периода размещения депозита. Группа не требует предоставления обеспечения или других видов гарантий в отношении дебиторской задолженности покупателей. Несмотря на то, что на получение дебиторской задолженности могут оказать влияние экономические факторы, существенные для деятельности покупателей, руководство считает, что риск возникновения у Группы убытков свыше сумм резервов, созданных в консолидированной финансовой отчетности, является несущественным.

**Справедливая стоимость.** Справедливая стоимость финансовых инструментов определяется на основе различной рыночной информации и при помощи других подходящих методов оценки. По состоянию на 31 декабря 2006 г. справедливая стоимость финансовых инструментов, которыми владеет Группа, не отличается значительно от учетной стоимости.

## 20 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

**Условия ведения деятельности.** В Российской Федерации по-прежнему проявляются некоторые характерные особенности, присущие странам, где рыночная экономика находится на стадии становления. К таким характерным особенностям относятся, в числе прочих, отсутствие на практике свободной конвертации национальной валюты в большинстве стран за пределами Российской Федерации и относительно высокий уровень инфляции. Налоговое и таможенное законодательство Российской Федерации подвержено интерпретациям и изменениям, которые могут происходить довольно часто.

**20 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Хотя экономическая ситуация в Российской Федерации значительно улучшилась, направление экономического развития Российской Федерации во многом зависит от эффективности мер, предпринимаемых Правительством в сфере экономики, финансов и монетарной политики, а также совершенствования системы налогообложения, законодательно-правовой базы и развития политических процессов.

**Договорные обязательства.** По состоянию на 31 декабря 2006 г. Группа приняла на себя обязательства произвести капитальные затраты на общую сумму около 5'200 млн рублей (на 31 декабря 2005 г.: 1'010 млн рублей) для продолжения второй очереди строительства Пуровского завода стабилизации газового конденсата и второй очереди разработки Юрхаровского месторождения до конца 2009 года.

**Налогообложение.** Российское налоговое, валютное и таможенное законодательство подвержено интерпретациям и изменениям, которые могут происходить довольно часто. Интерпретация руководством Группы законодательства применительно к операциям и деятельности Группы может быть оспорена соответствующими региональными и федеральными органами. Недавние события, произошедшие в Российской Федерации, указывают на то, что налоговые органы могут занять более жесткую позицию при интерпретации законодательства и проверке налоговых расчетов. Как следствие, могут быть начислены значительные дополнительные налоги, пени и штрафы. Налоговые проверки могут охватывать три календарных года деятельности, непосредственно предшествовавшие году проверки. При определенных условиях проверке могут быть подвергнуты и более ранние периоды.

По состоянию на 31 декабря 2006 г. руководство считает, что соответствующие законодательные акты трактуются надлежащим образом, и позиции Группы по налогообложению, валютному регулированию и таможенному оформлению являются обоснованными. В тех случаях, когда по мнению руководства существует вероятность того, что его позиция не будет поддержана, соответствующая сумма была начислена в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

**Соблюдение условий лицензионных соглашений.** Уполномоченные государственные органы периодически проверяют деятельность Группы на предмет соблюдения условий лицензионных соглашений на право пользования недрами. Руководство Группы взаимодействует с уполномоченными органами с целью согласования действий, необходимых для устранения любых выявленных в ходе проверок недостатков. Невыполнение условий лицензионных соглашений может привести к начислению штрафов и наложению санкций, включая приостановку действия или отзыв лицензии. Руководство Группы считает, что любые вопросы, связанные с неполным выполнением требований лицензионных соглашений, являются решаемыми посредством переговоров или внесением необходимых корректировочных действий без каких-либо существенных неблагоприятных последствий для финансового положения, результатов деятельности и движения денежных средств Группы.

Нефтегазовые месторождения и лицензионные участки Группы находятся на территории Ямало-Ненецкого Автономного Округа. Лицензии на них выдаются Федеральным агентством по недропользованию Министерства природных ресурсов, при этом Группа уплачивает налог на добычу полезных ископаемых при добыче нефти и газа на этих месторождениях и осуществляет регулярные платежи за пользование недрами. Ниже перечислены основные имеющиеся у Группы лицензии и сроки их действия:

Месторождение	Владелец лицензии	Действительна до
Юрхаровское	ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»	2034
Ханчейское	ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»	2019
Восточно-Таркосалинское	ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»	2018
Стерховое (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «ПурНоваГаз» (100% дочернее общество ОАО «Пурнефтегазгеология»)	2026
Термокарстовое	ООО «Тернефтегаз»	2021



## 20 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Руководство полагает, что по действующему законодательству Группа имеет право продлить сроки действия лицензий после истечения первоначально установленных сроков, и намерено воспользоваться этим правом. В феврале 2005 года руководство Группы успешно продлило срок действия лицензии на Юрхаровское месторождение с 2020 до 2034 гг. Группа также планирует подать заявку в Федеральное агентство по недропользованию на продление сроков действия лицензий на Восточно-Таркосалинское и Ханчейское месторождения в течение 2007 года.

**Обязательства по охране окружающей среды.** Группа и ее предшественники осуществляют деятельность в нефтегазовом секторе Российской Федерации в течение многих лет. Применение законодательства по охране окружающей среды в Российской Федерации продолжает развиваться, а обязанности уполномоченных государственных органов по надзору за его соблюдением постоянно пересматриваются. Группа периодически проводит оценку своих обязательств по охране окружающей среды, и по мере установления, если не предвидится получение будущих выгод, такие обязательства незамедлительно учитываются в составе расходов. Потенциальные обязательства по охране окружающей среды, которые могут возникнуть в связи с ужесточением контроля за выполнением текущего законодательства, судебными исками или изменениями в законодательстве, не могут быть оценены. По мнению руководства, при существующей системе контроля и при текущем законодательстве не существует вероятных обязательств, которые могут иметь существенное негативное влияние на финансовое положение, результаты деятельности и движения денежных средств Группы.

**Условные обязательства правового характера.** В течение отчетного периода Группа выступала в ряде судебных процессов (как истцом, так и ответчиком), возникающих в ходе обычной хозяйственной деятельности. По мнению руководства, в настоящее время не существует неурегулированных претензий или исков, которые могли бы оказать существенное влияние на результаты деятельности или финансовое положение Группы, и которые не были бы соответствующим образом отражены в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

## 21 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Все компании, занимающиеся добычей и оптовой торговлей природного газа, действующие на территории России обязаны транспортировать газ через Единую систему газоснабжения (ЕСГ), принадлежащую и управляемую государственной монополией ОАО «Газпром» (далее – «Газпром»). В качестве независимого производителя природного газа Группа использует ЕСГ для транспортировки природного газа конечным потребителям по тарифам, установленным государством. Ниже представлены только операции с ОАО «Газпром», акционером «НОВАТЭКа» с октября 2006 года.

В течение 2005 года Группа осуществляла значительный объем операций с компаниями, аффилированными к ее акционерам, по продаже нефти, стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа, а также по продаже долей участия в обществах. При осуществлении указанных операций с компаниями, не являющимися связанными сторонами, результаты финансово-хозяйственной деятельности Группы, ее финансовое положение и движение денежных средств могут отличаться от существующих. В течение 2006 года такие операции по продаже не осуществлялись. Однако, некоторые прочие операции со связанными сторонами продолжались до сентября 2006 года и основывались на рыночных ценах. Связанные стороны могут заключать между собой сделки, которые не заключали бы между собой несвязанные стороны, а условия, сроки и суммы сделок между связанными сторонами могут отличаться от условий аналогичных сделок между несвязанными сторонами.

Для целей настоящей консолидированной финансовой отчетности стороны в общем случае считаются связанными, если у одной стороны есть возможность контролировать другую сторону, стороны находятся под общим контролем или одна сторона может оказывать существенное влияние на другую сторону в принятии финансовых и операционных решений. В отношении каждого возможного взаимодействия со связанными сторонами, внимание уделяется характеру взаимоотношений, а не только юридической форме.

## 21 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Связанные стороны – компании под значительным влиянием акционеров Группы	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря:	
	2006	2005
<b>Сальдо по расчетам</b>		
Предоплаты и авансы поставщикам (на строительство)	-	95
Прочие долгосрочные активы	-	57
Долгосрочные займы выданные	-	102
Предоплаты и авансы поставщикам	-	15
Задолженность покупателей и заказчиков и прочая дебиторская задолженность	-	1'628
Проценты по займам выданным	-	29
Краткосрочные займы выданные	-	165
Денежные средства и их эквиваленты	-	179
Кредиторская задолженность	-	49
<b>Операции</b>		
Выручка от реализации нефти, стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа	-	7'727
Покупка нефти	-	562
Продажа товарно-материальных запасов и нефтепродуктов	54	40
Приобретение строительных услуг	656	791
Материалы, услуги и прочее	176	163
Расходы по выплате процентов	-	64
Доходы в виде процентов	17	467

ОАО «Газпром»	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2006 г.	
<b>Сальдо по расчетам</b>		
Кредиторская задолженность		163
<b>Операции</b>		
Покупка природного газа		237
Транспортировка природного газа покупателям		1'932

**Вознаграждение основному руководству.** В течение 2006 и 2005 годов Группа осуществила выплаты членам Правления и Совета директоров, некоторые из которых имеют прямую или косвенную заинтересованность в Группе, в сумме 364 млн и 153 млн рублей денежными средствами в виде компенсаций членам Правления и выплат членам Совета директоров соответственно, не учитывая выплаченных дивидендов. Кроме этого, в течение 2006 и 2005 годов 176 млн и 108 млн рублей соответственно были отражены как часть программы выплаты с использованием акций и включены в состав общехозяйственных и управленческих расходов.

## 22 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

Первичным форматом отражения информации по сегментам является разделение по сегментам основной деятельности, а вторичным форматом является разделение по географическим сегментам.

**Сегменты основной деятельности.** Группа оценивает результаты деятельности и принимает инвестиционные и стратегические решения на основе анализа прибыльности Группы в целом. Тем не менее, руководство считает, что деятельность Группы состоит из следующих сегментов:

- Разведка и добыча – приобретение участков недр, разведка, добыча, переработка, маркетинг и транспортировка природного газа, газового конденсата, нефти и продуктов их переработки;
- Корпоративная и прочая деятельность – прочая деятельность, включая услуги управляющей компании, определенные общехозяйственные и управленческие расходы, производство и продажа полимерной продукции и изоляционной ленты и банковские услуги (до мая 2005 года, см. Примечание 4);

Информация по сегментам по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. представлена ниже:

На 31 декабря 2006 г.	Разведка и добыча	Корпоративная и прочая деятельность	Итого
Активы по сегментам	73'608	3'545	77'153
Нераспределенные активы			7'173
<b>Итого по активам</b>	<b>73'608</b>	<b>3'545</b>	<b>84'326</b>
Обязательства по сегментам	(3'968)	(106)	(4'074)
Нераспределенные обязательства			(11'576)
<b>Итого по обязательствам</b>	<b>(3'968)</b>	<b>(106)</b>	<b>(15'650)</b>
<b>На 31 декабря 2005 г.</b>	<b>Разведка и добыча</b>	<b>Корпоративная и прочая деятельность</b>	<b>Итого</b>
Активы по сегментам	71'410	3'341	74'751
Нераспределенные активы			4'011
<b>Итого по активам</b>	<b>71'410</b>	<b>3'341</b>	<b>78'762</b>
Обязательства по сегментам	(3'470)	(142)	(3'612)
Нераспределенные обязательства			(17'601)
<b>Итого по обязательствам</b>	<b>(3'470)</b>	<b>(142)</b>	<b>(21'213)</b>

**22 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Информация по сегментам за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг., представлена ниже:

За год, закончившийся 31 декабря 2006 г.	Разведка и добыча	Корпоративная и прочая деятельность	Итого
<b>Доходы сегмента</b>			
Внешняя реализация и прочие доходы	47'413	1'251	48'664
Межсегментная реализация	10	18	28
<b>Итого выручка от реализации и прочие доходы</b>	<b>47'423</b>	<b>1'269</b>	<b>48'692</b>
<b>Расходы сегмента</b>			
Внешние расходы	(25'854)	(3'668)	(29'522)
Межсегментные расходы	(18)	(10)	(28)
<b>Итого расходы сегмента</b>	<b>(25'872)</b>	<b>(3'678)</b>	<b>(29'550)</b>
<b>Результаты по сегменту</b>	<b>21'551</b>	<b>(2'409)</b>	<b>19'142</b>
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений			11
<b>Операционная прибыль</b>			<b>19'153</b>
Приобретение компаний	741	-	741
Капитальные затраты за период	4'347	356	4'703
Износ, истощение и амортизация	(3'565)	(163)	(3'728)
Расходы по обесценению активов	(32)	(68)	(100)
<b>За год, закончившийся 31 декабря 2005 г.</b>			
<b>Доходы сегмента</b>			
Внешняя реализация и прочие доходы	37'442	1'114	38'556
Межсегментная реализация	8	3	11
<b>Итого реализация и прочие доходы</b>	<b>37'450</b>	<b>1'117</b>	<b>38'567</b>
<b>Расходы сегмента</b>			
Внешние расходы	(20'244)	(2'617)	(22'861)
Межсегментные расходы	(3)	(8)	(11)
<b>Итого расходы сегмента</b>	<b>(20'247)</b>	<b>(2'625)</b>	<b>(22'872)</b>
<b>Результаты по сегменту</b>	<b>17'203</b>	<b>(1'508)</b>	<b>15'695</b>
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений			3'631
<b>Операционная прибыль</b>			<b>19'326</b>
Доля в прибыли зависимых обществ	143	-	143
Капитальные затраты за период	4'990	1'470	6'460
Износ, истощение и амортизация	(3'358)	(52)	(3'410)
Расходы по обесценению активов	(52)	(35)	(87)

**22 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Нераспределенные активы включают денежные средства и их эквиваленты, займы выданные и активы по отложенному налогу на прибыль. Нераспределенные обязательства включают такие статьи, как кредиторская задолженность по налогу на прибыль, заемные средства и обязательства по отложенному налогу.

Капитальные затраты включают приобретение основных средств. Начисления по резервам включают резервы по обесценению в отношении дебиторской задолженности, займов выданных и товарно-материальных запасов.

Межсегментные доходы в основном включают:

- Разведка и добыча – реализация газа и нефтепродуктов другим сегментам по рыночным ценам;
- Корпоративная и прочая деятельность – доходы от сдачи имущества в аренду, доходы от оказания транспортных услуг и реализация полимерной продукции другим сегментам по рыночным ценам.

**Географические сегменты.** Оба сегмента основной деятельности Группы действуют на трех основных географических территориях. В стране своего местонахождения, в Российской Федерации, Группа в основном занимается разведкой, разработкой, добычей и продажей природного газа, нефти, газового конденсата и продуктов их переработки и полимерной продукции и изоляционной ленты. Деятельность вне Российской Федерации осуществляется в США (реализация стабильного газового конденсата), в Европе (реализация стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и нефти) и на других территориях (реализация сжиженного углеводородного газа и полимерной продукции и изоляционной ленты). Информация по основным географическим сегментам Группы представлена ниже.

По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2006 г.	Россия	Европа	США	Прочие	Итого
Итого активы сегмента	75'260	1'893	-	-	77'153
Внешняя реализация и прочие доходы	33'231	9'410	5'481	542	48'664
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений					11
Итого выручка от реализации и прочие доходы в соответствии с консолидированным отчетом о прибылях и убытках					48'675
Капитальные затраты	4'699	4	-	-	4'703
По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2005 г.	Россия	Европа	США	Прочие	Итого
Итого активы сегмента	74'751	-	-	-	74'751
Внешняя реализация и прочие доходы	30'794	7'732	-	30	38'556
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений					3'631
Итого выручка от реализации и прочие доходы в соответствии с консолидированным отчетом о прибылях и убытках					42'187
Капитальные затраты	6'460	-	-	-	6'460

Распределение выручки от реализации осуществляется в соответствии с географическим местонахождением покупателя. Распределение активов географического сегмента основывается на местонахождении активов Группы. Распределение капитальных затрат основано на местонахождении активов Группы.

**23 РАЗВЕДКА И ОЦЕНКА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ**

Ниже представлены суммы, относящиеся к геологоразведочным работам и оценке полезных ископаемых.

	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря:	
	2006	2005
Активы	654	205
Обязательства	(23)	(13)
Расходы	(459)	(348)
Денежные средства, использованные в операционной деятельности	(335)	(363)
Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(567)	(88)

Активы включают стоимость незавершенного бурения и оборудования геологоразведочных скважин, находящихся на территориях с недоказанными запасами, а также аванс за участие в аукционе за право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья на Западно-Уренгойском лицензионном участке (см. Примечание 24).

Обязательства включают неоплаченные обязательства по контрактам на бурение и оборудование разведочных скважин. Денежные средства, использованные в операционной и инвестиционной деятельности включают денежные средства, уплаченные за геологическое и геофизическое изучение, и денежные средства, уплаченные за бурение и оборудование разведочных скважин и за приобретение права на пользование недрами, соответственно.

**24 СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ**

В ноябре 2006 года «НОВАТЭК» получил возможность приобретения лицензии на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья на Западно-Уренгойском лицензионном участке, расположенном в ЯНАО, в результате аукциона, проведенного Территориальным Агентством по недропользованию. Аванс в сумме 300 млн рублей, внесенный за участие в аукционе, был включен в состав прочих долгосрочных активов консолидированного баланса по состоянию на 31 декабря 2006 г. Оставшаяся часть стоимости приобретения лицензии, составлявшая 1'410 млн рублей была выплачена в марте 2007 года. Лицензия была выдана в феврале 2007 года, срок ее действия заканчивается в декабре 2031 года.

В феврале 2007 года «НОВАТЭК» объявил о начале программы предоставления социальной помощи работникам после выхода на пенсию. В соответствии с данной программой работникам, которые работали в Группе более трех лет, после выхода на пенсию полагаются пожизненные ежемесячные выплаты, которые прекращаются в случае трудоустройства. Сумма выплат зависит от средней заработной платы, стажа работы в Группе и местонахождения рабочего места сотрудника. Программа вступает в действие с 1 января 2007 г. и распространяется на работников, которые выходят на пенсию после этой даты. В настоящее время Группа производит оценку влияния программы на консолидированную финансовую отчетность.

## 25 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

Некоторые опубликованные новые стандарты и интерпретации, обязательные для применения Группой в отчетные периоды начиная с 1 января 2007 г. или позже, не были досрочно применены Группой.

**МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» и дополнение к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности – раскрытие информации о капитале»** (действителен с 1 января 2007 г.). Данный стандарт устанавливает новые требования к раскрытию информации с целью улучшения информации о финансовых инструментах. Объем раскрытия информации в финансовой отчетности существенно увеличится, при этом особое внимание уделяется количественным аспектам подверженности рискам и методам управления риском. Стандарт содержит требования о количественном раскрытии информации относительно степени подверженности общества рискам на основе внутренней информации, предоставленной основному руководству Группы. Количественное и качественное раскрытие будет освещать подверженность Группы кредитному риску, риску ликвидности и рыночному риску, включая анализ чувствительности Группы к рыночному риску. МСФО (IFRS) 7 заменяет МСФО (IAS) 30 «Раскрытие информации в финансовой отчетности банков и аналогичных финансовых институтов» и некоторые требования МСФО (IAS) 32 «Финансовые инструменты: раскрытие и представление информации». Дополнение к МСФО (IAS) 1 представляет раскрытие относительно капитала Группы и ее подхода к управлению капиталом. В настоящее время Группа производит оценку влияния нового МСФО (IFRS) 7 и дополнения к МСФО (IAS) 1 на раскрытие информации в консолидированной финансовой отчетности.

**МСФО (IFRS) 8 «Сегменты деятельности»** (действителен для годовой финансовой отчетности за периоды начиная с 1 января 2009 г. или позже). Стандарт применяется по отношению к обществам, чьи заемные средства или инструменты участия в капитале торгуются на открытом рынке, или которые предоставляют или собираются предоставлять свою финансовую отчетность в регулирующие органы с целью выпуска любого вида финансовых инструментов на открытом рынке. МСФО (IFRS) 8 требует от общества отражать финансовую и описательную информацию о сегментах деятельности и устанавливает требования, как Группа должна отражать информацию такого рода. В настоящее время Группа производит оценку влияния нового МСФО (IFRS) 8 на раскрытие информации в консолидированной финансовой отчетности.

**Прочие новые стандарты и интерпретации.** Следующие новые стандарты и интерпретации не были досрочно применены Группой:

- Интерпретация (IFRIC) 7 «Применение подхода к пересчету финансовой отчетности по МСФО (IAS) 29» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды начиная с 1 марта 2006 г. или позже, то есть с 1 января 2007 г.);
- Интерпретация (IFRIC) 8 «Сфера применения МСФО (IFRS) 2» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды начиная с 1 мая 2006 г. или позже то есть с 1 января 2007 г.);
- Интерпретация (IFRIC) 9 «Переоценка встроенных производных финансовых инструментов» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды начиная с 1 июня 2006 г. или позже);
- Интерпретация (IFRIC) 10 «Промежуточная финансовая отчетность и отражение расходов по обесценению» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды начиная с 1 ноября 2006 г. или позже);
- Интерпретация (IFRIC) 11 «МСФО (IFRS) 2: Расчеты с использованием собственных акций и других долей участия в капитале компаний группы» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды начиная с 1 марта 2007 г. или позже);
- Интерпретация (IFRIC) 12 «Концессионные соглашения» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды начиная с 1 января 2008 г. или позже).

## 25 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Некоторые новые или дополненные стандарты, обязательные для применения Группой в отчетные периоды начиная с 1 января 2006 г. или позже, представлены ниже.

**МСФО (IFRS) 6 «Разведка и оценка запасов полезных ископаемых».** МСФО (IFRS) 6 позволяет продолжать применение существующей учетной политики в отношении активов, используемых для разведывательной деятельности и оценки минеральных ресурсов, до принятия стандарта в зависимости от результатов оценки снижения стоимости. Принятие стандарта не потребовало изменений в учетной политике Группы.

**МСФО (IAS) 21 (Дополнение) «Чистые инвестиции в зарубежные операции».** Дополнение к МСФО (IAS) 21 разъясняет учет курсовых разниц по внутригрупповым займам, которые формируют часть чистых инвестиций в зарубежную деятельность.

**МСФО (IAS) 19 (Дополнение) «Выплаты работникам».** Дополнение к МСФО 19 представляет дополнительную возможность отражения актуарных прибылей и убытков, относящихся к компенсациям работникам после периода занятости.

**МСФО (IAS) 39 (Дополнение) «Опция справедливой стоимости»; МСФО (IAS) 39 (Дополнение) «Учет хеджирования денежных потоков по прогнозируемым внутригрупповым операциям»; МСФО (IAS) 39 (Дополнение) «Договоры финансового поручительства»** (далее - «Дополнения к МСФО 39»). В Дополнениях к МСФО 39 разъясняется использование справедливой стоимости посредством категорий доходов и расходов от финансовых инструментов, а также разъясняются вопросы, связанные с учетом финансовых гарантий как по страховым контрактам, так и по финансовым инструментам.

Некоторые новые или дополненные интерпретации, обязательные для применения Группой в отчетные периоды начиная с 1 января 2006 г. или позже, представлены ниже:

- Интерпретация (IFRIC) 4 «Оценка сделки на наличие условий аренды». Данная интерпретация дает разъяснение, как определять, есть ли в соглашении условия аренды в соответствии с МСФО (IAS) 17 «Аренда», когда должна быть произведена оценка или переоценка соглашения, а также как должны арендные платежи отделяться от любых других элементов соглашения;
- Интерпретация (IFRIC) 5 «Права на долю участия в фондах утилизации активов, рекультивации и восстановления окружающей среды». Данная интерпретация дает разъяснение относительно учета интересов в фондах утилизации;
- Интерпретация (IFRIC) 6 «Обязательства, возникающие в результате деятельности на некоторых рынках – отходы электротехнического и электронного оборудования». Данная интерпретация содержит разъяснения по учету обязательств, связанных с Директивой Европейского Союза об управлении утилизацией отходов и продажами бытовых приборов;

В случае, если иное не было оговорено выше, данные новые стандарты и интерпретации не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.



## ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА - НЕАУДИРОВАННАЯ

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО). В силу отсутствия в МСФО специального разъяснения относительно того, какая информация должна считаться полным комплектом данных, раскрытие которых необходимо нефтегазовыми компаниями, Группа использовала другие применимые стандарты раскрытия информации, установленные для предприятий нефтегазовой отрасли. Несмотря на отсутствие в МСФО соответствующих требований, в данном разделе представлена не прошедшая аудит дополнительная информация о разведке и добыче нефти и газа, не включая стандартизированную оценку дисконтированных будущих чистых денежных потоков.

Деятельность Группы по разведке и добыче осуществляется исключительно на территории Российской Федерации, поэтому практически вся информация, включенная в данный раздел, относится к указанному региону. Добыча нефти и газа осуществляется рядом нефтегазодобывающих дочерних предприятий. Группе также принадлежали доли участия в уставном капитале других нефтегазодобывающих компаний, которые являлись зависимыми обществами и отражались в консолидированной отчетности по методу долевого участия.

### Затраты на разведку и разработку месторождений нефти и газа

В приведенных ниже таблицах представлена информация, касающаяся затрат на приобретение, разведку и разработку месторождений нефти и газа. Суммы, отраженные как понесенные затраты, включают как капитализированные затраты, так и затраты, отнесенные на расходы в течение годов, закончившихся 31 декабря 2006 и 2005 гг. (суммы указаны в млн рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2006	2005
<b>Затраты на разведку и разработку месторождений</b>		
Затраты на приобретение	741	-
Затраты на геологоразведку	740	395
Затраты на разработку	3'883	5'039
<b>Итого затраты на разведку и разработку месторождений</b>	<b>5'364</b>	<b>5'434</b>
	На 31 декабря:	
	2006	2005
<b>Капитализированные затраты, относящиеся к добыче нефти и газа</b>		
Скважины и сопутствующее оборудование и сооружения	56'171	52'817
Вспомогательное оборудование и сооружения	9'740	8'882
Строящиеся скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	4'165	4'134
<b>Итого капитализированные затраты, относящиеся к добыче нефти и газа</b>	<b>70'076</b>	<b>65'833</b>
Накопленный износ, истощение и амортизация	(7'471)	(4'033)
<b>Итого чистые капитализированные затраты на участках с запасами нефти и газа</b>	<b>62'605</b>	<b>61'800</b>

**ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА – НЕАУДИРОВАННАЯ  
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

**Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа**

Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа представлены ниже. Финансовые результаты деятельности Группы по добыче нефти и газа не включают общие накладные расходы и связанные с ними налоговые последствия. Налог на прибыль рассчитан по ставкам, действовавшим в течение отчетного периода в соответствии с действовавшим на территории Российской Федерации законодательством (суммы указаны в млн рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2006	2005
Доходы от добычи нефти и газа	47'488	37'246
Расходы на добычу	(1'729)	(2'342)
Покупки в рамках долгосрочных контрактов	(1'805)	(2'065)
Транспортные расходы	(10'783)	(6'291)
Налоги, кроме налога на прибыль	(6'019)	(4'336)
Износ, истощение и амортизация	(3'466)	(3'255)
Расходы на геологоразведку	(459)	(348)
Прибыль от добычи нефти и газа до налога на прибыль	23'227	18'609
Расходы по налогу на прибыль	(5'574)	(4'466)
<b>Результаты от деятельности по добыче нефти и газа</b>	<b>17'653</b>	<b>14'143</b>
Доля в результатах деятельности зависимых обществ, осуществляющих добычу нефти и газа	-	143

**Доказанные запасы нефти и газа**

Расчет запасов нефти и газа Группы и процесс составления отчетов по их оценке включают в себя привлечение на ежегодной основе внешних независимых специалистов-оценщиков, а также проведение оценки запасов силами собственных специалистов. Группа ведет собственный учет и оценку запасов силами инженеров и технических специалистов, работающих непосредственно с запасами нефти и газа. Технические специалисты Группы периодически обновляют оценки запасов в течение года основываясь на характеристиках новых скважин, эффективности использования скважин, на поступлении новой технической информации и результатах других исследований.

Ниже представлена информация о доказанных запасах нефти и газа, определенная независимыми оценщиками запасов углеводородов Группы, в частности, компанией «DeGolyer and MacNaughton» - в части запасов следующих основных месторождений: Юрхаровское, Восточно-Таркосалинское, Ханчейское, Стерховое и Термокарстовое, и компанией «Ryder Scott Co. LP» - в части запасов месторождений Северное Губкинское и Южно-Тарасовское по состоянию на 31 декабря 2004 г. Инженеры-геологи Группы каждый год предоставляют независимым инженерам-оценщикам «DeGolyer and MacNaughton» технические, геологические и геофизические данные, данные по добыче и другую информацию, необходимую для оценки запасов. Технический персонал Группы и инженеры-оценщики «DeGolyer and MacNaughton» проводят совещания, на которых происходит обсуждение предоставленной информации, затем, основываясь на результатах проведенных совещаний, высшее руководство анализирует данные и утверждает отчет по оценке запасов, составленный оценщиками «DeGolyer and MacNaughton».

**ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА – НЕАУДИРОВАННАЯ  
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Расчеты запасов были подготовлены при использовании стандартных методов оценки геологических запасов, общепринятых в нефтегазовой отрасли. Метод или сочетание нескольких методов, использованные в ходе анализа каждого отдельного пласта, выбирались на основании опыта оценки аналогичных пластов, находящихся на сходном этапе разработки, исходя из объемов, качества и полноты имеющихся данных, а также подтвержденной истории добычи.

Указанные ниже данные по запасам представляют собой данные о доказанных запасах нефти и газа и изменении их объемов по состоянию и за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг.

Данные подготовлены исходя из предположения о том, что продление срока действия лицензий возможно по желанию Группы. Руководство считает, что доказанные запасы Группы должны включать и те запасы, которые могут быть извлечены после истечения срока действия существующих лицензий на соответствующие участки запасов нефти и газа. Срок действия лицензий истекает в период с 2018 по 2034 гг., причем лицензия на самое крупное месторождение – Юрхаровское – истекает в 2034 году. Руководство убеждено, что существует законодательная база, позволяющая Группе выступать с инициативой и добиваться продления сроков действия лицензий на разработку месторождений, и руководство намерено продлевать сроки действия лицензий на разведку и добычу на тех участках, где продолжение добычи возможно после истечения сроков их действия. В феврале 2005 г. Группа продлила срок действия лицензии на разработку Юрхаровского месторождения с 2020 г. до 2034 г., когда предположительно закончится срок полезного использования месторождения. Затраты по продлению сроков действия лицензий являются незначительными. Группа планирует подать заявку в соответствующее Агентство по недропользованию на продление срока действия лицензий на разработку других двух основных месторождений – Восточно-Таркосалинского и Ханчейского – в течение 2007 года.

Группа отдельно отразила информацию по доказанным запасам нефти и газа за периоды до и после окончания сроков действия лицензий.

При определении объемов запасов доказанными признавались те запасы, по которым геологические и инженерные данные с достаточной степенью уверенности свидетельствуют о том, что они извлекаемы в будущем из существующих пластов при существующих экономических условиях. В некоторых случаях для извлечения таких запасов могут потребоваться значительные капиталовложения в дополнительные скважины и вспомогательное оборудование. В связи с неопределенностью и ограниченностью, присущей геологическим данным, оценки геологических запасов могут со временем изменяться по мере поступления дополнительной информации.

Доказанные разрабатываемые запасы - это такие запасы, извлечение которых ожидается из существующих скважин с использованием имеющегося оборудования и технологии извлечения. Неразрабатываемые запасы - это такие запасы, которые могут быть извлечены в результате будущих капиталовложений в бурение новых скважин, перевода существующих скважин на другой горизонт и/или установку оборудования по сбору и транспортировке продукции от существующих и будущих скважин.

Чистые запасы представляют собой запасы, из которых исключена часть, которую Группа будет обязана передать третьим сторонам после добычи сырья.

Указанные ниже запасы включают 100% чистых запасов, приходящихся на консолидируемые дочерние общества Группы. Часть совокупных доказанных запасов Группы классифицируется либо как разрабатываемые неиспользуемые, либо как неразрабатываемые запасы. В неиспользуемых запасах выделены запасы с существующими скважинами, которые будут вновь введены в эксплуатацию в будущем.

Приобретения представляют собой оценку двух новых месторождений, Стерхового и Термокарстового, которая была произведена «DeGolyer and MacNaughton» в 2005 году. Для удобства пользователей объемы представлены как в неметрических единицах, применяемых в Великобритании, так и в метрических единицах.

**ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА – НЕАУДИРОВАННАЯ  
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Чистые доказанные запасы природного газа представлены в таблице ниже:

	Чистые доказанные запасы природного газа, извлекаемые до даты окончания сроков действия лицензий		Чистые доказанные запасы природного газа, извлекаемые после окончания сроков действия лицензий		Итого чистые доказанные запасы природного газа	
	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров
<b>На 31 декабря 2004 г.</b>	<b>16'805</b>	<b>476</b>	<b>3'787</b>	<b>107</b>	<b>20'592</b>	<b>583</b>
Изменения, относящиеся к:						
Переоценке	2'418	69	(315)	(9)	2'103	60
Приобретениям	609	17	213	6	822	23
Добыче	(883)	(25)	-	-	(883)	(25)
<b>На 31 декабря 2005 г.</b>	<b>18'949</b>	<b>537</b>	<b>3'685</b>	<b>104</b>	<b>22'634</b>	<b>641</b>
Изменения, относящиеся к:						
Переоценке	1'043	30	321	9	1'364	39
Добыче	(1'008)	(29)	-	-	(1'008)	(29)
<b>На 31 декабря 2006 г.</b>	<b>18'984</b>	<b>538</b>	<b>4'006</b>	<b>113</b>	<b>22'990</b>	<b>651</b>
<b>Включая, чистые доказанные разрабатываемые запасы на:</b>						
31 декабря 2004 г.	11'016	312	2'728	77	13'744	389
31 декабря 2005 г.	10'513	298	2'925	83	13'438	381
31 декабря 2006 г.	14'911	422	3'134	89	18'045	511

**ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА – НЕАУДИРОВАННАЯ  
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

В таблице представлены чистые доказанные запасы нефти, газового конденсата и жидких газовых фракций:

	Чистые доказанные запасы нефти, конденсата и жидких газовых фракций, извлекаемые до даты окончания сроков действия лицензий		Чистые доказанные запасы нефти, конденсата и жидких газовых фракций, извлекаемые после окончания сроков действия лицензий		Итого чистые доказанные запасы нефти, конденсата и жидких газовых фракций	
	<i>Миллионов баррелей</i>	<i>Миллионов метр. тонн</i>	<i>Миллионов баррелей</i>	<i>Миллионов метр. тонн</i>	<i>Миллионов баррелей</i>	<i>Миллионов метр. тонн</i>
<b>На 31 декабря 2005 г.</b>	<b>242</b>	<b>29</b>	<b>53</b>	<b>7</b>	<b>295</b>	<b>36</b>
Изменения, относящиеся к:						
Переоценке	46	5	(11)	(1)	35	4
Приобретениям	54	7	14	1	68	8
Добыче	(17)	(2)	-	-	(17)	(2)
<b>На 31 декабря 2005 г.</b>	<b>325</b>	<b>39</b>	<b>56</b>	<b>7</b>	<b>381</b>	<b>46</b>
Изменения, относящиеся к:						
Переоценке	30	4	14	2	44	6
Добыче	(18)	(2)	-	-	(18)	(2)
<b>На 31 декабря 2006 г.</b>	<b>337</b>	<b>41</b>	<b>70</b>	<b>9</b>	<b>407</b>	<b>50</b>
<b>Включая, чистые доказанные разрабатываемые запасы на:</b>						
31 декабря 2004 г.	130	15	8	1	138	16
31 декабря 2005 г.	123	15	10	1	133	16
31 декабря 2006 г.	199	24	11	1	210	25

## Контактная информация

Адрес	22а, ул. Победы, г. Тарко-Сале Ямало-Ненецкий автономный округ, 629850, Россия
Офис в Москве	8, 2-я Брестская улица, Москва, 125047, Россия
Центральная Справочная	Тел: +7 495 730-6000. Факс: +7 495 721-2253
Пресс-служба	E-mail: novatek@novatek.ru Тел: +7 495 721-2207 E-mail: press@novatek.ru
Служба по связям с инвесторами	Тел: +7 495 730-6020. Факс: +7 495 730-6007 E-mail: ir@novatek.ru

## Информация для акционеров

Регистратор	ЗАО «Национальная регистрационная компания» 6, ул. Вересаева, Москва, 121357, Россия Тел: +7 495 440-6324/25/44. Факс: +7 495 440-6355 E-mail: info@nrcreg.ru
Администратор программы ГДР	Deutsche Bank Trust Company Americas 60 Wall Street, New York, NY 100056 USA Лондон +44 20 7547 6500 Нью-Йорк +1 212 250 9100 Москва +7 501 797 5209
Аудитор	PricewaterhouseCoopers 52, Космодомианская наб. 5, Москва, 150054, Россия Тел: +7 495 967-6000. Факс: +7 495 967-6001
Оценщик запасов	DeGolyer and MacNaughton 5001 Spring Valley Road, Suite 800 East Dallas, Texas 75244, USA Тел: +1 214 368-6391. Факс: +1 214 369-4061 E-mail: degolyer@demac.com

Вебсайт ОАО «НОВАТЭК» содержит различную корпоративную информацию, включая:

- Результаты производственно-хозяйственной деятельности
- Пресс-релизы
- Текущие котировки акций
- Годовую отчетность
- Информацию, раскрываемую по требованию регулирующих органов
- Презентация для инвесторов
- Информацию о деятельности в социальной и экологической сфере

Адрес: [www.novatek.ru](http://www.novatek.ru) (русская версия) и [www.novatek.ru/eng](http://www.novatek.ru/eng) (английская версия)

Слова «НОВАТЭК», «КОМПАНИЯ», «ГРУППА», «МЫ», «НАШИ» так или иначе встречающиеся в этом отчете, относятся к ОАО «НОВАТЭК» и/или его дочерним и зависимым обществам в зависимости от контекста, в котором они используются.

## Аббревиатуры и сокращения

УВ	углеводороды
бнэ <sup>(1)</sup>	баррель нефтяного эквивалента
куб. м /м <sup>3</sup>	кубический метр
куб. фут	кубический фут
трлн	триллион
млрд	миллиард
млн	миллион
тыс.	тысяча
пог. км	погонный километр
кв. км	квадратный километр
км	километр
руб.	рубль РФ
LSE	London Stock Exchange (Лондонская фондовая биржа)
SEC	Securities and Exchange Commission (Комиссия по ценным бумагам и биржам США)
SPE	Society of Petroleum Engineers (Общество инженеров-нефтяников американского института горных инженеров)

<sup>(1)</sup> Для пересчета запасов газа использовался единый коэффициент: 1000 кубических метров – 6,54 барреля нефтяного эквивалента.

Для пересчета запасов нефти и газового конденсата из тонн в баррели использовались различные коэффициенты, зависящие от плотности жидких УВ на каждом месторождении, используемые DeGolyer & MacNaughton при оценке наших запасов

## Предупреждения в отношении прогнозов

Некоторые заявления, содержащиеся в данном обзоре, не относятся к свершившимся фактам, а являются «прогнозами в значении», указанным в Разделе 27А Закона о ценных бумагах, а также Разделе 21Е Закона о биржах США от 1934 (далее по тексту «Закон о биржах»).

Прогнозы включают в себя заявления относительно наших планов, ожиданий, прогнозов, задач, целей, намерений, стратегии, будущих событий, будущих доходов или результатов деятельности, капитальных затрат, финансовых потребностей, планов или намерений в отношении приобретений, наших сильных и слабых сторон в сравнении с конкурентами, планов и задач, связанных с прогнозными уровнями добычи, запасов, финансового состояния, деятельности и развития в будущем, нашей бизнес-стратегии и предполагаемых тенденциях развития отраслей, политических и правовых условий, в которых мы работаем, а также заявления относительно иной информации, не являющейся свершившимся фактом. Такие слова, как «полагаем», «предполагаем», «рассчитываем», «цель», «потенциал», «ожидаем», «намереваемся», «предсказываем», «собираемся», «могли бы», «должны бы», «можем», «будем», «планируем», «стремимся», «ищем возможность» и аналогичные выражения предназначены для выражения прогнозов, но не являются единственным средством идентификации таких заявлений.

Заявления в отношении прогнозов, содержащиеся в настоящем обзоре, в значительной степени основаны на наших ожиданиях, отражающих оценки и предположения, сделанные нашим менеджментом. Эти оценки и предположения отражают наше суждение, основанное на известных в настоящее время рыночных условиях и других факторах, некоторые из которых обсуждаются ниже. Хотя мы считаем, что эти оценки и предположения разумными, они по своей природе являются неопределенными и включают ряд рисков и факторов неопределенности, находящихся вне нашего контроля. Кроме того, предположения менеджмента относительно будущих событий могут оказаться неверными. Мы предупреждаем всех читателей, что заявления в отношении прогнозов, содержащиеся в настоящем обзоре, не являются гарантиями в отношении наших будущих результатов деятельности, и мы не можем гарантировать, что такие заявления будут реализованы или что прогнозируемые события или обстоятельства осуществляются. Прогнозам по природе присущи риски и факторы неопределенности, как общего, так и частного характера, многие из которых находятся вне нашего контроля, а также вероятность, что предсказания, предположения и иные прогнозы не сбудутся. Такие риски, неопределенность и иные факторы включают, в числе прочего, те, которые включены в раздел «Факторы риска», а также факторы, включенные в иные разделы данного обзора. Вы должны понимать, что целый ряд важных факторов может вызвать существенное отклонение фактических результатов от планов, задач, ожиданий, расчетов (включая производственные планы) и намерений, выраженных в таких прогнозах. Перечень таких факторов включает:

- изменения в соотношении между предложением и спросом на нефть и газ в России и Европе;
- влияние последствий нестабильности цен на нефть и газ на внутреннем и международном рынках, а также изменений в регулировании, в том числе в отношении цен и налогообложения;
- последствия конкуренции на внутреннем и внешнем рынках нефти и газа;
- нашу способность успешно осуществлять какую-либо из наших стратегических задач;
- влияние расширения нашего производства на наши потенциальные доходы, издержки и прибыль;
- нашу способность обеспечивать плановые объемы добычи в случае, среди прочего, ограничения нашего доступа к транспортной инфраструктуре;
- влияние изменений наших планов по капитальным затратам на рост нашего производства;
- возможно более низкие, чем в настоящее время оценивается нашим менеджментом и/или независимыми инженерами в области топливных запасов, уровни будущей добычи;
- естественная неопределенность в интерпретации геофизических данных;
- изменения проектных сроков и предполагаемых дат завершения проектов;
- успешное выявление рисков, связанных с нашей деятельностью, и управление такими рисками;
- последствия изменений в российском законодательстве или толкования российскими регулирующими органами, затрагивающие имеющиеся на сегодняшний день и новые лицензии на добычу нефти и газа;
- изменения политических, социальных, правовых или экономических условий в России и СНГ;
- последствия технологических изменений;
- последствия изменений в стандартах бухгалтерского учета или практики.

Этот перечень важных факторов не является исчерпывающим. Полагаясь на прогнозы, Вы должны внимательно рассмотреть вышеуказанные факторы и прочие неопределенные обстоятельства и события, особенно в свете политических, экономических, социальных и правовых условий, в рамках которых мы работаем. Такие прогнозы зависят от даты, когда они были сделаны. Соответственно, мы не несем никаких обязательств по обновлению или пересмотру каких-либо из указанных прогнозов в результате появления новой информации, будущих событий или иных обстоятельств. Мы не предоставляем никаких заверений, гарантий и не делаем никаких предсказаний относительно возможных результатов, представленных в таких прогнозах, и эти прогнозы в каждом случае представляют собой лишь один из множества возможных сценариев развития событий и не должны рассматриваться как наиболее вероятный или стандартный сценарий развития событий. Настоящие предупреждения относятся ко всем заявлениям в отношении прогнозов, которые связаны с нами или с лицами, действующими от нашего имени.