



НОВАТЭК

2005 ГОДОВОЙ ОБЗОР



НОВАТЭК

ОБЗОР РЕЗУЛЬТАТОВ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ФИНАНСОВОГО
ПОЛОЖЕНИЯ ЗА 2005 ГОД

КРАТКИЙ ОБЗОР	6
СТРАТЕГИЯ	7
ОБЗОР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА 2005 ГОД	8
Разведка и добыча	8
Основные месторождения	10
Месторождения, оценка которых произведена в 2005 году	13
Другие лицензии	13
Реализация активов	13
Переработка и реализация	14
Переработка	14
Реализация газа	16
Реализация жидких углеводородов	17
Производство	18
ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	20
Охрана окружающей среды, труда и промышленная безопасность	20
Охрана окружающей среды	22
Охрана труда и промышленная безопасность	23
Социальная ответственность	24
РЫНОК АКЦИЙ	26
СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЕ ОАО «НОВАТЭК»	27
АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	29
КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ ПО МСФО	59
КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ И ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ АББРЕВИАТУРЫ	103

Основные финансовые и операционные показатели

в миллионах рублей, если не указано другое	Финансовый год		Изменение
	2005	2004	%
Финансовые показатели деятельности			
Выручка от реализации и прочие доходы ⁽¹⁾	42 187	24 727	71%
Операционные расходы	22 861	17 113	34%
Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	13 697	5 694	141%
ЕБИТДА ⁽²⁾	22 876	8 785	160%
Прибыль на акцию, руб.	4 511	2 510	80%
Операционные показатели деятельности			
Суммарные доказанные запасы ⁽³⁾ , млн бнз	4 573	4 178	9,5%
Реализация газа, млрд куб.м	27 330	17 277	58%
Реализация жидких углеводородов, тыс. тонн в т. ч. реализация стабильного конденсата с Пуровского ЗПК, тыс. тонн	2 460 762	2 112 -	17% 100%
Собственный капитал и ликвидность			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	10 246	4 817	113%
Капитальные вложения	6 460	7 412	-13%
Чистый долг ⁽⁴⁾	6 138	20 997	-71%
Отношение общего долга к капиталу, %	16%	54%	-70%

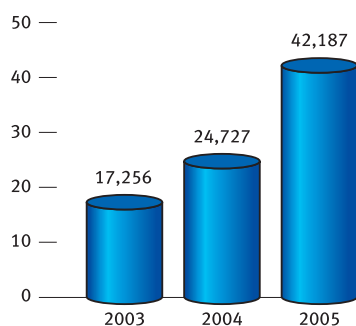
⁽¹⁾ Без учета НДС, акцизов и экспортных пошлин

⁽²⁾ ЕБИТДА рассчитана как чистая прибыль плюс финансовые доходы (расходы), налог на прибыль и амортизация

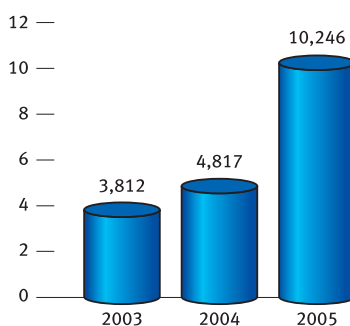
⁽³⁾ Запасы в настоящем Обзоре включают нашу долю в зависимых компаниях

⁽⁴⁾ Чистый долг рассчитан как разница между всеми долгами и суммой денежных средств и их эквивалентов

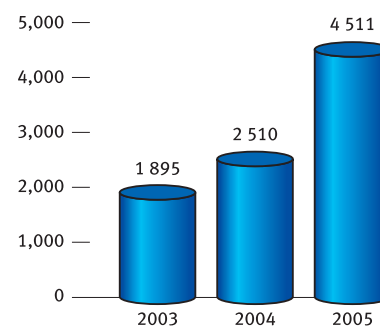
Выручка от реализации и прочие доходы
млрд руб.

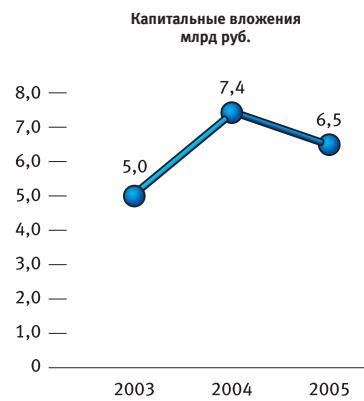
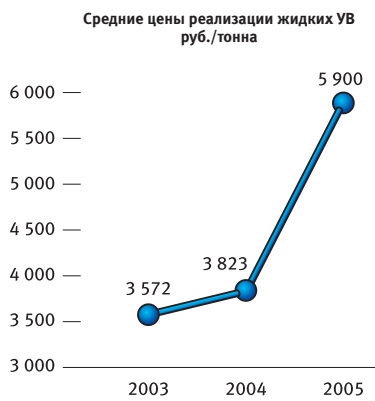
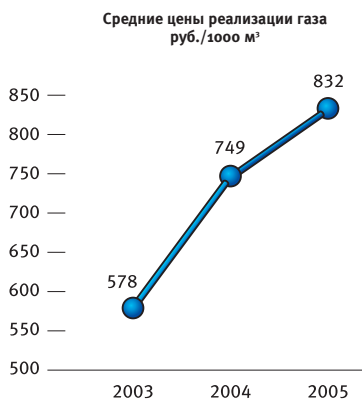
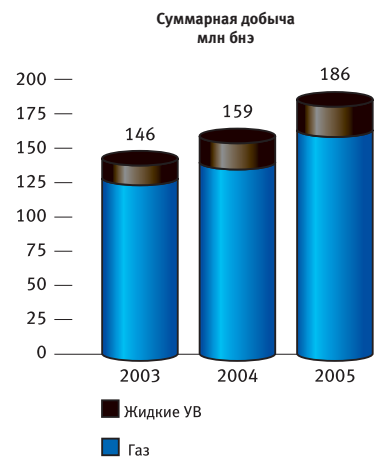
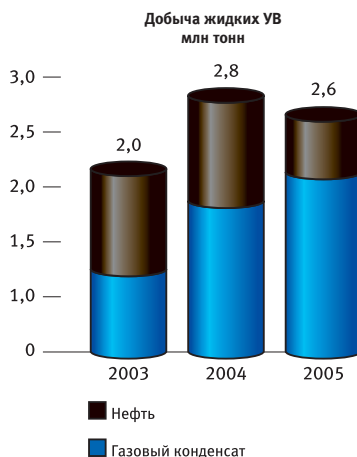
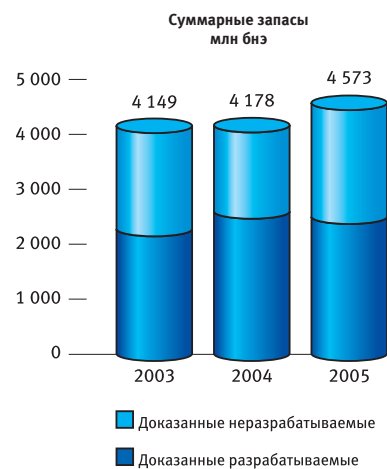
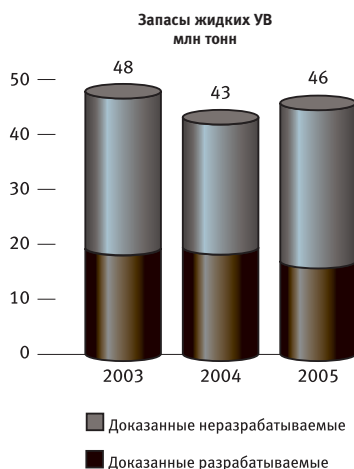
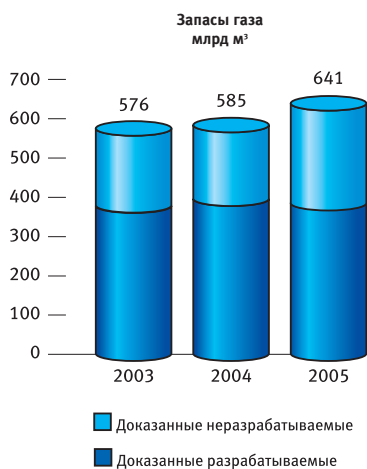


Операционный денежный поток
млрд руб.



Прибыль на акцию
руб.





Год перемен

Уважаемые акционеры,

Для ОАО «НОВАТЭК» 2005 год стал значимым годом – это первый год с момента полной консолидации Компании, производственные и финансовые результаты которого мы представляем. Это был год сложной работы и крупных достижений. Разместив акции Компании на российских и Лондонской фондовых биржах, мы перешли на новый рубеж, обозначив начало новой эры нашего развития. Вы держите в руках первый годовой отчет ОАО «НОВАТЭК» как публичной компании. В нем представлены результаты интенсивной работы за последние одиннадцать лет и определены новые уровни нашей деятельности в будущем.

Мы гордимся нашими достижениями в 2005 году, ставшем самым успешным в истории Компании. Разработанная нами стратегия определяет баланс наших целей в области наращивания добычи и планов развития глубокой переработки углеводородов. Выполнение и перевыполнение каждой из поставленных задач плана развития вместе со стратегией увеличения доходности через повышение эффективности каждого компонента цепочки создания добавленной стоимости углеводородов позволили достичь значительного увеличения акционерной стоимости Компании.

В 2005 году Компания завершила несколько значимых проектов: мы закончили реструктуризацию корпоративной структуры, сосредоточив усилия на освоении основных месторождений; ввели в промышленную эксплуатацию Пуровский завод по переработке конденсата; расширили мощности по перевалке стабильного конденсата в порту Витино; начали производство полипропиленовых пленок. Кроме того, мы добились значительных успехов в разработке программ привлечения и мотивации наших ценных сотрудников.

Объем добычи в размере 25,2 млрд кубических метров природного газа и 2,6 млн тонн жидких углеводородов является самым высоким за всю историю развития Компании. Суммарная выручка превысила 42 млрд рублей. Чистая консолидированная прибыль в соответствии с МСФО



возросла более чем в два раза по сравнению с предыдущим годом и составила 13,7 млрд рублей. Прибыль на одну акцию увеличилась на 80% до 4 511 рублей. Мы увеличили доказанные запасы углеводородов на 9,5%, возместив 311% добычи. Подтвержденный объем доказанных запасов обеспечивает существующий уровень добычи в течение 25 лет. Мы с оптимизмом смотрим в будущее и уверены в продолжении нашего устойчивого роста.

Мы благодарны инвесторам и всему инвестиционному сообществу за высокую оценку нашей деятельности. В 2005 году рыночная капитализация компании увеличилась на 100% с начала года и на 39% с момента листинга депозитарных расписок на Лондонской фондовой бирже в июле.

Положительное восприятие Компании инвестиционным сообществом подтверждает его уверенность в прочной стратегической платформе для продолжения наших успехов. Как мы определяем успех? За последние семь лет мы доказали, что можем наращивать запасы, добычу и увеличивать денежные потоки на ежегодной основе. Начиная с 2002 года среднегодовой рост доказанных запасов составил 5,2%, добычи – 22,2%, а прибыли на акцию – 99,9%.

Определение перспектив развития производств имеет огромное значение, но более ценным компонентом долго-

срочного успеха являются люди. Мы обладаем штатом высококвалифицированных профессионалов с огромным опытом работы в нефтегазовой отрасли Западной Сибири. Работа в команде, знания и опыт являются мощной силой любой организации, особенно если они подкреплены деловым складом ума, готовностью к творчеству и конкурентной борьбе. В Компании сформировался замечательный коллектив, работать с которым большая для нас честь.

«НОВАТЭК» сегодня является совершенно другой компанией, даже в сравнении с прошлым годом. Основной целью наших действий в области корпоративной реструктуризации являлось укрепление нашей финансовой позиции и концентрация внимания на профильной деятельности с целью конкурентно позиционировать «НОВАТЭК» в современных рыночных условиях. В 2005 году мы заложили прочную основу для новых достижений.

Публикация этого отчета открывает новую страницу в нашей истории. Но мы, как и прежде, остаемся верны нашим принципам: быть эффективными, социально ответственными и вносить свой вклад в процветание нашей страны.

От имени Совета директоров и Правления мы намерены продолжать наш диалог с инвестиционным сообществом и стремиться к достижению исключительных производственных и финансовых результатов в 2006 году и далее.

Александр Наталенко
Председатель Совета директоров

Леонид Михельсон
Председатель Правления

Марк Джетвей
Директор по финансам
и стратегии развития

КРАТКИЙ ОБЗОР

«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 2005 году мы добыли 186 млн баррелей нефтяного эквивалента, 89 процентов из которых составил газ. По результатам независимой оценки запасов углеводородов, на конец 2005 года наши совокупные доказанные запасы газа, газового конденсата и нефти составляют 4,6 млрд бнэ, при этом 90 процентов 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 достижения Компании в 2005 году:

- Рекордные производственные и финансовые показатели деятельности, отражающие эффект консолидации основных добывающих активов в декабре 2004 года. Выручка от реализации и прочие доходы выросли в 2005 году на 71% до 42 187 млн рублей; чистая консолидированная прибыль увеличилась на 141% до 13 697 млн рублей
- Рекордные объемы добычи газа и газового конденсата
- 311 процентов возмещенных доказанных запасов углеводородов, при коэффициенте обеспеченности запасами 25 лет
- Продолжение укрепления взаимоотношений с «Газпром», заключение соглашения о партнерстве в рамках текущей деятельности и в отношении реализации перспективных проектов
- Ввод в эксплуатацию Пуровского ЗПК в июне. Собственные перерабатывающие мощности позволяют увеличить эффективность переработки добываемого нестабильного конденсата
- Завершение расширения перевалочного терминала в порту Витино в мае и начало поставок стабильного конденсата с Пуровского завода для реализации в Европе и США
- Ввод в эксплуатацию линии по производству биаксиально-ориентированной полипропиленовой пленки (БОПП) в июне. С выходом на проектную мощность наша импортозамещающая продукция сможет обеспечивать до 25% российского рынка упаковочной пленки
- Размещение 19% акций ОАО «НОВАТЭК» на Лондонской и российских фондовых биржах в июле, представляющее на тот момент времени второе за всю историю IPO российских компаний по объемам привлеченных средств

СТРАТЕГИЯ

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 доля независимых производителей в поставках газа на внутренний рынок будет расти на фоне общероссийского роста потребления и увеличения экспортных поставок. Мы полагаем, что Компания выгодно позиционирована и обладает потенциалом по увеличению объемов добычи и реализации газа, соответствующим росту спроса. Объем добычи на наших месторождениях в 2005 году составил 25,2 млрд куб.м газа и 2,6 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 на низком уровне структуру затрат.** Применяя современные технологии и методы разработки, мы намерены и далее сохранять достигнутый низкий уровень затрат. В 2005 году средневзвешенные показатели себестоимости добычи и затраты на поиск и разработку были одними из самых низких в отрасли. По нашему мнению, географическая концентрация нашей ресурсной базы и возникающий в результате 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 фракций.** 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 воспользоваться преимуществами недавно введенного в эксплуатацию завода по переработке конденсата и сопутствующей инфраструктуры в порту Витино, что позволит нам экспортировать существенные объемы произведенного стабильного конденсата и, в результате, повысить 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 2005 ГОД

Разведка и добыча

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 одиннадцатилетний опыт работы в этом регионе, наша Компания выгодно позиционирована для эффективного использования имеющихся возможностей.

В результате наших достижений в 2005 году, мы укрепили позицию второй по объемам добычи и третьей по объемам запасов газа компании в России. В 2005 году доля Компании в добыче российского газа соответствовала четырем процентам, а доля в общероссийских



Юрхаровское месторождение

поставках газа потребителям в 2005 году составила около семи процентов.

Мы стремимся непрерывно наращивать углеводородную 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 2005 году наши затраты на разведку и разработку месторождений составили 5,434 млрд рублей, в то время как прирост запасов, без учета добычи и доли в реализован-

ных активах, составил 646 миллионов бнэ газа, газового конденсата и нефти при затратах на воспроизводство запасов в размере 8,4 рубля (0,3 доллара США) на баррель нефтяного эквивалента. Объем доказанных запасов газа вырос на 9,5% до 641 млрд куб.м (22,6 трлн куб. футов), а доказанных запасов жидких углеводородов (нефти и газового конденсата) на 7,4% до 46 млн тонн (381 млн баррелей). Коэффициент возмещения доказанных запасов в 2005 году составил 311 процентов, а средний коэффициент за последние три года – 232%.

В 2005 году суммарная валовая добыча на месторождениях Компании составила 25,2 млрд куб.м (889,9 млрд куб. футов) газа и 2,6 млн тонн (21,2 млн баррелей) 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 2005 году на три основных месторождения пришлось около 98% 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 крупнейшей 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 2005 году в объеме 69 млн куб.м газа и 5,6 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 2005 году благодаря продолжению развития этих промыслов мы увеличили доказанные запасы углеводородов на 432 миллиона 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 «Таркосаленефтегаз», нашему 100% дочернему предприятию. На сегодняшний день это 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 2005 году:

Природный газ: 13,393 млрд куб.м (473 млрд куб. футов)

Жидкие углеводороды: 771 тыс. тонн (6,174 млн баррелей)

Всего: 93,8 млн бнэ

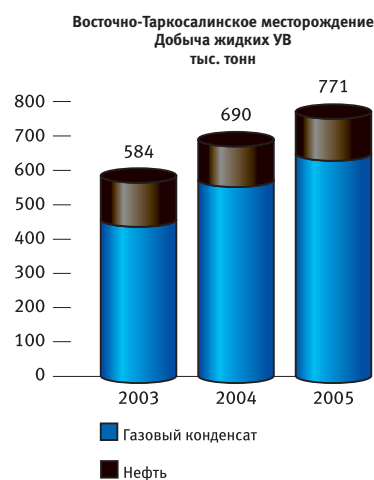
Доказанные запасы на конец 2005 года:

Природный газ: 299 млрд куб.м (10,6 трлн куб. футов)

Запасы жидких углеводородов: 18 млн тонн

(145 млн баррелей)

Общие запасы: 2 100 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 «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 запасов среди месторождений ОАО «НОВАТЭК» и основной источник роста добычи и запасов в долгосрочной перспективе.

Общий объем добычи в 2005 году:

Газ: 8,972 млрд куб.м (317 млрд куб. футов)

Жидкие углеводороды: 718 тыс. тонн (6,368 млн баррелей)

Суммарная добыча: 65,0 млн бнэ

Доказанные запасы на конец 2005 года:

Газ: 273 млрд куб.м (9,6 трлн куб. футов)

Жидкие углеводороды: 13 млн тонн (117 млн баррелей)

Суммарные запасы: 1 899 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 «Таркосаленефтегаз». Лицензия была переоформлена на ООО «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 2002 и 2003 годов соответственно.

Общий объем добычи в 2005 году:

Газ: 2,803 млрд куб.м (99 млрд куб. футов)

Жидкие углеводороды: 695 тыс. тонн (5,667 млн баррелей)

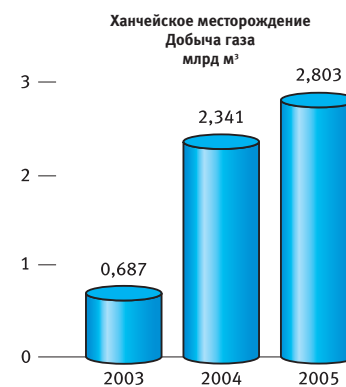
Суммарная добыча: 24,0 млн бнэ

Доказанные запасы на конец 2005 года:

Газ: 46 млрд куб.м (1,6 трлн куб. футов)

Жидкие углеводороды: 6,3 млн тонн (52 млн баррелей)

Суммарные запасы: 353 млн бнэ





МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ОЦЕНКА КОТОРЫХ ПРОИЗВЕДЕНА В 2005 ГОДУ

В 2005 году мы произвели оценку запасов двух новых месторождений (Стерхового и Термокарстового) в соответствии со стандартами SEC и SPE. 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 ОАО «Пурнефтегазгеология» – дочернему предприятию, в котором мы владеем контрольным пакетом акций. Добыча газа и газового конденсата на месторождении ведется с 2004 года. К концу 2005 года на месторождении было 9 скважин и более 800 пог. км 2Д и 295 кв. км 3Д сейсмических данных.

Общий объем добычи в 2005 году:

Газ: 16 млн куб.м (0,6 млрд куб. футов)

Жидкие углеводороды: 9 тыс. тонн (72 тыс. баррелей)

Суммарная добыча: 176 тыс. бнэ

Доказанные запасы на конец 2005 года:

Газ: 3,5 млрд куб.м (122 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 предприятие ООО «Тернефтегаз». Это газоконденсатное месторождение находится на начальном этапе освоения. К концу 2005 года на месторождении было 8 скважин и более чем 430 пог. км 2Д сейсмических данных. Начало промышленной добычи газа и конденсата планируется в 2009 году.

Доказанные запасы на конец 2005 года:

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 2005 году мы также вели добычу углеводородов еще на двух лицензионных участках. Эти месторождения не рассматриваются в качестве стратегических в портфеле активов. Мы направляем усилия на увеличение запасов посредством осуществления разведки на 6 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 26 геологоразведочных скважин и к настоящему времени имеется более 12 000 пог. км 2Д и 208 кв. км 3Д сейсмических данных

Общий объем добычи в 2005 году:

Газ: 41 млн куб.м (1,4 млрд куб. футов)

Жидкие углеводороды: 76 тыс. тонн (572 тыс. баррелей)

Суммарная добыча: 839 тыс. бнэ

РЕАЛИЗАЦИЯ АКТИВОВ

В 2005 году мы реализовали наши доли в ООО «Геойлбент», ОАО «Тамбейнефтегаз» и ОАО «Селькупнефтегаз». Реализация этих активов стала результатом проведения политики по концентрации деятельности на добыче газа и газового конденсата, наряду с реализацией тех активов, над которыми мы не осуществляем оперативный контроль.



Переработка и реализация

В России остается все меньше разведанных запасов легкодоступного сеноманского газа, представляющего из себя практически чистый метан. В последние годы в разработку вовлекается все больше глубокозалегающих газоконденсатных залежей. Разработка валанжинских и ачимовских горизонтов требует наличия мощностей по переработке газового конденсата, добываемого совместно с газом.

Пуровский ЗПК помогает решать региональную проблему дефицита перерабатывающих мощностей и позволяет нам оптимизировать разработку месторождений.

Мы планируем развивать свой бизнес как в области добычи углеводородного сырья, так и в сфере его глубокой переработки. Планы перспективного развития включают производство стабильного газового конденсата, сжиженных углеводородных газов (СУГ) и готовой продукции, такой как пластиковые трубы, изоляционные материалы и различные виды упаковочных материалов.

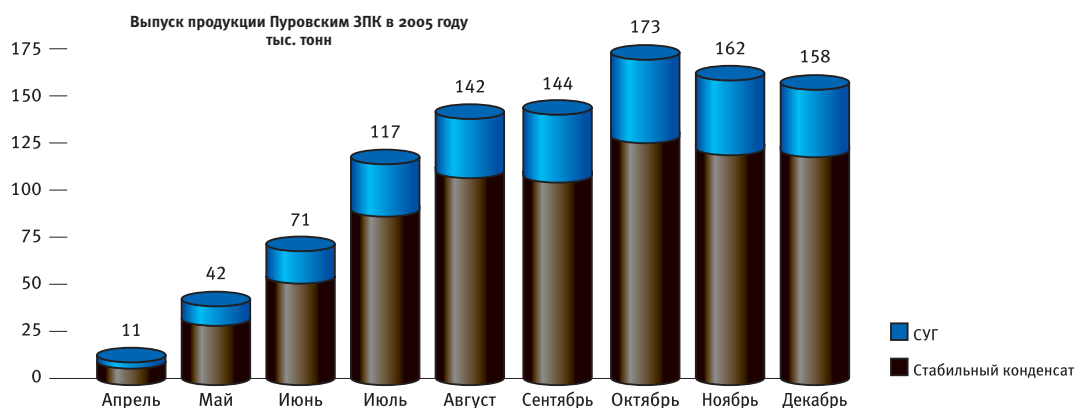
ПЕРЕРАБОТКА

В июне 2005 года мы ввели в эксплуатацию Пуровский завод по переработке конденсата (Пуровский ЗПК). Наличие собственных мощностей позволяет перерабатывать до 100% добываемого газового конденсата в стабильный 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



Пуровский ЗПК



до двух миллионов тонн нестабильного конденсата в год и получать около 1,6 млн тонн стабильного конденсата и 0,4 млн тонн СУГ. На заводе имеются резервуары для хранения 22 тыс. тонн газового конденсата и 3,5 тыс. тонн СУГ и полностью автоматизированные системы погрузки стабильного конденсата и СУГ в железнодорожные цистерны. Мы планируем нарастить 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 2005 году Пуровский ЗПК переработал около одного миллиона тонн нестабильного газового конденсата и произвел более 770 тыс. тонн стабильного газового конденсата и 240 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. Рост потребления, наряду с продолжающейся либерализацией газовых рынков России и мира, позволят «НОВАТЭК» быть полноправным участником российского газового рынка, опираясь на знания и опыт в области добычи и реализации газа.

Россия занимает третье место в мире по потреблению газа – в 2005 году объем потребления газа, по предварительным оценкам, составил около 390 млрд куб.м, увеличившись по сравнению с 2004 годом почти на 2,5% вместе с общим ростом экономики страны. В настоящее время доля газа в энергетическом балансе России выросла до 50%, а в некоторых регионах достигла 80%. Основными потребителями газа являются энергетическая промышленность, металлургия и химическая промышленность, жилищно-коммунальное хозяйство и население.

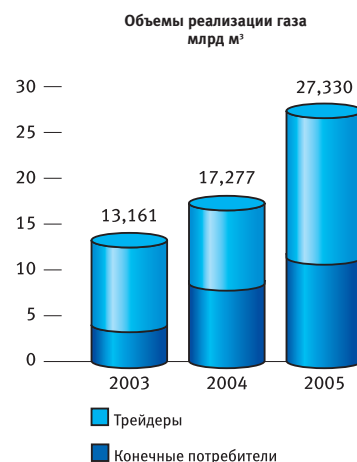
В 2005 году наш объем продаж газа составил 27,33 млрд куб.м, из которых 11,65 млрд куб.м было поставлено конечным потребителям и 15,68 млрд куб.м было реализовано трейдерам на входе в ЕСГ. Объемы продаж газа в 2005 году возросли на 58% по сравнению с 17,28 млрд куб.м в 2004 году. Доля наших поставок газа составила около 8% общероссийского потребления газа, транспортируемого через ЕСГ.

В 2005 году мы расширили географию поставок газа до 30 регионов Российской Федерации, основными из которых являются Челябинская, Самарская, Ленинградская, Пермская, Курганская и Тюменская области. Основными потребителями нашего газа являются энергогенерирующие 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. В III квартале 2005 года мы закачали в ПХГ

115 млн куб.м газа, который был реализован в период резкого похолодания при возросшем потреблении в IV квартале 2005 года и в I квартале 2006 года.

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 2005 году положительно иллюстрируют наши усилия по увеличению добавленной стоимости путем диверсификации продаваемой продукции и рынков, на которые мы осуществляем поставки.

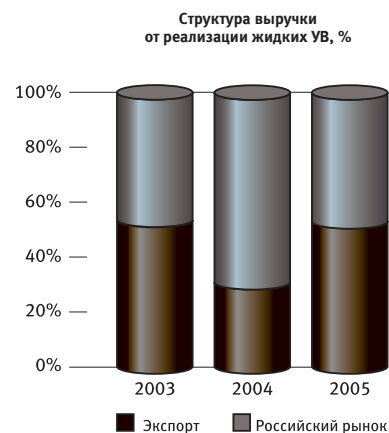
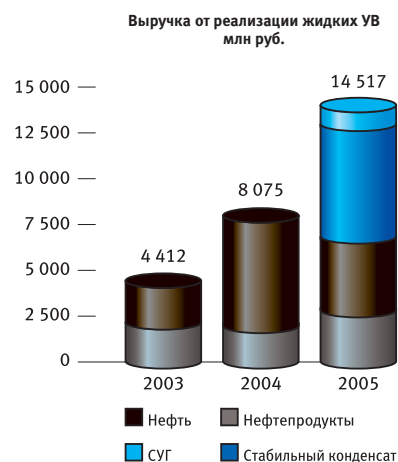
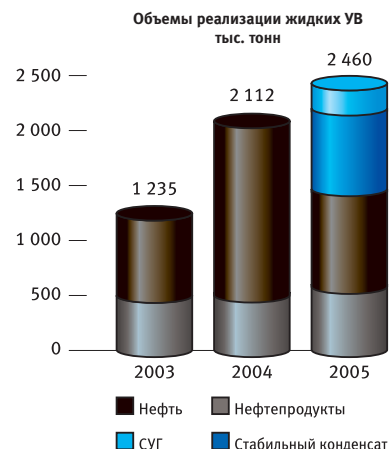
В 2005 году отмечен рекордно высокий уровень доходов от реализации жидких углеводородов, который был достигнут путем оптимизации продаж жидких углеводородов потребителям в России и за рубежом через различные каналы сбыта, используемые в зависимости от более благоприятных условий спроса и цен. Доля экспортных поставок в выручке от реализации жидких углеводородов 2005 года выросла до 53% по сравнению с 31% в 2004 году.

В 2004 году и первой половине 2005 года добываемый газовый конденсат перерабатывался третьими сторонами и продавался как нефть и различные нефтепродукты, что ограничивало возможности реализовать весь стоимостной потенциал газового конденсата. Результаты 2005 года демонстрируют значительный прогресс в цепочке добавленной стоимости жидких углеводородов за счет снижения доли продаж нефти и нефтепродуктов вследствие ввода собственных перерабатывающих мощностей.

С вводом в эксплуатацию Пуровского завода 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 420 цистерн, транспортировку СУГ осуществляет наша 100% дочерняя компания ООО «НоваТранс». 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. Используемая структура транспортировки жидких углеводородов позволяет нам выполнять контрактные обязательства и гарантировать стабильные поставки потребителям.

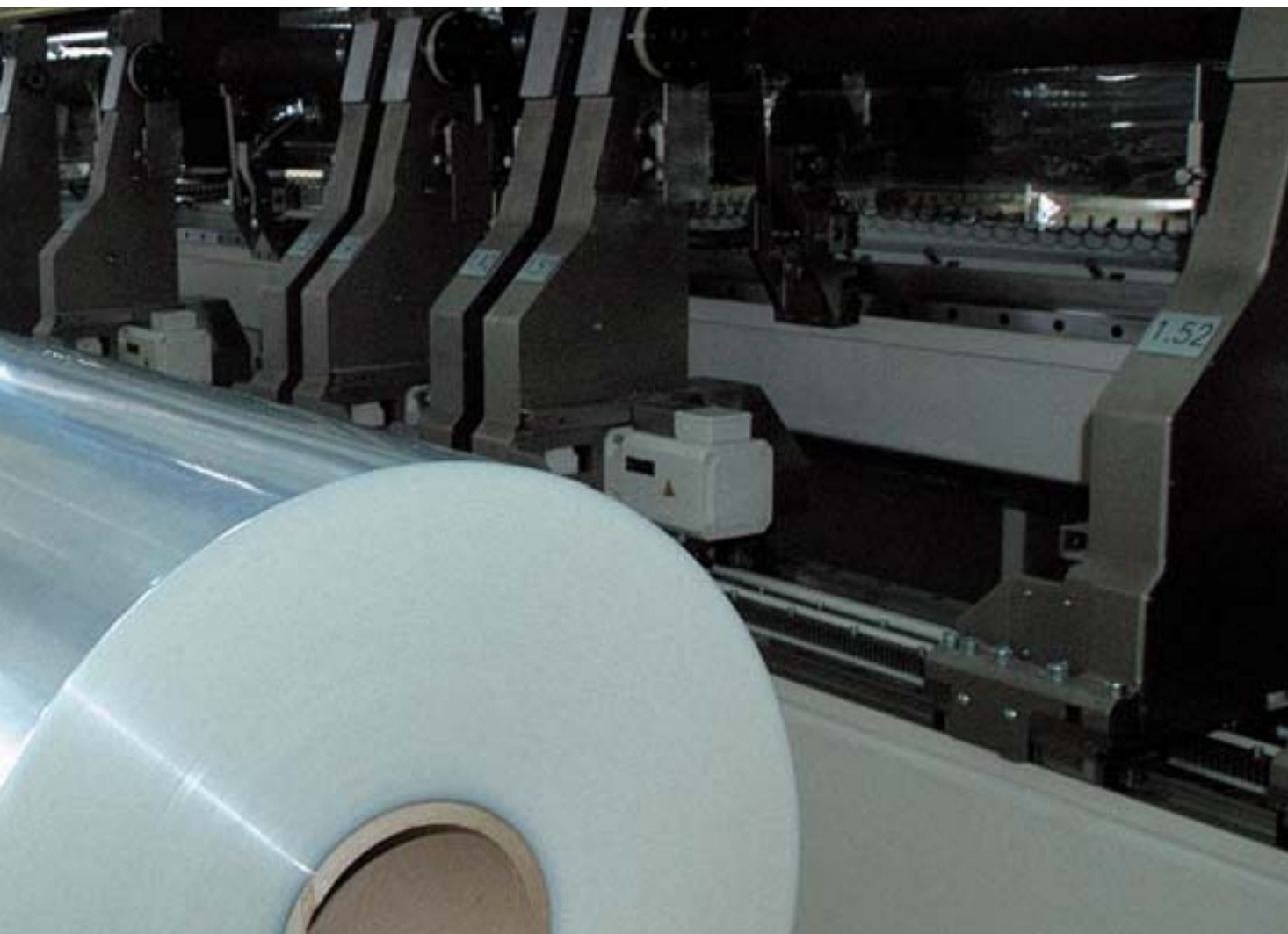




Производство

ОАО «НОВАТЭК-ПОЛИМЕР» – наше основное производственное дочернее предприятие, расположенное в г. Новокуйбышевске Самарской области – крупнейший российский производитель изоляционных антикоррозийных 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 потребителями, среди прочих, являются «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «Славнефть», «Роснефть», «Башнефть», «Транснефть» и «Оренбургнефть».

«НОВАТЭК-Полимер» производит полиэтиленовые трубы различных диаметров для нефтегазовой отрасли и строительства, а также полипропиленовые композиции, используемые, в том числе, поставщиками автозапчастей.



Пуско-наладочные работы на линии по производству БОПП пленок

В июне 2005 года мы ввели в эксплуатацию завод по производству биаксиально-ориентированной полипропиленовой (БОПП) пленки, широко применяемой в качестве упаковочного материала в пищевой, табачной, парфюмерной, медицинской и текстильной промышленности. Производственная мощность линии составляет 25 тыс. тонн в год. Импортозамещающая продукция завода способна обеспечивать до четверти потребностей российского рынка потребительской упаковочной пленки.

Несмотря на то, что данный вид деятельности не является для нас основным, мы продолжили расширять производство полимерной продукции и достигли исключительного роста как доходов, так и объемов выпуска в данной сфере деятельности. Мы считаем, что производство упаковочной пленки будет являться дополнительным видом деятельности, дающим прирост стоимости в рамках общей стратегии в промышленном секторе.





ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Наш устойчивый рост в числе прочих факторов зависит от безопасности наших сотрудников и проявляемого уважения к окружающей среде и обществу, на которые деятельность наших производств оказывает влияние. 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 2004 году мы разработали и внедрили Корпоративную политику в области охраны окружающей среды, промышленной безопасности и охраны труда, которая 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 дополне-



на 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 2005 году был проведен независимый аудит всех основных месторождений и производственных объектов Компании в области охраны окружающей среды, труда и промышленной безопасности и выстроены долгосрочные отношения с внешним консультантом в данной сфере. На основе результатов аудита и рекомендаций кон-

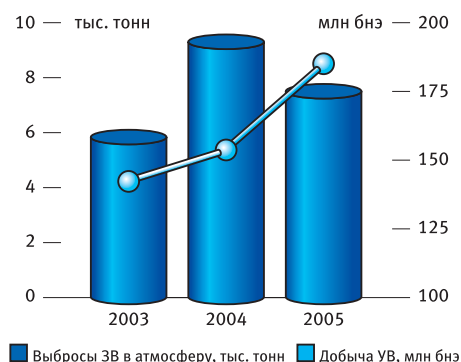
сультантов мы пересмотрели нашу систему управления охраной окружающей среды, труда и промышленной безопасности и внедрили интегрированный стандарт управления деятельностью в данной области. Осознавая преимущества независимой оценки, Компания приняла на себя обязательство по сертификации системы управления охраной окружающей среды, труда и промышленной безопасности в соответствии со стандартами ISO 14001 и спецификациями BSI OHSAS 18001. Следуя в данном направлении, в 2005 году основные добывающие дочерние предприятия продолжили разработку и внедрение соответствующих стандартов и начали процедуру независимого предсертификационного аудита, проводимого одним из лидирующих аудиторов в отрасли.

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

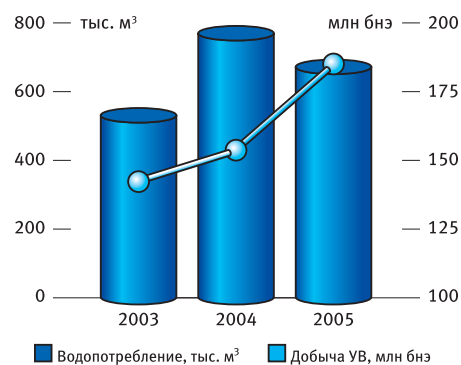
По мере возможности мы стремимся предотвращать, минимизировать или устранять негативное воздействие нашей деятельности на окружающую среду. В 2005 году объем финансирования программ в области экологии составил 300 млн рублей, почти в 3 раза выше, чем в 2004 году. Реализованные программы позволили существенно улучшить показатели в области охраны окружающей среды, основные из которых:

- утилизация тепла выхлопных газов газотурбинных станций, направленных на обогрев производственных и жилых помещений, способствовала увеличению КПД турбин и снижению количества вредных выбросов в атмосферу;
- изменение технологии поддержания пластового давления с использованием воды, получаемой при обработке нефти, привело к снижению водопользования на данном производственном цикле на 20% по сравнению с 2004 годом;
- рациональное использование материалов и применение ресурсосберегающих технологий позволили в 2005 году снизить образование отходов на 54% по сравнению с 2004 годом;
- строительство двух специализированных полигонов для размещения отходов производства и потребления, оборудованных сетью наблюдательных скважин для проведения криологического мониторинга и изучения фильтрации загрязняющих веществ;
- очистка прибрежной части Тазовской губы от металлолома, накопленного за период геологоразведочных работ 1970–1990-х годов в объеме 1 732 тонн – что в 5 раз превышает объемы 2004 года;
- рекультивация и возврат государству 437 га земель временного пользования.

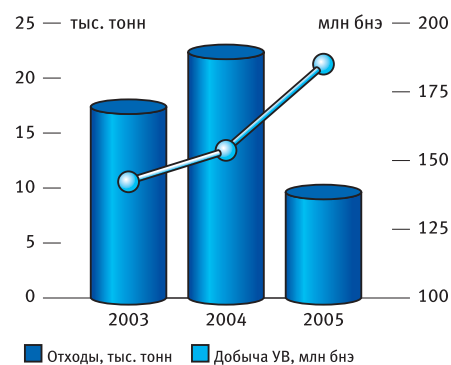
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу



Водопотребление



Образование отходов



**Выбросы газов,
вызывающих парниковый эффект (тонны)**

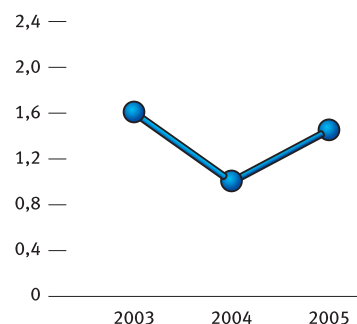
	2005	2004
Метан	53	3 784
Двуокись азота	777	456
Окись углерода	4 121	3 960
Двуокись серы	13	15

**ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ
БЕЗОПАСНОСТЬ**

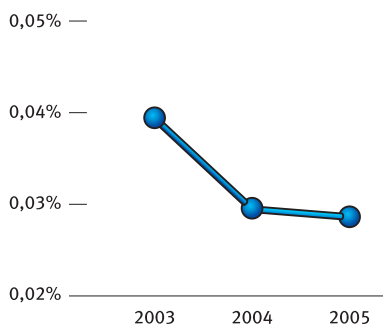
Численность наших сотрудников составляет около 4 000 человек, из которых 50% занято в сфере разведки и добычи и 38% в сфере переработки и сбыта. В 2005 году мы создали более 350 рабочих мест, из которых 79% – в Ямало-Ненецком автономном округе.

В 2005 году 24% наших сотрудников прошли различные сертифицированные курсы обучения и повышения квалификации в области охраны труда и промышленной безопасности. Двадцать менеджеров высшего звена прошли обучение и аттестацию на соответствие требованиям российских стандартов и законодательства в области охраны труда и промышленной безопасности. В 2004 и 2005 годах средний показатель по обучению составил 46 часов на одного сотрудника.

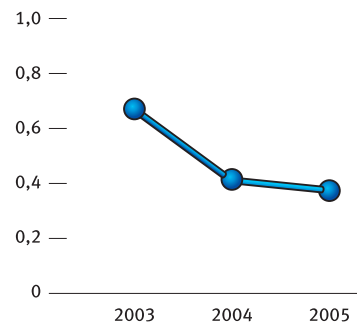
Коэффициент частоты несчастных случаев
(количество НС/млн рабочих часов)



Процент потерь рабочего времени
вследствие НС



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





Социальная ответственность

Мы считаем своей обязанностью способствовать улучшению социально-экономической ситуации в регионах производственной деятельности наших предприятий. В 2005 году сотрудничество с регионами осуществлялось по нескольким направлениям: прямое финансирование программ развития региона, в том числе программ образования и развития молодежи; развитие социальной инфраструктуры; возрождение и сохранение национальных традиций и духовного наследия России.

В 2005 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 месте-



рождении построен сервисный центр для оказания медицинской помощи, отдыха и приема пищи коренным жителям во время миграции. Мы продолжали вносить существенный вклад в повышение уровня жизни коренных жителей, обеспечивая их транспортом и современным оборудованием, таким как лодки и снегоходы.

В 2005 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, способствующих популяризации русского искусства.

Объем прямого финансирования, направленного на поддержку коренных малочисленных народов Севера, развитие образовательных и социальных программ, а также благотворительность, составил 215 млн рублей, 40 млн рублей из которых приходятся на образовательные программы и проекты в области культуры.

РЫНОК АКЦИЙ

Уставный капитал ОАО «НОВАТЭК» составляет 303 630 600 рублей и разделен на 3 036 306 обыкновенных акций, номинальной стоимостью 100 рублей.

В 2005 году мы провели листинг глобальных депозитарных расписок (ГДР) на Лондонской Фондовой бирже.

Соотношение глобальных депозитарных расписок к обыкновенным акциям составляет 100 к 1. ГДР выпущены в соответствии с двумя депозитарными договорами. Один в отношении программы по правилу Reg S и один по правилу 144A. В соответствии с депозитарным договором, ГДР выпущены на акции, находящиеся в депозитарии Deutsche Bank Ltd в России, выступающего держателем для Deutsche Bank Trust Company Americas, являющегося депозитарием для владельцев ГДР.

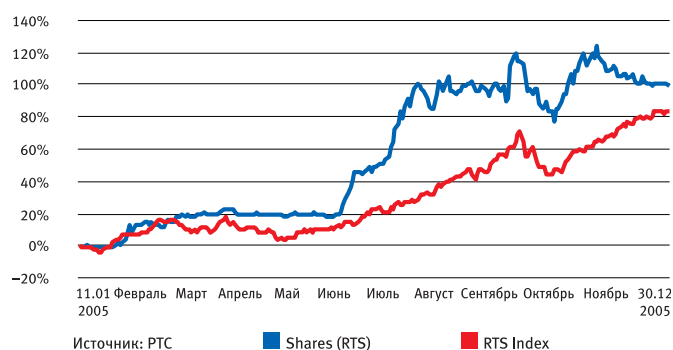
Акции ОАО «НОВАТЭК» и глобальные депозитарные расписки обращаются на следующих фондовых биржах:

Биржа	Символ	Вид	Валюта	Начало торгов
ММВБ	NVTK	Обыкновенные акции	руб. РФ	Октябрь 2004
PTC	NVTK	Обыкновенные акции	дол. США	Декабрь 2004
PTC	NVTKG	Обыкновенные акции	руб. РФ	Апрель 2005
LSE	NVTK	ГДР (Reg S)	дол. США	Июль 2005
NASDAQ PORTAL	NVATY	ГДР (144A)	дол. США	Июль 2005

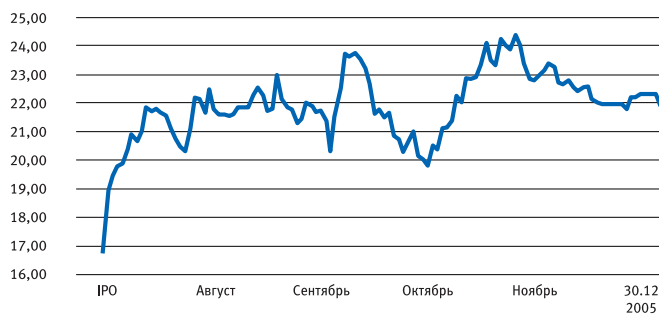
Диапазон цен акций и ГДР в 2005 году

	Обыкновенные акции, долл. США		Глобальные депозитарные расписки (LSE), долл. США	
	мин	макс	мин	макс
Первый квартал	1 095	1 320	n/a	n/a
Второй квартал	1 290	1 635	n/a	n/a
Третий квартал	1 590	2 410	16,75	24,25
Четвертый квартал	2 000	2 435	19,45	25,00

Динамика котировок
акций ОАО «НОВАТЭК» и индекса РТС в 2005 году, %



Котировки ГДР на акции ОАО «НОВАТЭК» с даты IPO
(LSE, цена последней сделки, доллары США)



СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЕ ОАО «НОВАТЭК»

СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ

- Наталенко А. Е. (Председатель) ⁽⁷⁾
- Брехунцов А. М. ^{(1) (4) (7)}
- Варданян Р. К. ^{(1) (2)}
- Гиря В. И. ^{(3) (5)}
- Джетвей М. Э. ⁽³⁾
- Дмитриев В. А. ^{(1) (6)}
- Левинзон И. Л. ^{(1) (5)}
- Михельсон Л. В.

ПРАВЛЕНИЕ

- Михельсон Л. В. (Председатель)
- Антипин А. Д.
- Басков В. А.
- Джетвей М. Э.
- Кузнецова Т. С.
- Попов М. В.
- Протосеня С. В.
- Смирнов В. А.
- Титаренко Н. Н.
- Фридман А. М.
- Яновский К. Н.

⁽¹⁾ Независимый член Совета директоров

⁽²⁾ Председатель Комитета по корпоративному управлению

⁽³⁾ Член Комитета по корпоративному управлению

⁽⁴⁾ Председатель Комитета по стратегии развития

⁽⁵⁾ Член Комитета по стратегии развития

⁽⁶⁾ Председатель Комитета по аудиту

⁽⁷⁾ Член Комитета по аудиту

АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Настоящий анализ финансового положения и результатов деятельности за 2005 и 2004 годы должен рассматриваться в контексте консолидированной финансовой отчетности по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2005 и 2004 гг. Консолидированная финансовая отчетность и примечания к ней подготовлены в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО). Все выраженные в рублях суммы указаны по номинальной стоимости.

Информация по финансовой и операционной деятельности, содержащаяся в данном «Анализе и оценке руководством финансового положения и результатов деятельности», включает в себя информацию по ОАО «НОВАТЭК», его дочерним обществам и доле в прибыли зависимых обществ. Соответственно, объемы добычи, представленные в данном анализе, не включают объемы добычи компаний «Таркосаленфтегаз» и «Ханчейнефтегаз» до момента их консолидации в декабре 2004 года. До этого момента объемы реализации включают в себя только объемы углеводородного сырья, добываемого компаниями «Таркосаленфтегаз» и «Ханчейнефтегаз», которые приобретались у них ОАО «НОВАТЭК». Тем не менее, мы осуществляли контроль над разработкой месторождений и операционной деятельностью указанных зависимых обществ до момента консолидации.

В июне 2004 года мы продали свои дочерние общества, занимающиеся оказанием услуг по строительству объектов по добыче нефти и газа, с целью сконцентрировать нашу деятельность на разведке и добыче нефти и газа. Услуги по строительству объектов добычи нефти и газа, в основном, включали в себя услуги по бурению, обустройству и строительству нефтегазовой инфраструктуры для связанных и третьих сторон, осуществляющих свою деятельность на территории Российской Федерации.

КРАТКАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ГРУППЕ

Группа является крупнейшим независимым производителем природного газа и вторым по величине производителем природного газа в Российской Федерации после ОАО «Газпром». По объемам доказанных запасов природного газа Группа является третьей в Российской Федерации после ОАО «Газпром» и ОАО «ЛУКОЙЛ».

Наша деятельность по разведке, разработке, добыче и реализации природного газа, газового конденсата, сырой нефти и продуктов ее переработки осуществляется на территории Российской Федерации, и соответственно, исторически бóльшая часть доходов Группы была также получена от реализации потребителям, расположенным на территории Российской Федерации. В связи с вводом в эксплуатацию в июне 2005 года Пуровского завода по стабилизации газового конденсата (далее «Пуровского ЗПК») мы планируем экспортировать бóльшую часть стабильного газового конденсата, что позволит значительно повысить долю доходов Группы от реализации на международных рынках.

ПОСЛЕДНИЕ СОБЫТИЯ

После анализируемого периода произошли следующие значительные события:

- В ноябре и декабре 2005 года мы создали дочерние общества Novatek Overseas AG и Runitек GmbH, зарегистрированные в Швейцарии, с целью управления и координации деятельности по осуществлению маркетинга и ведения торговли сырой нефтью, стабильным газовым конденсатом, сжиженным углеводородным газом и прочими нефтепродуктами на международных рынках. Начиная с 1 января 2006 г. все экспортные поставки осуществляются через вновь созданные зарубежные дочерние общества.
- В феврале 2006 года Международное рейтинговое агентство Moody's Investor Service присвоило нам корпоративный рейтинг на уровне «Вa2» (прогноз стабильный). Одновременно агентство Moody's Interfax Rating Agency присвоило нам долгосрочный кредитный рейтинг «Aa2.ru» по национальной шкале. Это первый рейтинг, присвоенный нам агентством Moody's Investor Service. Корпоративный рейтинг отражает уровень платежеспособности и его перспективы, в то время как рейтинг Интерфакса указывает на уровень платежеспособности по сравнению с другими национальными корпорациями.
- В феврале 2006 года агентство Standard and Poor's присвоило нам корпоративный кредитный рейтинг «ВВ-» (прогноз стабильный). Это первый рейтинг, присвоенный нам агентством Standard and Poor's. Корпоративный рейтинг свидетельствует об уровне платежеспособности и его перспективах.

НЕКОТОРЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Консолидация

Начиная с 2002 года, Группа проводила стратегию консолидации нефтегазовых активов и совершила ряд сделок по покупке и продаже активов в рамках этой стратегии. Три наших основных месторождения принадлежат нашим 100%-ым дочерним обществам «Таркосаленефтегаз» и «Юрхаровнефтегаз». По завершении серии покупок, описанных ниже, в декабре 2004 года мы получили 100%-ное участие в компании «Таркосаленефтегаз» (в мае 2005 года компания «Ханчейнефтегаз» была присоединена к компании «Таркосаленефтегаз»). В результате этой консолидации и других приобретений Группы, осуществленных нами на протяжении последних трех лет, мы упростили структуру холдинга, что позволяет нам более эффективно управлять нашими основными активами, а также повысить прозрачность финансовой отчетности Группы.

Приобретения

В декабре 2004 года мы провели серию сделок, в результате которых приобрели 67,7% акций в компании «Таркосаленефтегаз» и 57,0% долей участия в компании «Ханчейнефтегаз» в обмен на дополнительно выпущенные обыкновенные акции ОАО «НОВАТЭК» в количестве 789 276 штук. Таким образом, по состоянию на 31 декабря 2004 г. эти компании стали полностью консолидируемыми дочерними обществами Группы.

В период до приобретения дополнительных долей участия в компаниях «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» в декабре 2004 года Группа осуществляла закупку примерно 56% добычи углеводородов компании «Таркосаленефтегаз» и 100% добычи углеводородов компании «Ханчейнефтегаз», после чего реализовывала эти объемы третьим сторонам. После приобретений долей все операции компаний «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» были консолидированы в финансовую отчетность Группы. Соответственно, все покупки и продажи у компаний/компаниям «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» и все расчеты с указанными компаниями были удалены в консолидированных балансах Группы по состоянию на 31 декабря 2005 г. и 31 декабря 2004 г. и в консолидированном отчете о прибылях и убытках Группы за 2005 год, а каждая статья консолидированных показателей операционных расходов Группы за 2005 год включает соответствующие показатели компаний «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» за соответствующие периоды. На все прочие отчетные даты и в других отчетных периодах Группа учитывала инвестиции в «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» по методу долевого участия как инвестиции в зависимые общества, и таким образом операционные расходы двух приобретенных компаний были отражены в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе затрат на приобретение нефти, газового конденсата и природного газа пропорционально покупаемым нами объемам углеводородов.

В декабре 2004 года ОАО «НОВАТЭК» заключило договор на продажу Группе «ИТЕРА» 37,5 млрд куб. метров природного газа в точке врезки в магистральный газопровод (далее – «в точке врезки») в течение пяти лет начиная с января 2005 года. Этот контракт оказывает влияние на соотношение объемов реализации газа конечным потребителям и «в точке врезки», однако на текущий момент это один из самых прибыльных договоров, заключенных нами. В 2005 году мы продали 6,9 млрд куб. метров газа Группе «ИТЕРА» в соответствии с этим договором.

Продажа активов

Исторически наша Группа включала в себя различные дочерние общества, занимавшиеся непрофильными для Группы видами деятельности, включая услуги по строительству объектов нефтегазодобычи, а также банковские и телекоммуникационные услуги. В июне 2004 года мы продали нашим акционерам дочерние общества, занимающиеся оказанием услуг по строительству объектов нефтегазодобычи, с намерением сконцентрировать свою деятельность на разведке и добыче газа и газового конденсата. Деятельность проданных дочерних обществ, в основном, включала услуги по бурению и строительству объектов нефтегазодобычи для связанных и третьих сторон на территории Российской Федерации.

В 2004 году мы продали ОАО «Газпром» дочернее общество компании «Пурнефтегазгеология», владеющее лицензией на добычу углеводородного сырья на Западно-Таркосалинском месторождении, в обмен на 8,34% акций компании «Пурнефтегазгеология». В рамках этой сделки Группа получила право на покупку

10%-ной доли в добыче природного газа из сеноманских залежей и 100%-ной доли в добыче углеводородов из валанжинских залежей, из которых мы удерживаем 50% в соответствии с совместным соглашением о деятельности на Западно-Таркосалинском месторождении в течение срока действия лицензии.

В 2004 году Группа также осуществила продажу ряда дочерних обществ, оказывающих телекоммуникационные услуги, и ряда прочих непрофильных дочерних обществ. В мае 2005 года мы продали одному из наших акционеров долю участия в ЗАО «НОВА Банк».

В июне 2005 года Группа реализовала ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерней компании 66%-ную долю участия в компании «Геойлбент» за 5,1 млрд рублей. Группа учитывала свою долю в компании «Геойлбент» по методу долевого участия в капитале, но поскольку все значительные операционные и финансовые решения требовали согласия всех акционеров, мы не могли контролировать эту компанию. В июне 2005 года Группа продала 25,1%-ную долю в компании «Тамбейнефтегаз» компании «Газпромбанк-Инвест» за 120 млн рублей и 34%-ную долю в компании «Селькупнефтегаз» компании «Роснефть» за 573 млн рублей. Эти выбытия стали результатом проведения нашей политики по концентрации деятельности на добыче газа и газового конденсата, наряду с выбытием активов, над которыми Группа не осуществляет оперативный контроль.

Сделки со связанными сторонами

Группа осуществляет значительный объем операций с акционерами, компаниями, аффилированными по отношению к акционерам, с зависимыми компаниями и прочими связанными сторонами. Эти операции включают приобретение и реализацию природного газа, газового конденсата, сырой нефти, строительных и других аналогичных услуг, приобретение и продажу ценных бумаг, получение и выдачу займов, поручительств и прочие неденежные операции. Проведение указанных операций с компаниями, не являющимися связанными сторонами, внесли бы существенные коррективы в результаты финансово-хозяйственной деятельности Группы, ее финансовое положение и потоки денежных средств. До декабря 2004 года объем закупок природного газа, газового конденсата и сырой нефти компании «Таркосаленефтегаз» соответствовал 56% совокупной добычи этой компании, что отражало долю Группы в активах компании «Таркосаленефтегаз». Группа приобретала 100% объема добычи природного газа компании «Ханчейнефтегаз» с момента начала коммерческой добычи в 2003 году. Кроме того, начиная с 2004 года Группа закупала углеводородное сырье в соответствии со своим долевым участием в компании «Геойлбент». До этого момента «Геойлбент» реализовывал углеводородное сырье самостоятельно.

После консолидации основных добывающих активов, как упоминалось в разделе «Приобретения», и продажи доли участия в компании «Геойлбент», как упоминалось в разделе «Продажа активов», мы ожидаем, что объемы операций со связанными сторонами в будущем будут значительно сокращены.

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 по ценам, превышающим установленные Правительством Российской Федерации цены для реализации природного газа компаниями ОАО «Газпром» (далее – «Газпром») потребителям на внутреннем рынке. Тем не менее, возможные для нас цены реализации существенно зависят от регулируемых цен. Условия поставки природного газа также влияют на среднюю цену реализации. Природный газ, продаваемый на точке врезки, реализуется преимущественно оптовым трейдерам, причем покупатель сам оплачивает тариф на дальнейшую транспортировку газа. В целом мы продаем газ конечным потребителям по более высоким ценам и с большей маржой, так как договорная цена включает тариф на транспортировку газа, а также нет потери розничной маржи как при реализации оптовым трейдерам. Реализация природного газа трейдерам в точке врезки позволяет нам диверсифицировать продажи природного газа без дополнительных коммерческих расходов. Разница между ценой реализации природного газа конечным покупателям, приведенной к точке врезки (т.е. за вычетом транспортной составляющей), и трейдерам в 2005 году по сравнению с 2004 годом сократилась на 29 рублей за тыс. куб. метров газа, или 29,3%.

В следующей таблице приведены средние цены реализации природного газа на 31 декабря 2005 и 2004 гг.:

Средняя цена реализации природного газа ⁽¹⁾	За год, закончившийся 31 декабря		Изменение, %
	2005	2004	
Средняя цена реализации газа конечным потребителям ⁽²⁾	1 121	958	17%
Расходы на транспортировку газа конечным потребителям	434	331	31%
Средняя чистая цена реализации газа конечным потребителям	687	627	10%
Средняя цена газа на точке врезки (продажа трейдерам)	617	528	17%

⁽¹⁾ средняя цена реализации тыс. куб. метров природного газа, за вычетом НДС и акцизов

⁽²⁾ включает расходы 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 показателей спроса и предложения, возможности стран ОПЕК обеспечить определенный уровень добычи для удовлетворения растущего мирового спроса и предупреждения возможного срыва мировых поставок нефти в связи с войнами, деятельностью террористических организаций или природных катастроф. Цены на сырую нефть в России оставались ниже цен на международном рынке, что связано, в основном, с ограниченной возможностью российских нефтяных компаний транспортировать свою нефть, хотя цены на определенные виды нефтепродуктов в Российской Федерации приблизились к мировым. Образовавшийся избыток запасов сырой нефти в основных потребляющих регионах приводил к снижению внутренних цен. 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, или перерабатывается непосредственно производителями, или реализуется на внутреннем рынке по ценам, определяемым по принципу «от сделки к сделке». Сырая нефть, которую Группа продает на международных рынках, транспортируется через систему нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть», где она смешивается с другими марками сырой нефти, отличающимися по качественным характеристикам, в результате чего формируется экспортная марка нефти «Юралс», которая обычно продается с дисконтом к сорту «Брент».

Цены на сырую нефть, стабильный газовый конденсат, сжиженный углеводородный газ и нефтепродукты, реализуемые на экспорт, по условиям поставки включают в себя транспортные расходы, в то время как цены на внутреннем рынке и рынке СНГ показаны без транспортной составляющей. Сырая нефть, продаваемая нами на экспорт, реализуется на условиях FOB или DAF на границе Российской Федерации. Исторически сложилось, что большая часть объемов сырой нефти, продаваемой на экспорт, транспортируется в Германию через систему трубопроводов или морским путем через порт Бутинге (Литва). В 2005 году средняя цена реализации сырой нефти на экспорт, согласно договорам, включая экспортные пошлины, составила 319 долл. США за тонну по сравнению с 223 долл. США за тонну в 2004 году.

Основная часть стабильного газового конденсата, продаваемого нами на экспорт, реализуется на условиях «перевозка оплачена до» (CPT) – порт Витино, и лишь небольшая часть экспортных поставок реализуется на условиях «франко перевозчик» (FCA) – станция ж/д Пуровск. В 2005 году средняя контрактная цена реализации стабильного газового конденсата на экспорт, включая экспортные пошлины, составила около 450 долл. США за тонну. Поставки на внутренний рынок производились на условиях «франко перевозчик» (FCA) – станция ж/д Пуровск. По условиям этих договоров к покупателю переходит право собственности на товары в указанных пунктах передачи и ответственность за его последующую транспортировку до конечного пункта назначения.

Цены реализации сырой нефти и стабильного газового конденсата	За год, закончившийся 31 декабря		Изменение, %
	2005	2004	
Сырая нефть			
Экспортная цена, руб. за тонну ⁽¹⁾ ⁽²⁾	6 102	4 743	29%
Экспортная цена, долл. США за тонну ⁽³⁾	215,7	175,0	23%
Внутренняя цена, руб. за тонну ⁽¹⁾	4 100	3 353	22%
Стабильный газовый конденсат			
Экспортная цена, руб. за тонну ⁽¹⁾ ⁽²⁾	8 339	-	100%
Экспортная цена, долл. США за тонну ⁽³⁾	294,5	-	100%
Внутренняя цена, руб. за тонну ⁽¹⁾	6 268	-	100%

⁽¹⁾ средняя цена реализации одной тонны, за вычетом НДС, акцизов и экспортных пошлин

⁽²⁾ включает расходы на транспортировку

⁽³⁾ получена путем конвертации цены в рублях по среднему курсу за период

Сжиженный углеводородный газ, поставляемый нами на экспорт и в страны СНГ, реализуется на условиях «поставка до границы» (DAF) – белорусско-польская и российско-латвийская границы. В 2005 году средняя контрактная цена реализации на экспорт, включая экспортные пошлины, составила около 450 долл. США за тонну. Поставки на внутренний рынок сжиженного углеводородного газа производились на условиях «франко перевозчик» (FCA) – станция ж/д Пуровск. Поставки на внутренний рынок нефтепродуктов с Сургутского ЗСК производились на условиях «франко перевозчик» (FCA) – станция ж/д Сургут. В 2004 году средняя контрактная цена реализации нефтепродуктов на экспорт, включая экспортные пошлины, составила около 202 долл. США за тонну. По условиям этих договоров к покупателю переходит право собственности на товары в указанных пунктах передачи и ответственность за его последующую транспортировку до конечного пункта назначения.

Цены реализации сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов	За год, закончившийся 31 декабря		Изменение, %
	2005	2004	
Сжиженный углеводородный газ			
Экспортная цена, руб. за тонну ⁽¹⁾ ⁽²⁾	9 515	-	100%
Экспортная цена, долл. США за тонну ⁽³⁾	336,4	-	100%
Внутренняя цена, руб. за тонну ⁽¹⁾	5 647	-	100%
Нефтепродукты			
Экспортная цена, руб. за тонну ⁽¹⁾ ⁽²⁾	-	4 900	(100%)
Экспортная цена, долл. США за тонну ⁽³⁾	-	170,1	(100%)
Внутренняя цена, руб. за тонну ⁽¹⁾	4 704	3 879	21%

⁽¹⁾ средняя цена реализации одной тонны, за вычетом НДС, акцизов и экспортных пошлин

⁽²⁾ включает расходы на транспортировку

⁽³⁾ получена путем конвертации цены в рублях по среднему курсу за период

Тарифы на транспортировку

С 1 октября 2005 г. тариф на транспортировку природного газа, добываемого на территории Российской Федерации, установлен Федеральной Службой по Тарифам (ФСТ) в размере 23,84 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров на 100 км при поставке газа до потребителей на территории Российской Федерации и других стран Таможенного Союза (Беларусь, Казахстан, Кыргызстан, и Таджикистан). Этот тариф превышает на 23% предыдущий тариф, установленный 1 октября 2004 г. в размере 19,37 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров на 100 км, и на 44% превышает тариф, установленный 1 августа 2003 г. – 16,56 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров на 100 км. По условиям большинства контрактов на реализацию природного газа рост регулируемых тарифов на транспортировку относится на конечных потребителей. График пересмотра или изменения транспортных тарифов ФСТ не установлен, таким образом, изменения в тарифах на транспортировку природного газа происходят на нерегулярной основе.

Мы транспортируем практически всю сырую нефть по сети магистральных нефтепроводов, принадлежащих монопольному оператору сети нефтепроводов в Российской Федерации - компании ОАО «АК «Транснефть». Тарифы на транспортировку сырой нефти посредством нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» также устанавливаются ФСТ. Общие расходы на транспортировку одной тонны сырой нефти варьируются в зависимости от места назначения и протяженности маршрута от месторождения до покупателей.

Для транспортировки стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа мы пользуемся услугами ОАО «Российские железные дороги» (РЖД), монопольного оператора сети железных дорог в Российской Федерации. Соответствующие тарифы на транспортировку также устанавливаются ФСТ и варьируются в зависимости от вида перевозимого продукта и протяженности маршрута. Мы поставляем стабильный газовый конденсат на международные рынки через недавно реконструированный терминал в порту Витино на Белом море. Большая часть сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов реализуется в России и странах СНГ.

Ввод в эксплуатацию Пуровского ЗПК

Добываемый Группой нестабильный газовый конденсат ранее транспортировался через нашу собственную сеть трубопроводов и сеть трубопроводов ОАО «Газпром» на Сургутский ЗСК, где перерабатывался в стабилизированный газовый конденсат и нефтепродукты (включая дизельное топливо, легкий дистиллят и нефтя). С вводом в эксплуатацию Пуровского ЗПК в июне 2005 года мы начали транспортировку практически всего объема добычи нестабильного газового конденсата с Восточно-Таркосалинского и Ханчейского месторождений по собственной сети трубопроводов непосредственно на Пуровский ЗПК. Группа заключила соглашение с ОАО «Газпром» о доступе к его сети магистральных трубопроводов для доставки нестабильного газового конденсата, добываемого на Юрхаровском месторождении, на Пуровский ЗПК на 2006 год. Нефть и смесь нефтепродуктов, получаемые с Сургутского ЗСК, ранее транспортировались до покупателей посредством сети трубопроводов ОАО «АК «Транснефть» либо железнодорожным транспортом. Ввод в эксплуатацию Пуровского ЗПК изменил каналы сбыта стабильного газового конденсата – в настоящий момент большая часть стабильного газового конденсата поставляется нами на экспорт.

Мы ожидаем рост доходов и маржи от продажи стабильного газового конденсата, поскольку цены на стабильный газовый конденсат на международных рынках превосходят цены на сырую нефть марки «Юралс».

Налоговая нагрузка

Деятельность Группы подлежит налогообложению на федеральном, региональном и местном уровнях. Основой для начисления большинства налогов являются объемы реализации продукции в стоимостном и натуральном выражении. Помимо налога на прибыль, основными налогами, являются: НДС, налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), экспортные пошлины, налог на имущество, социальные налоги 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. Ранее проведенные проверки не исключают возможные претензии налоговых органов по проверенным периодам впоследствии. Кроме того, при определенных обстоятельствах изменения в налоговом законодательстве могут иметь обратную силу. Несмотря на то, что, согласно Налоговому Кодексу Российской Федерации, только законы, снижающие налоговое бремя для налогоплательщиков, могут иметь обратную силу, налоговые риски для бизнеса в Российской Федерации остаются более существенными, чем налоговые риски в странах с более развитой налоговой системой.

Группа не использовала схемы минимизации налогов с использованием оффшорных зон в Российской Федерации и за рубежом.

КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕКУЩЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Расходы на производство углеводородов

Расходы Группы на производство углеводородов получены из отчета о результатах деятельности, связанной с добычей нефти и газа в разделе «Дополнительная информация о запасах нефти и газа (неаудированная)» консолидированной финансовой отчетности за годы, закончившиеся 31 декабря 2005 и 2004 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 рублях и в долларах США на баррель нефтяного эквивалента:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря		Изменение, %
	2005	2004	
Расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	2 552	1 147	123%
Покупки в рамках долгосрочных контрактов	2 065	5 632	(63%)
Налоги, кроме налога на прибыль	4 336	1 393	211%
Транспортные расходы	6 581	3 672	79%
Итого расходы на производство углеводородов до амортизации	15 534	11 844	31%
Износ, истощение и амортизация	3 255	584	457%
Итого расходы на производство углеводородов	18 789	12 428	51%

<i>долл. США / барр. нефт. экв.</i>	За год, закончившийся 31 декабря		Изменение, %
	2005	2004	
Удельные расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	0,50	0,61	(18%)
Покупки в рамках долгосрочных контрактов	3,76	2,94	28%
Налоги, кроме налога на прибыль	0,85	0,74	14%
Транспортные расходы	1,16	0,97	20%
Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации	2,74	3,12	(12%)
Износ, истощение и амортизация	0,63	0,31	105%
Общие удельные расходы на производство углеводородов	3,31	3,27	1%

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 2005 году объем реализации природного газа и жидких углеводородов (сырой нефти, стабильного газового конденсата, сжиженного газа и нефтепродуктов) увеличился в связи со значительным ростом добычи углеводородов в 2005 году по сравнению с 2004 годом. Рост добычи был достигнут как за счет эффективного использования текущих производственных мощностей, так и за счет увеличения доли владения в основных добывающих компаниях, так как мы учитываем совокупно добычу этих компаний вместо отражения затрат по приобретению сырья. Как описано выше в разделе «Приобретения», с декабря 2004 года мы начали включать в отчетность Группы объем добычи с месторождений, лицензии на которые принадлежат компаниям «Таркосаленфтегаз» и «Ханчейнефтегаз».

Мы ожидаем, что дальнейший рост объема добычи, в основном, будет происходить за счет разработки действующих месторождений, а также благодаря разведке и разработке прочих принадлежащих нам нефтяных и газовых месторождений.

Объем реализации природного газа

млн куб. метров	За год, закончившийся 31 декабря		
	2005	2004	Изменение, %
Добыча⁽¹⁾:			
Юрхаровское м/р	8 916	6 673	34%
Восточно-Таркосалинское м/р	13 327	-	100%
Ханчейское м/р	2 767	-	100%
Прочие м/р	26	2 309	(99%)
Итого добыча природного газа	25 036	8 982	179%
Покупка:			
Таркосаленфтегаз ⁽²⁾	-	5 738	(100%)
Ханчейнефтегаз ⁽³⁾	-	2 297	(100%)
Прочие	2 518	523	381%
Итого покупка природного газа	2 518	8 558	(71%)
Итого добыча и покупка	27 554	17 540	57%
Изменение остатка в трубе и подземном хранилище	(224)	(263)	(15%)
Итого объем продаж природного газа	27 330	17 277	58%
<i>Объем продаж конечным потребителям</i>	<i>11 650</i>	<i>8 889</i>	<i>31%</i>
<i>Объем продаж на точке врезки</i>	<i>15 680</i>	<i>8 388</i>	<i>87%</i>

(1) за вычетом технических потерь

(2) показывает закупку сеноманского газа в размере долевого участия 56%

(3) показывает закупку природного газа по договору в размере 100%

В 2005 году консолидированная добыча природного газа Группы, за вычетом расходов технических потерь, увеличилась на 16 054 млн куб. метров, или 178,7%, по сравнению с 2004 годом и составила 91,6% от общего объема продаж природного газа в 2005 году. Рост добычи природного газа произошел, в основном, за счет консолидации добычи на Восточно-Таркосалинском и Ханчейском месторождениях и увеличения объемов добычи на Юрхаровском и Ханчейском месторождениях. В 2005 году добыча на Восточно-Таркосалинском и Ханчейском месторождениях составила 16 094 млн куб. метров, что в 2 раза превышает объем покупок природного газа с этих месторождений в 2004 году, в то время как добыча на Юрхаровском месторождении увеличилась на 2 243 млн куб. метров, или 33,6%.

Падение прочей добычи было, в основном, вызвано продажей Газпрому дочерней компании, владеющей лицензией на Западно-Таркосалинское месторождение. В результате этой сделки Группа начала покупать природный газ, добытый на Западно-Таркосалинском месторождении, в соответствии с условиями договора.

В 2005 году покупки природного газа уменьшились на 6 040 млн куб. метров, или 70,6%, до 2 518 млн куб. метров по сравнению с 8 558 млн куб. метров в 2004 году, в основном, за счет консолидации компаний «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» в декабре 2004 года. Прочие покупки увеличились на 1 995 млн куб. метров, или 381,4%, в 2005 году по сравнению с 2004 годом в результате выбытия лицензии на Западно-Таркосалинское месторождение. Соответственно, в 2005 году мы приобрели у Газпрома 2 191 млн куб. метров природного газа согласно условиям и срокам договора на выбытие лицензии на Западно-Таркосалинское месторождение.

Объем реализации сырой нефти и газового конденсата

<i>тыс. тонн</i>	За год, закончившийся 31 декабря		
	2005	2004	Изменение, %
Добыча ⁽¹⁾ :			
Юрхаровское м/р	662	554	20%
Восточно-Таркосалинское м/р	742	-	100%
Ханчейское м/р	644	-	100%
Прочие м/р	83	239	(65%)
Итого добыча жидких углеводородов	2 131	793	169%
Покупка:			
Таркосаленефтегаз ⁽²⁾	-	348	(100%)
Ханчейнефтегаз ⁽³⁾	-	520	(100%)
Геойлбент	240	358	(33%)
Прочие	140	99	41%
Итого покупка жидких углеводородов	380	1 325	(71%)
Итого добыча и покупка	2 511	2 118	19%
Изменение в остатках	(51)	(6)	733%
Итого объем продаж жидких углеводородов	2 460	2 112	17%
<i>Объем продаж сырой нефти на экспорт</i>	183	502	(64%)
<i>Объем продаж сырой нефти на внутреннем рынке</i>	679	1 087	(38%)
<i>Объем продаж стабильного газового конденсата на экспорт</i>	760	-	100%
<i>Объем продаж стабильного газового конденсата на внутреннем рынке</i>	2	-	100%
<i>Объем продаж сжиженного углеводородного газа на экспорт</i>	28	-	100%
<i>Объем продаж сжиженного углеводородного газа на внутреннем рынке</i>	213	-	100%
<i>Объем продаж нефтепродуктов на экспорт</i>	-	20	(100%)
<i>Объем продаж нефтепродуктов на внутреннем рынке</i>	595	503	18%

(1) за вычетом технических потерь

(2) показывает закупку жидких углеводородов в размере долевого участия 56%

(3) показывает закупку жидких углеводородов по договору в размере 100%

В 2005 году добыча нефти и газового конденсата за вычетом технических потерь увеличилась на 1 338 тыс. тонн, или 168,7%, до 2 131 тыс. тонн по сравнению с 793 тыс. тонн в 2004 году. Увеличение объемов добычи было преимущественно вызвано продолжением освоения наших месторождений и полной консолидацией добычи Восточно-Таркосалинского и Ханчейского месторождений. Увеличение было частично скомпенсировано сокращением добычи прочих месторождений на 156 тыс. тонн, или 65,3%, в результате продажи лицензии на Западно-Таркосалинское месторождение.

В 2005 году покупки сырой нефти и газового конденсата сократились на 945 тыс. тонн, или 71,3%, по сравнению с 2004 годом, в основном за счет консолидации компаний «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» в декабре 2004 года и продажи компании «Геойлбент» в июне 2005 года. После продажи Геойлбента в июне 2005 года мы прекратили закупки сырой нефти у этой компании. Объем покупок сырой нефти у Геойлбента составил 240 тыс. тонн в 2005 году и 358 тыс. тонн в 2004 году.

Объем нестабильного газового конденсата, отправленного на переработку на Пуровский ЗПК и Сургутский ЗСК, в 2005 году составил 1 031 тыс. тонн и 1 052 тыс. тонн по сравнению с нулем и 1 333 тыс. тонн в 2004 году соответственно. В 2005 году доля выхода стабилизированного газового конденсата, полученного после переработки на Сургутском ЗСК, составила 41,7% по сравнению с 57,9% в 2004 году. Продукты переработки Пуровского ЗПК Группа реализует отдельно от нефтепродуктов, полученных с Сургутского ЗСК. После переработки нестабильного газового конденсата на Сургутском ЗСК мы получаем нефть и ряд нефтепродуктов. Сырая нефть реализуется как нефть марки «Юралс» и доставляется покупателям посредством сети нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».

**ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ
31 ДЕКАБРЯ 2005 ГОДА ПО СРАВНЕНИЮ С ГОДОМ, ЗАКОНЧИВШИМСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2004 ГОДА**

Следующая таблица с пояснениями к ней представляет собой свод консолидированных результатов операционной деятельности (в млн рублей) за годы, закончившиеся 31 декабря 2005 и 2004 гг. Для показателей в каждой строке таблицы также показан процент от общей выручки.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря			
	2005	% от общей выручки	2004	% от общей выручки
Выручка от основных видов деятельности ⁽¹⁾	38 523	100%	24 144	100%
Прочие доходы	3 664	9%	583	2%
Итого выручка от реализации и прочие доходы	42 187	109%	24 727	102%
Операционные расходы	(22 861)	(59%)	(17 113)	(71%)
Прибыль от операционной деятельности	19 326	50%	7 614	32%
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	(729)	(2%)	(292)	(1%)
Доля в прибыли зависимых обществ до налога на прибыль	143	0%	764	3%
Прибыль до налога на прибыль	18 740	49%	8 086	34%
Расходы по налогу на прибыль	(5 078)	(13%)	(2 118)	(9%)
Прибыль отчетного периода	13 662	36%	5 968	25%
Доля меньшинства	(35)	0%	274	(1%)
Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	13 697	36%	5 694	24%

(1) за вычетом НДС, акцизов и экспортных пошлин

Выручка от реализации и прочие доходы

Выручка от реализации Группы состоит из выручки от реализации нефти и газа, выручки от реализации полимерной продукции и изоляционной ленты, прочей выручки, прибыли от финансовых вложений и прочих доходов. Общая выручка от реализации увеличилась на 14 379 млн рублей, или 59,6%, до 38 523 млн рублей в 2005 году по сравнению с 24 144 млн рублей в 2004 году, в то время как прочие доходы выросли на 3 081 млн рублей, или 528%, до 3 664 млн рублей по сравнению с 583 млн рублей в 2004 году.

Доходность Группы выросла как благодаря увеличению объемов добычи и диверсификации каналов сбыта жидких углеводородов, так и благодаря росту цен на международном и внутреннем рынках. Постоянное финансирование поисковых и разведочных работ и дальнейшей разработки месторождений позволило нам ежегодно увеличивать объемы продаж с момента начала добычи. Объемы продаж природного газа увеличились до 27 330 млн куб. метров в 2005 году по сравнению с 17 277 млн куб. метров в 2004 году, или 58,2%. Общий объем реализации сырой нефти, газового конденсата и нефтепродуктов увеличился до 2 460 тыс. тонн в 2005 году по сравнению с 2 112 тыс. тонн в 2004 году, или 16,5%. Мы ожидаем дальнейшего наращивания объемов продаж, но более сдержанными темпами, за счет роста добычи наших дочерних обществ.

Увеличение прочих доходов было, в основном, вызвано продажей активов в размере 3 631 млн рублей в 2005 году по сравнению с 198 млн рублей в 2004 году. Рост в 2005 году был, главным образом, связан с продажей компаний «Геойлбент», «Селькупнефтегаз» и «Тамбейнефтегаз».

В представленной ниже таблице приведены данные о чистой выручке (в млн рублей, за вычетом НДС, акцизов и экспортных пошлин), объемах и средних ценах реализации (средние цены в долларах США получены путем конвертации цен в рублях по среднему курсу за период) за годы, закончившиеся 31 декабря 2005 и 2004 гг.:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2005	2004	Изменение, %
Природный газ			
Чистая выручка	22 729	12 943	76%
<i>Чистая выручка по конечным потребителям</i>	13 056	8 515	53%
<i>Чистая выручка по покупателям на точке врезки</i>	9 673	4 429	118%
Стабильный газовый конденсат			
Чистая выручка	6 349	-	100%
<i>Чистая экспортная выручка</i>	6 336	-	100%
<i>Чистая выручка по внутренним поставкам</i>	13		100%
Сжиженный углеводородный газ			
Чистая выручка	1 472	-	100%
<i>Чистая экспортная выручка</i>	271	-	100%
<i>Чистая выручка по внутренним поставкам</i>	1 201	-	100%
Нефтепродукты			
Чистая выручка	2 797	2 050	37%
<i>Чистая экспортная выручка</i>	-	99	(100%)
<i>Чистая выручка по внутренним поставкам</i>	2 797	1 951	43%
Сырая нефть			
Чистая выручка	3 899	6,025	(35%)
<i>Чистая экспортная выручка</i>	1 114	2,381	(53%)
<i>Чистая выручка по внутренним поставкам</i>	2 785	3,644	(24%)
Итого выручка от реализации нефти и газа	37 246	21 018	77%
Выручка от оказания услуг по строительству объектов добычи нефти и газа	-	2 053	(100%)
Выручка от реализации полимерной продукции и изоляционной ленты	964	617	56%
Прочая выручка	313	456	(33%)
Итого выручка	38 523	24 144	60%
Прибыль от финансовых вложений	3 631	198	1 734%
Прочие доходы	33	385	(91%)
Итого выручка от реализации и прочие доходы	42 187	24 727	71%

Выручка от реализации природного газа

Выручка от реализации природного газа в 2005 году выросла на 9 786 млн рублей, или 75,6%, по сравнению с 2004 годом. Выручка от реализации природного газа составила 59,0% и 53,6% от общей выручки Группы в 2005 и 2004 годах соответственно. Увеличение выручки от продажи природного газа, в основном, было вызвано увеличением объема продаж вследствие привлечения новых клиентов. Почти половину объема реализации в 2005 году составили новые потребители, в основном, энергетические и прочие промышленные предприятия. Группа продает природный газ исключительно на внутреннем рынке Российской Федерации.

В 2005 году средняя цена реализации природного газа выросла на 83 рубля за тыс. куб. метров, или 11,0%, по сравнению с 2004 годом благодаря общему росту цен на природный газ и увеличению объемов продаж конечным потребителям. Средняя цена реализации природного газа конечным потребителям и покупателям на точке врезки выросла на 17,0% и 16,9% в 2005 году по сравнению с 2004 годом соответственно. Разница между чистой ценой реализации природного газа конечным покупателям (за вычетом транспортных расходов) и ценой реализации «в точке врезки» в 2005 году по сравнению с 2004 годом сократилась на 29 рублей за тыс. куб. метров газа, или 29,3%, в результате роста тарифа на транспортировку одной тыс. куб. метров газа в 2005 году.

Выручка от реализации сырой нефти

Выручка от реализации сырой нефти и газового конденсата сократилась на 2 126 млн рублей, или 35,3%, в 2005 году по сравнению с 2004 годом, в результате снижения объема реализации нефти, частично компенсированного ростом цен на сырую нефть в 2005 году как на внешнем, так и на внутреннем рынках.

Общий объем реализации сырой нефти в 2005 году сократился по сравнению с 2004 годом на 727 тыс. тонн, или 45,8%. Сокращение объемов продаж нефти в 2005 году было вызвано переводом процесса переработки нестабильного газового конденсата с Сургутского ЗСК на Пуровский ЗПК (стабилизированный газовый конденсат с Сургутского ЗСК реализуется как нефть), низкой долей выхода с переработки стабилизированного газового конденсата и более высокой долей выхода нефтепродуктов с Сургутского ЗСК, а также продажей доли участия Группы в компании «Геойлбент» в июне 2005 года.

Средняя цена реализации сырой нефти и газового конденсата, экспортируемого в Европу и страны СНГ, в переводе на доллары США увеличилась на 40,7 долл. за тонну, или 23,3%, до 215,7 долл. США в 2005 году по сравнению с 175,0 долл. США за тонну в 2004 году, что, в первую очередь, было связано с общей тенденцией роста цен на мировом рынке нефти в 2005 году. Средняя цена реализации сырой нефти на внутреннем рынке увеличилась на 747 рублей за тонну, или 22,3%, до 4 100 рублей за тонну в 2005 году по сравнению с 3 353 рублями за тонну в 2004 году в связи с ростом цен на нефть на внутреннем рынке в 2005 году.

Выручка от реализации стабильного газового конденсата

Выручка от реализации стабильного газового конденсата составила 6 349 млн рублей в 2005 году по сравнению с нулем в 2004 году и напрямую связана с вводом в эксплуатацию Пуровского ЗПК в июне 2005 года. Стабильный газовый конденсат, получаемый с Пуровского ЗПК, реализуется отдельно от стабилизированного газового конденсата, получаемого с Сургутского ЗСК, и не включается в выручку от реализации сырой нефти.

В 2005 году мы экспортировали практически весь стабильный газовый конденсат, 760 тыс. тонн, полученный из переработки с Пуровского ЗПК, на рынки США и Европы через порт Витино на Белом море. В 2005 году средняя экспортная цена реализации стабильного газового конденсата в переводе на доллары США составила 294,8 долларов за тонну, в то время как цена на внутреннем рынке составила 6 268 рублей за тонну.

Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа

В 2005 году выручка Группы от реализации сжиженного углеводородного газа составила 1 472 млн рублей по сравнению с нулем в 2004 году, что было обусловлено вводом в эксплуатацию в июне 2005 года Пуровского ЗПК. Общий объем реализации сжиженного углеводородного газа составил в 2005 году 241 тыс. тонн, из которого 88,3% было реализовано на внутреннем рынке по средней цене 5 647 рублей за тонну, а оставшийся объем реализовался на экспорт по цене 336,4 долл. США за тонну.

Выручка от реализации нефтепродуктов

В 2005 году выручка от реализации нефтепродуктов выросла на 747 млн рублей, или 36,4%, по сравнению с 2004 годом. Увеличение выручки от реализации нефтепродуктов было связано с увеличением цен на нефтепродукты на внутреннем рынке на 825 рублей за тонну, или 21,2%, до 4 704 рублей за тонну в 2005 году по сравнению с 3 879 рублями за тонну в 2004 году и в меньшей степени, на 13,7%, за счет роста объемов реализации в 2005 году по сравнению с 2004 годом. Производство нефтепродуктов на Сургутском за-

воде составило 595 тыс. тонн в 2005 году и 523 тыс. тонн в 2004 году. Основными нефтепродуктами, которые были реализованы в 2005 и 2004 году, были дизельное топливо, легкий дистиллят и ШФЛУ. В 2005 году Группа реализовала 100% нефтепродуктов на внутреннем рынке, поскольку могла реализовать легкий дистиллят и дизельное топливо (основные нефтепродукты) на внутреннем рынке с большей маржой. Внутренний рынок нефтепродуктов в 2004 году был охарактеризован тем, что по сравнению с 2005 годом нефтепродукты с Сургутского ЗСК продавались по более низким ценам, и соответственно, в 2004 году Группа получила меньшую маржу с большего объема реализации нефтепродуктов.

Выручка от реализации полимерной продукции и изоляционной ленты

В 2005 году выручка от продажи полимеров и изоляционной ленты увеличилась до 964 млн рублей по сравнению с 617 млн рублей в 2004 году в связи с ростом объемов реализации и цен. В 2005 году Группа начала производство БОПП-пленки на одном из дочерних предприятий – компании «НОВАТЭК-ПОЛИМЕР», что позволило нам получить дополнительную выручку в размере 88 млн рублей. Выручка от реализации прочей полимерной продукции увеличилась на 876 млн рублей в 2005 году по сравнению с 617 млн рублей в 2004 году.

Прочая выручка

Прочая выручка включает в себя арендную выручку, реализацию услуг по переработке полимерной продукции, телекоммуникационных и прочих услуг. В 2005 году прочая выручка уменьшилась на 143 млн рублей, или 31,4%, до 313 млн рублей с 456 млн рублей в 2004 году за счет продажи ряда непрофильных активов.

Операционные расходы

Операционные расходы в 2005 году увеличились на 5 748 млн рублей, или 33,6%, до 22 861 млн рублей с 17 113 млн рублей в 2004 году. Процент операционных расходов от общей выручки в 2005 году сократился до 59,3% в 2005 году по сравнению с 70,9% в 2004 году, что видно из таблицы, представленной ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря			
	2005		2004	
<i>Статьи расходов</i>	млн руб.	% общей выручки	млн руб.	% общей выручки
Материалы, услуги и прочие расходы	3 473	9%	3 795	16%
Приобретение природного газа, газового конденсата и сырой нефти	2 065	5%	5 708	24%
Транспортные расходы	6 605	17%	3 690	15%
Налоги, кроме налога на прибыль	4 494	12%	1 569	6%
Общехозяйственные и управленческие расходы	2 417	6%	1 605	7%
Износ, истощение и амортизация	3 372	9%	681	3%
Сторнирование расходов (расходы) по обесценению активов, нетто	87	0%	(118)	(1%)
Расходы на геологоразведку	348	1%	183	1%
Итого операционные расходы	22 861	59%	17 113	71%

Материалы, услуги и прочие расходы

В 2005 году расходы на материалы, услуги и прочие расходы снизились на 322 млн рублей, или 8,5%, до суммы 3 473 млн рублей в 2005 году по сравнению с 3 795 млн рублей в 2004 году. Изменение суммы расходов было, в основном, связано с консолидацией компаний «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» в декабре 2004 года и вводом в эксплуатацию Пууровского ЗПК в июне 2005 года, что добавило 1 193 млн рублей,

или 34,3%, и 142 млн рублей, или 4,1%, к общему росту данной статьи расходов. Это увеличение расходов было частично компенсировано выбытием компаний «Нова» и «Новафининвест» в 2004 году, расходы которых составили 3 496 млн рублей.

Основными составляющими этих расходов в 2005 году являлись сырье и материалы, заработная плата. Расходы на сырье и материалы сократились на 382 млн рублей, или 24,0%, в 2005 году по сравнению с 2004 годом. Выбытие компаний «Нова» и «Новафининвест» привело к сокращению расходов Группы на 1 504 млн рублей, в то время как консолидация компаний «Таркосаленфтегаз» и «Ханчейнефтегаз» добавила 237 млн рублей, а рост производства компании «НОВАТЭК-ПОЛИМЕР» привел к увеличению расходов на 441 млн рублей.

В 2005 году расходы на заработную плату увеличились на 486 млн рублей, в основном, в результате консолидации компаний «Таркосаленфтегаз» и «Ханчейнефтегаз», что добавило 518 млн рублей, а также в результате роста этой статьи расходов в компаниях «Юрхаровнефтегаз» и «Нова-ЗПК» (оператора Пуровского ЗПК) на 109 млн рублей и 107 млн рублей соответственно. Увеличение затрат в 2005 году было сдержано за счет выбытия компаний «Нова» и «Новафининвест» в 2004 году, а также сокращением численности работников в компании «Пурнефтегазгеология» в 2005 году, в результате чего расходы на заработную плату уменьшились на 152 млн рублей и 97 млн рублей соответственно.

К прочим факторам, повлиявшим на сокращение расходов на материалы, услуги и прочие расходы в 2005 году по сравнению с 2004 годом, относится сокращение расходов на приобретение услуг по строительству и добыче на 555 млн рублей, при этом рост расходов на ремонт составил 158 млн рублей.

Приобретение природного газа, газового конденсата и сырой нефти

В 2005 году закупки углеводородов значительно сократились в связи с приобретением и последующей консолидацией добычи Восточно-Таркосалинского и Ханчейского месторождений, а также в результате продажи компании «Геойлбент» в июне 2005 года. В 2005 году закупки природного газа включали в себя добычу с Западно-Таркосалинского месторождения в размере 2 191 млн куб. метров. Это месторождение ранее принадлежало Группе (см. раздел «Продажа активов» выше), и наша товарная добыча природного газа на этом месторождении составила 454 млн куб. метров.

Транспортные расходы

Транспортные расходы в 2005 году выросли на 2 915 млн рублей, или 79,0%, по сравнению с 2004 годом. Расходы на транспортировку природного газа в 2005 году увеличились на 2 114 млн рублей, или 72,0%, и составили 5 052 млн рублей по сравнению с 2 938 млн рублей в 2004 году в результате роста на 31,1% объема реализации природного газа конечным потребителям, для которых стоимость транспортировки включена в покупную цену, а также в результате роста на 31,2% средних расходов на транспортировку одной тыс. куб. метров природного газа. Средний тариф на транспортировку природного газа в 2005 году составил 20,49 рублей за тыс. куб. метров на 100 км по сравнению с 17,26 рублями за тыс. куб. метров на 100 км в 2004 году. Рост объема транспортируемого сырья и тарифа на транспортировку практически одинаково повлияли на рост транспортных расходов по природному газу.

По договорным условиям поставки расходы на транспортировку жидких углеводородов по нефтепроводу и железной дороге включали в себя только расходы на транспортировку экспортной продукции, в то время, как в выручку, полученную от реализации на территории Российской Федерации, транспортные расходы не были включены.

Расходы на транспортировку сырой нефти на экспорт уменьшились на 144 млн рублей, или 52,0%, в 2005 году по сравнению с 2004 годом. Уменьшение расходов на транспортировку произошло вследствие сокращения объема реализации нефти на экспорт, несмотря на увеличение затрат на транспортировку единицы продукции из-за повышения соответствующего тарифа в 2005 году.

В 2005 году общие расходы на транспортировку нефтепродуктов, стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа по железной дороге на экспорт увеличились на 934 млн рублей по сравнению с 2004 годом, в основном, за счет роста совокупного объема реализации стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа на экспорт в 2005 году на 788 тыс. тонн.

Расходы на транспортировку стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа на экспорт по железной дороге в 2005 году составили 800 млн рублей, или 1 052 рубля за тонну, и 96 млн рублей, или 3 373 рубля за тонну, соответственно. Оставшиеся 47 млн рублей относились к поддержанию инфраструктуры железной дороги и не были распределены между видами реализуемой продукции. В 2004 году расходы на транспортировку стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа отсутствовали.

В 2005 году экспортных поставок нефтепродуктов не осуществлялось, в то время как в 2004 году расходы Группы на транспортировку 20 тысяч тонн нефтепродуктов составили 9 млн рублей, или, в среднем, 450 рублей на тонну.

Налоги, за исключением налога на прибыль

К налогам, за исключением налога на прибыль, относятся следующие налоги: налог на добычу полезных ископаемых, налог на имущество, акцизы, социальные и прочие налоги. В 2005 году налоги (за исключением налога на прибыль) выросли на 2 925 млн рублей, или 186,4%, по сравнению с 2004 годом. Увеличение было связано с ростом добычи и консолидацией компаний «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» в декабре 2004 года. До момента консолидации расходы по налогу на добычу полезных ископаемых вышеуказанных компаний не включались в налоговые расходы Группы. Данные компании учитывались по методу долевого участия капитала как зависимые общества.

Увеличение налогов (за исключением налога на прибыль) на 3 074 млн рублей, или 237,7%, было вызвано ростом объема добычи углеводородов в 2005 году по сравнению с 2004 годом и ростом ставки налога на добычу полезных ископаемых для природного газа с 107 рублей за тыс. куб. метров в 2004 году до 135 рублей за тыс. куб. метров в 2005 году. Консолидация компаний «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» в декабре 2004 года и соответствующий рост консолидированной добычи Группы добавили 2 766 млн рублей, или 90,0% к росту налога на добычу полезных ископаемых и 94,6% к росту общей суммы налогов, за исключением налога на прибыль.

Начиная с января 2005 года базовая ставка налога на добычу полезных ископаемых для сырой нефти выросла с 347 рублей до 419 рублей за одну метрическую тонну добытой сырой нефти.

В 2005 году налог на имущество вырос на 221 млн рублей, или 208,5%, до 327 млн рублей по сравнению с 106 млн рублей в 2004 году. Этот рост был связан со значительным вводом в эксплуатацию машин и оборудования на Юрхаровском месторождении и с консолидацией основных средств компаний «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» в декабре 2004 года.

Общехозяйственные и административные расходы

В 2005 году общехозяйственные и административные расходы увеличились на 812 млн рублей, или 50,6%, до 2 417 млн рублей по сравнению с 1 605 млн рублей в 2004 году. Изменение расходов в 2005 году было связано, в основном, с консолидацией «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» в декабре 2004 года и выбытием компаний «Нова» и «Новафининвест». Основными компонентами расходов, составляющими 77,9% общехозяйственных и административных расходов в 2005 году, являлись заработная плата, страхование, социальные расходы и благотворительность, а также юридические, аудиторские и консультационные услуги.

В 2005 году расходы на заработную плату увеличились на 372 млн рублей, или 58,8%, до 1 004 млн рублей по сравнению с 632 млн рублей в 2004 году. Увеличение расходов на 119 млн рублей было вызвано консолидацией компаний «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» в декабре 2004 года, в то время как рост заработной платы административного персонала ОАО «НОВАТЭК» составил 272 млн рублей. Кроме того, расходы увеличились на 36 млн рублей за счет роста численности сотрудников на 249 человек в результате ввода в эксплуатацию Пуровского ЗПК. Увеличение этой статьи расходов было сдержано за счет выбытия компаний «Нова» и «Новафининвест», расходы которых составили 77 млн рублей.

В 2005 году расходы по страхованию выросли на 231 млн рублей, или 170,8%, до 367 млн рублей по сравнению с 135 млн рублей в 2004 году. Рост был, в основном, связан с консолидацией компаний «Таркосаленфтегаз» и «Ханчейнефтегаз» в декабре 2004 года, что добавило 155 млн рублей, или 67,1%, к общему росту расходов по страхованию производственного имущества. Дополнительное увеличение расходов по страхованию также связано со страхованием сырья, перерабатываемого на Сургутском ЗСК, производственного имущества (в большей части Пуровского ЗПК), а также страхованием ответственности директоров и должностных лиц при размещении ценных бумаг в связи с выходом на IPO в июле 2005 года.

В 2005 году социальные расходы и расходы на благотворительность увеличились на 61 млн рублей, или 28,1%, по сравнению с 2004 годом, в основном за счет поддержки образовательных и социальных программ. Консолидация компаний «Таркосаленфтегаз» и «Ханчейнефтегаз» в декабре 2004 года привнесла дополнительно 23 млн рублей в данную статью расходов в 2005 году.

В 2005 году расходы на юридические, аудиторские и консультационные услуги увеличились на 37 млн рублей, или 18,8%, до величины 233 млн рублей по сравнению с 196 млн рублей в 2004 году. В основном, это связано с выходом компании на первоначальное публичное размещение (IPO) в июле 2005 года.

В 2005 году прочие общехозяйственные и административные расходы Группы выросли на 110 млн рублей, или 26,5%, по сравнению с 2004 годом, за счет роста командировочных расходов, расходов по пожарной безопасности, страхованию и аренде, а также других статей административных расходов.

Износ, истощение и амортизация

Износ, истощение и амортизация увеличились на 2 691 млн рублей в 2005 году, или 395,2%, по сравнению с 2004 годом. Увеличение было вызвано ростом расходов на амортизацию основных средств, задействованных в добыче нефти и газа, рассчитанную пропорционально объему добытой продукции, на 2 671 млн рублей, или 457,4%. Прирост был, в значительной степени, вызван ростом объемов добычи и ввода в эксплуатацию машин и оборудования на Юрхаровском месторождении и консолидацией компаний «Таркосаленфтегаз» и «Ханчейнефтегаз» в декабре 2004 года. Расходы на амортизацию в компаниях «Таркосаленфтегаз» и «Ханчейнефтегаз» в 2005 году увеличили общую величину расходов по данной статье на 2 417 млн рублей, а продолжающийся рост добычи на Юрхаровском месторождении привел к увеличению расходов на амортизацию на 243 млн рублей.

Прибыль от операционной деятельности

В результате влияния факторов, указанных выше, прибыль от основной деятельности в 2005 году увеличилась на 11 712 млн рублей, или 153,8%, до 19 326 млн рублей в 2005 году с 7 614 млн рублей в 2004 году. Прибыль от основной деятельности в процентном отношении от общей суммы выручки в 2005 году увеличилась до 50,2% в 2005 году по сравнению с 31,5% в 2004 году.

Доходы (расходы) от финансовой деятельности

Расходы от финансовой деятельности выросли с 292 млн рублей в 2004 году до 729 млн рублей в 2005 году. Рост был вызван увеличением расходов по выплате процентов на сумму 258 млн рублей, в основном, в связи с размещением облигаций участия в кредите в июне и декабре 2004 года, что было частично компенсировано досрочным погашением прочих займов. В 2004 году положительные курсовые разницы составили 109 млн рублей, а в 2005 году отрицательные курсовые разницы составили 280 млн рублей. Рост убытков от курсовых разниц, в основном, относился к займам, деноминированным в долларах США, и общему росту курса доллара США к российскому рублю в 2005 году по сравнению с 2004 годом. Рост расходов по выплате процентов и потерь от курсовых разниц был частично компенсирован ростом доходов в виде процентов на сумму 210 млн рублей в 2005 году по сравнению с 2004 годом в результате предоставления займов связанным сторонам.

Доли в прибыли зависимых компаний

В 2005 году наша доля в прибыли зависимых компаний не включает показатели компаний «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» по сравнению с 181 млн рублей в 2004 году, поскольку в декабре 2004 года Группа приобрела дополнительную долю в данных компаниях и стала учитывать их по методу полной консолидации в отличие от метода долевого участия в капитале, применявшегося для учета компаний «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» в 2004 году. Доля в чистой прибыли других зависимых компаний уменьшилась на 440 млн рублей до 143 млн рублей в 2005 году по сравнению с 2004 годом, в основном, за счет выбытия нашей доли в компании «Геойлбент» в июне 2005 года.

Расходы по налогу на прибыль

Эффективная ставка по налогу на прибыль (отношение суммы расходов по налогу на прибыль к прибыли Группы до налогообложения и доли в прибыли зависимых обществ, рассчитанные в соответствии с Международными Стандартами Финансовой Отчетности) составила 27,3% и 28,9% в 2005 и 2004 годах соответственно. Превышение нашей эффективной ставки по налогу на прибыль в размере 27,3% в 2005 году над официально установленной ставкой налога на прибыль в 24% было вызвано расходами, не принимаемыми для целей налогообложения, и постоянными различиями.

Чистая прибыль и доход на одну акцию

В результате факторов, указанных выше, чистая прибыль увеличилась в 2005 году на 7 694 млн рублей, или 128,9%, и составила 13 662 млн рублей по сравнению с 5 968 млн рублей в 2004 году. Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», увеличилась на 8 003 млн рублей, или 140,6%, до величины 13 697 млн рублей за 2005 год по сравнению с 5 694 млн рублей в 2004 году.

Средневзвешенная базовая и разводненная прибыль на одну акцию в 2005 году выросла до 4 511 рублей на акцию с 2 510 рублей в 2004 году. Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находившихся в обращении в 2005 и 2004 годах, было равно 3 036 306 и 2 268 654 штук соответственно. Рост прибыли на акцию произошел в основном за счет роста прибыли, относящейся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», и был частично сдержан увеличением количества обыкновенных акций в 2005 году по сравнению с 2004 годом. Средневзвешенное количество акций было выше в 2005 году вследствие выпуска 789 276 новых обыкновенных акций при приобретении в декабре 2004 года оставшихся долей в компаниях «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» (см. раздел «Приобретения»).

ЛИКВИДНОСТЬ И КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ

Основными источниками ликвидности являются поступления денежных средств от операционной деятельности, привлечение заемных средств и доступ к рынкам капитала. Мы планируем и в дальнейшем финансировать капитальные вложения, выплату процентов и дивидендов, в основном, из средств, получаемых от операционной деятельности, а также привлекать дополнительные займы и выпускать другие долговые инструменты по мере необходимости. Кроме того, Группа намеревается улучшить структуру заемных средств путем выплаты части краткосрочных рублевых займов и рефинансирования портфеля заемных средств за счет долгосрочных займов, деноминированных в рублях и других валютах.

Движение денежных средств

В таблице, представленной ниже, показаны поступления денежных средств от операционной, инвестиционной и финансовой деятельности Группы за годы, закончившиеся 31 декабря 2005 и 2004 гг.:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря		Изменение, %
	2005	2004	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	10 246	4 817	113%
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) инвестиционной деятельности	8 983	(12 892)	(170%)
Чистые денежные средства, использованные в (полученные от) финансовой деятельности	(19 280)	9 433	(304%)
Коэффициент текущей ликвидности	114%	64%	78%
Отношение общего долга к капиталу	16%	54%	(70%)
Отношение долгосрочного долга к долгосрочному долгу и капиталу	2%	23%	(91%)

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

Объем чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, увеличился на 5 429 млн рублей до 10 246 млн рублей, или 112,7%, в 2005 году по сравнению с 4 817 млн рублей в 2004 году. Рост произошел, главным образом, за счет увеличения выручки от реализации нефти и газа, в результате увеличения объема продаж и роста цен реализации в 2005 году по сравнению с 2004 годом. Положительное влияние на наши денежные потоки от операционной деятельности, оказанное ростом объемов и цен реализации, было частично скомпенсировано увеличением платежей по налогу на прибыль.

Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) инвестиционной деятельности

Объем чистых денежных средств, полученных от инвестиционной деятельности, увеличился на 21 875 млн рублей, или 170%, до 8 983 млн рублей в 2005 году по сравнению с 12 892 млн рублей, использованными в 2004 году. Увеличение объемов чистых денежных средств, полученных от инвестиционной деятельности в 2005 году, было вызвано поступлениями от продажи долей в компаниях «Геойлбент», «Селькупнефтегаз» и «Тамбейнефтегаз» и выплате займа, предоставленного связанной стороне. В 2005 году объем чистых денежных средств, направленных на инвестиции в основные средства, связанные с продолжающимся развитием деятельности Группы в области добычи нефти и газа, был несколько меньше, чем в 2004 году, и, соответственно, объем привлеченных долгосрочных и краткосрочных кредитов был существенно ниже в 2005 году по сравнению с 2004 годом. В 2004 году мы предоставляли займы своим зависимым объектам «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» на развитие деятельности по добыче нефти и газа.

Чистые денежные средства, использованные в (полученные от) финансовой деятельности

Объем чистых денежных средств, использованных в финансовой деятельности, в 2005 году увеличился на 28 713 млн рублей, или 304%, до 19 280 млн рублей по сравнению с поступлениями чистых денежных средств в 2004 году в размере 9 433 млн рублей. Использование денежных средств было преимущественно вызвано погашением краткосрочных и долгосрочных займов Группы на сумму 21 212 млн рублей (см. раздел «Долговые обязательства», представленный ниже).

Оборотный капитал

На 31 декабря 2005 г. превышение текущих активов над текущими обязательствами составило 1 490 млн рублей по сравнению с дефицитом в 5 105 млн рублей на 31 декабря 2004 г. Увеличение текущих активов на 2 788 млн рублей в 2005 году по сравнению с 2004 годом произошло за счет роста авансовых платежей и предоплат, а также дебиторской задолженности на 2 780 млн рублей и снижения выданных краткосрочных займов на 540 млн рублей и денежных средств и их эквивалентов на 47 млн рублей. Текущие обязательства в 2005 году уменьшились на 3 807 млн рублей по сравнению с 2004 годом в связи с сокращением краткосрочных заемных средств на 2 506 млн рублей и снижением задолженности по налогу на прибыль, прочим налогам и кредиторской задолженности на 1 241 млн рублей.

Капитальные затраты

Общая величина капитальных вложений по сегментам деятельности в 2005 и 2004 годах составила:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря		Изменение, %
	2005	2004	
Разведка и добыча	5 183	7 212	(28%)
Прочие	1 277	200	537%
Итого	6 460	7 412	(13%)

Затраты на разведку и добычу представляют собой инвестиции Группы в развитие производственных основных средств, связанных с добычей нефти и газа. В течение 2005 и 2004 годов капитальные вложения преимущественно производились в связи со строительством Пуровского ЗПК, обустройством порта Витино, а также дальнейшей разработкой трех ключевых месторождений Группы. В течение 2005 года капитальные вложения в порт Витино и Пуровский ЗПК составили 1 200 млн рублей. В 2005 году мы также капитализировали оборудование по производству БОПП-пленки компании «НОВАТЭК-ПОЛИМЕР» на сумму 1 047 млн рублей.

Капитализированные проценты в размере 608 млн рублей и 446 млн рублей были включены в состав капитальных затрат на 31 декабря 2005 и 2004 г. соответственно.

Заемные средства

Общая сумма заемных средств уменьшилась на 14 906 млн рублей, или 62.1%, и составила 9 094 млн рублей на 31 декабря 2005 г. по сравнению с 24 000 млн рублей на 31 декабря 2004 г. Заемные средства преимущественно привлекались на развитие наших трех основных месторождений и связанной с ними инфраструктуры, включая Пуровский ЗПК и грузовые склады в порту Витино.

Краткосрочные заемные средства

Краткосрочные заемные средства уменьшились на 4 188 млн рублей, или 77,8%, и составили 1 192 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2005 г. по сравнению с 5 380 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2004 г.

Долгосрочные заемные средства

В 2005 году Группа погасила основную часть наших долгосрочных заемных средств досрочно в связи с увеличением денежных потоков от операционной деятельности в 2005 году, продажи компании «Геойлбент» и досрочного погашения займа нашей связанной стороной в размере 7 755 млн рублей (270 млн долл. США). В 2005 году досрочно выплаченные займы включали в себя займы, деноминированные в рублях: 3 354 млн рублей Сбербанку РФ, 1 130 млн рублей Департаменту финансов ЯНАО и 1 208 млн рублей Региональному Фонду Развития Ямала, а также займ, деноминированный в долларах США: 2 834 млн рублей (100 млн долл. США) Внешторгбанку. Также, в 2005 году мы погасили C.R.R. V.V. займ, деноминированный в долларах США, в размере 2 856 млн рублей (100 млн долл. США) по графику.

По состоянию на 31 декабря 2005 г. заемные средства Группы включают в себя кредит в размере 5 757 млн рублей (200 млн долл. США) от C.R.R. V.V. со сроком погашения в июне 2006 года и процентной ставкой в размере 7,75% годовых, а также рублевые облигации на сумму один миллиард рублей со сроком погашения в ноябре 2006 года и процентной ставкой в размере 9,4% годовых.

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ И КАЧЕСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ И РЫНОЧНЫЕ РИСКИ

Группа подвержена рискам, связанным с изменением цен на рынке товаров, котировок иностранных валют и колебаний процентных ставок. Мы подвержены риску колебания цен на рынке товаров, так как цены на нефтепродукты непосредственно связаны с экспортными ценами на сырую нефть. Группа подвержена риску, возникающему от колебания курсов иностранных валют, в той части, в которой наша выручка от продаж, затраты, дебиторская задолженность, займы выданные и долговые обязательства номинированы в валютах иных, чем российский рубль. Мы также подвержены риску колебания процентных ставок, так как они могут повлиять на стоимость наших заимствований. В настоящее время мы не используем финансовые инструменты, такие как форвардные контракты в иностранных валютах, валютные опционные контракты, свопы процентных ставок и контракты о форвардной процентной ставке с целью управления этими рисками и не обладаем и не выпускаем финансовые производные и другие финансовые инструменты с целью их покупки и реализации.

Риск изменения курса иностранных валют

Наш основной риск связан с колебаниями курса котировок российского рубля по отношению к американскому доллару. На 31 декабря 2005 г. займы на 6 116 млн рублей, или 67,3% от суммы долгосрочных займов, были деноминированы в американских долларах (из общей суммы займов в 9 094 млн рублей (за исключением векселей на указанную дату)). Снижение курса российского рубля по отношению к американскому доллару вызовет рост расходов, связанных с операциями с иностранной валютой и расходов по обслуживанию валютных займов. Обесценение российского рубля по отношению к американскому доллару также приведет в росту рублевого эквивалента по займам в иностранной валюте. Мы полагаем, что влияние риска, связанного с изменениями курса на рынке валют частично ослабляется тем фактом, что примерно 20% выручки в 2005 году были выражены в долларах США. На 31 декабря 2005 г. рубль обесценился по отношению к доллару США примерно на 3,7% (по сравнению с курсом на 1 января 2005 г.).

Предположительное, мгновенное и неблагоприятное изменение 31 декабря 2005 г. курсов валют на 10% привело бы к возникновению оценочного убытка в виде курсовых разниц на сумму около 680 млн рублей, возникших по займам в иностранной валюте, не выплаченных Группой по состоянию на 31 декабря 2005 г. Предположительное, мгновенное и неблагоприятное изменение средних курсов валют за 2005 год на 10% привело бы к возникновению дополнительных затрат в виде процентов на сумму приблизительно 112 млн рублей, отражающих предположительное увеличение расходов в рублевом выражении на обслуживание долга, имевшегося у Группы в течение 2005 года и выраженного в иностранной валюте.

Риск на рынке товаров

В основном вся реализация Группой сырой нефти в Европу производится по договорам на реальный товар. Наши экспортные цены зависят от мировых цен на сырую нефть. Мировое развитие политических процессов и мероприятия, предпринимаемые ОПЕК, влияют на цены на сырую нефть и, следовательно, на наши экспортные цены.

В настоящее время мы не используем производных финансовых инструментов для хеджирования нашей добычи с целью снизить влияние ценового риска.

Погодные особенности также являются фактором, влияющим на спрос, и, таким образом, 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. В настоящее время мы не вовлечены ни в какие значительные соглашения по хеджированию с целью снижения риска, связанного с нашей торговой деятельностью.

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 сети. Невозможно дать гарантии, что Газпром будет продолжать предоставлять нам доступ к ЕСГ, однако во все предыдущие периоды нам не было отказано в доступе.

Способность к инвестированию

Для поддержания и наращивания добычи Группе постоянно требуются капитальные вложения. Продолжительный период действия, который характеризуется низкими ценами на природный газ и высокими тарифами на транспортировку, ограничивал бы нашу возможность поддерживать должный уровень капитальных вложений, который, в свою очередь, мог бы ограничить возможность Группы по наращиванию добычи и реализации природного газа, газового конденсата и сырой нефти, что могло бы отрицательно повлиять на результаты деятельности.

Активы и обязательства, отраженные за балансом

На 31 декабря 2005 г. Группа не имела никаких отношений с неконсолидируемыми предприятиями или финансовыми партнерами, создаваемыми для особых целей или вовлеченными в финансовые схемы для обеспечения внебалансовых операций.

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

При подготовке нашей консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО применяются принципы учетной политики, в соответствии с которыми руководством делаются некоторые оценки и допущения. Далее представлены некоторые наиболее значимые принципы учетной политики, которые в настоящее время оказывают влияние на финансовое положение и результаты деятельности Группы.

Деятельность по добыче и разведке нефти и газа

Мы применяем метод успешных затрат при учете объектов нефте- и газодобычи, который мы считаем наиболее целесообразным и консервативным подходом к учету. В соответствии с данным методом 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 промысловые сооружения, капитализируются. Затраты на бурение разведочных скважин, оказавшееся нерезультативным, относятся на расходы в тот момент, когда данные скважины признаются непродуктивными. Производственные затраты, 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 оцениваются на предмет обесценения. В случае признания обесценения соответствующие расходы относятся на финансовый результат.

Амортизация объектов нефте- и газодобычи рассчитывается для каждого месторождения пропорционально объему добытой продукции. При этом используется величина доказанных разработанных 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. Для этой цели запасы нефти и газа были определены на основании оценок запасов природных ресурсов, подготовленными руководством Группы, а для наших трех основных и вновь переоцененных месторождений запасы были оценены в соответствии с международно-признанными определениями и были подтверждены международно-признанными независимыми оценщиками. 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.

Признание выручки

Выручка от реализации нефти, газа и газового конденсата, а также полимерной продукции и изоляционной пленки, признается на момент отгрузки товара покупателю и передачи права собственности. Выручка указана за вычетом НДС, акцизов и таможенных пошлин.

Выручка от предоставления строительных услуг основана на стадиях завершения строительства путем ссылки на стадию завершенности работ на отчетную дату по договорам подряда в процентном соотношении к общему объему предоставленных услуг.

Сделки со связанными сторонами

Следующие стороны рассматриваются нами как связанные:

- наши зависимые компании, не контролируемые нами, но на которые мы оказываем существенное влияние, и инвестиции в которые учитываются в соответствии с МСФО № 28 «Учет инвестиций в зависимые компании»;
- наши основные акционеры и их аффилированные лица;
- наши директора и служащие, и их аффилированные лица;
- предприятия, над которыми основные акционеры, служащие и директора, и их аффилированные лица имеют контроль или значительное влияние;

- другие стороны, с которыми Группа совершает сделки, в случае, если одна из сторон контролирует или оказывает существенное влияние на управление или операционную политику другой компании до такой степени, когда одна из сторон вынуждена отказаться от намеченных планов.

При анализе отношений со связанными сторонами мы рассматриваем не столько юридическую форму, сколько сущность и содержание операций. При осуществлении указанных операций с организациями, не являющимися связанными сторонами, результаты финансово-хозяйственной деятельности Группы, ее финансовое положение и потоки денежных средств отличались бы от существующих. 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.

Объединение компаний

31 марта 2004 года Совет по международным стандартам финансовой отчетности выпустил МСФО (IFRS) 3 «Объединение компаний» по учету объединения компаний, дата соглашения по которым приходится на период начиная с 31 марта 2004 г., и пересмотрел МСФО (IAS) 36 «Обесценение активов» и МСФО (IAS) 38 «Нематериальные активы». Основными особенностями новых и пересмотренных стандартов является то, что все объединения компаний в рамках МСФО (IFRS) 3 должны быть учтены с использованием метода покупки. Ранее разрешенный метод объединения интересов запрещен. Идентифицируемые активы и обязательства, а также условные обязательства, понесенные или предполагаемые первоначально, оцениваются по справедливой стоимости на дату приобретения. Нематериальные активы, приобретенные при объединении компаний, признаются как активы и учитываются отдельно от деловой репутации, если они соответствуют определению актива и либо могут быть отделены, либо возникают из контрактных или иных юридических обязательств и их справедливая стоимость может быть точно определена. Амортизация деловой репутации и нематериальных активов с неопределенным сроком службы запрещена. Вместо этого в отношении их проводится ежегодное тестирование на предмет снижения стоимости с целью обеспечения того, что учетная стоимость не превышает восстановительной стоимости независимо от наличия факторов, указывающих на снижение стоимости. МСФО (IFRS) 3 разрешает использовать предварительную стоимость при первоначальном учете объединения компаний, если справедливая стоимость приобретенных активов или обязательств, или стоимость объединения может быть определена только предварительно. Уточнение предварительной стоимости необходимо закончить в течение 12 месяцев с момента покупки. Эти стандарты используются в объединениях компаний, начиная с 31 марта 2004 г. Приобретенные в декабре 2004 года доли в капитале компаний Таркосаленефтегаз и Ханчейнефтегаз, не принадлежавшие ранее Группе, учитываются в соответствии с положениями стандартов МСФО (IFRS) 3, МСФО (IAS) 36 и МСФО (IAS) 38.

Группа применила переходные положения МСФО (IFRS) 3 «Объединение компаний» в отношении деловой репутации и отрицательной деловой репутации, возникающих в результате операций по объединению компаний, дата соглашения по которым приходится на период до 31 марта 2004 г. Соответственно, начиная с 1 января 2005 г. амортизация на ранее отраженную деловую репутацию не начисляется, вместо этого проводится ее тестирование на предмет снижения стоимости в соответствии с МСФО (IFRS) 36 «Обесценение активов». 1 января 2005 г. Группа осуществила переклассификацию отрицательной деловой репутации в сумме 762 млн рублей с соответствующей поправкой начального сальдо по статье учета нераспределенной прибыли.

Совершенствование системы финансовой отчетности

Группа подготавливает финансовую отчетность в соответствии с Международными Стандартами Финансовой Отчетности. Как упоминалось выше в разделе «Объединение компаний», мы должны были применить положения МСФО (IFRS) 3 «Объединение компаний» при всех объединениях компаний в рамках МСФО (IFRS) 3, начиная с 31 марта 2004 г.

В декабре 2003 г. Совет по международным стандартам финансовой отчетности выпустил поправки в 15 существующих стандартов МСФО, которые вступили в силу 1 января 2005 г. Применение этих 15 пересмотренных стандартов МСФО не имело существенного влияния на финансовое положение Группы, финансовые результаты и движение денежных средств Группы. В 2004 году Совет опубликовал пять новых стандартов, два пересмотренных стандарта и опубликовал два дополнения к существующим стандартам. Кроме того, Совет по международным стандартам финансовой отчетности выпустил шесть новых интерпретаций в 2004 г. Существенные изменения, относящиеся к операциям Группы, изложены ниже.

Пересмотренный МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» разъясняет некоторые требования по представлению финансовой отчетности. Наиболее существенным является то, что пересмотренный стандарт требует отражения доли меньшинства по статьям капитала.

Пересмотренный МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах» требует раскрытия сумм вознаграждений основному управленческому персоналу и уточняет, что такой персонал должен включать членов совета директоров, не являющихся исполнительными лицами компании.

Другие новые стандарты и интерпретации, применимые с 1 января 2005 г., включают: МСФО (IAS) 19 (с изменениями и дополнениями) «Вознаграждения работникам», МСФО (IFRS) 4 «Договоры страхования», Интерпретация 3 «Права на производство выбросов загрязняющих веществ», Интерпретация 4 «Оценка сделки на наличие условий аренды», Интерпретация 5 «Права на доли собственности, связанные с участием в фондах по свертыванию производства, восстановлению участков проведения работ и окружающей среды» и Интерпретация «Дополнение к ПКИ-12». Принятие вышеуказанных стандартов не оказало существенного влияния на финансовое положение Группы, ее финансовые результаты и движение денежных средств.

Ниже изложены существенные изменения в основных принципах учетной политики, относящиеся к операциям Группы и применяемые с 1 января 2005 г.

Вознаграждения, основанные на акциях. Группа учитывает вознаграждения, основанные на акциях, в соответствии с МСФО (IFRS) 2 «Вознаграждения, основанные на акциях». Справедливая стоимость услуг, полученных от сотрудников в обмен на предоставление фондовых инструментов, относится на расходы. Общая сумма, относимая на расходы в течение периода осуществления выплат определяется на основе справедливой стоимости предоставленных инструментов. Полученные средства (без учета прямых затрат по сделке) относятся на акционерный капитал (по номинальной стоимости) и эмиссионный доход после реализации опциона. Учет операций помимо операций с сотрудниками осуществляется Группой на основе справедливой стоимости предоставленных товаров и услуг, за исключением случаев, когда эта справедливая стоимость не может быть определена с достаточной степенью точности. Принятие МСФО (IFRS) 2 не оказало существенного влияния на финансовые результаты Группы, поскольку на 1 января 2005 года она не имела неоплаченных сумм вознаграждения, основанного на акциях.

Для вознаграждения, основанного на акциях, которое было выплачено сотрудникам акционерами, увеличение дополнительно выплаченного капитала отражается за каждый период в сумме, равной соответствующим расходам по выплатам.

Объединение компаний. См. параграф «Утвержденная учетная политика» выше. Мы учитываем объединение компаний в соответствии с положениями МСФО (IFRS) 3 «Объединение компаний».

Внеоборотные активы, предназначенные для продажи, и прекращаемая деятельность. Группа учитывает внеоборотные активы, предназначенные для продажи, и прекращаемую деятельность в соответствии с МСФО (IFRS) 5 «Внеоборотные активы, предназначенные для продажи, и прекращаемая деятельность», который заменил МСФО (IAS) 35 «Прекращаемая деятельность». Активы или группы активов для выбытия, которые классифицируются как удерживаемые для продажи, отражаются в бухгалтерском балансе отдельной строкой по наименьшей из двух величин: учетной стоимости и справедливой стоимости за вычетом затрат по реализации; результаты прекращаемых операций отражаются отдельно в отчете о прибылях и убытках. Принятие МСФО (IFRS) 5 не оказало существенного влияния на финансовые результаты Группы.

1 января 2005 г. Группа приняла МСФО (IFRS) 6 «Разведка и оценка минеральных ресурсов», который содержит указания по учету затрат на геологоразведку и оценку минеральных ресурсов. Принятие данного стандарта не оказало существенного влияния на финансовые результаты Группы и не привело к изменениям в ее учетной политике.

ОАО «НОВАТЭК» Консолидированная финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с МСФО, и отчет независимых аудиторов

за годы, закончившиеся 31 декабря 2005 и 2004 гг.

Прилагаемый документ является переводом с английского языка оригинала консолидированной финансовой отчетности ОАО «НОВАТЭК» за годы, закончившиеся 31 декабря 2005 и 2004 гг., подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности

СОДЕРЖАНИЕ

Отчет независимых аудиторов	ФО 3
Консолидированный баланс	ФО 4
Консолидированный отчет о прибылях и убытках	ФО 5
Консолидированный отчет о движении денежных средств	ФО 6
Консолидированный отчет об изменениях в акционерном капитале	ФО 7
Примечания к консолидированной финансовой отчетности	ФО 8–39
Дополнительная информация о запасах нефти и газа (неаудированная)	ФО 40–44

ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

Акционерам и совету директоров ОАО «НОВАТЭК»

1. Нами проведен аудит прилагаемого консолидированного баланса ОАО «НОВАТЭК» и его дочерних обществ (далее – «Группа») по состоянию на 31 декабря 2005 г., а также соответствующих консолидированного отчета о прибылях и убытках, движении денежных средств и движении акционерного капитала за отчетный год, закончившийся на указанную дату. Ответственность за подготовку данной финансовой отчетности, представленной на стр. 4-39, несет руководство Группы. Наша обязанность заключается в том, чтобы высказать мнение о данной отчетности на основе проведенного аудита.

2. Мы проводили аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Согласно этим стандартам аудит планировался и проводился таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что финансовая отчетность не содержит существенных искажений. Аудит включал проверку на выборочной основе подтверждений числовых данных и пояснений, содержащихся в финансовой отчетности. Кроме этого, аудит включал оценку принятой учетной политики и важнейших расчетов, сделанных руководством Группы, а также оценку общего представления финансовой отчетности. Мы полагаем, что проведенный аудит дает достаточные основания для того, чтобы высказать мнение о данной отчетности.

3. По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2005 г., а также результаты ее деятельности и движение денежных средств за год, закончившийся 31 декабря 2005 г., в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Москва, Российская Федерация
14 апреля 2006 г.

	Прим.	На 31 декабря:	
		2005	2004
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства, нетто	6	65 675	62 683
Прочие долгосрочные активы		1 063	1 090
Финансовые вложения в зависимые общества	7	-	1 945
Задолженность по долгосрочным займам выданным	20	102	7 832
Итого долгосрочные активы		66 840	73 550
Текущие активы			
Предоплата и прочие текущие активы		2 426	1 039
Товарно-материальные запасы	8	1 524	929
Задолженность покупателей и заказчиков и прочая дебиторская задолженность	9	4 849	3 456
Задолженность по краткосрочным займам выданным		167	707
Денежные средства и их эквиваленты		2 956	3 003
Итого текущие активы		11 922	9 134
Итого активы		78 762	82 684
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ			
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные заемные средства	10	892	13 232
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	17	8 396	8 953
Прочие долгосрочные обязательства		1 493	1 188
Итого долгосрочные обязательства		10 781	23 373
Текущие обязательства			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	11	8 202	10 768
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		923	1 280
Задолженность по налогу на прибыль		46	228
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства		1 261	1 963
Итого текущие обязательства		10 432	14 239
Итого обязательства		21 213	37 612
Акционерный капитал материнской компании			
Обыкновенные акции		393	393
Добавочный капитал		29 905	29 797
Доход от переоценки активов		5 481	5 481
Нераспределенная прибыль		21 489	8 952
Итого акционерный капитал материнской компании	12	57 268	44 623
Доля меньшинства		281	449
Итого акционерный капитал материнской компании и доля меньшинства		57 549	45 072
Итого обязательства и акционерный капитал		78 762	82 684

Прилагаемые Примечания составляют неотъемлемую часть консолидированной финансовой отчетности.

Утверждено 14 апреля 2006 г.:

Л. Михельсон
Генеральный директор

М. Джетвэй
Финансовый директор

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2005	2004
Выручка от реализации			
Выручка от реализации нефти и газа	13	37 246	21 018
Выручка от оказания услуг по строительству объектов добычи нефти и газа		-	2 053
Выручка от реализации полимерной и изоляционной ленты		964	617
Прочая выручка		313	456
Итого выручка от реализации		38 523	24 144
Прибыль (убыток) от выбытия финансовых вложений в нефтегазодобывающие дочерние и зависимые общества		3 611	(12)
Прибыль от выбытия дочерних обществ, оказывающих строительные услуги, и прочих дочерних обществ		20	210
Прочие доходы		33	385
Итого выручка от реализации и прочие доходы		42 187	24 727
Операционные расходы			
Материалы, услуги и прочее	14	(3 473)	(3 795)
Покупка нефти, газового конденсата и природного газа		(2 065)	(5 708)
Транспортные расходы	15	(6 605)	(3 690)
Налоги, кроме налога на прибыль	16	(4 494)	(1 569)
Общехозяйственные и управленческие расходы		(2 417)	(1 605)
Износ, истощение и амортизация	6	(3 372)	(681)
Сторнирование расходов (расходы) по обесценению активов, нетто		(87)	118
Расходы на геологоразведку		(348)	(183)
Итого операционные расходы		(22 861)	(17 113)
Прибыль от операционной деятельности		19 326	7 614
Доходы (расходы) от финансовой деятельности			
Положительные (отрицательные) курсовые разницы		(280)	109
Доходы в виде процентов		672	462
Расходы по выплате процентов		(1 121)	(863)
Итого расходы от финансовой деятельности		(729)	(292)
Прибыль без учета налога на прибыль и доли в прибыли зависимых обществ		18 597	7 322
Доля в прибыли зависимых обществ с учетом налога на прибыль	7	143	764
Прибыль без учета налога на прибыль		18 740	8 086
Расходы по налогу на прибыль			
Расходы по текущему налогу на прибыль		(5 615)	(1 906)
Льготы (расходы) по отложенному налогу на прибыль		537	(212)
Итого расходы по налогу на прибыль	17	(5 078)	(2 118)
Прибыль отчетного периода		13 662	5 968
Прибыль (убыток), относящиеся к:			
Доле меньшинства		(35)	274
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»		13 697	5 694
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)	22	4 511	2 510
<i>Средневзвешенное количество акций в обращении</i>		<i>3 036 306</i>	<i>2 268 654</i>

Прилагаемые Примечания составляют неотъемлемую часть консолидированной финансовой отчетности.

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2005	2004
Прибыль до налога на прибыль		18 740	8 086
Корректировки в отношении прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		3 410	699
Убыток (прибыль) от обесценения активов, нетто		87	(118)
Убыток (прибыль) по курсовым разницам, нетто		280	(109)
Прибыль от выбытия активов, дочерних и зависимых обществ, нетто		(3 664)	(586)
Выплаты с использованием акций	20	108	-
Расходы по выплате процентов		1 121	863
Доходы в виде процентов		(672)	(462)
Доля в прибыли зависимых обществ с учетом налога на прибыль		(143)	(764)
Изменение оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) дебиторской задолженности, предоплаты, авансов и прочих оборотных активов		(2 667)	(479)
Уменьшение (увеличение) товарно-материальных запасов		(610)	171
Уменьшение (увеличение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств, без учета задолженности по процентам и дивидендам		196	(603)
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		467	336
Итого влияние изменений оборотного капитала		(2 614)	(575)
Налог на прибыль уплаченный		(6 407)	(2 217)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		10 246	4 817
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(4 433)	(5 362)
Приобретение акций дочерних и зависимых обществ, за вычетом приобретенных денежных средств		(52)	298
Поступления от выбытия дочерних и зависимых обществ	5, 7	5 565	361
Проценты уплаченные и капитализированные		(608)	(305)
Выдача краткосрочных и долгосрочных займов		(260)	(11 661)
Погашение краткосрочных и долгосрочных займов выданных		8 085	3 289
Дивиденды и проценты полученные (кроме банковских)		686	488
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) инвестиционной деятельности		8 983	(12 892)
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Получение долгосрочных займов		2 058	11 493
Получение краткосрочных займов		2 755	5 633
Погашение долгосрочных займов		(14 102)	(624)
Погашение краткосрочных займов		(7 110)	(4 350)
Проценты уплаченные (кроме банковских)		(992)	(709)
Дивиденды уплаченные	12	(1 889)	(2 010)
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности		(19 280)	9 433
Влияние изменений курса обмена валют на денежные средства и их эквиваленты		(12)	(21)
Увеличение денежных средств, ограниченных в использовании, нетто		16	48
Увеличение (уменьшение) денежных средств, нетто		(47)	1 385
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		3 003	1 618
Денежные средства и их эквиваленты на конец года		2 956	3 003

Прилагаемые Примечания составляют неотъемлемую часть консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «НОВАТЭК» Консолидированный отчет об изменениях в акционерном капитале
(в миллионах рублей, если не указано иное)

	<i>Количество обыкновенных акций</i>	Уставный капитал – обыкновенные акции	Добавочный капитал	Прибыль от переоценки активов	Нераспре- деленная прибыль	Акционерный капитал материнской компании	Доля меньшинства	Акционерный капитал материнской компании и доля меньшинства
Остаток на 31 декабря 2003 г.	2 247 030	314	5 963	-	5 268	11 545	468	12 013
Приобретения								
(см. Примечание 4)	789 276	79	23 849	5 481	-	29 409	-	29 409
Чистая прибыль за период	-	-	-	-	5 694	5 694	274	5 968
Дивиденды	-	-	-	-	(2 010)	(2 010)	-	(2 010)
Выплаты акционерам	-	-	(15)	-	-	(15)	-	(15)
Влияние поступлений и выбытий на долю меньшинства	-	-	-	-	-	-	(293)	(293)
Остаток на 31 декабря 2004 г.	3 036 306	393	29 797	5 481	8 952	44 623	449	45 072
Накопленный эффект принятия МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса» (см. Примечание 3)	-	-	-	-	762	762	-	762
Остаток на 31 декабря 2004 г., скорректированный с учетом принятия МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса»	3 036 306	393	29 797	5 481	9 714	45 385	449	45 834
Чистая прибыль за период	-	-	-	-	13 697	13 697	(35)	13 662
Дивиденды	-	-	-	-	(1 922)	(1 922)	-	(1 922)
Выплаты с использованием акций	-	-	108	-	-	108	-	108
Влияние поступлений и выбытий на долю меньшинства	-	-	-	-	-	-	(133)	(133)
Остаток на 31 декабря 2005 г.	3 036 306	393	29 905	5 481	21 489	57 268	281	57 549

Прилагаемые Примечания составляют неотъемлемую часть консолидированной финансовой отчетности.

1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ОАО «НОВАТЭК» и его дочерние общества (далее совместно именуемые «Группа»), является независимой нефтегазовой компанией, занимающейся приобретением прав на разведку и разработку участков недр, разведкой, разработкой, добычей и переработкой углеводородного сырья на лицензионных участках, расположенных и зарегистрированных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (далее – «ЯНАО») в Российской Федерации.

В июне 2004 года Группа продала свои дочерние общества, занимающиеся оказанием услуг по строительству объектов нефтегазодобычи (далее – «проданный сегмент») с намерением сконцентрировать свою деятельность на разведке и добыче нефти и газа и их переработке (см. Примечание 22).

В декабре 2004 года Группа приобрела контрольные пакеты акций двух своих основных зависимых обществ, ОАО «НК «Таркосаленефтегаз» (далее – «Таркосаленефтегаз») и ООО «Ханчейнефтегаз» (далее – «Ханчейнефтегаз») (далее совместно именуемые «приобретенные дочерние общества»). В результате данной операции доля Группы в капитале вышеуказанных дочерних обществ составила 100%. До декабря 2004 года «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» отражались в отчетности по методу долевого участия (см. Примечание 4).

В результате выбытия проданного сегмента и присоединения приобретенных дочерних обществ финансовые результаты Группы за год, закончившийся 31 декабря 2005 г., существенно отличаются от аналогичных результатов за прошлые отчетные периоды. Наиболее значимо, что до осуществления указанных покупок Группа приобретала и затем продавала третьим сторонам существенную часть углеводородного сырья, добываемого компанией «Таркосаленефтегаз», и все углеводородное сырье, добываемое компанией «Ханчейнефтегаз». Соответственно, в прошлые отчетные периоды отчеты о прибылях и убытках Группы включали покупки от приобретенных дочерних обществ. После вышеуказанных приобретений все хозяйственные операции приобретенных дочерних обществ включаются при консолидации в финансовую отчетность Группы, при этом внутригрупповые операции исключаются.

В предыдущие периоды финансовая отчетность Группы включала деятельность проданного сегмента в объеме, в котором услуги были предоставлены третьим сторонам. С июля 2004 года операции Группы не включают деятельность проданного сегмента, а услуги по бурению и строительству объектов нефтегазодобычи, приобретенные у третьих сторон, либо капитализируются в составе основных средств, либо относятся на расходы в составе материалов, услуг и прочих расходов.

В мае 2005 года Группа реализовала долю в ЗАО «НОВА Банк» акционеру Группы – ЗАО «Левит» (далее – «Левит») (см. Примечание 5) и осуществила слияние компаний «Ханчейнефтегаз» и «Таркосаленефтегаз» после изменения формы организации компании «Таркосаленефтегаз» из открытого акционерного общества в общество с ограниченной ответственностью.

В июне 2005 года Группа реализовала свои доли в зависимых компаниях: 66%-ную долю в уставном капитале ООО «Геойлбент» (далее – «Геойлбент»), 34%-ную долю в уставном капитале ОАО «Селькупнефтегаз» (далее – «Селькупнефтегаз») и 25,1%-ную долю в уставном капитале ОАО «Тамбейнефтегаз» (см. Примечание 7).

В ноябре и декабре 2005 года Группа создала компании «НОВАТЭК Оверсиз АГ» и «Рунитэк ГмбХ» (обе зарегистрированы в Швейцарии), целью которых является управление и продвижение продаж нефти, стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и других нефтепродуктов на международных рынках.

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).

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Настоящая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО) и разъяснениями, выпущенными Комитетом по международным стандартам финансовой отчетности (КМСФО) и Комитетом по Интерпретациям МСФО при Комитете по международным стандартам финансовой отчетности. 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.

Группа составляет бухгалтерскую отчетность в соответствии с Положениями по бухгалтерскому учету Российской Федерации (РСБУ). 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 подготовлены 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 Группы является российский рубль.

Оценки и допущения. При подготовке консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО руководством Группы делаются некоторые оценки и допущения, которые влияют на сальдо активов и обязательств, отраженных в финансовой отчетности, а также на раскрытие условных активов и обязательств, движение активов и обязательств, произошедшее в течение отчетного периода, доходов и расходов, отраженных в отчетности. Оценки, в основном, были сделаны в отношении справедливой стоимости активов и обязательств, резервов по обесценению и отложенных налогов на прибыль. Фактические результаты могут отличаться от сделанных оценок.

Обменный курс, ограничения и валютный контроль. Официальный обменный курс российского рубля к доллару США на 31 декабря 2005 и 2004 гг. составил 28,78 и 27,75 рублей за 1 доллар США соответственно. Размер инфляции в Российской Федерации по официальным данным Госкомстата составил 10,9% и 11,7% в 2005 и 2004 гг. Кроме того, существуют определенные ограничения и механизмы регулирования в отношении перевода российских рублей в другую валюту. В настоящее время российский рубль не является конвертируемой валютой за пределами Российской Федерации, и, кроме того, Группа обязана продавать за рубли 10% выручки, поступающей в иностранной валюте (в период с июля 2003 года по декабрь 2004 года – 25%). 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.

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Переклассификации. В предыдущие отчетные периоды Группа раскрывала транспортные расходы, перевыставляемые конечным покупателям без наценки, и соответствующую выручку в составе транспортных расходов и выручки от реализации нефти и газа соответственно. Руководство Группы полагает, что раскрытие выручки от реализации нефти и газа за вычетом перевыставляемых расходов на их транспортировку более достоверно отражает сущность таких операций. Кроме того, некоторые расходы, понесенные головным офисом, а также расходы административного характера, понесенные добывающими дочерними обществами, в предыдущие отчетные периоды были раскрыты в составе статьи «Материалы, услуги и прочее». Такие расходы были переклассифицированы в общехозяйственные и управленческие расходы, чтобы более точно отразить их сущность. В результате указанных изменений данные за год, закончившийся 31 декабря 2004 г., были скорректированы следующим образом:

	Данные, первоначально представленные в финансовой отчетности	Пере- классификации	С учетом пере- классифи- фикаций
Выручка от реализации нефти и газа	21 489	(471)	21 018
Материалы, услуги и прочее	(4 175)	380	(3 795)
Транспортные расходы	(4 234)	544	(3 690)
Общехозяйственные и управленческие расходы	(1 152)	(453)	(1 605)

Руководство Группы считает, что раскрытие информации в формате текущего года более точно отражает результаты деятельности Группы.

Кроме того, в отчетность за 2004 год были внесены некоторые корректировки, касающиеся завершения учета приобретений Группы, совершенных в 2004 году (см. Примечание 4). В таблице ниже представлены данные до и после отражения корректировок.

	Первоначально отражено	Финальные корректировки	С учетом финальных корректировок
Основные средства	62 449	234	62 683
Отложенный налог на прибыль	8 855	98	8 953
Прибыль от переоценки активов	5 345	136	5 481

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Принципы консолидации. В прилагаемой консолидированной финансовой отчетности отражены операции всех дочерних обществ, в которых ОАО «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 предприятиями, находящимися под общим контролем, и исключаются из консолидации после прекращения возможности контроля деятельности общества. Учет приобретения дочерних обществ осуществляется по методу покупки, за исключением случаев совершения сделки приобретения между предприятиями, находящимися под общим контролем.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Когда доля участия в предприятиях, 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 акционерного капитала.

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 компании.

Группа применяет 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, возникшая 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. Следовательно, 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 строке «Прочие долгосрочные активы». 1 января 2005 г. данная отрицательная деловая репутация была списана и нераспределенная прибыль была увеличена на ту же сумму.

В состав прибыли (убытка) от выбытия дочернего общества включается остаточная стоимость деловой репутации проданного общества.

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

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. Производственные затраты, 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 оцениваются на предмет обесценения. В случае признания обесценения, соответствующие расходы относятся на финансовый результат.

Амортизация объектов нефтегазодобычи (за исключением перерабатывающих мощностей) рассчитывается для каждого месторождения пропорционально объему добытой продукции. При этом используется величина доказанных разработанных 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. Сумма резервов, используемых для расчета амортизации, рассчитывается исходя из суммы резервов, ожидаемых к использованию 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 Компания 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 не начисляется амортизация пропорционально объему добытой продукции.

Группа капитализирует затраты по займам, полученным в целях финансирования строительства объектов основных средств Группы в течение периода, необходимого для завершения строительства и подготовки объекта к использованию по назначению.

Прибыль или убытки от списания или выбытия объектов основных средств учитываются при определении чистой прибыли.

Расходы на значительное обновление и улучшение оборудования капитализируются. Расходы на техническое обслуживание, ремонт и незначительное обновление оборудования относятся на себестоимость по мере их возникновения. Расходы на незначительное обновление оборудования включают все затраты, которые не приводят к технической модернизации актива, превышающей его исходную производительность.

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

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 предприятия. Зависимые общества учитываются по методу долевого участия.

Доля собственности Группы в каждом зависимом обществе признается в балансе в сумме, отражающей ее стоимость, включая деловую репутацию или отрицательную деловую репутацию на дату приобретения, долю Группы в прибылях и убытках и прочих изменениях капитала в течение года. В отношении любого снижения стоимости отражаются соответствующие резервы. Нереализованная прибыль по операциям между Группой и ее зависимыми обществами исключается в рамках доли участия Группы в таких обществах. Нереализованные убытки также исключаются, кроме тех случаев, когда в рамках операции имеются свидетельства относительно снижения стоимости передаваемого актива.

Учет по методу долевого участия прекращается в тот момент, когда учетная стоимость финансового вложения в зависимое общество достигает нулевого значения, за исключением случаев, когда Группа взяла на себя обязательства или предоставила свои гарантии по обязательствам данного зависимого общества.

Товарно-материальные запасы. Запасы природного газа, нефти, газового конденсата и жидких углеводородов 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 расходы и отражается по средней себестоимости. Чистая цена реализации представляет собой расчетную цену реализации в обычных условиях за вычетом торговых издержек.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 постоянных покупателей и заказчиков являющуюся результатом основной деятельности Группы (разведка, добыча и продажа природного газа, газового конденсата, нефти и нефтепродуктов, 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 НДС и акцизы, которые подлежат уплате в бюджет после погашения соответствующей задолженности. Анализ дебиторской задолженности на предмет создания резерва по сомнительной задолженности проводится ежегодно, а изменение суммы резерва относится на финансовый результат в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Безнадёжная задолженность списывается в течение того года, когда она была выявлена.

Денежные средства и их эквиваленты. Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в кассе, депозиты в банках и краткосрочные высоколиквидные инвестиции с первичным 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.

Заемные средства. Заемные средства полученные (предоставленные) первоначально отражаются в момент их получения (предоставления) по стоимости, которая соответствует справедливой стоимости полученных средств в тех случаях, когда она может быть определена с достаточной степенью точности или по сумме поступлений, 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 в учете за минусом убытка от обесценения.

Финансовые инструменты. Финансовые инструменты, отраженные в балансе, включают денежные средства и их эквиваленты, дебиторскую задолженность, кредиторскую задолженность и заемные средства. Методы учета финансовых инструментов отражены в учетной политике по каждому конкретному финансовому инструменту. За исключением долгосрочных заемных средств разница между справедливой стоимостью финансовых инструментов в том случае, когда она может быть определена с достаточной степенью достоверности, и их номинальной стоимостью в момент первоначального признания, если таковая является существенной, отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках, консолидированном балансе или консолидированном отчете об изменениях в акционерном капитале в соответствии с характером вышеуказанной разницы.

Отложенный налог на прибыль. Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль рассчитываются в отношении временных разниц в соответствии с положениями МСФО (IAS) 12 «Налог на прибыль».

Группа использует балансовый метод для целей расчета и отражения в 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 операций. Актив по отложенному налогу на прибыль отражается только в том случае, если представляется вероятным, что в будущем возникнет налогооблагаемая прибыль, которая позволит использовать временные разницы, уменьшающие налогооблагаемую прибыль. Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль рассчитываются по ставкам налога, которые, как ожидается, будут действовать в периоды, когда данные активы будут реализованы или обязательства будут погашены, и основываются на ставках налога, которые действовали или в существенной степени были введены в действие на отчетную дату.

Налог на добавленную стоимость. Налоговые органы разрешают зачет налога на добавленную стоимость (НДС) по операциям покупки и при его уплате по операциям продажи.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Кредиторская задолженность по НДС представляет собой НДС, подлежащий уплате в бюджет после погашения дебиторской задолженности покупателя за минусом НДС по операциям покупки, который был уплачен на отчетную дату. НДС, относящийся к операциям продажи, расчеты по которым не завершены на отчетную дату (отложенный НДС), также отражается в составе кредиторской задолженности по НДС. При создании резерва по сомнительным долгам убыток отражается в полной сумме задолженности, включая НДС.

НДС к возмещению относится к операциям покупки, расчеты по которым не были завершены на отчетную дату, и основным средствам, которые не были введены в эксплуатацию. Указанный НДС возмещается за счет НДС по операциям продажи при осуществлении оплаты и введении основных средств в эксплуатацию.

В июле 2005 года были приняты новые положения Налогового Кодекса Российской Федерации, которые содержат изменения в отношении правил расчета и начисления НДС. Начиная с 1 января 2006 г., сальдо НДС на отчетную дату подлежит уплате в бюджет или возмещению из бюджета на основе метода начислений при условии соблюдения некоторых переходных правил. Дополнительно, требование по отсрочке возмещения НДС, подлежащего возмещению по капитальным вложениям, было отменено.

Дивиденды. Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы акционерного капитала материнской компании на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в 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.

Признание выручки. Выручка от реализации нефти, газа и газового конденсата, а также полимерной продукции и изоляционной пленки, признается на момент отгрузки товара покупателю и передачи права собственности. Выручка отражается за вычетом НДС, акцизов и таможенных пошлин.

Выручка от предоставления строительных услуг основана на стадиях завершения строительства путем ссылки на стадию завершенности работ на отчетную дату по договорам подряда в процентном соотношении к общему объему предоставленных услуг.

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.

Обесценение активов. На каждую дату составления баланса компания должна оценивать наличие объективных признаков, указывающих на возможное обесценение актива или группы активов. В случае наличия любого такого признака, компания должна определить возмещаемую сумму актива как наибольшее значение из чистой продажной цены актива и ценности его использования.

Чистая продажная цена – это сумма, которая может быть получена от продажи актива при совершении сделки, осуществленной на общих условиях между хорошо осведомленными независимыми друг от друга сторонами, желающими совершить такую операцию, за вычетом затрат на выбытие. Ценность использования – это дисконтированная стоимость оценочных будущих потоков денежных средств, возникновение которых ожидается от продолжения использования актива и от его выбытия в конце срока полезного использования.

При определении ценности использования оценочные будущие потоки денежных средств дисконтируются по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег и риски, специфически присущие этому активу. По активу, который не обеспечивает поступление денежных средств независимо от других активов, возмещаемая сумма определяется для бизнес-единицы, генерирующей поступление денежных средств, к которой принадлежит данный актив.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Убыток от обесценения признается в сумме разницы между оценочной возмещаемой величиной и учетной стоимостью актива. Учетная стоимость актива уменьшается до оценочной возмещаемой суммы напрямую или через использование резерва, и сумма убытка включается в консолидированный отчет о прибылях и убытках за отчетный период.

Убыток от обесценения сторнируется, если последующее увеличение возмещаемой суммы может быть объективно связано с событиями, происшедшими после признания убытка от обесценения. Убыток от обесценения сторнируется только в той сумме, в которой учетная стоимость актива не превышает учетную стоимость, которая была бы определена (с учетом амортизации), если бы убыток от обесценения не признавался в предыдущие периоды.

Пенсии и выходные пособия. Обязательные взносы Группы в Государственный пенсионный фонд Российской Федерации относятся на расходы по мере начисления. Дополнительные пенсии и иные выплаты, связанные с пенсионным обеспечением, являются несущественными.

Операции в иностранной валюте. Российский рубль является функциональной валютой Группы. Операции в иностранной валюте переводятся в рубли по курсу обмена, действующему на дату совершения операции. Отрицательные и положительные курсовые разницы, связанные с пересчетом иностранной валюты, включены в расчет чистой прибыли.

Резервы. Резервы создаются в тех случаях, когда у Группы имеются юридические или другие конструктивные 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 они отражаются в отчете о прибылях и убытках каждый год по статьям внереализационных доходов и расходов. Другие изменения сумм резервов, относящиеся к изменению ожидаемого времени погашения обязательств, самих расчетных сумм обязательств или изменению ставки дисконтирования, учитываются как изменения бухгалтерских оценок и допущений в том периоде, когда произошли изменения, и отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Такие изменения в оценке обязательств по ликвидации активов отражаются как корректировки к учетной стоимости основных средств.

Обязательства по ликвидации активов признаются, когда у Группы имеются юридические или конструктивные обязательства по свертыванию производства, демонтажу основных средств и восстановлению участков добычи нефти и газа. Обязательство представляет собой дисконтированную стоимость оценочных расходов для погашения обязательства, которая была определена при применении безрисковой процентной ставки, скорректированной на риски, характерные для данного обязательства, в качестве ставки дисконтирования. Изменения размера обязательства, возникшие в результате временного фактора, признаются как расходы по выплате процентов. Изменения суммы обязательства, которые переоцениваются на каждую отчетную дату в связи с изменением предполагаемых сроков погашения обязательства, предполагаемой суммы обязательства или ставок дисконтирования, трактуется как изменение в бухгалтерских расчетах с раскрытием информации в периоде, когда произошло изменение. Такие изменения отражаются как корректировка к остаточной стоимости основных средств и соответствующего обязательства.

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 обращения акций определяется на основании справедливой стоимости акций (долевых инструментов), переданных работнику. Результаты выплат с учетом всех относящихся транзакционных издержек отражаются по кредиту акционерного капитала материнской компании (по номинальной стоимости) и добавочного капитала, по факту реализации опционов. По операциям с лицами, не являющимися работниками, Группа производит учет операций, основываясь на справедливой стоимости предоставленных товаров или услуг, за исключением случаев, когда справедливая стоимость не может быть надежно установлена.

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

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Долгосрочные активы, предназначенные для продажи, и прекращаемая деятельность. Группа осуществляет учет долгосрочных активов, предназначенных для продажи, и прекращаемой деятельности в соответствии с МСФО (IFRS) 5, «Долгосрочные активы, предназначенные для продажи, и прекращаемая деятельность». МСФО (IFRS) 5 заменил МСФО (IAS) 35 «Прекращение деятельности». Активы или группы активов, которые будут проданы, классифицируются как предназначенные для продажи и отражаются в балансе отдельно по наименьшей из стоимостей: балансовой стоимости и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Кроме того, результат от прекращения деятельности в консолидированном отчете о прибылях и убытках отражается отдельно.

Новые правила бухгалтерского учета. В декабре 2003 года КМСФО выпустил 15 пересмотренных стандартов финансовой отчетности и отменил один стандарт МСФО. Пересмотренные стандарты применяются, начиная с 1 января 2005 г. В 2004 году КМСФО опубликовал пять новых стандартов, пересмотрел два существующих стандарта и опубликовал дополнения к двум существующим стандартам. Кроме того, Комитет по интерпретациям финансовой отчетности опубликовал пять новых интерпретаций в 2004 году и две в 2005 году. Ниже изложены существенные изменения, относящиеся к операциям Группы.

МСФО (IAS) 1 (пересмотренный в 2003 году) «Представление финансовой отчетности» («МСФО (IAS) 1 (пересмотренный)»). МСФО (IAS) 1 (пересмотренный) требует классификации в составе текущих обязательств всех финансовых обязательств, по которым у Группы нет безусловных прав продлить срок погашения на срок не менее двенадцати месяцев после отчетной даты. Также МСФО (IAS) 1 (пересмотренный) устанавливает требование о том, что доля меньшинства должна быть представлена в составе акционерного капитала и убыток (прибыль) за период распределен между «Прибылью (убытком), относящейся к доле меньшинства» и «Прибылью (убытком), относящейся к акционерам материнской компании» консолидированного отчета о прибылях и убытках. Данный стандарт применяется ретроспективно в соответствии с МСФО (IAS) 8.

МСФО (IAS) 8 (пересмотренный в 2003 году) «Учетная политика, изменения в учетных оценках и ошибки» («МСФО (IAS) 8 (пересмотренный)»). В настоящее время Группа применяет все добровольные изменения в учетной политике ретроспективно. Сравнительные показатели добавляются в соответствии с новыми положениями, регулирующими составление финансовой отчетности. В настоящее время все существенные ошибки исправляются ретроспективно в ближайшей финансовой отчетности после нахождения ошибки.

МСФО (IAS) 21 (пересмотренный в 2003 году) «Влияние изменений валютных курсов» («МСФО (IAS) 21 (пересмотренный)»). МСФО (IAS) 21 (пересмотренный) разъясняет метод перевода иностранных валют в валюту подготовки и представления финансовой отчетности и разъясняет, что деловая репутация и корректировки на справедливую стоимость активов и обязательств, проистекающие из приобретений, отражаются как часть активов и обязательств приобретенного общества и переводятся по курсу на дату составления баланса.

МСФО (IAS) 24 (пересмотренный в 2003 году) «Раскрытие информации о связанных сторонах» («МСФО (IAS) 24 (пересмотренный)»). МСФО (IAS) 24 (пересмотренный) расширил определение связанных сторон и установил дополнительные аспекты раскрытия информации, которые были представлены в настоящей отчетности. Данный стандарт применяется ретроспективно в соответствии с МСФО (IAS) 8.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

МСФО (IAS) 36 (пересмотренный в 2004 году) «Обесценение активов» («МСФО (IAS) 36 (пересмотренный)»). Группа производит оценку признаков снижения стоимости деловой репутации и нематериальных активов, еще не пригодных к использованию и обладающих неопределенным сроком полезного использования, по крайней мере, один раз в год. Подход к оценке признаков снижения стоимости деловой репутации «Снизу вверх / сверху вниз» был заменен на более простой метод. С момента приобретения деловая репутация распределяется по каждой из бизнес-единиц, генерирующих приток денежных средств, приобретенного общества, или групп таких бизнес-единиц, от которых ожидается синергетический эффект от присоединения. На каждую соответствующую бизнес-единицу или группу распределяется деловая репутация не ниже уровня, на котором деловая репутация может быть проконтролирована и не больше сегмента, на который она распределяется. В настоящее время запрещено сторнирование убытков от снижения стоимости деловой репутации. Руководство Группы в настоящее время производит оценку применимости допущений, на которых основывается расчет прогноза движения денежных средств, при помощи анализа причин расхождения между прогнозами и фактическими данными о движении денежных средств. В соответствии с переходными положениями, МСФО (IAS) 36 (пересмотренный) применяется при учете деловой репутации и нематериальных активов, приобретенных в процессе объединений бизнеса в рамках соглашений, действительных с 31 марта 2004 г. включительно, и ко всем прочим активам, приобретенным после 1 января 2005 г.

МСФО (IAS) 38 (пересмотренный в 2004 году) «Нематериальные активы» («МСФО (IAS) 38 (пересмотренный)»). МСФО (IAS) 38 (пересмотренный в 2004 году) применяется досрочно в соответствии с переходными правилами. Дополненная учетная политика применяется в отношении нематериальных активов, приобретенных в процессе объединений бизнеса в рамках соглашений, действительных с 31 марта 2004 г. включительно и всех прочих активов, приобретенных после 1 января 2005 г. В настоящее время нематериальные активы включают в себя активы, которые вытекают из контрактных или других юридических прав, вне зависимости от возможности их передачи или отчуждения. В настоящее время предполагается, что актив всегда отвечает критерию признания, основанному на вероятности поступления будущих экономических выгод, если нематериальный актив приобретался отдельно или в составе присоединенного общества. Учетная политика Группы была обновлена с целью реализации концепции нематериальных активов, обладающих неопределенным сроком полезного использования, который существует, когда, основываясь на анализе всех существующих факторов, руководство приходит к выводу, что не существует предвидимого срока полезного использования, в течение которого предполагается, что актив будет приносить чистый приток денежных средств. По данному виду нематериальных активов не начисляется амортизация, но проводится, как минимум, ежегодная оценка признаков снижения стоимости. Группа произвела переоценку срока полезного использования своих нематериальных активов в соответствии с переходными правилами МСФО (IAS) 38. Никаких корректировок, основанных на переоценке, произведено не было.

МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса» («МСФО (IFRS) 3»). МСФО (IFRS) 3 устанавливает требования по учету всех объединений бизнеса по методу приобретения и отдельного отображения на дату приобретения условных обязательств приобретаемого общества в случае, если их справедливая стоимость может быть надежно определена. Данный стандарт также требует, чтобы идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства оценивались по их справедливой стоимости вне зависимости от размера доли меньшинства. Деловая репутация, возникшая при объединении бизнеса, подвергается оценке признаков снижения стоимости ежегодно или при обнаружении таковых признаков. Превышение доли Группы в идентифицируемых активах, обязательствах и условных обязательствах над затратами на приобретение («отрицательная деловая репутация») сразу отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Группа применяет переходные положения МСФО (IFRS) 3 для всех объединений бизнеса, соглашения по которым вступают в силу 31 марта 2004 г. или позднее.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

МСФО (IFRS) 5 (выпущенный в 2005 году), «Долгосрочные активы, предназначенные для продажи, и прекращаемая деятельность» («МСФО (IFRS) 5»). Группа применила МСФО (IFRS) 5 досрочно в соответствии с переходными положениями по отношению к долгосрочным активам (или группам выбытия), которые отвечают критерию классификации как «предназначенные для продажи», и к операциям, которые отвечают критерию классификации как «прекращаемая деятельность» после 1 января 2005 г. Учетная политика Группы в настоящее время описывает долгосрочные активы, предназначенные для продажи, как активы, которые будут с большей вероятностью восстановлены путем продажи, чем в процессе их продолжительного использования. В качестве исключения в конкретных случаях, активы (или группы выбытия), которые классифицируются как «предназначенные для продажи», учитываются по наименьшей из двух величин: балансовой стоимости и справедливой рыночной стоимости за вычетом затрат на продажу. Начисление амортизации по таким активам приостанавливается и активы отражаются в консолидированном балансе отдельно.

МСФО (IFRS) 6 «Разведка и оценка минеральных ресурсов» («МСФО (IFRS) 6»). Группа досрочно применила МСФО (IFRS) 6 до даты вступления стандарта в силу. 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) «Влияние изменений валютных курсов». Группа досрочно применила дополнение к МСФО (IAS) 21 до даты вступления стандарта в силу. Он разъясняет учет курсовых разниц по внутригрупповым займам, которые формируют часть чистых инвестиций в зарубежную деятельность.

Помимо влияния применения МСФО (IFRS) 3, приведенного выше, применение этих стандартов, также как и других новых или пересмотренных стандартов, которые действовали в 2005 году, не оказали существенного влияния на финансовое положение Группы, консолидированный отчет о прибылях и убытках или консолидированный отчет о движении денежных средств.

Новые или пересмотренные стандарты, которые еще не вступили в действие. Были опубликованы некоторые новые стандарты и интерпретации, выпущенные Комитетом по Интерпретациям МСФО, которые обязательны для применения Группой в отчетные периоды, начиная с 1 января 2006 г. или позже, которые не были досрочно применены Группой:

Интерпретация (IFRIC) 4 «Оценка сделки на наличие условий аренды» (действительна с 1 января 2006 г.); *МСФО (IAS) 39 (дополнение) «Опция справедливой стоимости»* (действителен с 1 января 2006 г.); *МСФО (IAS) 39 (дополнение) «Хеджирование денежных потоков от прогнозных внутригрупповых операций»* (действителен с 1 января 2006 г.); *МСФО (IAS) 39 (дополнение) «Договоры финансового поручительства»* (действителен с 1 января 2006 г.); *МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации и дополнительная информация к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности – раскрытие информации о капитале»* (действителен с 1 января 2007 г.); *МСФО (IAS) 19 (дополнение) «Выплаты работникам»* (действителен с 1 января 2006 г.); *МСФО (IFRS) 1 (дополнение) «Принятие международных стандартов финансовой отчетности впервые»* и *МСФО (IFRS) 6 (дополнение) «Разведка и оценка минеральных ресурсов»* (действителен с 1 января 2006 г.); *Интерпретация (IFRIC) 5 «Права на долю участия в фондах утилизации активов, рекультивации и восстановления окружающей среды»* (действительна с 1 января 2006 г.); *Интерпретация (IFRIC) 6 «Обязательства, возникающие в результате деятельности на некоторых рынках – отходы электротехнического и электронного оборудования»* (действительна для отчетных периодов, начинающихся с 1 декабря 2005 г. или позже); *Интерпретация (IFRIC) 7 «Применение подхода к перевыпуску финансовой отчетности по МСФО (IAS) 29»* (действительна для отчетных периодов, начинающихся с 1 марта 2006 г. или позже). *Интерпретация (IFRIC) 8 «Случаи применения МСФО (IFRS) 2»* (действительна для отчетных периодов, начинающихся с 1 мая 2006 г. или позже). *Интерпретация (IFRIC) 9 «Переоценка производных финансовых инструментов»* (действительна для отчетных периодов, начинающихся с 1 июня 2006 г. или позже).

Ожидается, что эти новые стандарты и интерпретации не окажут существенного влияния на финансовую отчетность Группы после принятия 1 января 2006 г. или позже.

4 ПРИОБРЕТЕНИЕ КОМПАНИЙ «ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» И «ХАНЧЕЙНЕФТЕГАЗ»

Описание сделки. В декабре 2004 года Группа провела ряд транзакций, в результате которых доля участия Группы в компаниях «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» увеличилась до 100%. Группа приобрела у акционеров (SWG1 Growth Fund (Суррус)) и компании «Левит» 67,7%-ную долю акций компании «Таркосаленефтегаз» и 57%-ную долю компании «Ханчейнефтегаз» в обмен на дополнительно выпущенные обыкновенные акции ОАО «НОВАТЭК» в количестве 789 276 штук. Непосредственно до покупки SWG1 Growth Fund (Суррус) и компания «Левит» приобрели доли в капитале компаний «Таркосаленефтегаз» (43,9%) и «Ханчейнефтегаз» (26,8%) у Группы ИТЕРА. Также компания «Левит» приобрела 6%-ную долю компании «Ханчейнефтегаз» у физических лиц. Приобретения акционерами Группы у Группы ИТЕРА были осуществлены частично за счет заемных средств, предоставленных Группой (см. Примечания 10 и 20). В рамках указанных приобретений Группа согласилась досрочно погасить займы компании «Таркосаленефтегаз», выданные Группой ИТЕРА, и заключить пятилетний контракт на продажу природного газа Группе ИТЕРА по договорным ценам.

Соответственно, общая стоимость покупки 67,7% акций «Таркосаленефтегаз» и 57,0%-ной доли компании «Ханчейнефтегаз» может быть представлена следующим образом:

Выпуск 789 276 обыкновенных акций ОАО «НОВАТЭК»	23 928
Погашение долгосрочных займов ранее установленного срока	578
Стоимость пятилетнего контракта на продажу природного газа	701
Итого цена покупки	25 207

По состоянию на 31 декабря 2004 г. учет приобретения активов являлся предварительным, и, следовательно, деловая репутация не была отражена в финансовой отчетности. В течение 2005 года руководство Группы привлекло независимых оценщиков для определения справедливой стоимости активов и обязательств приобретенных компаний. Результаты оценки представлены в таблице ниже. Справедливая чистая стоимость активов, представленная ниже, включает 100% активов и обязательств приобретенных компаний, в том числе доли в уставном капитале компаний «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз», принадлежавших Группе до момента присоединения. Данные активы были также переоценены по справедливой стоимости на дату присоединения. Результаты первичной переоценки составили 5 345 млн рублей и были отражены в качестве прибыли от переоценки активов в консолидированном отчете об изменениях в акционерном капитале Группы. По результатам окончательных расчетов приобретений, прибыль от переоценки активов была увеличена на 136 млн рублей до 5 481 млн рублей. В результате приобретения деловой репутации отражено не было. Прочие разницы между справедливой стоимостью чистых активов и ценой покупки приобретенных компаний включают затраты на досрочное погашение долгосрочных займов и стоимость пятилетнего контракта на продажу газа.

Балансовая стоимость активов и обязательств приобретенных обществ до момента присоединения, определенная в соответствии с МСФО и отраженная в отчетности обществ и соответствующая им оценочная справедливая стоимость, использованная для внесения корректировок в учет приобретения данных обществ, представлены в таблице ниже.

	«Таркосаленефтегаз»		«Ханчейнефтегаз»	
	Балансовая стоимость активов и обязательств в соответствии с МСФО до приобретения	Справедливая стоимость активов и обязательств в соответствии с МСФО на дату приобретения	Балансовая стоимость активов и обязательств в соответствии с МСФО до приобретения	Справедливая стоимость активов и обязательств в соответствии с МСФО на дату приобретения
Текущие активы	2 165	2 220	654	654
Активы, задействованные в добыче нефти и газа	14 137	35 578	3 166	13 084
Прочие долгосрочные активы	174	203	25	25
Текущие обязательства	(4 783)	(4 743)	(1 863)	(1 863)
Долгосрочные обязательства	(722)	(5 990)	(1 297)	(3 675)

4 ПРИОБРЕТЕНИЕ КОМПАНИЙ «ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» И «ХАНЧЕЙНЕФТЕГАЗ» (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Сводная финансовая информация. Ниже в таблице представлена краткая сводная финансовая информация за год, закончившийся 31 декабря 2004 г., которая отражает информацию, необходимую для оценки финансовых эффектов от приобретения долей участия в компаниях «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз» таким образом, как если бы эти операции состоялись 1 января 2004 г. Представленная ниже информация представляет собой финансовую информацию за полный финансовый год, закончившийся 31 декабря 2004 г.

	Результаты Группы без учета доли Группы в доходах компаний «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз»	«Таркосале- нефтегаз»	«Ханчей- нефтегаз»	Итого
Итого доходы	24 144	4 680	2 749	31 573
Чистая прибыль (убыток)	5 513	(104)	421	5 830

Представленная финансовая информация не должна рассматриваться как консолидированная финансовая информация. В частности, не были сделаны корректировки в отношении следующих статей: (а) доходы не скорректированы для обеспечения соответствия условиям долгосрочного договора на продажу газа Группе ИТЕРА; (б) износ, истощение и амортизация не были увеличены для отражения увеличения учетной стоимости основных средств в результате корректировок с учетом справедливой стоимости; (в) исключение внутривозрастных операций и остатков и (г) налог на прибыль.

5 ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ В ДОЧЕРНИЕ ОБЩЕСТВА

Приобретение акций ОАО «НОВАТЭК-ПОЛИМЕР». В мае 2004 года Группа приобрела у третьей стороны дополнительные 19% от общего количества выпущенных в обращение акций компании «НОВАТЭК-Полимер» за 67 млн рублей с расчетами в денежной форме. В августе 2004 года Группа приобрела у Российского фонда федерального имущества дополнительный пакет акций компании «НОВАТЭК-Полимер» в размере 25,5% за 61 млн рублей с расчетами в денежной форме. Дополнительно, в августе 2004 года Группа приобрела пакет акций ОАО «НОВАТЭК-Полимер» в размере 1,25% за 4 млн рублей.

Приобретение дополнительных акций ОАО «Пурнефтегазгеология». В мае 2004 года Группа заключила соглашение об урегулировании взаимоотношений с ОАО «Газпром», газовым монополистом, в рамках которого Группа обменяла лицензионные права на разработку Западно-Таркосалинского месторождения, принадлежащие ООО «Пургаздобыча», 100%-ному дочернему обществу ОАО «Пурнефтегазгеология» (далее – «Пурнефтегазгеология»), на 8,34%-ную долю в капитале компании «Пурнефтегазгеология». В результате приобретения доля участия Группы в капитале компании «Пурнефтегазгеология» увеличилась до 78,0%. В рамках вышеуказанного соглашения Группа получила право на приобретение 10%-ной доли в добыче углеводородов Сенюманского горизонта, а также на покупку 50%-ной доли в добыче углеводородов Неокомских горизонтов Западно-Таркосалинского месторождения в течение срока действия лицензии (срок действия лицензии истекает в 2018 году). Одновременно, Группа предоставила ОАО «Газпром» газодобывающие активы на условиях долгосрочной финансовой аренды. Группа отразила чистую прибыль от выбытия активов в сумме 278 млн рублей за вычетом налога на прибыль в размере 88 млн рублей.

Выбытия. В июне 2004 года Группа продала все дочерние общества, предоставляющие услуги по строительству объектов нефтегазодобычи (см. Примечание 22). Также, в 2004 году Группа продала третьим и связанным сторонам принадлежащие ей доли участия в различных предприятиях непрофильной деятельности, отразив при этом прибыль в сумме 480 млн рублей. Кроме того, в 2004 году Группа продала 10% обыкновенных акций компании «Пурнефтегазгеология» за 12 млн рублей, отразив убыток в размере 29 млн рублей.

5 ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ В ДОЧЕРНИЕ ОБЩЕСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В сентябре 2004 года ЗАО «НОВА Банк» выпустило дополнительные 6 млн акций в пользу компании «Левит», акционеру Группы, на общую сумму 60 млн рублей. В результате этой операции доля участия Группы в капитале ЗАО «НОВА Банк» уменьшилась с 88,6% до 62%, и был отражен убыток по данной операции в сумме 6 млн рублей.

В декабре 2004 года Группа продала 66,7%-ную долю участия в капитале ОАО «Ямалтелеком», телекоммуникационной компании, на общую сумму 19 млн рублей, отразив прибыль по данной операции в сумме 6 млн рублей.

В мае 2005 года Группа реализовала свою долю в уставном капитале ЗАО «НОВА Банк» компании «Левит», акционера Группы за 156 млн рублей, признав прибыль в размере 12 млн рублей за вычетом налога на прибыль в размере 8 млн рублей. Выбытие ЗАО «НОВА Банк» не имело существенного эффекта на финансовое положение Группы и результаты ее деятельности. Финансовое положение ЗАО «НОВА Банк» и результаты его деятельности включены в раздел «Прочее» в групповой информации по сегментам.

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

	<u>На 31 декабря:</u>	
	<u>2005</u>	<u>2004</u>
<i>Первоначальная стоимость</i>		
Активы, задействованные в добыче нефти и газа	62 341	53 708
Объекты незавершенного строительства	4 174	8 728
Прочее	3 482	1 159
	<hr/> 69 997	<hr/> 63 595
<i>Накопленные износ, истощение и амортизация</i>		
Активы, задействованные в добыче нефти и газа	(4 065)	(806)
Прочее	(257)	(106)
	<hr/> (4 322)	<hr/> (912)
Остаточная стоимость	<hr/> 65 675	<hr/> 62 683

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже в таблице отражено движение основных средств за вычетом накопленного износа за годы, закончившиеся 31 декабря 2005 и 2004 гг.:

	Активы, задействованные в добыче нефти и газа	Объекты незавершенного строительства	Прочее	Итого
На 31 декабря 2003 г.	6 462	2 553	1 042	10 057
Приобретение компаний	44 677	2 342	431	47 450
Поступление и приобретение	1 062	6 220	130	7 412
Ввод в эксплуатацию	1 909	(2 105)	196	-
Износ и амортизационные отчисления	(584)	-	(115)	(699)
Выбытие, нетто	(687)	(282)	(680)	(1 649)
Обесценение	63	-	49	112
На 31 декабря 2004 г.	52 902	8 728	1 053	62 683
Поступление и приобретение	1 144	4 346	970	6 460
Ввод в эксплуатацию	7 491	(8 894)	1 403	-
Износ и амортизационные отчисления	(3 255)	-	(155)	(3 410)
Выбытие, нетто	(36)	(6)	(85)	(127)
Обесценение	30	-	39	69
На 31 декабря 2005 г.	58 276	4 174	3 225	65 675

По состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. активы, задействованные в добыче нефти и газа, включают стоимость доказанных запасов углеводородного сырья в сумме 29 125 млн рублей и 30 583 млн рублей соответственно за вычетом накопленной амортизации и обесценения в размере 1 527 млн рублей и 69 млн рублей соответственно.

Амортизация зданий и сооружений административного назначения в сумме 38 млн рублей и 18 млн рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2005 и 2004 гг. соответственно, отражена по строке «Общехозяйственные и управленческие расходы» консолидированного отчета о прибылях и убытках.

Оценочные затраты по демонтажу оборудования, включая свертывание производства и рекультивацию земельных участков, по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. составляли 398 млн рублей и 268 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 2038 год. Соответствующие обязательства отражены в составе прочих долгосрочных обязательств в консолидированном бухгалтерском 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 финансовой отчетности.

Поступление и приобретение основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2005 и 2004 гг., включает капитализированные проценты в размере 608 млн рублей и 446 млн рублей соответственно. Ставка капитализации, использованная для определения величины затрат на выплату процентов по займам, приемлемым для капитализации, составила 9,14% и 10,25% соответственно.

Ввод в эксплуатацию и приобретение нефтегазовых объектов основных средств в течение 2005 года включает в себя завершение строительства Пуровского завода по 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, который был отражен в составе прочих объектов.

7 ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ В ЗАВИСИМЫЕ ОБЩЕСТВА

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2005	2004
Сальдо на начало года	1 945	5 291
Доля в прибыли до налогообложения	159	721
Доля в льготах (расходах) по налогу на прибыль	(16)	43
Доля в чистой прибыли зависимых обществ	143	764
Приобретения зависимых обществ	-	35
Выбытие зависимых обществ	(2 088)	(37)
Приобретение контрольных пакетов зависимых обществ (см. Примечание 4)	-	(4 106)
Прочие изменения	-	(2)
Сальдо на конец года	-	1 945

Приобретение компаний «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз». В декабре 2004 года Группа завершила ряд операций, в результате которых доля участия Группы в основных добывающих дочерних обществах, «Таркосаленефтегаз» и «Ханчейнефтегаз», составила 100% (см. Примечание 4).

Выбытия. 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 статьи «Разведка и добыча» в информации по сегментам деятельности Группы.

В июне 2005 года Группа продала компании ОАО «НК Роснефть» 34%-ную долю в компании «Селькупнефтегаз» за 573 млн рублей, отразив в результате этой операции прибыль в размере 436 млн рублей за вычетом налога на прибыль в сумме 137 млн рублей. Поскольку учетная стоимость финансового вложения Группы в компанию «Селькупнефтегаз» была равна нулю, выручка от реализации в полном объеме была отражена как прибыль.

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

8 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	На 31 декабря:	
	2005	2004
Сырье и материалы по чистой цене реализации (за вычетом резерва на сумму 91 млн рублей и 87 млн рублей на 31 декабря 2005 и 2004 г. соответственно)	565	479
Сырье и материалы по себестоимости	416	252
Газ и жидкие углеводороды	284	105
Полимерная продукция и изоляционная лента	243	66
Прочие товарно-материальные запасы	16	27
Итого товарно-материальные запасы	1 524	929

9 ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПОКУПАТЕЛЕЙ И ЗАКАЗЧИКОВ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 31 декабря:	
	2005	2004
Задолженность покупателей и заказчиков (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере ноль и 21 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. соответственно)	654	669
Задолженность покупателей и заказчиков и прочая дебиторская задолженность – связанные стороны (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 59 млн рублей и ноль по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. соответственно)	1 628	606
НДС к возмещению	2 415	1 740
Проценты по банковским кредитам и займам к получению – связанные стороны	29	42
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 62 млн рублей, и 47 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. соответственно)	123	399
Итого задолженность покупателей и заказчиков и прочая дебиторская задолженность, нетто	4 849	3 456

10 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	На 31 декабря:	
	2005	2004
Заемные средства, деноминированные в долларах США	6 116	11 586
Заемные средства, деноминированные в Евро	786	-
Облигации, деноминированные в рублях	1 000	1 000
Заемные средства, деноминированные в рублях	-	4 537
Заемные средства от связанных сторон	-	1 497
Итого	7 902	18 620
За вычетом текущей части долгосрочных заемных средств	(7 010)	(5 388)
Итого долгосрочные заемные средства	892	13 232

Привлеченные долгосрочные заемные средства с разбивкой по заимодавцам по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. представлены ниже:

	На 31 декабря:	
	2005	2004
S.R.R. B.V.	5 757	8 324
Облигации, деноминированные в рублях	1 000	1 000
Сбербанк РФ	-	3 354
Внешторгбанк	-	2 775
Департамент финансов ЯНАО	-	1 130
Региональный Фонд Развития Ямала	-	1 126
Прочие кредиты и займы в рублях	-	424
Прочие долгосрочные заемные средства	1 145	487
Итого	7 902	18 620
За вычетом текущей части долгосрочных заемных средств	(7 010)	(5 388)
Итого долгосрочные заемные средства	892	13 232

10 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

C.R.R. B.V. По состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 г. заемные средства Группы, деноминированные в долларах США, включали кредит в размере 200 млн долларов США (5 757 млн рублей и 5 549 млн рублей соответственно) 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. Срок погашения кредита наступает в июне 2006 года, по нему были предоставлены гарантии дочерних обществ Группы - «Юрхаровнефтегаз» и «Таркосаленефтегаз».

По состоянию на 31 декабря 2004 г. заемные средства, деноминированные в долларах США, включали кредит в размере 100 млн долларов США (2 775 млн рублей) от C.R.R. B.V., привязанный к размещению необеспеченных облигаций участия в кредите (credit-linked notes) со сроком погашения 18 месяцев. Годовая процентная ставка составляет 9,125% и подлежит выплате каждые полгода. Кредит был погашен в октябре 2005 года.

Рублевые облигации. 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% в год, с выплатой каждые полгода и погашением в ноябре 2006 года. По данному выпуску облигаций были предоставлены гарантии дочернего общества Группы «Юрхаровнефтегаз».

Сбербанк РФ. По состоянию на 31 декабря 2004 г. заемные средства, деноминированные в рублях, включали займы от Сбербанка РФ на общую сумму 3 354 млн рублей с годовой процентной ставкой от 10,5% до 13%. Часть кредитов на сумму 600 млн рублей обеспечена принадлежащей Группе долей в уставном капитале компании «Таркосаленефтегаз» в размере 2,5%. В течение 2005 года займы были погашены досрочно, и акции были освобождены из-под залога.

Внешторгбанк. По состоянию на 31 декабря 2004 г., заемные средства, деноминированные в долларах США, включали кредит в размере 100 млн долларов США (2 775 млн рублей), полученный от Внешторгбанка. Процентная ставка по кредиту составляла 9,75% годовых. Данный кредит был обеспечен принадлежащей Группе долей в уставном капитале компании «Таркосаленефтегаз» в размере 26%. В августе 2005 года кредит был погашен досрочно, и доля в уставном капитале «Таркосаленефтегаз» была освобождена из-под залога.

Департамент финансов ЯНАО. По состоянию на 31 декабря 2004 г., заемные средства, деноминированные в рублях, включали кредит в размере 1 130 млн рублей, полученный от Департамента финансов ЯНАО. Процентная ставка по кредиту составляла 11,75% годовых, кредит был обеспечен 4,7%-ной долей в капитале компании «Таркосаленефтегаз». В августе 2005 года кредит был погашен досрочно, и доля в уставном капитале «Таркосаленефтегаз» была освобождена из-под залога.

Региональный Фонд Развития Ямала. На 31 декабря 2004 г. задолженность перед связанными сторонами включала задолженность перед Региональным фондом развития Ямала на общую сумму 1 126 млн рублей с годовой процентной ставкой от 10% до 12%. Часть задолженности в сумме 971 млн рублей была обеспечена 31%-ной долей в уставном капитале компании «Юрхаровнефтегаз», принадлежащей Группе. В течение 2005 года кредит был погашен досрочно, и доля в уставном капитале компании «Юрхаровнефтегаз» была освобождена из-под залога.

Прочие кредиты и займы в рублях. По состоянию на 31 декабря 2004 г. обязательства Группы по беспроцентным займам от связанной стороны - ОАО «Пур-Лэнд» (далее – «Пур-Лэнд») – составили 371 млн рублей. В январе 2005 года обязательства были полностью погашены.

Прочие долгосрочные заемные средства. По состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 г. задолженность Группы включала заемные средства, деноминированные в долларах США, на общую сумму 359 млн рублей (12 млн долларов США) и 487 млн рублей (17,6 млн долларов США) соответственно. Средневзвешенная процентная ставка по займам составляла 9,6% и 8,3% годовых по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 г. соответственно. Срок погашения займов наступает в период с 2006 по 2010 гг. По состоянию на 31 декабря 2005 г. прочие займы включали в себя также займы, деноминированные в Евро на общую сумму 786 млн рублей (23 млн Евро) со средневзвешенной процентной ставкой 12% годовых. Срок погашения займов наступает в период с 2006 по 2009 гг.

10 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Суммы долгосрочных заемных средств с разбивкой по срокам погашения приведены ниже:

В течение года, заканчивающегося 31 декабря:	Срок погашения наступает 31 декабря:	
	2005	2004
2006	-	7 920
2007	375	2 697
2008	360	2 093
2009	141	515
Далее	16	7
Итого долгосрочные заемные средства	892	13 232

11 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

	На 31 декабря:	
	2005	2004
Заемные средства, деноминированные в долларах США	1 192	-
Заемные средства, деноминированные в рублях	-	3 680
Векселя выпущенные	-	1 275
Заемные средства от связанных сторон	-	425
Итого	1 192	5 380
Текущая часть долгосрочных заемных средств	7 010	5 388
Итого краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	8 202	10 768

Заемные средства, деноминированные в долларах США. По состоянию на 31 декабря 2005 г. средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным заемным средствам, деноминированным в долларах США, составила 7,8% (ставка варьируется от 7,6% до 7,9%).

Заемные средства, деноминированные в рублях. По состоянию на 31 декабря 2004 г. средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным заемным средствам, выраженным в рублях, составила 10,5% (ставка варьируется от 8,8% до 12%).

Векселя выпущенные. По состоянию на 31 декабря 2004 г. векселя включают векселя компании «Тарко-саленепетгаз», деноминированные в рублях и подлежащие погашению в течение 12 месяцев после отчетной даты. В течение 2005 года векселя были полностью погашены.

Заемные средства от связанных сторон. По состоянию на 31 декабря 2004 г. заемные средства, полученные от связанных сторон, включали заем, предоставленный Региональным фондом развития Ямала, являвшимся на тот момент акционером Группы, в размере 425 млн рублей (15,3 млн долларов США). По данному займу начислялся процент по ставке 10% годовых. В феврале 2005 года заем был полностью погашен.

12 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

Акционерный капитал – обыкновенные акции. По состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. количество обыкновенных акций в обращении (размещенные акции) составило 3 036 306 штук с номинальной стоимостью 100 рублей за акцию. Общее количество объявленных обыкновенных акций составило 10 593 682 акции по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг.

12 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Дивиденды. На ежегодном общем собрании акционеров, состоявшемся 10 июня 2005 г., акционеры утвердили выплату дивидендов по результатам деятельности за 2004 год в размере 777 млн рублей (256 рублей на акцию). 14 декабря 2005 г. акционеры Группы одобрили промежуточные дивиденды в размере 1 145 млн рублей (377 рублей на акцию), из которых 33 млн рублей еще подлежали уплате по состоянию на конец 2005 года.

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 компании, опосредованно владеющей акциями Группы. По оценкам руководства Группы, 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. Соответственно, отражается увеличение добавочного капитала в консолидированном отчете об изменениях в акционерном капитале, так как расходы на вознаграждения представляют собой вклад акционеров Группы в предоставлении указанных вознаграждений. Справедливая стоимость вознаграждений определена владельцами общества с ограниченной ответственностью исходя из стоимости ее чистых активов.

Распределение чистой прибыли. Распределение прибыли производится на основании результатов, отраженных в российской бухгалтерской отчетности ОАО «НОВАТЭК». Согласно российскому законодательству распределение прибыли осуществляется на основании расчетов чистой прибыли текущего года, произведенных в соответствии с положениями по бухгалтерскому учету и отчетности в Российской Федерации. Однако, применимые законодательные нормы и законы, регламентирующие распределение прибыли, допускают различные толкования. За годы, закончившиеся 31 декабря 2005 и 2004 гг., ОАО «НОВАТЭК» отразило в российской бухгалтерской отчетности, в соответствии с российскими стандартами учета, прибыль в размере 15 179 млн рублей и 5 182 млн рублей соответственно.

13 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2005	2004
Реализация природного газа	22 729	12 943
Реализация стабильного газового конденсата	6 349	-
Реализация нефти	3 899	6 025
Реализация нефтепродуктов	2 797	2 050
Реализация сжиженного углеводородного газа	1 472	-
Итого выручка от реализации нефти и газа	37 246	21 018

14 МАТЕРИАЛЫ, УСЛУГИ И ПРОЧЕЕ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2005	2004
Сырье и материалы	1 212	1 594
Оплата труда сотрудников	1 161	675
Расходы на услуги по переработке	507	481
Услуги по ремонту и эксплуатации	268	110
Расходы на электроэнергию и топливо	135	137
Расходы по аренде	30	95
Услуги по строительству	-	415
Услуги по добыче	-	140
Прочее	160	148
Итого материалы, услуги и прочее	3 473	3 795

15 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2005	2004
Транспортировка природного газа покупателям	5 052	2 938
Транспортировка нефтепродуктов, стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	943	9
Транспортировка нестабильного газового конденсата от месторождений до перерабатывающих заводов через трубопроводы третьих сторон	163	144
Транспортировка нефти покупателям	133	277
Расходы на страхование	290	304
Прочие транспортные расходы	24	18
Итого транспортные расходы	6 605	3 690

16 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ

Кроме налога на прибыль, Группа уплачивает налоги, представленные в следующей таблице:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2005	2004
Налог на добычу полезных ископаемых	4 367	1 293
Налог на имущество	327	106
Акциз	102	93
Прочие налоги	125	77
Всего	4 921	1 569
За вычетом сторнирования резерва по дополнительным налогам	(427)	-
Итого налоги, кроме налога на прибыль	4 494	1 569

Для природного газа до 31 декабря 2004 г., в соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации, ставка налога на добычу полезных ископаемых была установлена на уровне 107 рублей за тыс. куб. метров. Начиная с 1 января 2005 г. ставка налога на добычу полезных ископаемых для природного газа была установлена в размере 135 рублей за тыс. куб. метров. Начиная с 1 января 2006 г., ставка налога на добычу полезных ископаемых для природного газа была зафиксирована на уровне 147 рублей за тыс. куб. метров.

Для газового конденсата, начиная с 1 января 2004 г., в соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации, ставка налога на добычу полезных ископаемых была установлена на уровне 17,5% от выручки, полученной Группой от реализации газового конденсата.

Для сырой нефти до 31 декабря 2004 г. базовая ставка налога на добычу полезных ископаемых была установлена на уровне 347 рублей за метрическую тонну добытой сырой нефти, с корректировкой в зависимости от рыночных цен на нефть марки «уральская» (Urals) и в зависимости от курса обмена рубля к доллару США. В период с 1 января 2005 г. по 31 декабря 2006 г. базовая ставка составит 419 рублей за метрическую тонну добытой сырой нефти. С 1 января 2007 г., согласно Налоговому Кодексу Российской Федерации, базовая ставка налога на добычу полезных ископаемых устанавливается на уровне 16,5% от выручки, полученной Группой от реализации сырой нефти.

16 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 отражала резерв 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.

17 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Предоплата по налогу на прибыль в сумме 732 млн рублей и 109 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 г. соответственно, отражена в консолидированном балансе в составе статьи «Предоплата и прочие текущие активы».

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

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2005	2004
Прибыль до налога на прибыль и доли меньшинства	18 597	7 322
Теоретический расход по налогу на прибыль по ставке 24%	4 463	1 757
Увеличение (уменьшение) в результате:		
Затраты, не принимаемые для уменьшения налогооблагаемой базы	439	156
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	(76)	-
Прочие постоянные разницы	252	205
Расходы по налогу на прибыль	5 078	2 118

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная ставка налога на прибыль в 2005 и 2004 г. составляла 24%. За годы, закончившиеся 31 декабря 2005 и 2004 г. эффективная ставка налога на прибыль составила 27,3% и 28,9% 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 налогообложения, с другой стороны.

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

	На 31 декабря:	
	2005	2004
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	21	41
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(8 396)	(8 953)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(8 375)	(8 912)

Активы по отложенному налогу на прибыль, которые планировались к возмещению в течение 12 месяцев с 31 декабря 2005 и 2004 г. составляли 275 млн рублей и 224 млн рублей соответственно. Обязательства по отложенному налогу на прибыль, которые планировались к возмещению в течение 12 месяцев с 31 декабря 2005 и 2004 г. составляли 45 млн рублей и 178 млн рублей соответственно.

17 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Изменение сумм активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль в течение 2005 и 2004 годов представлено в таблице ниже:

	На 31 декабря 2005 г	Влияние на отчет о прибылях и убытках	На 31 декабря 2004 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Приобре- тения и продажи	На 31 декабря 2003 г.
Обязательства						
Основные средства	(9 262)	(187)	(9 075)	(202)	(8 245)	(628)
Финансовые вложения						
в зависимые общества	-	347	(347)	(175)	859	(1 031)
Товарно-материальные запасы	(24)	(18)	(6)	11	-	(17)
Задолженность поставщикам и подрядчикам и начисленные обязательства	(10)	168	(178)	(86)	(16)	(76)
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(9 296)	310	(9 606)	(452)	(7 402)	(1 752)
Активы						
Товарно-материальные запасы	153	46	107	(4)	26	85
Задолженность покупателей и заказчиков и иная дебиторская задолженность	36	(132)	168	89	10	69
Задолженность поставщикам и подрядчикам и начисленные обязательства	600	218	382	148	190	44
Убытки, перенесенные в целях налогообложения на будущее	76	76	-	-	-	-
Прочее	56	19	37	7	(31)	61
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	921	227	694	240	195	259
Чистые активы (обязательства) по отложенному налогу на прибыль	(8 375)	537	(8 912)	(212)	(7 207)	(1 493)

По состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. Группа отразила активы по отложенному налогу на прибыль в размере 76 млн рублей и ноль в виде налоговых убытков, перенесенных на будущее, в размере 317 млн рублей и 337 млн рублей соответственно. Налогооблагаемая прибыль может быть уменьшена на размер налоговых убытков, перенесенных на будущее, в течение 10 лет с момента начисления по причине наличия некоторых ограничений.

По состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. Группа не отражала в финансовой отчетности отложенные налоговые обязательства по налогооблагаемым временным разницам, связанным с инвестициями в дочерние общества, в сумме 7 084 млн рублей и 7 040 млн рублей соответственно, так как Группа контролирует распределение во времени восстановления указанных временных разниц и не планирует восстанавливать эти разницы в обозримом будущем.

18 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. Группа не использует валютные или форвардные контракты. По состоянию на 31 декабря 2005 г. денежные средства, задолженность покупателей и заказчиков и прочая дебиторская задолженность, краткосрочные и долгосрочные займы к получению, краткосрочные и долгосрочные займы, деноминированные в долларах США, составляли 1 289 млн рублей, 1 507 млн рублей, 1 192 млн рублей и 6 116 млн рублей соответственно, в пересчете на рубли по официальному курсу Центрального Банка России.

Процентные ставки. Группа получает средства из банков, а также хранит излишки денежных средств на депозитных счетах по текущим рыночным процентным ставкам и не использует какие-либо инструменты хеджирования в целях управления риском изменения процентных ставок. Группа также получает средства от связанных сторон по процентным ставкам, которые могут отличаться от текущих рыночных процентных ставок. По мнению Группы, существенный риск процентных ставок отсутствует, так как в отношении большей части заемных средств Группы применяются фиксированные процентные ставки.

Кредитные риски. Денежные средства и их эквиваленты размещаются только в банках, которые, по мнению Группы, имеют минимальный риск банкротства. Группа не требует предоставления обеспечения или других видов гарантий в отношении дебиторской задолженности покупателей и связанных сторон. Значительная часть дебиторской задолженности Группы приходится на акционеров и связанные стороны. Несмотря на то, что получение указанной дебиторской задолженности зависит от экономических факторов, оказывающих влияние на деятельность этих компаний, руководство считает, что риск возникновения у Группы убытков свыше сумм резервов, созданных в отчетности, является несущественным.

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств. Справедливая стоимость финансовых инструментов определяется на основе различной рыночной информации и при помощи других подходящих методов оценки. По состоянию на 31 декабря 2005 г. справедливая стоимость финансовых инструментов, которыми владеет Группа, не отличается значительно от балансовой стоимости.

19 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 свободной конвертации национальной валюты в большинстве стран за пределами Российской Федерации, осуществление ограничительных мероприятий в сфере валютного контроля и относительно высокий уровень инфляции. Налоговое, валютное и таможенное законодательство Российской Федерации допускают разные интерпретации и подвержены изменениям, которые могут иметь место довольно часто.

Хотя экономическая ситуация в России улучшилась, направление экономического развития Российской Федерации во многом зависит от эффективности экономических мер, предпринимаемых Правительством, а также от развития ситуации в области налогообложения, от развития законодательства и нормативно-правовой базы, а также от развития политической ситуации в стране.

Гарантии и залого. На 31 декабря 2004 г. под залогом находились 32,2% акций компании «Таркосаленефтегаз» и 31%-ная доля участия в капитале компании «Юрхаровнефтегаз» в качестве обеспечения по долгосрочным кредитам и займам. В течение 2005 года эти кредиты были полностью погашены и соответствующие им заложенные активы были освобождены из-под залога (см. Примечание 10).

По состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. у Группы были в залоге основные средства стоимостью ноль и 7 839 млн рублей соответственно.

19 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Налогообложение. Российское налоговое, валютное и таможенное законодательство допускает различные толкования и подвержено частым изменениям. Интерпретация руководством Группы законодательства применительно к операциям и деятельности Группы может быть оспорена соответствующими региональными или 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, и существует вероятность, что те операции и деятельность Группы, которые ранее не были оспорены, могут быть оспорены. 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 2005 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, в прилагаемой финансовой отчетности отражается соответствующая сумма.

Обязательства по охране окружающей среды. Группа и ее предшественники осуществляют деятельность в нефтегазодобывающей отрасли Российской Федерации в течение многих лет. Правовые нормы по охране окружающей среды и обязанности по обеспечению их соблюдения теми или иными государственными органами постоянно меняются и пересматриваются. Группа периодически проводит оценку своих обязательств, относящихся к выполнению данных норм. По мере установления этих обязательств они незамедлительно учитываются, если не предвидится получение текущих или будущих выгод. Потенциальные обязательства по охране окружающей среды, которые могут возникнуть в связи с ужесточением контроля над 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 движение денежных средств Группы.

Условные обязательства правового характера. В течение отчетного периода Группа выступала одной из сторон (истцом и ответчиком) в ряде судебных процессов, возникающих в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности. По мнению руководства, среди существующих в настоящее время претензий или исков нет таких, которые могли бы оказать существенное негативное влияние на результаты финансово-хозяйственной деятельности или финансовое положение Группы и которые не были бы начислены и отражены в прилагаемой консолидированной финансовой отчетности.

Соблюдение условий лицензионных соглашений. Уполномоченные правительственные органы периодически проверяют деятельность Группы на предмет соблюдения условий лицензий на разработку нефтегазовых месторождений. Руководство Группы ведет переговоры и переписку с уполномоченными органами с целью согласования действий, необходимых для устранения выявленных в ходе проверок недостатков. Невыполнение условий лицензионных соглашений может привести к начислению штрафов и к наложению санкций, включая ограничение лицензии, приостановке ее действия или к ее отзыву. Руководство Группы считает, что любые вопросы, связанные с неполным выполнением требований лицензионных соглашений, являются решаемыми посредством переговоров или внесения необходимых корректировочных действий без каких-либо существенно неблагоприятных последствий для финансового положения, результатов деятельности и движения денежных средств Группы.

19 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Нефтегазовые месторождения Группы находятся на территории, принадлежащей администрации Ямало-Ненецкого Автономного Округа. Лицензии на разработку были выданы Министерством природных ресурсов, и Группа платит налог на добычу полезных ископаемых, то есть нефти и газа, на этих месторождениях. Ниже перечислены основные имеющиеся у Группы лицензии, включая лицензии дочерних обществ, и сроки их действия:

Месторождение	Держатель лицензии	Действительна до
Юрхаровское	Юрхаровнефтегаз	2034 г.
Ханчейское	Таркосаленефтегаз	2019 г.
Восточно-Таркосалинское	Таркосаленефтегаз	2018 г.
Стерховое	Пурнефтегазгеология	2026 г.
Термокарстовое	Тернефтегаз	2021 г.

Срок действия лицензий истекает в период с 2018 по 2034 гг. Руководство убеждено в том, что по действующему законодательству Группа имеет право продлевать срок действия лицензий после истечения первоначально установленных сроков и намерена воспользоваться этим правом. В феврале 2005 года руководство Группы успешно продлило срок действия лицензии на Юрхаровское месторождение с 2020 до 2034 гг. Группа готовит заявку на продление сроков действия лицензий на два других крупнейших месторождения – Восточно-Таркосалинское и Ханчейское.

Договорные обязательства. Группа приняла на себя договорные обязательства на сумму 1 010 млн рублей для строительства второй очереди Пуровского завода по стабилизации газового конденсата в течение 2006 года.

20 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

В течение 2005 и 2004 годов Группа проводила значительный объем операций с компаниями, аффилированными по отношению к ее акционерам, по приобретению и реализации нефти, природного газа, газового конденсата, строительных и других связанных услуг, а также операций по приобретению и продаже долевых ценных бумаг. При осуществлении указанных операций с организациями, не являющимися связанными сторонами, результаты финансово-хозяйственной деятельности Группы, ее финансовое положение и потоки денежных средств отличались бы от существующих. Связанные стороны могут вступать в сделки, которые не проводились бы между несвязанными сторонами, цены и условия таких сделок могут отличаться от цен и условий сделок между несвязанными сторонами.

20 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В течение 2005 и 2004 годов Группа осуществляла сделки со следующими связанными сторонами:

Название связанной стороны	Характер операций
Акционеры	
«Левит»	Предоставление займов, приобретение и реализация акций компаний Группы (см. Примечание 1, 4, 5, 22)
SWGI Growth Fund (Cyprus) Limited	Получение займов, выпуск акций, реализация акций дочерних обществ (см. Примечание 4, 22)
Региональный Фонд Развития Ямала (до июня 2005 года)	Получение займов, выпуск акций (см. Примечание 10)
TNG Energy *	Продажа нефти и газового конденсата, приобретение и реализация акций компаний Группы. TNG Energy являлось акционером Группы с декабря 2004 года до января 2005 года.
Зависимые компании	
«Ханчейнефтегаз» (до декабря 2004 года)	Покупка природного газа и газоконденсата, предоставление строительных услуг, предоставление займов и гарантий
«Таркосаленефтегаз» (до декабря 2004 года)	Покупка природного газа и газового конденсата, предоставление строительных услуг и услуг по обслуживанию скважин, предоставление гарантий, урегулирование дебиторской задолженности и задолженности по займам
«Геойлбент» (до июня 2005 года)	Покупка сырой нефти
Компании под значительным влиянием акционеров	
Kerden Trading Limited**	Продажа нефти и нефтепродуктов
ООО «Новофининвест» (с июля 2004 года)	Предоставление услуг по строительству (см. Примечание 22)
ОАО «СНП «Нова» (с июля 2004 года)	Предоставление услуг по строительству (см. Примечание 22)
ООО «НОВА Энергетические Услуги» (с июля 2004 года)	Предоставление услуг по строительству (см. Примечание 22)
«Пур-Лэнд»* (до января 2005 года)	Получение кредитов

* Начиная с декабря 2004 года, компании TNG Energy и «Пур-Лэнд» являлись дочерними обществами крупных акционеров. С декабря 2003 года до начала декабря 2004 года компании TNG Energy и «Пур-Лэнд» - аффилированные компании крупных акционеров.

** Начиная с января 2006 года, Группа осуществляет продажи на экспорт через свои иностранные дочерние общества (см. Примечание 1).

Покупка и реализация нефти:

Название связанной стороны	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2005		2004	
	объем (тыс. тонн)	млн рублей	объем (тыс. тонн)	млн рублей
Продажи компании Kerden Trading Limited	97	622	389	1 772
Продажи компании TNG Energy	86	492	73	395
Покупки у компании «Таркосаленефтегаз»	-	-	348	557
Покупки у компании «Ханчейнефтегаз»	-	-	520	832
Покупки у компании «Геойлбент» (до июня 2005 года)	219	562	358	920

20 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Покупка природного газа:

Название связанной стороны	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2005		2004	
	объем (млн куб. метров)	млн рублей	объем (млн куб. метров)	млн рублей
Покупки у компании «Таркосаленефтегаз»	-	-	5 738	1 727
Покупки у компании «Ханчейнефтегаз»	-	-	2 297	958

Реализация стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа:

В течение 2005 года Группа продала 760 тыс. тонн стабильного газового конденсата и 28 тыс. тонн сжиженного углеводородного газа компании Kerden Trading Limited на сумму 6 342 млн рублей и 271 млн рублей соответственно. Начиная с января 2006 г., Группа начала осуществлять продажи на экспорт через свои иностранные дочерние общества (см. Примечание 1).

Сальдо по расчетам и операции со связанными сторонами:

	За год, закончившийся и по состоянию на 31 декабря:	
	2005	2004
Сальдо по расчетам		
Предоплата и авансы (на строительство)	95	235
Прочие долгосрочные активы	57	70
Задолженность по долгосрочным займам выданным	102	7 694
Предоплата и авансы	15	30
Задолженность покупателей и заказчиков и прочая дебиторская задолженность	1 628	606
Проценты к получению	29	42
Задолженность по краткосрочным займам выданным	165	251
Денежные средства и их эквиваленты	179	-
Долгосрочные заемные средства	-	640
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	-	1 281
Кредиторская задолженность перед поставщиками и подрядчиками	49	147
Операции		
Продажа товарно-материальных запасов и нефтепродуктов	40	151
Расходы по выплате процентов	64	85
Доходы в виде процентов	467	425
Реализация строительных услуг	-	209
Приобретение строительных услуг	791	486
Прочее (см. Примечание 4, 22)		

Задолженность по долгосрочным займам выданным. На 31 декабря 2004 г. задолженность по долгосрочным займам выданным включала деноминированный в долларах США заем компании «Левит», акционеру Группы, в размере 270 млн долларов США (7 492 млн рублей). Заем не предусматривал предоставления обеспечения, годовая процентная ставка составляла 10%. В июле 2005 года заем был погашен досрочно.

Вознаграждения руководству Группы. В течение 2005 и 2004 годов Группа осуществляла выплаты членам Совета Директоров и Правления; некоторые из них также имеют прямые и не прямые инвестиции в Группу, на общую сумму 153 млн рублей и 100 млн рублей соответственно, без учета выплаченных дивидендов. Кроме того, в течение 2005 года были начислены выплаты с использованием акций на сумму 108 млн рублей, которые отражены в составе общехозяйственных и управленческих расходов консолидированного отчета о прибылях и убытках.

21 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

Группа осуществляет свою деятельность, главным образом, в нефтегазовой отрасли Российской Федерации. Группа оценивает результаты деятельности, осуществляет финансовые вложения и принимает стратегические решения на основании анализа рентабельности Группы в целом. Руководство считает, что деятельность Группы состоит из двух географических сегментов и следующих хозяйственных сегментов:

- Разведка и добыча – разведка, добыча, маркетинг, транспортировка нефти и газа;
- Услуги по строительству объектов добычи нефти и газа – услуги по бурению, строительство нефтегазовой инфраструктуры и оборудования (деятельность прекращена в июне 2004 года);
- Прочее – прочая деятельность, включая деятельность административно-управленческого аппарата, производство трубоизоляционной пленки и различной полимерной продукции, банковские и телекоммуникационные услуги.

Ниже приводится информация об активах и обязательствах Группы по сегментам по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг.:

На 31 декабря 2005 г.	Разведка и добыча	Прочая деятельность	Итого
Активы по сегментам	72 246	2 505	74 751
Нераспределенные активы			4 011
Итого по активам	72 246	2 505	78 762
Обязательства по сегментам	(3 470)	(142)	(3 612)
Нераспределенные обязательства			(17 601)
Итого по обязательствам	(3 470)	(142)	(21 213)
На 31 декабря 2004 г.	Разведка и добыча	Прочая деятельность	Итого
Активы по сегментам	68 154	856	69 010
Зависимые компании	1 945	-	1 945
Нераспределенные активы			11 729
Итого по активам	70 099	856	82 684
Обязательства по сегментам	(3 531)	(65)	(3 596)
Нераспределенные обязательства			(34 016)
Итого по обязательствам	(3 531)	(65)	(37 612)

21 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация по сегментам за годы, закончившиеся 31 декабря 2005 и 2004 гг. представлена ниже:

За год, закончившийся 31 декабря 2005 г.	Разведка и добыча	Прочая деятельность	Итого
Доходы сегмента			
Внешняя реализация и прочие доходы по сегментам	37 442	1 114	38 556
Межсегментная реализация	8	3	11
Итого реализация и прочие доходы	37 450	1 117	38 567
Расходы сегмента			
Внешние расходы	(19 525)	(918)	(20 443)
Межсегментные расходы	(3)	(8)	(11)
Итого расходы сегмента	(19 528)	(926)	(20 454)
Результаты по сегменту	17 922	191	18 113
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений			3 631
Нераспределенные операционные расходы			(2 418)
Операционная прибыль			19 326
Выручка от реализации товаров на экспорт	7 732	30	7 762
Доля в прибыли зависимых обществ	143	-	143
Капитальные вложения за период	5 183	1 277	6 460
Износ, истощение и амортизация	(3 358)	(14)	(3 372)
Расходы по обесценению активов	(52)	(35)	(87)

21 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

За год, закончившийся 31 декабря 2004 г.	Услуги по строительству объектов добычи нефти и газа	Разведка и добыча	Прочая деятельность	Итого
Доходы сегмента				
Внешняя реализация и прочие доходы по сегментам	2 005	21 250	1 274	24 529
Межсегментная реализация	915	12	8	935
Итого реализация и прочие доходы	2 920	21 262	1 282	25 464
Расходы сегмента				
Внешние расходы	(2 773)	(12 736)	(743)	(16 252)
Межсегментные расходы	(16)	-	-	(16)
Итого расходы сегмента	(2 789)	(12 736)	(743)	(16 268)
Результаты по сегменту	131	8 526	539	9 196
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений				198
Нераспределенные операционные расходы				(1 773)
Нереализованная прибыль в активах сегментов				(7)
Операционная прибыль				7 614
Выручка от реализации товаров на экспорт	-	2 480	119	2 599
Доля в прибыли зависимых обществ	-	764	-	764
Приобретения	-	47 450	-	47 450
Капитальные вложения за период	-	7 212	200	7 412
Износ, истощение и амортизация	(79)	(594)	(26)	(699)
Сторнирование расходов (расходы) по обесценению активов	1	184	(67)	118

Все производственные активы Группы расположены на территории Российской Федерации.

На 31 декабря 2004 г. внешние расходы сегмента «услуги по строительству объектов добычи нефти и газа» включали 912 млн рублей затрат, капитализированных в составе активов сегмента «Разведка и добыча».

Сегментные активы, в основном, включают основные средства и текущие активы. Нераспределенные активы включают прочие финансовые вложения и активы по отложенному налогу на прибыль. Сегментные обязательства включают операционные обязательства и не включают такие статьи, как налоги к уплате, заемные средства и обязательства по отложенному налогу.

Капитальные вложения включают приобретение основных средств и приобретения дочерних и зависимых обществ. Начисления по резервам включают резервы по обесценению в отношении дебиторской задолженности, займов выданных, незавершенного строительства, товарно-материальных запасов и прочих долгосрочных активов.

Межсегментные доходы, в основном, включают:

- Услуги по строительству объектов добычи нефти и газа – оказание услуг на бурению и строительству сегменту «Разведка и добыча», цены на которые определяются по принципу «затраты плюс»; и
- Прочие – оказание телекоммуникационных и банковских услуг другим сегментам, цены на которые определяются в соответствии с рыночными.

Нераспределенные операционные расходы включают корпоративные расходы с учетом резерва по обесценению прочих финансовых вложений.

Выручка от реализации представляет собой реализацию на внутреннем и международном рынках.

22 ПРЕКРАЩАЕМАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

В июне 2004 года Совет Директоров ОАО «НОВАТЭК» утвердил продажу практически всех сервисных предприятий Группы, предоставляющих услуги по строительству нефтегазовых промышленных объектов. Продажа данного вида активов является реализацией долгосрочной стратегии Группы, направленной на концентрацию деятельности в области разведки и добычи и переработки углеводородов и отчуждения непрофильных активов.

Деятельность Группы в области строительства промышленных объектов на нефтегазовых месторождениях, в основном, представляет собой услуги по бурению и строительству объектов инфраструктуры для транспортировки нефти и газа, которые оказываются связанным сторонам и третьим сторонам на территории Российской Федерации. Договоры обычно заключались с заказчиками на условиях согласованных взаимно приемлемых графиков ведения работ, расчета ожидаемых расходов, включая коммерческую наценку на стоимость материалов и предметов поставки, процедуры утверждения заказчиками результатов работ и условия выставления счетов.

В июне 2004 года Группа продала принадлежавшие ей 99% акций ООО «Новафининвест» (далее – «Новафининвест») компаниям-акционерам Группы: SWGI Growth Fund (Сyprus) (40,9%), компании «Левит» (53,6%) и ООО «Копитек» (4,5%) в общей сложности за 240 млн рублей, в результате чего в отчетности был отражен чистый убыток в размере 296 млн рублей.

В 2004 г. компания «Новафининвест» выступала в роли генерального подрядчика по обустройству Ханчейского и Юрхаровского нефтегазовых месторождений. На дату продажи компания «Новафининвест» также имела долю собственности в ряде компаний Группы, включая ОАО «СНП Нова», которое является основной компанией, предоставляющей Группе строительные услуги. Указанная деятельность компании «Новафининвест» представляет собой практически весь объем деятельности сегмента промышленных услуг Группы по строительству объектов добычи нефти и газа. Группа планирует продолжать существующие договорные отношения, а также планирует в будущем заключить с компанией «Новафининвест» и ее дочерними обществами дополнительные договоры на рыночных условиях.

В таблице ниже представлены результаты операционной деятельности и движение денежных средств предприятий, классифицируемых как «прекращаемая деятельность» по состоянию на 31 декабря 2004 г.

Всего выручка от реализации и другие доходы	2 186
Всего операционные расходы	(2 194)
Убыток до налога на прибыль	(8)
Расходы по налогу на прибыль	(31)
Убыток после налогообложения	(39)
Убыток от выбытия с учетом налога на прибыль в размере ноль рублей	(296)
Убыток от прекращаемой деятельности	(335)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	29
Чистые денежные средства, используемые для инвестиционной деятельности	(701)
Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности	1 078
Базовая и разводненная прибыль на акцию от текущей деятельности (в рублях)	2 658
Базовый и разводненный убыток на акцию от прекращаемой деятельности (в рублях)	(148)
Базовая и разводненная прибыль на акцию (в рублях)	2 510
<i>Средневзвешенное количество акций в обращении</i>	<i>2 268 654</i>

На момент продажи общая стоимость активов и обязательств выбывшего сегмента составляла 2 569 млн рублей и 1 419 млн рублей соответственно.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА – НЕАУДИРОВАННАЯ

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО), выпущенными Комитетом по международным стандартам финансовой отчетности (КМСФО), и Интерпретациями МСФО, выпущенными Комитетом по Интерпретациям МСФО («IFRIC»). В силу отсутствия в МСФО четких указаний относительно того, какая информация должна считаться полным комплектом данных, раскрытие которых необходимо нефтегазовыми компаниями, Группа использовала другие применимые стандарты раскрытия данных, установленные для предприятий нефтегазовой отрасли. Несмотря на отсутствие в МСФО соответствующих требований, в данном разделе представлена не прошедшая аудит дополнительная информация о геологоразведке и добыче нефти и газа.

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 принадлежат доли участия в акционерном капитале других нефтегазодобывающих компаний, которые именуются связанными сторонами и отражаются в учете по методу долевого участия.

Затраты на разведку и разработку месторождений нефти и газа

В приведенных ниже таблицах представлена информация, касающаяся затрат на разведку, разработку и приобретение месторождений нефти и газа. Суммы, отраженные как понесенные затраты, включают в себя капитализированные затраты и затраты, отнесенные на расходы в течение годов, закончившихся 31 декабря 2005 и 2004 гг. (суммы указаны в млн рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2005	2004
Затраты на разведку и разработку месторождений		
Затраты на приобретение активов нефтегазодобычи	-	47 019
Затраты на геологоразведку	348	183
Затраты на разработку	5 086	6 391
Итого затраты на разведку и разработку месторождений	5 434	53 593
	На 31 декабря:	
	2005	2004
Капитализированные затраты на участках с запасами нефти и газа		
Скважины и связанные оборудование и сооружения	55 371	47 494
Вспомогательное оборудование и сооружения	6 328	5 740
Строящиеся скважины и связанные оборудование и сооружения	3 940	8 331
Итого капитализированные затраты, относящиеся к добыче нефти и газа	65 639	61 565
Накопленный износ, истощение и амортизация	(4 065)	(806)
Итого чистые капитализированные затраты на участках с запасами нефти и газа	61 574	60 759

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

Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа

Финансовые результаты деятельности предприятия 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:	
	2005	2004
Доходы от добычи нефти и газа	37 246	21 018
Операционные расходы	(2 342)	(1 103)
Покупки в рамках долгосрочных контрактов	(2 065)	(5 632)
Транспортные расходы	(6 291)	(3 368)
Налоги, кроме налога на прибыль	(4 336)	(1 393)
Износ, истощение и амортизация	(3 255)	(584)
Расходы на геологоразведку	(348)	(183)
Доходы от добычи нефти и газа до учета налога на прибыль	18 609	8 755
Расходы по налогу на прибыль	(4 466)	(2 101)
Результаты от деятельности по добыче нефти и газа	14 143	6 654
Доля в прибыли зависимых обществ, осуществляющих деятельность по добыче нефти и газа, с учетом налога на прибыль	143	845

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 производят корректировку оценок запасов в течение года по результатам анализа эксплуатационных параметров новых скважин, отчетов по тестированию скважин, с учетом новой технической информации и результатов других исследований.

Ниже представлена информация о доказанных запасах нефти и газа, определенная независимыми оценщиками геологических запасов 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 2005 и 2004 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 нефтеносные участки. 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. В мае 2005 года руководство Группы подало заявку на продление срока действия лицензий на разработку других двух основных месторождений – Восточно-Таркосалинского и Ханчейского.

Группа отдельно отразила информацию по доказанным запасам нефти и газа и стандартизированному показателю дисконтированных будущих чистых денежных потоков 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 разработанные запасы - это такие запасы, извлечение которых ожидается из существующих скважин с использованием имеющегося оборудования и технологии извлечения. Незаботанные 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 разработанные неиспользуемые, либо как неразработанные запасы. В неиспользуемых запасах выделены запасы с существующими скважинами, которые будут вновь введены в эксплуатацию в будущем.

Приобретения представлены двумя новыми месторождениями, Стерховым и Термокарстовым, оценка которых была произведена «DeGolyer and MacNaughton» в 2005 году. Для удобства пользователей объемы нефти, газоконденсата, жидких газовых фракций и газа 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
На 31 декабря 2003 г.	7 356	208	-	-	7 356	208
Изменения, относящиеся к:						
Переоценке	1 178	34	-	-	1 178	34
Приобретениям	8 614	244	3 787	107	12 401	351
Добыче	(343)	(10)	-	-	(343)	(10)
На 31 декабря 2004 г.	16 805	476	3 787	107	20 592	583
Изменения, относящиеся к:						
Переоценке	2 418	69	(315)	(9)	2 103	60
Приобретениям	609	17	213	6	822	23
Добыче	(883)	(25)	-	-	(883)	(25)
На 31 декабря 2005 г.	18 949	537	3 685	104	22 634	641
Включая, чистые доказанные разработанные запасы на:						
31 декабря 2003 г.	736	21	-	-	736	21
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

Участие Группы в доказанных разработанных и неразработанных запасах зависимых компаний не включены в данные, указанные в таблице выше, и представлены в следующей таблице:

	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
По состоянию на:						
31 декабря 2003 г.	3 498	99	849	24	4 347	123
31 декабря 2004 г.	-	-	-	-	-	-
31 декабря 2005 г.	-	-	-	-	-	-

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	
	Миллионов баррелей	Миллионов метр. тонн	Миллионов баррелей	Миллионов метр. тонн	Миллионов баррелей	Миллионов метр. тонн
На 31 декабря 2003 г.	106	12	-	-	106	12
Изменения, относящиеся к:						
Переоценке	(8)	(1)	1	1	(7)	-
Приобретениям	151	19	52	6	203	25
Добыче	(7)	(1)	-	-	(7)	(1)
На 31 декабря 2004 г.	242	29	53	7	295	36
Изменения, относящиеся к:						
Переоценке	46	5	(11)	(1)	35	4
Приобретениям	54	7	14	1	68	8
Добыче	(17)	(2)	-	-	(17)	(2)
На 31 декабря 2005 г.	325	39	56	7	381	46
Включая, чистые доказанные разработанные запасы на:						
31 декабря 2003 г.	14	2	-	-	14	2
31 декабря 2004 г.	130	15	8	1	138	16
31 декабря 2005 г.	123	15	10	1	133	16

Участие Группы в доказанных разработанных и неразработанных запасах зависимых компаний не включены в данные, указанные в таблице выше, и представлены в следующей таблице:

	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	
	Миллионов баррелей	Миллионов метр. тонн	Миллионов баррелей	Миллионов метр. тонн	Миллионов баррелей	Миллионов метр. тонн
По состоянию на:						
31 декабря 2003 г.	113	14	16	2	129	16
31 декабря 2004 г.	51	6	2	-	53	6
31 декабря 2005 г.	-	-	-	-	-	-

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 E-mail: novatek@novatek.ru
Пресс-служба	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 10005б USA Лондон +44 20 7547 6500 Нью-Йорк +1 212 250 9100 Москва +7 501 797 5209
Аудитор	PricewaterhouseCoopers 52, Космодоминанская наб. 5, Москва, 15054, 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 и промежуточную отчетность
- Информацию, раскрываемую по требованию регулирующих органов
- Презентации для инвесторов
- Информацию о деятельности в социальной и экологической сфере

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

⁽¹⁾ 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», «намереемся», «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 осуществятся. 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.