



# Годовой обзор 07

NOVATEK - крупнейший  
независимый и второй  
по объемам добычи  
производитель природного  
газа в России



ГО

ДО

ВО

МО

БЕ

ОР



2007

НОВАТЭК - крупнейший независимый  
и второй по объемам добычи  
производитель природного  
газа в России

## Обзор деятельности и финансового положения за 2007 год

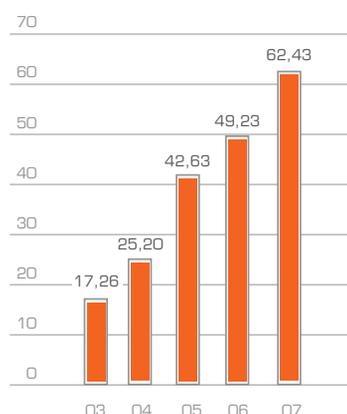
в миллионах рублей, если не указано другое	Финансовый год		Изменение
	2007	2006	%
<b>Финансовые показатели деятельности</b>			
Выручка от реализации и прочие доходы <sup>(1)</sup>	62 431	49 234	26,8%
Выручка от реализации	62 321	49 373	26,2%
Операционные расходы	37 066	30 081	23,2%
Чистая прибыль	18 728	14 007	33,7%
ЕВИТДА <sup>(2)</sup>	29 283	23 129	26,6%
Прибыль на акцию, руб.	6,17	4,64	33,0%
<b>Операционные показатели деятельности</b>			
Суммарные доказанные запасы (SEC), млн бнэ	4 678	4 664	0,3%
Реализация газа, млрд м <sup>3</sup>	32,054	30,308	5,8%
Реализация жидких углеводородов, тыс. тонн	2 404	2 249	6,9%
в т.ч. реализация стабильного конденсата с Пуровского ЗПК, тыс. тонн	1 508	1 358	11,0%
<b>Собственный капитал и ликвидность</b>			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	21 383	16 938	26,2%
Капитальные вложения	19 466	4 703	313,9%
Чистый долг <sup>(3)</sup>	2 620	(2 560)	-
Отношение общего долга к капиталу, %	8,1%	4,5%	80,0%

<sup>(1)</sup> Без учета НДС, акцизов и экспортных пошлин

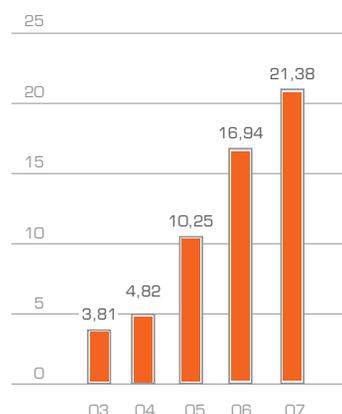
<sup>(2)</sup> ЕВИТДА представляет собой чистую прибыль до доходов (расходов) от финансовой деятельности и налога на прибыль из Отчета о прибылях и убытках, а также до амортизации и выплат с использованием акций из Отчета о движении денежных средств.

<sup>(3)</sup> Чистый долг рассчитан как разница между общим долгом и суммой денежных средств и эквивалентов

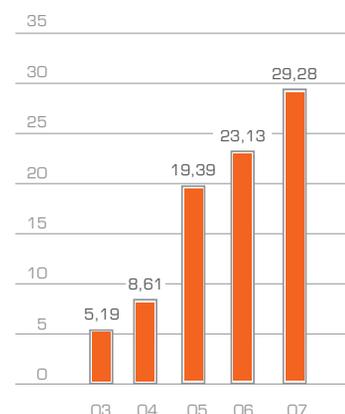
**Выручка от реализации и прочие доходы, млрд руб.**



**Операционный денежный поток, млрд руб.**

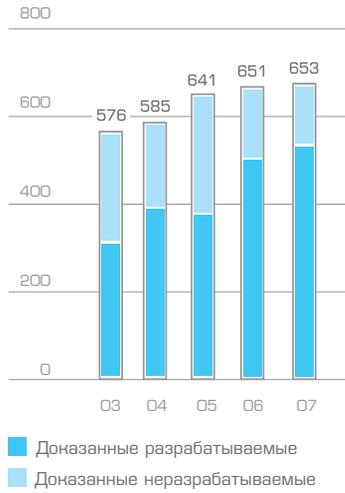


**ЕВИТДА, <sup>(4)</sup> млрд руб.**

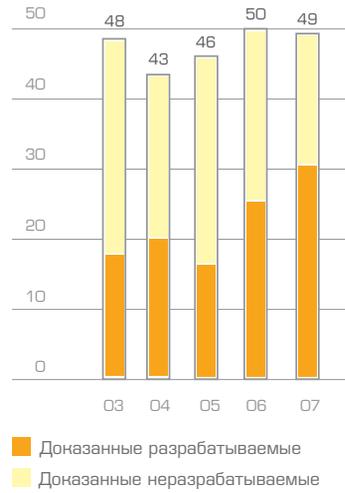


<sup>(4)</sup> За 2005 г. приведена скорректированная ЕВИТДА, не включающая одновременную прибыль от реализации финансовых вложений. ЕВИТДА с учетом реализации финансовых вложений составила 23,02 млрд руб.

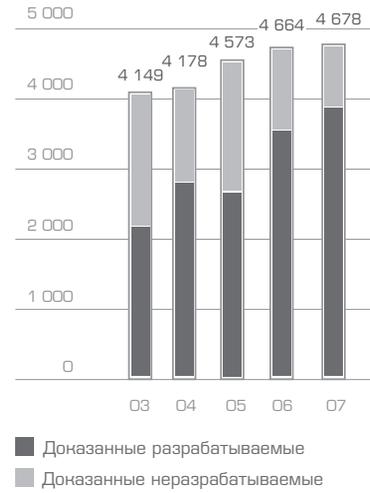
**Запасы газа (SEC), млрд м<sup>3</sup>**



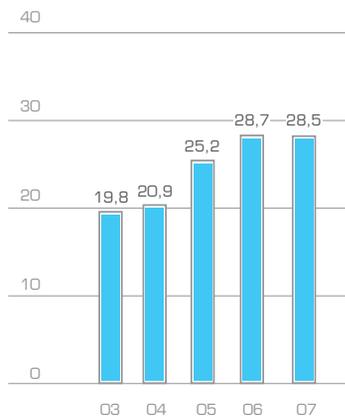
**Запасы жидких УВ (SEC), млн тонн**



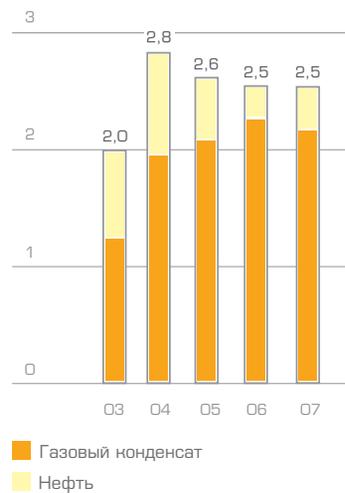
**Суммарные запасы (SEC), млн бнэ**



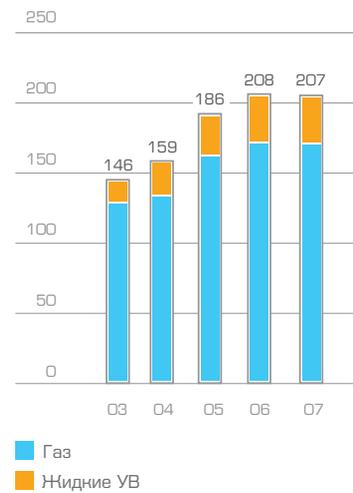
**Валовая добыча газа, млрд м<sup>3</sup>**



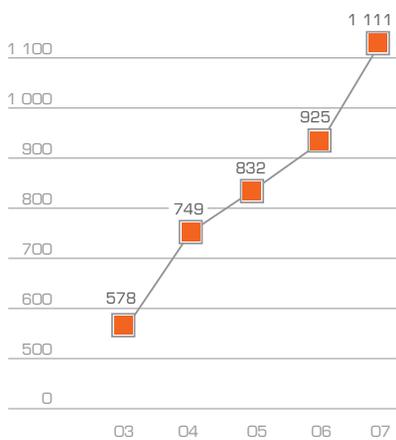
**Валовая добыча жидких УВ, млн тонн**



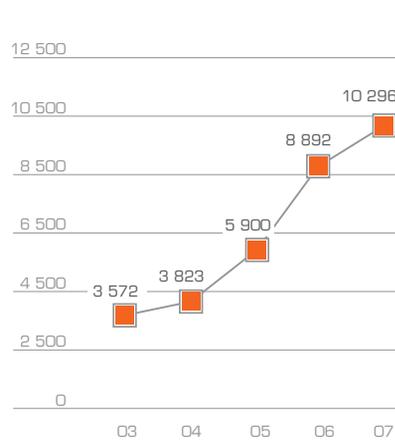
**Суммарная валовая добыча, млн бнэ**



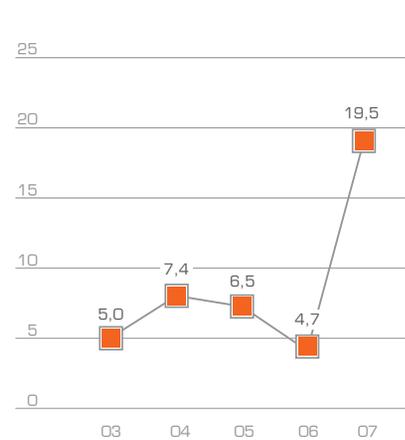
**Средние цены реализации газа,<sup>(1)</sup> руб. / 1000 м<sup>3</sup>**



**Средние цены реализации жидких УВ,<sup>(1)</sup> руб. / тонна**



**Капитальные вложения, млрд руб.**



<sup>(1)</sup> Без учета НДС, акцизов и экспортных пошлин

# Реализуя стратегию

## Уважаемые акционеры,

Для российских производителей газа 2007 был годом сложной конъюнктуры рынка вследствие аномальной зимы – самой теплой за последние 126 лет. Несмотря на погодный фактор, для ОАО «НОВАТЭК» и наших акционеров 2007 год стал годом больших достижений, рекордных финансовых и производственных показателей.

На протяжении всего года мы инвестировали значительные средства в расширение существующей инфраструктуры для обеспечения будущего успешного освоения обширной ресурсной базы. Строго придерживаясь стратегических целей, мы сумели увеличить и диверсифицировать нашу ресурсную базу за счет реализации дополнительных проектов, создающих добавленную стоимость, а также оптимизировать каналы сбыта природного газа и жидких углеводородов.

УСПЕШНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ НАШЕЙ СТРАТЕГИИ доказала ее эффективность в условиях динамично меняющегося рынка. Несмотря на то, что объемы добычи Компании остались на уровне предыдущего года, мы сделали огромный шаг вперед к достижению запланированных в долгосрочной перспективе уровней добычи посредством осуществления инвестиций в разведку, разработку, обустройство месторождений и расширение перерабатывающих мощностей. Объем капитальных вложений в 2007 году составил около 20 млрд рублей, в три раза превысив инвестиции предыдущего года. Мы намерены и в дальнейшем инвестировать в развитие профильных активов

для успешной реализации потенциала месторождений и обеспечения роста добычи в будущем.

Суммарная валовая добыча 2007 года составила 207 миллионов баррелей нефтяного эквивалента (бнэ), или около 570 тысяч бнэ в сутки. Выручка от реализации природного газа увеличилась до 36 млрд рублей, превысив аналогичный показатель 2006 года на 27%, в то время как выручка от реализации жидких углеводородов выросла на 24%, составив 25 млрд рублей. Наша прибыль до вычета налогов, процентов и амортизации (ЕБИТДА) выросла до 29 млрд рублей, или на 27% по сравнению с предыдущим отчетным периодом, а прибыль, распределяемая акционерам «НОВАТЭКа», увеличилась до 19 млрд рублей. Достигнутые рекордные финансовые показатели позволили нам увеличить размер дивидендов, выплачиваемых за 2007 год, на 42% до 2,35 рублей на одну обыкновенную акцию (или 23,5 рублей на ГДР).

«НОВАТЭК» входит в десятку крупнейших в мире компаний по объему доказанных запасов природного газа и наращивает добычу самыми быстрыми темпами среди сопоставимых компаний. Основные активы «НОВАТЭКа» расположены в крупнейшем в мире регионе по добыче природного газа – Ямало-Ненецком автономном округе Российской Федерации. Геологоразведочные работы с применением передовых технологий служат основой эффективного воспроизводства запасов Компании. За последние пять лет среднегодовое возмещение добычи составило 158% при коэффициенте обеспеченности запасами 23 года на конец 2007 г.

В течение года мы уделяли особое внимание наращиванию ресурсной базы и диверсификации основной деятельности для создания долгосрочной стабильной основы роста. При этом одним из основных приоритетов Компании являлось сохранение затрат на низком уровне, несмотря на существенный рост издержек производства в нефтегазовом секторе.

В 2007 году мы приобрели 25% доли участия в трех проектах по геологическому изучению шести лицензионных участков, расположенных в непосредственной близости от наших существующих месторождений. Совокупные ресурсы участков в соответствии с российской классификацией запасов составляют около 9 млрд бнэ, из которых свыше 60% приходится на природный газ. Мы сохраняем право на приобретение дополнительных 25% в каждом из этих проектов, в случае успешного проведения нами геологоразведочных работ и открытия промышленных запасов.

Важным событием 2007 года стало приобретение «НОВАТЭКом» 50% доли участия в концессионном соглашении на разведку и добычу углеводородов на шельфовом блоке Эль-Ариш в Арабской Республике Египет. Эль-Ариш является первым международным проектом Компании. По нашим оценкам, египетский газовый рынок весьма перспективен – страна занимает третье место в Африке по доказанным запасам природного газа и имеет возможность выхода на рынки сбыта газа стран Европы и Ближнего Востока.

Усилия Компании, направленные на поиск и разведку месторождений газа и газового конденсата, принесли существенные результаты, что подтверждается открытием трех новых месторождений – Северо-Ханчейского, Радужного и Ярудейского – с суммарными запасами около 330 млн бнэ по категориям С1 + С2 российской классификации.

Стабильные поставки природного газа и жидких углеводородов потребителям являются главным приоритетом нашей коммерческой деятельности. За прошедший год мы расширили географию поставок природного газа в Российской Федерации до 39 регионов, продолжая поставлять стабильный газовый конденсат на рынки США и Западной Европы. Ключевую роль в формировании добавленной стоимости жидких углеводородов играет Пуровский завод по переработке газового конденсата, обеспечивая возможность их реализации на экспортных рынках с более высоким маржинальным доходом. С вводом в эксплуатацию второй очереди завода мы планируем увеличить более чем в два раза имеющиеся у Компании перерабатывающие мощности, что обеспечит эффективную эксплуатацию газоконденсатных месторождений. Также нами было принято решение о расширении деятельности по переработке и сбыту, объявив о планах строительства на Северо-западе России перевалочного комплекса с установкой по фракционированию, которая позволит Компании обеспечить производство высококачественных продуктов переработки стабильного газового конденсата.

Успешная реализация стратегии «НОВАТЭКа» и динамичное развитие Компании стали возможными благодаря усилиям всех сотрудников «НОВАТЭКа». Наша мотивированная и талантливая команда профессионалов играет важную роль в непрерывном развитии Компании и создании акционерной стоимости. Мы выражаем искреннюю признательность каждому из ее членов за вклад в достижение намеченных целей.

Превосходные результаты деятельности Компании были высоко оценены инвестиционным сообществом. На конец 2007 года капитализация «НОВАТЭКа» превысила 23 млрд долларов США, рост стоимости акций за год составил более 21%. Мы продолжим реализацию нашей бизнес стратегии, осуществляя значительные по объему капитальные вложения с целью увеличения акционерной стоимости, действуя при этом как социально ответственная компания и придавая особое значение охране окружающей среды.

Мы гордимся результатами деятельности 2007 года и той основой дальнейшего роста, которую мы заложили на будущее. Нашей целью является создание компании мирового уровня, эффективной при любой конъюнктуре рынка. От имени Совета директоров и Правления мы рады представить Годовой обзор деятельности «НОВАТЭКа» за 2007 год. Мы выражаем признательность за Ваше неизменное доверие и поддержку, оказываемую «НОВАТЭКу».



Александр Наталенко  
Председатель  
Совета директоров



Леонид Михельсон  
Председатель  
Правления



Марк Джетвей  
Директор по финансам  
и стратегии развития

# ОГЛАВЛЕНИЕ

КРАТКИЙ ОБЗОР .....	11
СТРАТЕГИЯ .....	12
ОБЗОР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА 2007 ГОД .....	16
РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА .....	16
Основные месторождения .....	17
Прочие лицензионные участки и месторождения .....	18
ПЕРЕРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ .....	22
Переработка .....	22
Реализация газа .....	22
Реализация жидких углеводородов .....	24
ПРОИЗВОДСТВО .....	25
ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	28
Охрана окружающей среды .....	28
Охрана труда и промышленная безопасность .....	30
Социально-экономическое и культурное развитие .....	33
СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЕ ОАО «НОВАТЭК» .....	34
РЫНОК АКЦИЙ .....	35
АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	39
КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ, ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С МСФО, И ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА ЗА ГОДЫ, ЗАКОНЧИВШИЕСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2007 И 2006 ГГ. ....	65
КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ .....	124
ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ .....	124
АББРЕВИАТУРЫ И СОКРАЩЕНИЯ .....	125



# Реализуя стратегию

---

## Краткий обзор



Природный газ, как наиболее безопасный и экологически чистый источник энергии, становится предпочтительным и наиболее эффективным энергоресурсом XXI века. Именно поэтому рост спроса на газ в течение ближайшего десятилетия превзойдет темпы увеличения потребности в других энергоносителях.





Объем доказанных запасов (SEC)  
природного газа на 31 декабря 2007  
года составил 653 млрд м<sup>3</sup>

Среднесуточная добыча газа в 2007  
году – 78 млн м<sup>3</sup>

## Краткий обзор

Имея многолетний опыт разведки и разработки месторождений, «НОВАТЭК» является крупнейшим российским независимым производителем природного газа и вторым по объемам добычи газа после ОАО «Газпром». Добывающие и перерабатывающие предприятия «НОВАТЭКа» сосредоточены в Ямало-Ненецком автономном округе. Компания также обладает производственными активами, расположенными в Самарской области. Благодаря успешной реализации стратегии развития ресурсной базы углеводородов, а также сохранению низких затрат на добычу, нам удалось достигнуть исключительных финансовых результатов и стабильных производственных показателей.

В 2007 году мы добыли 207 млн бнэ, 90% из которых составил природный газ. По результатам независимой оценки<sup>(1)</sup> запасов углеводородов по состоянию на 31 декабря 2007 года наши совокупные доказанные запасы (SEC) газа, газового конденсата и нефти составляют 4 678 млн бнэ, при этом 91% приходится на газ. По объемам доказанных запасов газа мы входим в число крупнейших в мире нефтегазовых компаний и занимаем четвертое место среди компаний нефтегазового сектора России после ОАО «Газпром», ОАО НК «ЛУКОЙЛ» и ОАО НК «РОСНЕФТЬ».

### Основные события и достижения 2007 года:

- Рекордные финансовые показатели, отражающие наши усилия по увеличению добавленной стоимости путем диверсификации продукции и рынков сбыта. Выручка от реализации и прочие доходы выросли на 27% по сравнению с 2006 годом, составив 62,4 млрд рублей; прибыль, распределяемая акционерам «НОВАТЭКа», увеличилась на 33% до 18,7 млрд руб.
- Повышение корпоративного рейтинга «НОВАТЭКа»: агентство Moody's повысило рейтинг Компании до Baa3 (прогноз стабильный), агентство S&P – до BB (прогноз позитивный).
- 107% возмещенных доказанных запасов углеводородов, при коэффициенте обеспеченности запасами 23 года. Объем доказанных разрабатываемых запасов газа вырос на 7% и составил 84% от общего объема доказанных запасов газа.
- Открытие трех новых месторождений с суммарными запасами около 330 млн бнэ.<sup>(2)</sup>
- Приобретение 50% доли участия в концессии на разведку и разработку углеводородов на шельфовом блоке Эль-Ариш в Египте.
- Приобретение 25% доли участия в проектах по геологическому изу-

чению 6 лицензионных участков, расположенных в ЯНАО с совокупными ресурсами около 9 млрд бнэ<sup>(3)</sup>.

- Увеличение добычи на Ханчейском месторождении на 28% после ввода второй очереди газоконденсатного промысла.
- Ввод в эксплуатацию уникальной установки по производству метанола на Юрхаровском месторождении мощностью 12,5 тыс. тонн в год, что позволило повысить стабильность производства, снизить операционную себестоимость добычи, а также минимизировать экологические риски.
- Награждение Национальной экологической премией в номинации «Отчетность в области устойчивого развития».

<sup>(1)</sup> Оценка проводилась компанией DeGolyer&MacNaughton

<sup>(2)</sup> По категории C1+C2 российской классификации

<sup>(3)</sup> По категории C3+D российской классификации

## Стратегия

В 2015 году «НОВАТЭК» планирует выйти на уровень добычи 65 млрд м<sup>3</sup> газа и 8 – 9 млн тонн жидких углеводородов в год

Следуя стратегии эффективного наращивания ресурсной базы и увеличению объемов добычи углеводородов, а также придавая особое значение вопросам экологической и социальной ответственности, мы намерены:

- **Значительно увеличивать объемы добычи природного газа и сопутствующих углеводородов.**

По оценкам независимых экспертов, в 2010 году спрос на газ в России достигнет порядка 500 млрд м<sup>3</sup>, причем до 200 млрд м<sup>3</sup> могут быть покрыты поставками независимых производителей газа и нефтяными компаниями. Мы полагаем, что Компания выгодно позиционирована и способна обеспечить до 30% прироста потребления на внутреннем рынке, увеличивая объемы добычи и реализации газа в соответствии с ростом спроса. Объем добычи на наших месторождениях в 2007 году составил 28,5 млрд м<sup>3</sup> газа и 2,5 млн тонн конденсата и нефти. В 2010 году мы планируем выйти на уровень добычи 45 млрд м<sup>3</sup> газа и 4,6 млн тонн жидких углеводородов в год, а в 2015 году – 65 млрд м<sup>3</sup> газа и 8 – 9 млн тонн жидких углеводородов в год.

- **Сохранять низкий уровень затрат.**

Применяя современные технологии и методы разработки, мы намерены и далее сохранять достигнутый низкий уровень затрат. В 2007 году наши показатели себестоимости добычи и затраты на поиск и разведку были одними из самых низких в отрасли. 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.

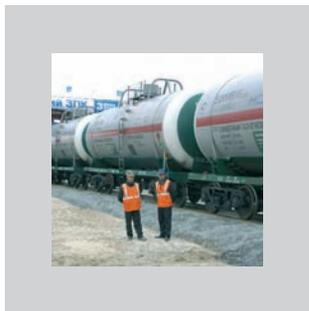
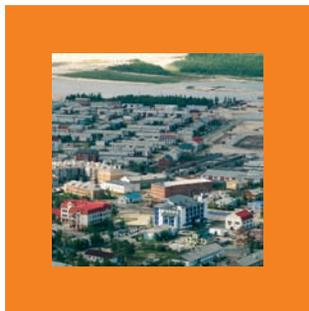
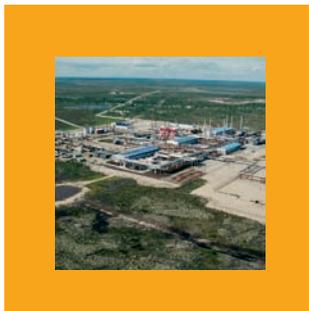
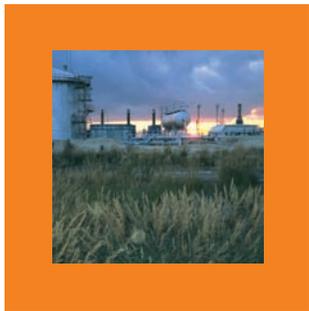
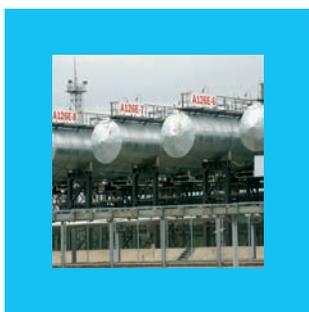
- **Обеспечивать максимальный размер выручки от реализации природного газа и жидких фракций.**

Наши департаменты по маркетингу и реализации продолжают оптимизацию структуры реализации по потребителям и сегментам рынка в целях достижения максимального и сбалансированного по риску дохода. Сегодня мы поставляем газ в 39 регионов Российской Федерации и намерены сохранять лидирую-

щие позиции среди независимых производителей газа путем расширения присутствия на региональных рынках и установления долгосрочных договорных отношений с конечными потребителями, которым в 2007 году было поставлено 45% газа от общего объема реализации. Кроме того, мы намерены и далее использовать преимущества Пуровского ЗПК и сопутствующей инфраструктуры в порту Витино при реализации жидких углеводородов. Экспорт стабильного газового конденсата и продуктов его переработки значительно повышает доходность продаж.

- **Наращивать ресурсную базу и эффективно управлять запасами.**

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

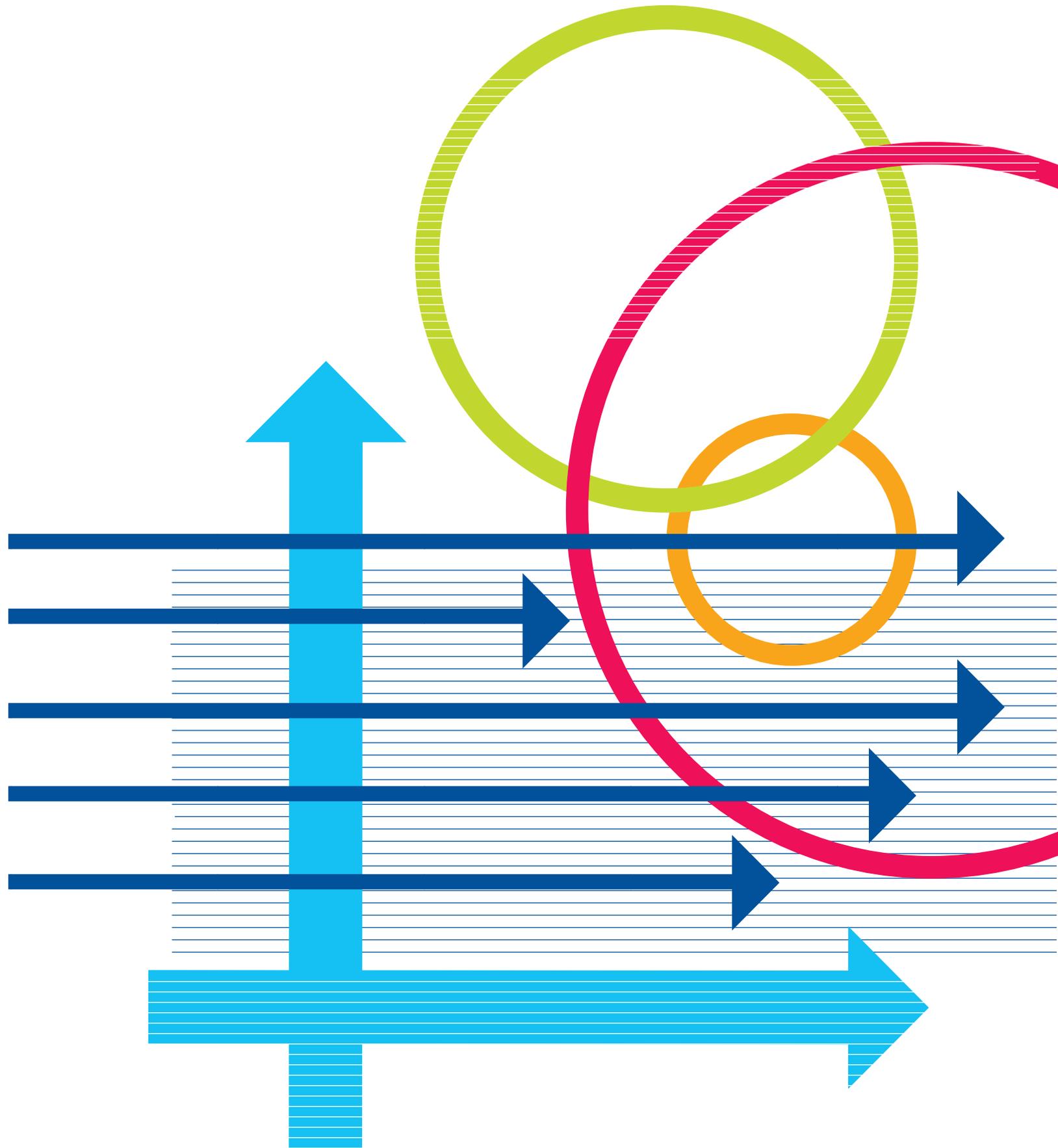


# Реализуя стратегию

## Разведка и добыча



Концентрация наших промыслов в Ямало-Ненецком автономном округе, богатом газодобывающем регионе, обеспечивает благоприятные возможности для увеличения акционерной стоимости Компании при низком уровне рисков, низкой себестоимости добычи и эффективном воспроизводстве запасов.



# Обзор деятельности за 2007 год

Коэффициент обеспеченности запасами составляет 23 года при объеме доказанных разрабатываемых запасов природного газа 84% от общего объема доказанных запасов природного газа

## Разведка и добыча

Наши месторождения и лицензионные участки расположены в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) Российской Федерации – крупнейшем в мире регионе по добыче природного газа, на долю которого приходится более 90% российского и приблизительно 20% мирового объема добычи газа. Концентрация наших промыслов в этом богатом газодобывающем регионе обеспечивает благоприятные возможности для увеличения акционерной стоимости Компании при минимальном уровне рисков, низкой себестоимости добычи и эффективном воспроизводстве запасов. Имея многолетний опыт работы в этом регионе, наша Компания выгодно позиционирована для эффективного использования имеющихся возможностей.

В результате наших достижений в 2007 году, мы подтвердили позицию второй по объемам добычи газа компании в России. В 2007 году доля Компании в добыче российского газа соответствовала 4,4%, а доля в общероссийских поставках газа потребителям составила около 8%.

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

Усилия Компании, направленные на поиск и освоение месторождений природного газа и газового

конденсата, дали исключительные результаты, что подтверждается приростом запасов, превысившим объемы добычи.

В 2007 году наши затраты на разведку и разработку месторождений составили 20,5 млрд рублей, прирост запасов природного газа, газового конденсата и нефти без учета добычи составил около 220 млн бнэ при затратах на воспроизводство запасов 94,5 руб. (3,7 доллара США) на баррель нефтяного эквивалента.

В 2007 году мы продолжили наращивание ресурсной базы посредством проведения геологоразведочных работ, на которые было потрачено около 1,6 млрд рублей, было пробурено более 31 тыс. м и проведено 580 кв. км сейсморазведочных работ 3D.

На 31 декабря 2007 г. объем доказанных запасов (SEC) природного газа составил 653 млрд м<sup>3</sup> (23,1 трлн куб. футов), жидких углеводородов (газового конденсата и нефти) – 49,2 млн тонн (406 млн бнэ). Произошло изменение в структуре доказанных запасов газа: объемом доказанных разрабатываемых запасов вырос на 7% и составил 84% от общего объема доказанных запасов газа. Коэффициент возмещения доказанных запасов (SEC) в 2007 году составил 107%, а коэффициент возмещения за последние 5 лет (2003-2007) – 158%. На 31 декабря 2007 г. объем доказанных и вероятных запасов газа (PRMS) составил 1,029 трлн м<sup>3</sup>, жидких углеводородов – 102 млн тонн.

В 2007 году суммарная валовая добыча на месторождениях Ком-

пании составила 28,5 млрд м<sup>3</sup> (1,006 трлн куб. футов) газа и 2,5 млн тонн (20,5 млн баррелей) жидких углеводородов. Объем добычи природного газа соответствовал плану Компании, скорректированному в связи с уменьшением объемов газа, помещаемого в подземные хранилища (ПХГ), обусловленным пониженным отбором газа из ПХГ во время аномально теплой зимы в России и странах Европы.

В 2007 году было открыто три новых месторождения, Северо-Ханчейское, Радужное и Ярудейское, с суммарными запасами 331 млн бнэ<sup>(1)</sup>. Оценка запасов Северо-Ханчейского месторождения согласно международной классификации (SEC и PRMS) была произведена в 2007 году, оценка Ярудейского и Радужного месторождений будет проведена в будущем.

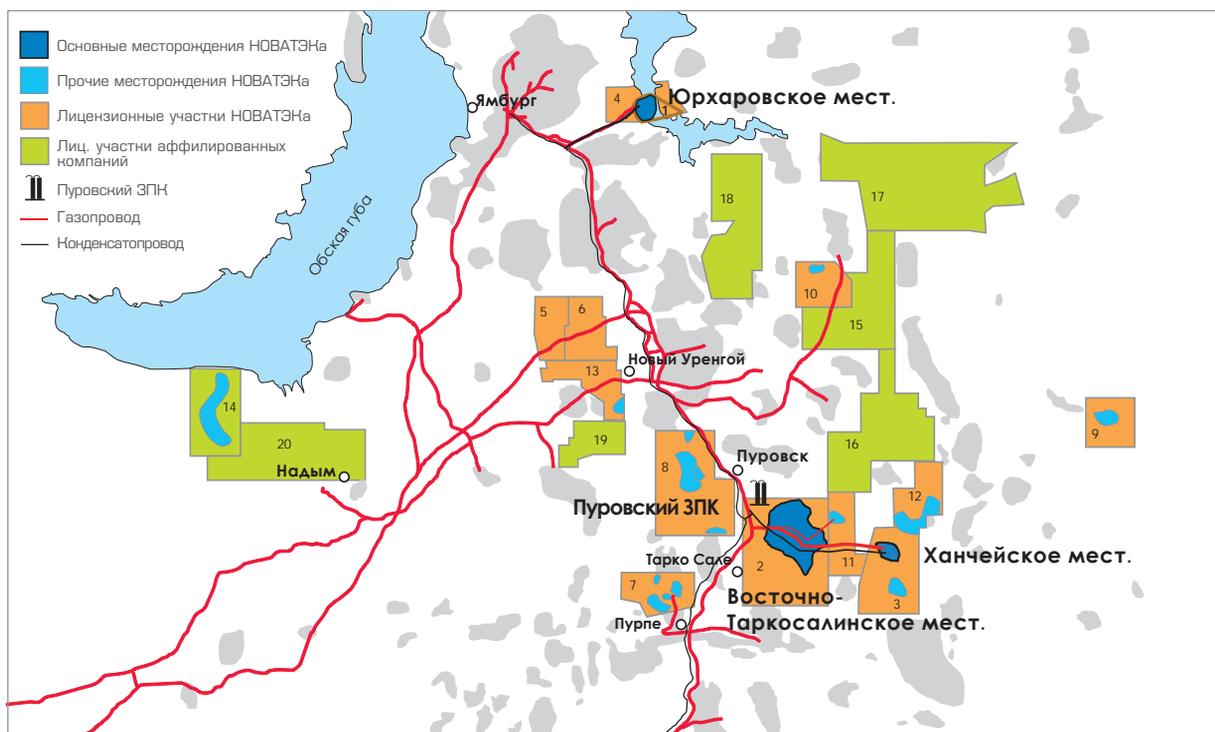
Созданию долгосрочной стабильной основы роста объемов добычи способствовал ряд приобретений, сделанных нами в 2007 году. В ходе аукционных торгов был приобретен Западно-Уренгойский лицензионный участок в ЯНАО. Приобретены доли участия в проектах по геологическому изучению 6 лицензионных участков с совокупными ресурсами около 9 млрд бнэ<sup>(2)</sup>. Важным для нас является приобретение у компании Tharwa Petroleum S.A.E. 50% участия в концессии на разведку и разработку углеводородов на шельфовом блоке Эль-Ариш в Арабской Республике Египет. Выход на египетский рынок соответствует стратегии «НОВАТЭКа» по наращиванию ресурсной базы и географической диверсификации основной деятельности.

<sup>(1)</sup> По категории C1+C2 российской классификации

<sup>(2)</sup> По категории C3+D российской классификации

## Юрхаровское месторождение – основной источник роста добычи и запасов в среднесрочной перспективе

### Схема лицензионных участков «НОВАТЭКа»



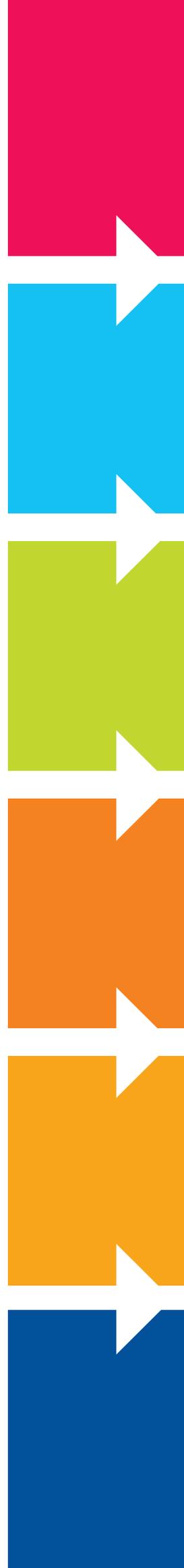
- |                           |                      |                   |                      |                        |                      |
|---------------------------|----------------------|-------------------|----------------------|------------------------|----------------------|
| 1 Юрхаровский             | 4 Новоюрхаровский    | 7 Усть-Пурлейский | 10 Радунный          | 13 Западно-Уренгойский | 17 Северо-Русский    |
| 2 Восточно-Таркосалинский | 5 Северо-Юбилейный   | 8 Олимпийский     | 11 Юмантыльский      | 14 Ярудейский          | 18 Западно-Тазовский |
| 3 Ханчейский              | 6 Табьяха-Тарнинский | 9 Термонарстовый  | 12 Северо-Ханчейский | 15 Южно-Заполярный     | 19 Северо-Ямсовый    |
|                           |                      |                   |                      | 16 Средне-Часельский   | 20 Аномальный        |

### Основные месторождения

В 2007 году на три основных месторождения пришлось около 99% всей добычи, запасы этих месторождений составляют 94% 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), вла-

дельцем и оператором которой является ОАО «Газпром». Их дальнейшее развитие, разведка и обустройство лежат в основе среднесрочной стратегии роста добычи углеводородов

**Юрхаровское месторождение.** Юрхаровское месторождение, открытое в 1970 году, расположено за северным Полярным кругом в юго-восточной части Тазовского полуострова. Лицен-



зией на разведку и добычу углеводородов на месторождении владеет наше 100% дочернее общество ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ». Добыча газа и газового конденсата ведется с 2003 года. Юрхаровское месторождение – второе по объему добычи и первое по запасам среди месторождений «НОВАТЭКа» и основной источник роста добычи и запасов в среднесрочной перспективе. В ходе выполнения доразведки месторождения в 2007 г. был открыт ряд новых залежей, благодаря чему были увеличены доказанные запасы.

В 2007 году на Юрхаровском месторождении мы ввели в эксплуатацию установку по производству метанола мощностью 12,5 тыс. тонн в год. Установка является уникальным интегрированным в процесс подготовки газа объектом: в мировой практике нет подобных малотоннажных производств на газоконденсатных месторождениях. Производство метанола непосредственно на месте добычи позволило минимизировать экологические риски, а также снизить операционную себестоимость добычи и повысить стабильность производства.

Мы планируем пустить в эксплуатацию дополнительные очереди Юрхаровского месторождения, что позволит увеличить объемы добычи на нем более чем в два с половиной раза к 2010 году.

**Восточно-Таркосалинское месторождение.** Открытое в 1971 году, Восточно-Таркосалинское месторождение расположено в 40 км к востоку от города Тарко-Сале. Лицензия на разведку и добычу углеводородов на месторождении выдана ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», нашему 100% дочернему предприятию. На сегодняшний день это первое по объемам добычи из наших

месторождений. Добыча нефти ведется с 1994 года, добыча природного газа – с 1998 года, промышленная добыча газового конденсата – с 2001 года. Добыча на газоконденсатном промысле Восточно-Таркосалинского месторождения достигла максимальных проектных значений, так называемой полки, и в ближайшие годы будет стабильной. Перспективные планы по дальнейшему развитию месторождения ориентированы на разработку нефтяных залежей в северной части лицензионного участка.

**Ханчейское месторождение.** Открытое в 1990 году, Ханчейское месторождение расположено в 65 км к востоку от Восточно-Таркосалинского месторождения. Лицензия на разведку и добычу принадлежит ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ». В мае 2005 года лицензия была переоформлена на ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» 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 природного газа с 2003 и 2002 гг. соответственно. В 2007 году выполнялись работы по доразведке месторождения, открыты 3 новых газоконденсатных залежи, проведены сейсморазведочные работы 3D для уточнения геологического строения южной части месторождения и постановки разведочного бурения. В 2007 году была пущена в эксплуатацию вторая очередь газоконденсатного промысла, что позволило увеличить добычу на месторождении на 28%.

## Прочие лицензионные участки и месторождения

Мы направляем усилия на увеличение запасов посредством осуществления разведки на 12 лицензионных участках, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе. Данные лицензионные участки рассматриваются как неотъемлемая часть нашей долгосрочной стратегии по росту запасов и увеличению добычи. В 2007 году на лицензионных участках «НОВАТЭКа» было открыто 3 новых месторождения (Северо-Ханчейское, Ярудейское, Радужное), поисковые работы на остальных участках продолжаются.

В пределах Олимпийского участка оценены Стерховое месторождение и южная часть Уренгойского месторождения. В 2007 году выполнены сейсморазведочные работы 3D в объеме 240 кв. км, завершены работы по уточнению геологической модели месторождений с учетом результатов сейсморазведочных работ 3D.

Термокарстовое месторождение находится на начальном этапе освоения. Начало промышленной добычи газового конденсата планируется в 2011 году, а поставки газа с месторождения – в 2015. В 2007 году в результате построения геологической модели и пересчета запасов месторождения доказанные запасы газа были увеличены на 25%.

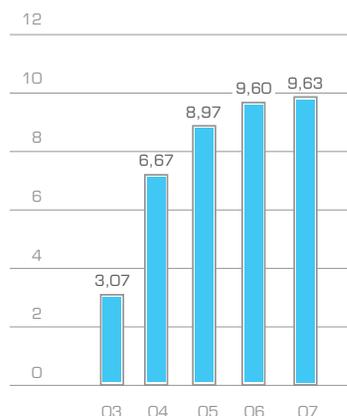
Термокарстовое и Северо-Ханчейское месторождения, а также месторождения, расположенные на Олимпийском и Западно-Уренгойском лицензионных участках внесут значительный вклад в увеличение роста добычи и запасов в среднесрочной перспективе.

### Юрхаровское месторождение

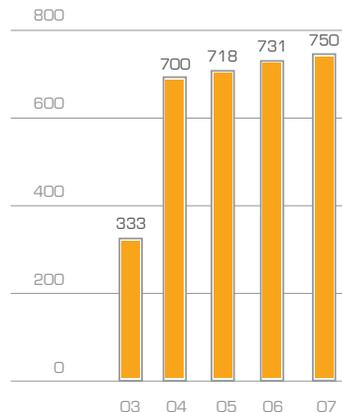
**Общий объем добычи в 2007 году:**

Газ: 9,63 млрд м<sup>3</sup>  
 (340 млрд куб. футов)  
 Жидкие углеводороды: 750 тыс. тонн  
 (6,452 млн бнэ)  
 Суммарная добыча: 69 млн бнэ  
**Доказанные запасы (SEC) на 31 декабря 2007 года:**  
 Газ: 312 млрд м<sup>3</sup>  
 (11,003 трлн куб. футов)  
 Жидкие углеводороды: 15 млн тонн (129 млн бнэ)  
 Суммарные запасы: 2 167 млн бнэ

**Юрхаровское месторождение  
Добыча газа, млрд м<sup>3</sup>**



**Юрхаровское месторождение  
Добыча газового конденсата, тыс. тонн**

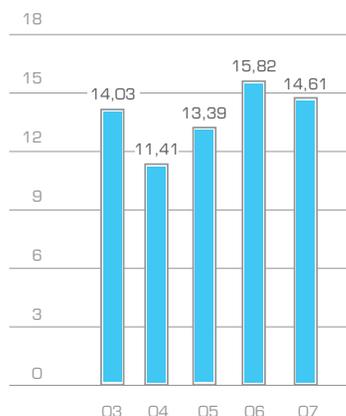


### Восточно-Таркосалинское месторождение

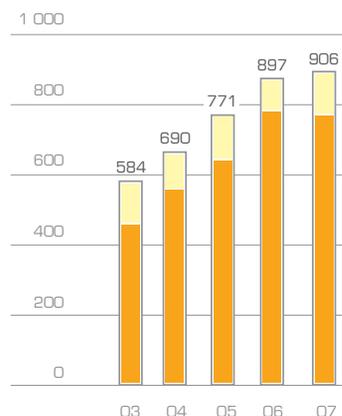
**Общий объем добычи в 2007 году:**

Природный газ: 14,61 млрд м<sup>3</sup>  
 (516 млрд куб. футов)  
 Жидкие углеводороды: 906 тыс. тонн (7,349 млн бнэ)  
 Всего: 103 млн бнэ  
**Доказанные запасы (SEC) на 31 декабря 2007 года:**  
 Природный газ: 267 млрд м<sup>3</sup>  
 (9,425 трлн куб. футов)  
 Запасы жидких углеводородов: 21 млн тонн (165 млн бнэ)  
 Общие запасы: 1 910 млн бнэ

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



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



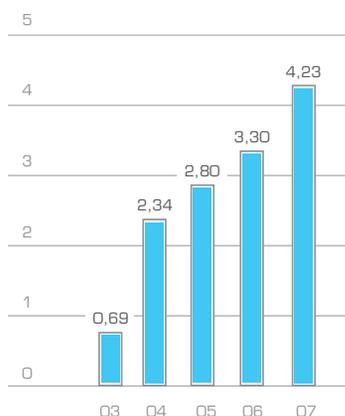
■ Газовый конденсат  
 ■ Нефть

### Ханчейское месторождение

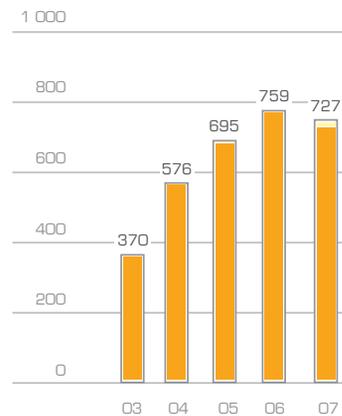
**Общий объем добычи в 2007 году:**

Газ: 4,23 млрд м<sup>3</sup>  
 (149 млрд куб. футов)  
 Жидкие углеводороды: 727 тыс. тонн (5,924 млн бнэ)  
 Суммарная добыча: 34 млн бнэ  
**Доказанные запасы (SEC) на 31 декабря 2007 года:**  
 Газ: 41 млрд м<sup>3</sup>  
 (1,441 трлн куб. футов)  
 Жидкие углеводороды: 6,6 млн тонн (54 млн бнэ)  
 Суммарные запасы: 321 млн бнэ

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



**Ханчейское месторождение  
Добыча жидких УВ, тыс. тонн**



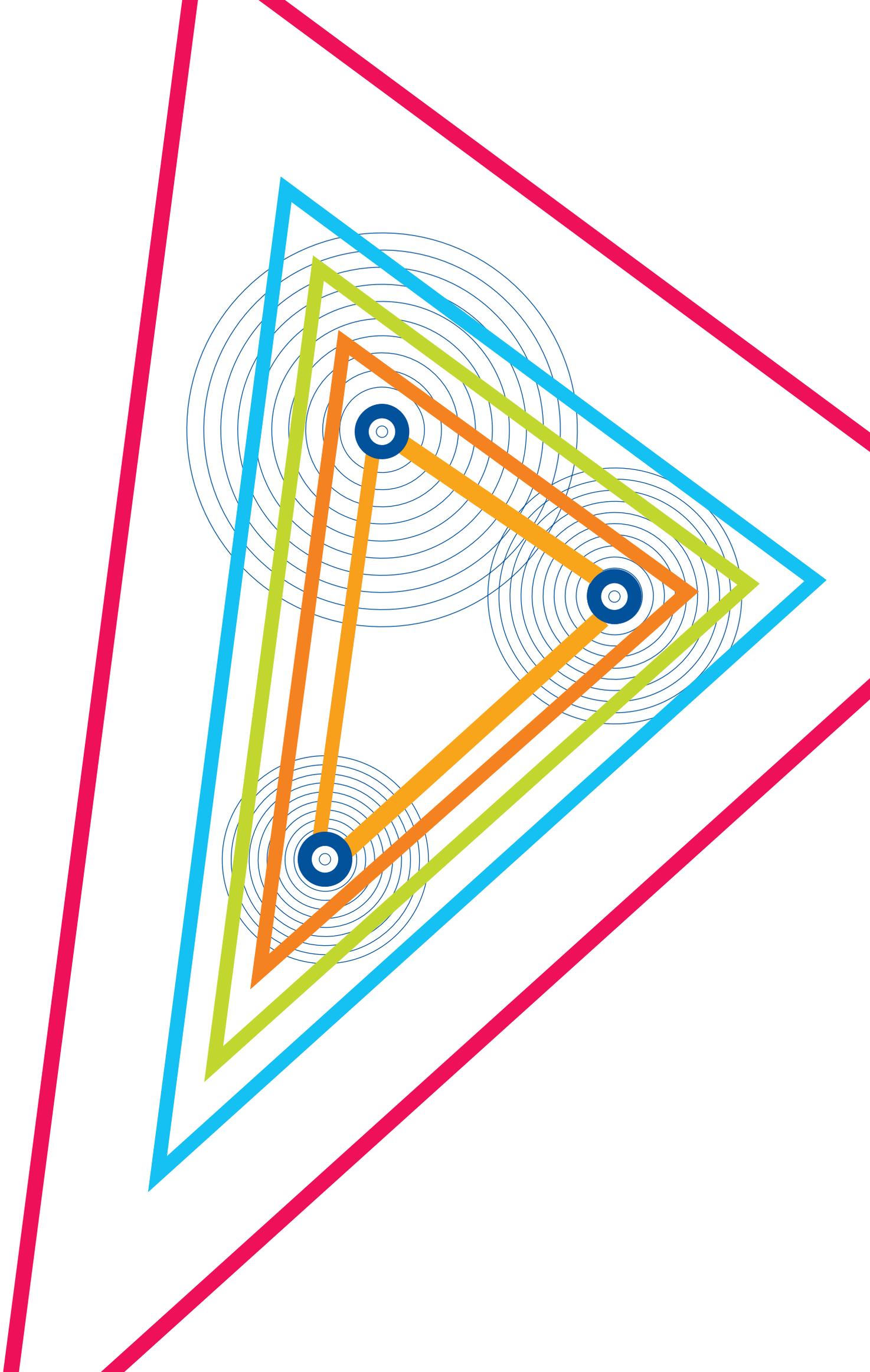
■ Газовый конденсат  
 ■ Нефть

# Реализуя стратегию

## Переработка и реализация



Наличие собственных перерабатывающих мощностей уменьшает нашу зависимость от услуг третьих сторон, повышает возможности по управлению разработкой месторождений, устраняя ограничения, связанные с необходимостью переработки нестабильного конденсата.



# Переработка и реализация

Пуровский завод является важным звеном в цепи добавленной стоимости от разведки и добычи к переработке и сбыту

Мы планируем развивать свой бизнес, как в области добычи углеводородного сырья, так и в сфере его глубокой переработки. Планы перспективного развития включают увеличение объемов производства стабильного газового конденсата, сжиженных углеводородных газов и создание мощностей по глубокой переработке конденсата.

## Переработка

В июне 2005 года мы ввели в эксплуатацию первую очередь Пуровского завода по переработке конденсата (Пуровский ЗПК). Пуровский завод является важным звеном в цепи добавленной стоимости от разведки и добычи к переработке и сбыту, позволяя нам полностью контролировать потребности в переработке и обеспечивая доступ к высокодоходным каналам реализации газоконденсатной продукции.

В 2007 году Пуровский ЗПК переработал около 2,1 млн тонн нестабильного газового конденсата и произвел более 1,5 млн тонн стабильного газового конденсата и 554 тыс. тонн сжиженных углеводородных газов (СУГ). С введением в конце 2008 года второй очереди Пуровского ЗПК, мы расширим производственные мощности завода до 5 млн тонн по сырью в год и обеспечим переработку растущих объемов добычи газового конденсата. Увеличение масштабов производства позволит нам перейти к следующему стратегическому этапу – повышению глубины передела.

В 2007 году «НОВАТЭК» приступил к проектированию перевалочного комплекса в Усть-Луге (Балтийское море), в составе оборудования которого предусмотрена установка по фракционированию стабильного конденсата мощностью до 6 млн тонн в год.

## 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 темпы увеличения потребности в других энергоносителях. Увеличение спроса, наряду с продолжающейся либерализацией газовых рынков России и мира, позволит «НОВАТЭК» быть полноправным участником российского газового рынка, опираясь на знания и опыт в области добычи и реализации природного газа.

Россия занимает третье место в мире по потреблению природного газа. По предварительным оценкам, в 2007 году в условиях роста российской экономики объем поставок газа для внутреннего потребления составил около 415 млрд м<sup>3</sup>, увеличившись на 2,8% по сравнению с аналогичным показателем 2006 года. В настоящее время доля природного газа в энергетическом балансе России составляет более 50%, а в некоторых регионах достигает 80%.

В 2007 году объем наших продаж газа вырос на 6% и составил 32,05 млрд м<sup>3</sup> по сравнению с 30,31 млрд м<sup>3</sup> в 2006 году. Доля наших поставок газа составила около 8% общероссийского потребления газа. Из общего объема продаж 14,28 млрд м<sup>3</sup> газа

было поставлено конечным потребителям и 17,12 млрд м<sup>3</sup> было реализовано трейдерам на входе в ЕСГ. На электронной торговой площадке ООО «Межрегионгаз» было реализовано 661 млн м<sup>3</sup>, или 2% от общего объема поставок газа. Развитие биржевой торговли газом является одним из факторов, свидетельствующим о либерализации газового рынка России и служит дополнительным индикатором рыночных цен на газ.

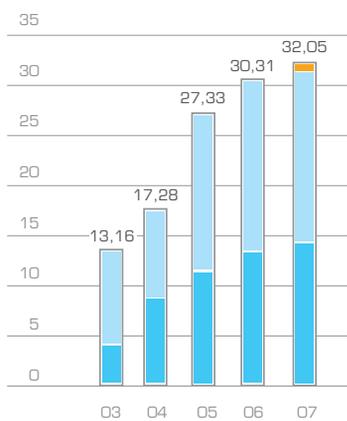
В 2007 году мы расширили географию поставок газа до 39 регионов Российской Федерации, основными из которых являются Челябинская, Самарская, Московская, Кировская, Тюменская, Курганская области и Пермский край. Основными потребителями нашего газа являются энергогенерирующие компании, предприятия металлургической промышленности, а также 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). Газ, помещенный в ПХГ в период традиционного снижения спроса в течение теплого времени года, реализуется в период похолодания при растущем потреблении.

Доля «НОВАТЭКа» в общероссийских поставках природного газа в 2007 году составила около 8%. Мы расширили географию поставок газа в РФ до 39 регионов

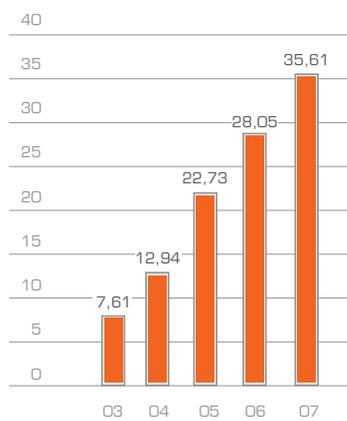


**Объемы реализации газа, млрд м<sup>3</sup>**



- Конечные потребители
- Трейдеры
- Биржа

**Выручка от реализации газа,<sup>(1)</sup> млрд руб.**



<sup>(1)</sup> Без учета НДС

## Перевалочный комплекс в Усть-Луге, оборудованный установкой по фракционированию, позволит Компании обеспечить экспорт не сырья, а высококачественных продуктов переработки

### Реализация жидких углеводородов

Результаты продаж жидких углеводородов (стабильный газовый конденсат, СУГ, нефть и нефтепродукты) в 2007 году положительно иллюстрируют наши усилия по увеличению добавленной стоимости путем диверсификации продаваемой продукции и рынков, на которые мы осуществляем поставки. В 2007 году отмечен рекордно высокий уровень доходов от реализации, 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.

Общие продажи жидких углеводородов в 2007 году составили 2 404 тыс. тонн, что на 7% выше, чем в 2006 году. На экспорт было реализовано 28 танкерных партий стабильного газового конденсата: 20 в США, 7 на Евро-

пейские рынки и 1 партия в Южную Америку. На западных рынках реализовано более 99% произведенного на Пуровском ЗПК стабильного газового конденсата, а экспорт СУГ, включая рынки СНГ, составил около 24%.

С вводом в эксплуатацию Пуровского завода мы существенно расширили каналы сбыта жидких углеводородов, что позволило нам повысить рентабельность продаж газового конденсата. Производимый на Пуровском ЗПК стабильный газовый конденсат пользуется высоким спросом и, как правило, реализуется с премией к цене нефти.

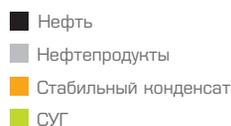
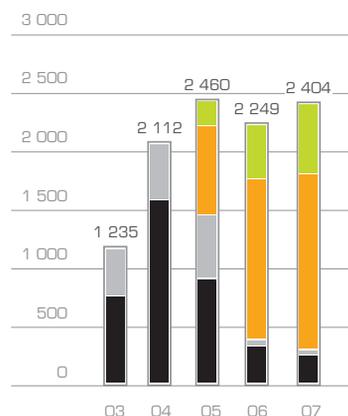
Для транспортировки жидких углеводородов в 2007 году использовалось около 3 000 железнодорожных цистерн, из них 1 200 для перевозки СУГ (в т.ч. 420 собственных), для перевозки конденсата – 1800 цистерн парка ОАО «Российские железные дороги».

Экспорт стабильного газового конденсата осуществляется через

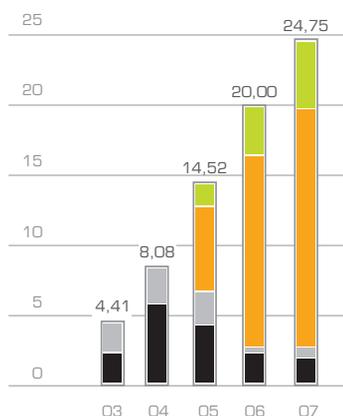
порт Витино (Белое море), в котором «НОВАТЭК» совместно с ОАО «Беломорская нефтебаза» создали комплекс по хранению и перевалке конденсата. В 2007 году объем перевалки стабильного газового конденсата в порту Витино составил 1 554 тыс. тонн.

Для обеспечения перевалки растущих объемов стабильного газового конденсата, связанных с планируемым вводом второй очереди Пуровского ЗПК, «НОВАТЭК» реализуются проекты по оптимизации логистики жидких углеводородов: расширение резервуарного парка в Витино и проектирование перевалочного комплекса в Усть-Луге. В составе оборудования комплекса в Усть-Луге предусмотрена установка по фракционированию, что позволит Компании обеспечить экспорт не сырья, а высококачественных продуктов переработки, диверсифицировать рынки сбыта и повысить маржинальный доход при реализации жидких углеводородов.

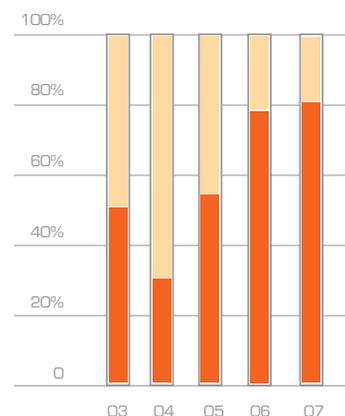
**Объемы реализации жидких УВ, тыс. тонн**



**Выручка от реализации<sup>(1)</sup> жидких УВ, млрд руб.**



**Структура выручки от реализации<sup>(1)</sup> жидких УВ, %**



<sup>(1)</sup> Без учета НДС, акцизов и экспортных пошлин

Наши усилия по оптимизации продаж полимерной продукции позволили увеличить ее выпуск на 42%

## Производство

ООО «НОВАТЭК-Полимер» – наша основная производственная дочерняя компания, расположенная 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. Наши усилия по оптимизации продаж антикоррозийных материалов позволили увеличить их выпуск в 2007 году на 69%.

В июне 2005 года мы ввели в эксплуатацию завод по производству бианксиально-ориентированной

(БОПП) пленки, широко применяемой в качестве упаковочного материала в пищевой, табачной, парфюмерной, медицинской и текстильной промышленности. Возросший спрос на БОПП пленку в 2007 году позволил увеличить ее выпуск на 54%.

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.

**Объемы производства полимерной продукции, тонн**

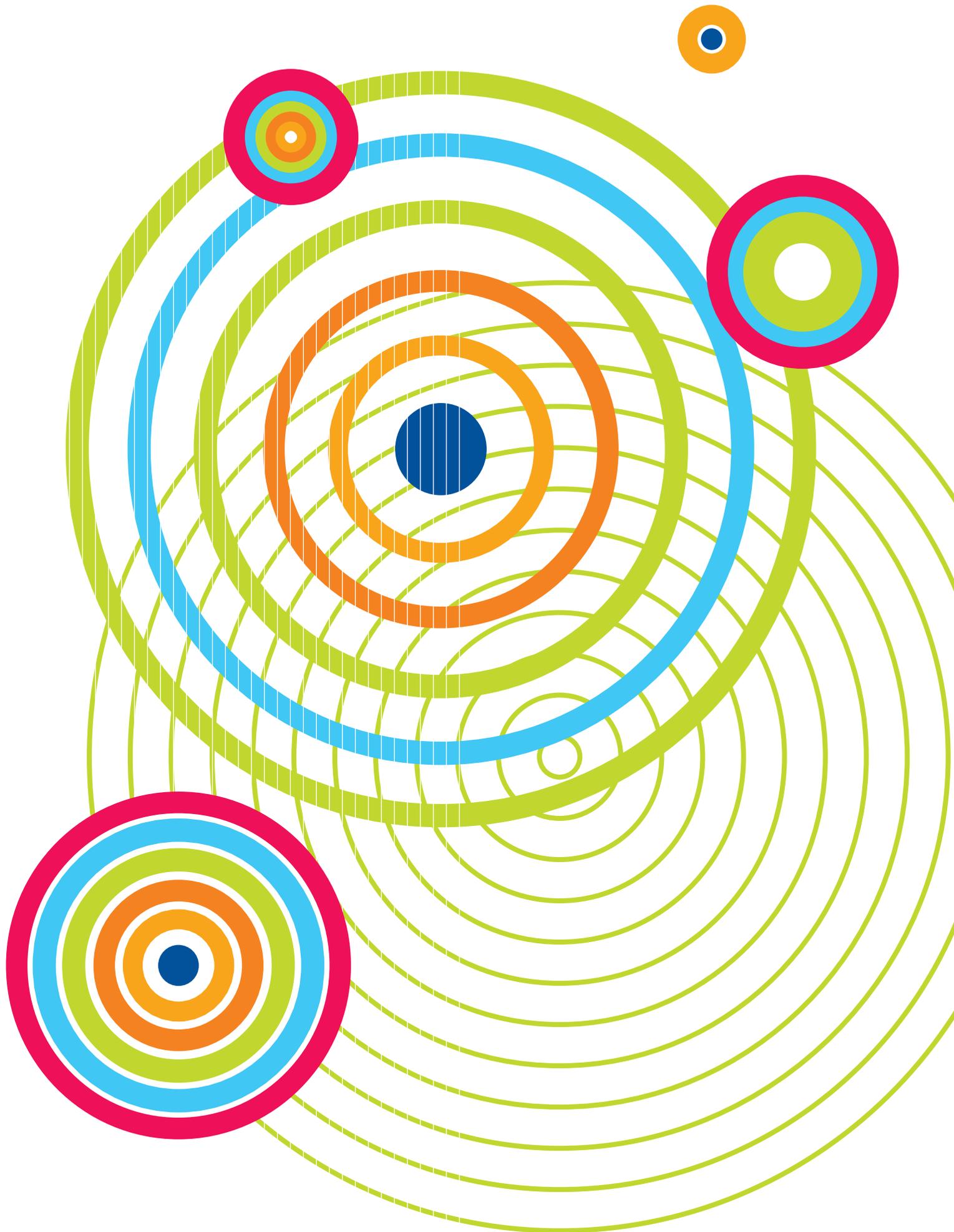


# Реализуя стратегию

## Экологическая и Социальная ответственность



С самого начала нашей деятельности мы зарекомендовали себя как социально ответственная Компания, руководствующаяся национальными и мировыми стандартами и корпоративными принципами для устойчивого долгосрочного развития.



# Экологическая и Социальная ответственность

В 2007 году «НОВАТЭК» была присуждена Национальная экологическая премия за лучший отчет в области устойчивого развития

Успешно реализуя Политику в области охраны окружающей среды, «НОВАТЭК» рассматривает выполнение требований природоохранного законодательства, повышение экологической безопасности производства и снижение негативной техногенной нагрузки на окружающую среду в качестве важнейших приоритетов. По мере возможности мы стремимся предотвращать, минимизировать или устранять негативное воздействие нашей деятельности на окружающую среду.

## Охрана окружающей среды

С целью определения масштабов и динамики воздействия производства на компоненты окружающей среды мы проводим регулярный экологический мониторинг. Результаты систематического опробования почв, атмосферного воздуха, снежного покрова, поверхностных и подземных вод показывают, что экологическая обстановка в районах интенсивного развития инфраструктуры предприятий «НОВАТЭК» является благополучной.

В 2007 году внедрялись технологии и осуществлялись мероприятия, направленные на снижение воздействия производственной деятельности на окружающую среду, в том числе:

- модернизирована технологическая схема утилизации газов выветривания на газоконденсатном промысле Восточно-Таркосалинского месторождения, что позволило значительно сократить выброс вредных веществ в атмосферу;
- оптимизирована схема транспорта газа Ханчейского и Восточно-Таркосалинского месторождений, в результате чего снизились выбросы от газоперекачивающих агрегатов;
- введена в опытно-промышленную эксплуатацию установка по производству метанола на Юрхаровском газоконденсатном промысле, что позволило исключить экологические риски, связанные с транспортировкой химически активного продукта по акватории

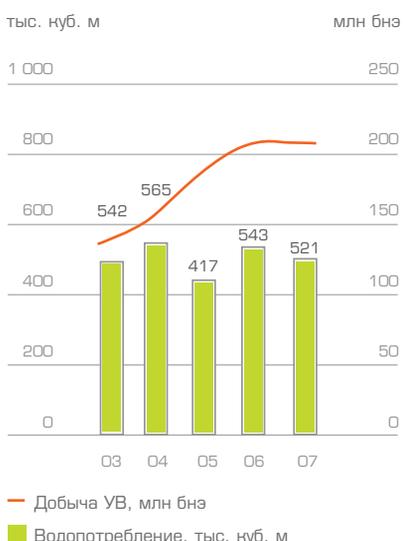
северных рек; при разработке установки применена новейшая система автоматизированного управления, позволяющая минимизировать негативное воздействие на окружающую среду;

- для автоматизации принятия организационных, технических и информационных решений в области охраны окружающей среды, промышленной безопасности и охраны труда начаты работы по разработке информационно-аналитической системы на базе программного обеспечения SoFi;
- определены наиболее предпочтительные проекты для реализации по схеме Проекта Совместного Осуществления в рамках работ по реализации положений Киотского протокола.

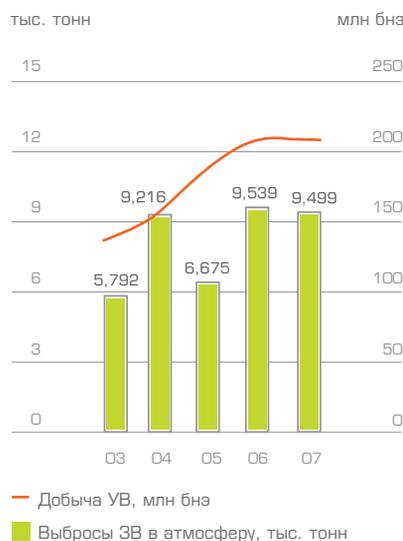
**Динамика образования отходов добывающими предприятиями «НОВАТЭК»**



**Динамика водопотребления добывающими предприятиями «НОВАТЭК»**



**Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу добывающими предприятиями «НОВАТЭК»**





«НОВАТЭК» успешно реализует принятые обязательства по сертификации в соответствии с международными стандартами ISO 14001:2004 и OHSAS 18001:2007

В 2007 году мы вели активное строительство геолого-разведочных и эксплуатационных скважин, что вызвало временный незначительный рост отходов бурения.

В октябре 2007 года, впервые в России, группа из числа руководителей и сотрудников «НОВАТЭКа» награждена почетными грамотами Федерального агентства лесного хозяйства за рациональное и эффективное использование лесов.

В 2007 году «НОВАТЭК» была присуждена Национальная экологическая премия в номинации «Отчетность в области устойчивого развития».

Благодаря высоким показателям экологической эффективности и прозрачности экологической отчетности, Компания вошла в число лидеров рейтинга социально-экологической ответственности.



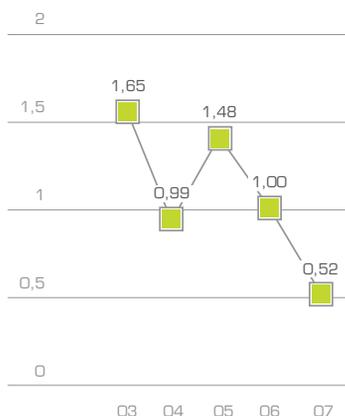
# Охрана труда и промышленная безопасность

«НОВАТЭК» осуществляет последовательное внедрение Системы управления охраной окружающей среды, промышленной безопасностью и охраной труда на соответствие требованиям международных стандартов серии ISO 14001:2004 и OHSAS 18001:2007. По результатам предварительного независимого аудита в 2007 году Система управления Компании рекомендована к сертификации на соответствие указанным стандартам.

На конец 2007 года численность сотрудников составила около 3 850 человек. Около 50 % производственного персонала занято в сфере разведки и добычи, 38 % – в сфере переработки и сбыта. В 2007 году особое внимание было уделено повышению квалификации работников «НОВАТЭКа», улучшению условий труда и обучению безопасному выполнению работ на производственных объектах.

Более 49% работников «НОВАТЭКа» прошли обучение на сертифицированных курсах по охране труда и промышленной безопасности; 30% инженерно-технических работников, специалистов и рабочих повысили квалификацию. Группа руководителей Компании прошла обучение по программе внутреннего аудита интегрированных систем менеджмента в соответствии с международными стандартами ISO 14001:2004 и OHSAS 18001:2007.

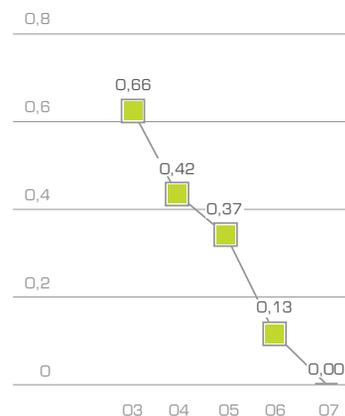
**Коэффициент частоты несчастных случаев (количество НС/млн рабочих часов)**



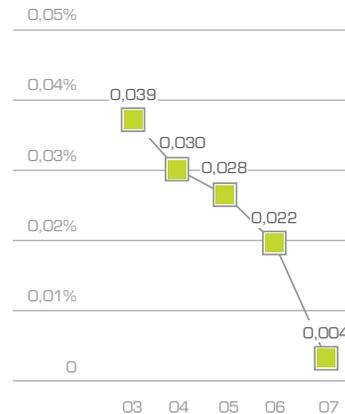
**Коэффициент тяжести несчастных случаев (количество часов нетрудоспособности/ количество НС)**

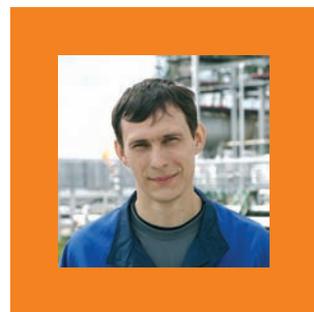
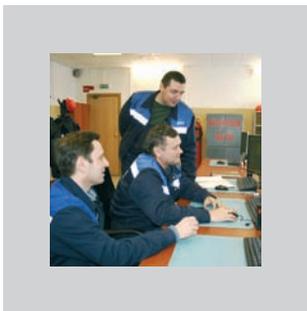
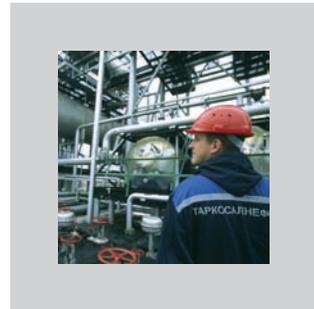
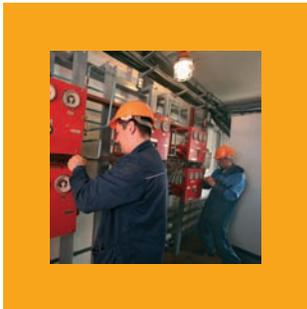


**Коэффициент частоты тяжелых несчастных случаев (количество тяжелых НС/млн рабочих часов)**



**Процент потерь рабочего времени вследствие НС**







## Социально-экономическое и культурное развитие

«НОВАТЭК» считает своим приоритетом способствовать улучшению социально-экономической ситуации в регионах производственной деятельности. В 2007 году сотрудничество с регионами включало прямое финансирование программ в сфере образования, строительства и модернизации объектов социальной инфраструктуры, возрождения и сохранения национальных традиций и духовного наследия России.

В 2007 году мы выделили ресурсы на финансирование проектов по развитию инфраструктуры поселков Ямало-Ненецкого автономного округа и поддержке самобытной культуры и образа жизни коренных малочисленных народов Севера. На нашем самом отдаленном месторождении работает сервисный центр для оказания медицинской помощи, отдыха и питания коренным жителям. Мы продолжаем вносить существенный вклад в повышение уровня жизни коренных жителей, обеспечивая их современным транспортом и оборудованием.

В 2007 году мы продолжили реализацию программ по подготовке молодых квалифицированных специалистов. На попечении «НОВАТЭКа» находятся несколько классов одаренных детей в городах Тарко-Сале и Новокуйбышевске. Компания разработала и реализует программу стипендий для учащихся Пуровского района. Мы также развиваем сотрудничество с ведущими профильными высшими учебными заведениями страны и финансируем реализацию программ Государственного Русского музея и Самарского художественного музея, способствуя популяризации русского искусства.

Объем прямого финансирования, направленного на поддержку коренных малочисленных народов Севера, реализацию благотворительных проектов, образовательных и социальных программ в 2007 году составил 558 млн рублей.

«НОВАТЭК» – компания высокой социальной эффективности, способствующая социально-экономическому развитию регионов производственной деятельности

## Совет директоров и Правление ОАО «НОВАТЭК»

### СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ

Наталенко А.Е.  
(Председатель)

Акимов А.И. \*

Варданян Р.К. \*

Джетвей М.Э.

Дмитриев В.А. \*

Михельсон Л.В.

Селезнев К.Г.

Южанов И.А. \*

### ПРАВЛЕНИЕ

Михельсон Л.В.  
(Председатель)

Басков В.А.

Гиря В.И.

Джетвей М.Э.

Кузнецова Т.С.

Попов М.В.

Протосеня С.В.

Смирнов В.А.

Титаренко Н.Н.

Фридман А.М.

Яновский К.Н.

\* Независимый член Совета Директоров

# Рынок акций

Уставный капитал ОАО «НОВАТЭК» составляет 303 630 600 рублей и разделен на 3 036 306 000 обыкновенных акций, номинальной стоимостью 0,1 рубля каждая. В июле 2006 года «НОВАТЭК» произвел дробление акций в пропорции 1:1000, благодаря чему значительно возросли объем торгов и количество сделок по обыкновенным акциями Компании.

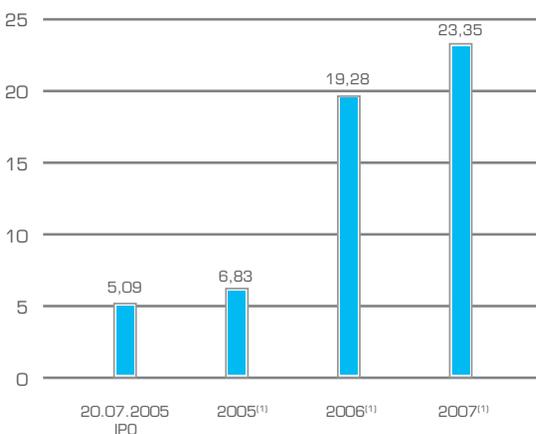
Акции «НОВАТЭКа» котируются в долларах США на фондовой бирже РТС (символ NVTK) с декабря 2004 года, в российских рублях – на РТС (символ NVTKG) с апреля 2005 года и на ММВБ (символ NOTK) с октября 2004 года.

В 2005 году мы провели листинг глобальных депозитарных расписок (ГДР) на Лондонской Фондовой бирже (символ NVTK). Соотношение глобальных депозитарных расписок к обыкновенным акциям составляет 1:10. ГДР также котируются в системе NASDAQ PORTAL в соответствии с правилом 144А (символ NVATY) и на Франкфуртской фондовой бирже (символ N10).

**Динамика котировок GDR «НОВАТЭКа» и индекса РТС в 2007 году, %**



**Рыночная капитализация НОВАТЭКа после IPO (LSE, млрд долл. США)**



<sup>(1)</sup> На последний торговый день года, по цене закрытия на LSE

## Диапазон цен акций и ГДР в 2007 году

	Обыкновенные акции, (ММВБ), руб.		Глобальные депозитарные расписки (LSE), долл. США	
	мин	макс	мин	макс
Первый квартал	132,03	159,00	50,20	63,90
Второй квартал	120,49	155,58	46,50	60,50
Третий квартал	122,50	151,05	47,70	59,40
Четвертый квартал	128,00	186,00	52,00	76,90



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 2007 год должен рассматриваться в контексте аудированной консолидированной финансовой отчетности по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг. Консолидированная финансовая отчетность и примечания к ней подготовлены в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

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

### **КРАТКАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ГРУППЕ**

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

Наша деятельность по разведке и разработке участков недр, добыче и переработке природного газа, газового конденсата, сырой нефти и нефтепродуктов осуществляется преимущественно на территории Российской Федерации. Природный газ мы реализуем исключительно на территории Российской Федерации. Практически весь производимый нами стабильный газовый конденсат мы поставляем на экспорт, в то время как сжиженный углеводородный газ и сырая нефть поставляются нами как на экспорт, включая страны СНГ, так и на внутренний рынок. Нефтепродукты, производимые из нашего нестабильного газового конденсата, мы как правило реализуем на внутреннем рынке. В сентябре 2007 года мы начали осуществлять операции по покупке и продаже нефтепродуктов на международных рынках через Runitek, наше 100%-ное дочернее общество, зарегистрированное в Швейцарии.

В сентябре 2007 года мы приобрели 50%-ную долю участия в Концессионном соглашении о разведке и добыче газа и сырой нефти на шельфе Эль Ариш (далее – «Концессионное соглашение») в Арабской Республике Египет. Оставшаяся 50%-ная доля участия принадлежит компании Tharwa Petroleum S.A.E. В соответствии с Концессионным соглашением мы приняли на себя обязательство по финансированию геологоразведочных работ в течение четырех лет первоначального периода геологоразведки в размере не менее чем 40 млн долл. США. Мы будем продолжать оценку возможностей по разработке месторождений и добыче углеводородов за пределами Российской Федерации с целью диверсификации нашего бизнеса.

В 2007 году мы открыли три новых месторождения – Северо-Ханчейское, Ярудейское и Радужное.

## ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

<i>млн рублей, если не указано иное</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2007	2006	
<b>Финансовые показатели</b>			
Выручка от реализации (без НДС и экспортных пошлин)	62'321	49'373	26,2%
Операционные расходы	(37'066)	(30'081)	23,2%
Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	18'736	14'079	33,1%
ЕВИТДА <sup>(1)</sup>	29'283	23'129	26,6%
Прибыль на акцию (в рублях)	6,17	4,64	33,0%
<b>Операционные показатели</b>			
Объем реализации природного газа (млн куб. м)	32'054	30'308	5,8%
Объем реализации стабильного газового конденсата (тыс. тонн)	1'508	1'358	11,0%
Объем реализации сжиженного углеводородного газа (тыс. тонн)	554	505	9,7%
Объем реализации нефти (тыс. тонн)	269	305	(11,8%)
Объем реализации нефтепродуктов (тыс. тонн)	73	81	(9,9%)
<b>Движение денежных средств</b>			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	21'383	16'938	26,2%
Капитальные затраты	19'466	4'703	313,9%

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

## НЕКОТОРЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### Цены на природный газ

Как независимый производитель природного газа, мы не подлежим государственному регулированию цен на природный газ. Исторически мы продавали большую часть природного газа по ценам, которые превышают установленные государством цены компаниям, входящим в систему «Газпрома», для реализации ими природного газа. Тем не менее, возможные для нас цены реализации существенно зависят от цен, регулируемых Федеральной службой по тарифам (далее – «ФСТ»), федеральным органом исполнительной власти. В 2007 году средневзвешенная цена ФСТ для регионов, которым мы поставляли природный газ, выросла на 164 рубля за тыс. куб. метров (или 14,8%) до 1'274 рублей с 1'110 рублей за тыс. куб. метров в 2006 году. Базис поставки природного газа влияет на нашу среднюю цену реализации. Природный газ, продаваемый на точке входа в магистральный газопровод (далее – «на точке врезки»), реализуется преимущественно оптовым покупателям (трейдерам), которые сами оплачивают тариф на последующую транспортировку газа. Реализация оптовым покупателям позволяет нам диверсифицировать продажи природного газа без дополнительных коммерческих расходов. Тем не менее, мы продаем газ напрямую конечным потребителям по более высоким ценам и с большей маржой, так как тариф на транспортировку газа включен в контрактную цену и нет потери розничной маржи как при реализации трейдерам. Разница между средней ценой реализации природного газа конечным потребителям, приведенной к точке врезки (то есть за вычетом транспортной составляющей, далее – «приведенная цена»), и ценой реализации трейдерам на точке врезки в 2007 году по сравнению с 2006 годом увеличилась на 22 рубля за тыс. куб. метров (или 30,1%) в результате более высокой средней цены реализации конечным потребителям (см. раздел «Выручка от реализации природного газа» ниже).

В ноябре 2006 года ФСТ на основании Протокола заседания Правительства Российской Федерации объявила о планируемых темпах роста регулируемых цен на природный газ в Российской Федерации на 2008, 2009 и 2010 годах. С 1 января 2008 г. ФСТ одобрила 25%-ное увеличение регулируемых цен на природный газ на 2008 год. Согласно этим планам ФСТ объявила о росте регулируемых цен на природный газ в 2009 и 2010 годы на 13% и 13%, соответственно, с 1 января и с 1 июля каждого года. ФСТ ежегодно увеличивает тарифы и оставляет за собой право вносить изменения в заявленный темп роста основываясь на состоянии рынка и прочих факторах.

В следующей таблице приведены наши средние цены реализации природного газа (без НДС) за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг.:

<i>рублей за тыс. куб. метров</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2007	2006	
Средняя цена реализации газа конечным потребителям <sup>(1)</sup>	1'505	1'253	20,1%
Расход на транспортировку газа конечным потребителям	631	516	22,3%
Средняя приведенная цена реализации газа конечным потребителям	874	737	18,6%
Средняя цена реализации газа на точке врезки (реализация трейдерам)	779	664	17,3%
Разница между средней приведенной ценой реализации конечным потребителям и средней ценой реализации трейдерам	95	73	30,1%

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

В ноябре 2006 года ОАО «НОВАТЭК» впервые приняло участие в электронных торгах природным газом по нерегулируемым ценам на электронной торговой площадке (далее – «ЭТП») ООО «Межрегионгаз», дочернего общества «Газпрома». Наша средняя приведенная цена реализации природного газа на электронной торговой площадке превысила среднюю приведенную цену реализации конечным потребителям на 24,3% в 2007 году и на 22,0% в 2006 году, как представлено в таблице ниже:

<i>рублей за тыс. куб. метров</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2007	2006	
Средняя цена реализации газа покупателям на ЭТП <sup>(1)</sup>	1'193	991	20,4%
Расход на транспортировку газа покупателям на ЭТП	107	92	16,3%
Средняя приведенная цена реализации газа покупателям на ЭТП	1'086	899	20,8%

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

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

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

Наши цены реализации стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа (за исключением обязательных поставок на внутренний рынок по регулируемым ценам) и нефтепродуктов на международных и на внутреннем рынках так же, как и цены реализации сырой нефти на международных рынках, включают покрытие транспортных расходов в соответствии с договорами поставок. Условия поставки сырой нефти на внутренний рынок и обязательные поставки сжиженного углеводородного газа предусматривают переход прав собственности к покупателю и ответственность за дальнейшую транспортировку в месте отгрузки или при закачке в магистральный нефтепровод.

В 2007 году, как и в 2006 году, стабильный газовый конденсат, продаваемый нами на экспорт, реализовывался на условиях «поставка с судна» (DES) или на условиях «стоимость и фрахт» (CFR). Средняя контрактная цена реализации стабильного газового конденсата на международных рынках, включая экспортные пошлины, в 2007 году составила 646 долл. США по сравнению с 573 долл. США за тонну в 2006 году.

В 2007 году, как и в 2006 году, сырая нефть, поставляемая нами на экспорт, реализовывалась на условиях «поставка до границы» (DAF Адамова Застава, Германия). В 2007 году средняя контрактная цена реализации сырой нефти на экспорт, включая экспортные пошлины, составила 491 долл. США за тонну по сравнению с 414 долл. США за тонну в 2006 году. Кроме того, в 2006 году наше зарубежное дочернее общество купило 27 тыс. тонн сырой нефти и перепродало их на условиях «стоимость, страхование и фрахт» (CIF порт Порву, Финляндия) по средней контрактной цене 364 долл. США за тонну.

В следующей таблице приведены наши средние цены реализации стабильного газового конденсата и сырой нефти (без НДС и экспортных пошлин) за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг.:

<i>рублей или долл. США за тонну</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2007	2006	
<b>Стабильный газовый конденсат</b>			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну	11'353	10'143	11,9%
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	443,9	373,1	19,0%
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	8'464	8'182	3,4%
<b>Сырая нефть</b>			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну	7'225	7'107	1,7%
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	282,5	261,4	8,1%
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну <sup>(1)</sup>	6'039	5'993	0,8%

<sup>(1)</sup>Исключая расходы на транспортировку.

В течение 2007 года сжиженный углеводородный газ, поставляемый нами на экспорт и в страны СНГ, реализовывался на условиях «поставка до границы» (DAF) – на границе страны покупателя. В 2007 году средняя контрактная цена реализации на экспорт, включая экспортные пошлины, составила 605 долл. США по сравнению с 548 долл. США за тонну в 2006 году. Мы обязаны продавать часть сжиженного углеводородного газа на внутреннем рынке по ценам, регулируемым ФСТ, при этом оставшаяся часть реализуется на коммерческих условиях. В 2007 году мы продали 42 тыс. тонн по регулируемой цене 3'500 рублей за тонну и 380 тыс. тонн по контрактной цене 8'750 рублей за тонну на внутреннем рынке, по сравнению с 40 тыс. тонн по цене 1'697 рублей за тонну и 370 тыс. тонн по цене 7'592 рублей за тонну в 2006 году соответственно.

Продажи нефтепродуктов собственного производства на внутренний рынок осуществлялись на условиях (FCA) – ж/д станция Сургут (Ханты-Мансийский автономный округ). Кроме того, в 2007 году наше зарубежное дочернее общество купило у третьих сторон приблизительно 33 тыс. тонн нефти и перепродало их на рынках США и Европы по средней контрактной цене 819 долл. США за тонну. Реализация этих объемов проводилась на условиях «поставка с судна» (DES Хьюстон, США) и «франко борт судна» (FOB, Витино). Такая реализация не облагалась экспортными пошлинами.

В следующей таблице приведены наши средние цены реализации сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов (без НДС и экспортных пошлин) за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг. (за исключением операций по покупке и продаже нефтепродуктов на международных рынках):

<i>рублей или долл. США за тонну</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2007	2006	
<b>Сжиженный углеводородный газ</b>			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну	11'535	10'970	5,2%
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	451,0	403,5	11,8%
Цена по СНГ, рублей за тонну	10'264	8'538	20,2%
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	8'231	7'014	17,4%
<b>Нефтепродукты</b>			
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	7'358	6'174	19,2%

## **Тарифы на транспортировку**

За первые семь месяцев 2006 года тариф, установленный ФСТ на транспортировку природного газа, добываемого на территории Российской Федерации (действовал с 1 октября 2005 г.), для потребителей, расположенных в пределах таможенной территории Российской Федерации и государств-участников соглашений о Таможенном союзе (Беларусь, Казахстан, Кыргызстан и Таджикистан), составлял 23,84 рубля (без НДС) за тыс. куб. метров на 100 км.

С 1 августа 2006 г. ФСТ изменила порядок расчета тарифа на транспортировку природного газа, добываемого на территории Российской Федерации. Согласно новым правилам размер тарифа складывается из двух частей: ставки за пользование магистральным газопроводом и ставки по перемещению одной тыс. куб. метров на 100 км. Ставка за пользование магистральным газопроводом устанавливается для конечных потребителей в зависимости от зон входа и выхода в/из магистрального газопровода (с 1 марта 2007 года максимальное значение составляет 1'061,51 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров) и включает постоянную часть ставки за пользование в размере 13,8 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров при осуществлении транспортировки газа по системе магистральных газопроводов, принадлежащих «Газпрому». Эта постоянная составляющая вычитается из ставки за пользование в случаях, когда транспортировка газа конечным потребителям осуществляется по газораспределительным станциям, не принадлежащим «Газпрому». Ставка по перемещению в пределах территории Российской Федерации и государств-участников соглашений о Таможенном союзе установлена в размере 6,07 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров на 100 км.

Рост регулируемых тарифов на транспортировку относится на наших конечных потребителей в соответствии с условиями большинства договоров. График пересмотра или изменения транспортных тарифов ФСТ не установлен, вследствие чего изменения в тарифах на транспортировку происходят на нерегулярной основе.

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

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

Мы поставляем стабильный газовый конденсат на международные рынки через терминал в порту Витино на Белом море и далее танкерами до рынков США, Европы и Южной Америки. Расходы на транспортировку стабильного газового конденсата танкерами определяются расстоянием до конечного порта назначения, наличием танкеров, сезоном поставок и стандартными условиями транспортировки.

## **Операции со связанными сторонами**

Все компании, занимающиеся добычей природного газа и его продажей на территории Российской Федерации, транспортируют свой газ через Единую систему газоснабжения (ЕСГ), принадлежащую и управляемую ОАО «Газпром», государственной монополией и акционером ОАО «НОВАТЭК» с октября 2006 года. В качестве независимого производителя природного газа мы используем ЕСГ для транспортировки природного газа конечным потребителям по тарифам, установленным ФСТ.

## **Налоговая нагрузка**

Мы не использовали каких-либо схем по минимизации налогов с использованием оффшоров или зон налогового благоприятствования в Российской Федерации.

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

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

## КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### Расходы на производство углеводородов

Наши расходы на производство углеводородов получены из отчета о результатах деятельности по добыче нефти и газа в «Дополнительной информации о запасах нефти и газа (неаудированной)», являющейся приложением к нашей консолидированной финансовой отчетности по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг. Расходы на производство углеводородов не включают в себя общие накладные расходы или связанные с ними налоговые эффекты. Таблицы, представленные ниже, дают соответствующую информацию о наших расходах на производство углеводородов в миллионах рублей общими суммами и рублях в долларах США на баррель нефтяного эквивалента:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря		Изменение %
	2007	2006	
<b>Расходы на производство углеводородов:</b>			
Прямые расходы на добычу	3'057	2'518	21,4%
Покупки в рамках долгосрочных контрактов	3'242	1'805	79,6%
Налоги, кроме налога на прибыль	6'222	6'019	3,4%
Транспортные расходы	14'358	11'342	26,6%
<b>Итого расходы на производство углеводородов до амортизации</b>	<b>26'879</b>	<b>21'684</b>	<b>24,0%</b>
Износ, истощение и амортизация	3'446	3'466	(0,6%)
<b>Итого расходы на производство углеводородов</b>	<b>30'325</b>	<b>25'150</b>	<b>20,6%</b>

<i>долл. США / барр. нефт. экв.</i>	За год, закончившийся 31 декабря		Изменение %
	2007	2006	
<b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>			
Прямые расходы на добычу	0,58	0,45	28,9%
Покупки в рамках долгосрочных контрактов	6,03	3,74	61,2%
Налоги, кроме налога на прибыль	1,19	1,07	11,2%
Транспортные расходы	2,49	1,86	33,9%
<b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>	<b>4,66</b>	<b>3,56</b>	<b>30,9%</b>
Износ, истощение и амортизация	0,66	0,62	6,5%
<b>Общие удельные расходы на производство углеводородов</b>	<b>5,26</b>	<b>4,13</b>	<b>27,4%</b>

<i>рублей / барр. нефт. экв.</i>	За год, закончившийся 31 декабря		Изменение %
	2007	2006	
<b>Удельные расходы на производство углеводородов:</b>			
Прямые расходы на добычу	14,9	12,2	22,1%
Покупки в рамках долгосрочных контрактов	154,2	101,7	51,6%
Налоги, кроме налога на прибыль	30,4	29,2	4,1%
Транспортные расходы	63,7	50,6	25,9%
<b>Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации</b>	<b>119,2</b>	<b>96,8</b>	<b>23,1%</b>
Износ, истощение и амортизация	16,8	16,8	0,0%
<b>Общие удельные расходы на производство углеводородов</b>	<b>134,4</b>	<b>112,3</b>	<b>19,7%</b>

Расходы на производство углеводородов включают в себя расходы, непосредственно связанные с содержанием и эксплуатацией наших добывающих нефтяных и газовых скважин и соответствующего оборудования и устройств, включая расходы на их страхование, покупки углеводородов у третьих сторон в рамках долгосрочных контрактов и расходы по транспортировке до конечных потребителей. Средние расходы на производство углеводородов на баррель нефтяного эквивалента («барр. нефт. экв.») рассчитываются на основе нефтяного эквивалента природного газа и газового конденсата, добытых в течение года, по коэффициентам, присущим каждому месторождению в зависимости от энергосодержания углеводородов.

### Объемы реализации углеводородов

Объемы реализации природного газа увеличились в основном за счет покупок у третьих сторон и отбора из подземных хранилищ газа (ПХГ). Наши объемы реализации жидких углеводородов (сырой нефти, стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов) также увеличились в 2007 году в основном в связи с единовременным накоплением стабильного газового конденсата в 2006 году, которое было вызвано изменением условий экспортных поставок на данный товар.

#### Объем реализации природного газа

млн куб. метров	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2007	2006	
<b>Добыча:</b>			
Юрхаровское м/р	9'554	9'538	0,2%
Восточно-Таркосалинское м/р	14'468	15'735	(8,1%)
Ханчейское м/р	4'196	3'277	28,0%
Прочие м/р	32	28	14,3%
<b>Итого добыча природного газа</b>	<b>28'250</b>	<b>28'578</b>	<b>(1,1%)</b>
<b>Покупка:</b>			
«Газпром»	1'973	2'054	(3,9%)
Прочие	1'166	529	120,4%
<b>Итого покупка природного газа</b>	<b>3'139</b>	<b>2'583</b>	<b>21,5%</b>
<b>Итого добыча и покупка</b>	<b>31'389</b>	<b>31'161</b>	<b>0,7%</b>
Расходы на нужды Пуровского ЗПК и собственные нужды	(34)	(36)	(5,6%)
Уменьшение (увеличение) остатка в трубе и ПХГ	699	(817)	н/п
<b>Итого объем реализации природного газа</b>	<b>32'054</b>	<b>30'308</b>	<b>5,8%</b>
<i>конечным потребителям</i>	<i>14'277</i>	<i>13'433</i>	<i>6,3%</i>
<i>покупателям на ЭТП</i>	<i>661</i>	<i>10</i>	<i>н/п</i>
<i>Итого продажи «конечным потребителям»</i>	<i>14'938</i>	<i>13'443</i>	<i>11,1%</i>
<i>Трейдерам на точке врезки</i>	<i>17'116</i>	<i>16'865</i>	<i>1,5%</i>

В 2007 году общий объем добытого нами природного газа снизился на 328 млн куб. метров (или 1,1%) по сравнению с 2006 годом в результате временного сокращения добычи сухого сеноманского газа в основном на Восточно-Таркосалинском месторождении, что объясняется отсутствием возможности закачки природного газа в подземные хранилища в результате недостатка свободных мощностей в ПХГ «Газпрома». Тем не менее, в течение года мы увеличили объемы добычи природного газа на Ханчейском месторождении в результате пуска второй очереди разработки месторождения.

Аномально теплый зимний период в Западной, Центральной и Восточной Европе явился причиной уменьшения экспортных поставок природного газа «Газпромом», что повлияло на сезонный отбор природного газа из ПХГ. В результате заполнения ПХГ мы не имели возможности добыть и закачать в ПХГ планируемые объемы природного газа в 2007 году.

На 31 декабря 2007 г. объем природного газа, закачанного в подземные хранилища «Газпрома», составил 40 млн куб. метров по сравнению с 1'000 млн куб. метров на 31 декабря 2006 года. Мы ожидаем, что объем закачки природного газа в подземные хранилища будет переменным и зависеть от ситуации на рынке, вместимости хранилищ и наших планов развития по поддержанию и/или увеличению добычи во время сезонных колебаний.

Несмотря на то, что зимний период 2006 года был признан самым теплым за последние 126 лет, спрос на природный газ на внутреннем рынке оставался устойчивым. В 2007 году мы увеличили покупки природного газа у третьих сторон на 556 млн куб. метров (или 21,5%) по сравнению с 2006 годом с целью удовлетворения возросшего спроса на природный газ на рынке.

*Объем реализации жидких углеводородов*

<i>тыс. тонн</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2007	2006	
<b>Добыча:</b>			
Юрхаровское м/р	698	671	4,0%
Восточно-Таркосалинское м/р	892	853	4,6%
Ханчейское м/р	710	712	(0,3%)
Прочие м/р	100	108	(7,4%)
<b>Итого добыча жидких углеводородов</b>	<b>2'400</b>	<b>2'344</b>	<b>2,4%</b>
<b>Покупка:</b>			
«Пургаздобыча»	16	78	(79,5%)
Прочие	40	27	48,1%
<b>Итого покупка жидких углеводородов</b>	<b>56</b>	<b>105</b>	<b>(46,7%)</b>
<b>Итого добыча и покупка</b>	<b>2'456</b>	<b>2'449</b>	<b>0,3%</b>
Потери <sup>(1)</sup>	(20)	(21)	(4,8%)
Уменьшение (увеличение) остатка запасов	(32)	(179)	(82,1%)
<b>Итого объем реализации жидких углеводородов</b>	<b>2'404</b>	<b>2'249</b>	<b>6,9%</b>
<i>Стабильный газовый конденсат на экспорт</i>	<i>1'505</i>	<i>1'355</i>	<i>11,1%</i>
<i>Стабильный газовый конденсат на внутренний рынок</i>	<i>3</i>	<i>3</i>	<i>0,0%</i>
<i>Сжиженный углеводородный газ на экспорт</i>	<i>77</i>	<i>41</i>	<i>87,8%</i>
<i>Сжиженный углеводородный газ в страны СНГ</i>	<i>55</i>	<i>54</i>	<i>1,9%</i>
<i>Сжиженный углеводородный газ на внутренний рынок</i>	<i>422</i>	<i>410</i>	<i>2,9%</i>
<i>Сырая нефть на экспорт</i>	<i>109</i>	<i>98</i>	<i>11,2%</i>
<i>Сырая нефть на внутренний рынок</i>	<i>160</i>	<i>207</i>	<i>(22,7%)</i>
<i>Нефтепродукты на экспорт</i>	<i>33</i>	<i>-</i>	<i>н/п</i>
<i>Нефтепродукты на внутренний рынок</i>	<i>40</i>	<i>81</i>	<i>(50,6%)</i>

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

В 2007 году добыча газового конденсата и нефти увеличилась на 56 тыс. тонн (или 2,4%) до 2'400 тыс. тонн по сравнению с 2'344 тыс. тонн в 2006 году. Рост добычи газового конденсата на Восточно-Таркосалинском месторождении произошел в результате изменения технических параметров сепарации газа за счет ввода в эксплуатацию новой ДКС (дожимно-компрессорной станции). Увеличение добычи газового конденсата на Юрхаровском месторождении связано с продолжающейся его разработкой и ростом концентрации жидких углеводородов в разрабатываемом газовом пласте месторождения.

По состоянию на 31 декабря 2007 г. мы отразили 224 тыс. тонн стабильного газового конденсата как «товары в пути» и «остатки готовой продукции» в составе запасов до момента достижения ими портов назначения по сравнению со 190 тыс. тонн по состоянию на 31 декабря 2006 г. На 31 декабря 2007 г. остаток стабильного газового конденсата, отраженного как «товары в пути» и «остатки готовой продукции», увеличился на 34 тыс. тонн по сравнению с остатком на 1 января 2007 г. На 31 декабря 2006 г. остаток стабильного газового конденсата увеличился на 179 тыс. тонн. Оставшееся изменение остатков запасов было связано с изменениями в запасах прочих видов жидких углеводородов.

**ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ  
31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА, В СРАВНЕНИИ С ГОДОМ, ЗАКОНЧИВШИМСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2006 ГОДА**

Следующая таблица с дальнейшими пояснениями к ней представляет собой свод консолидированных результатов операционной деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг. Для всех показателей в каждой строке таблицы показан процент от общей выручки.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2007	% от общей выручки	2006	% от общей выручки
Выручка от реализации (без НДС и экспортных пошлин)	62'321	100,0%	49'373	100,0%
<i>в том числе:</i>				
реализация природного газа	35'605	57,1%	28'048	56,8%
реализация жидких углеводородов	24'752	39,7%	19'999	40,5%
Прочие прибыли (убытки)	110	0,2%	(139)	(0,3%)
<b>Итого выручка от реализации и прочие доходы</b>	<b>62'431</b>	<b>100,2%</b>	<b>49'234</b>	<b>99,7%</b>
Операционные расходы	(37'066)	(59,5%)	(30'081)	(60,9%)
<b>Прибыль от операционной деятельности</b>	<b>25'365</b>	<b>40,7%</b>	<b>19'153</b>	<b>38,8%</b>
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	124	0,2%	(31)	(0,1%)
<b>Прибыль до налога на прибыль и доли меньшинства</b>	<b>25'489</b>	<b>40,9%</b>	<b>19'122</b>	<b>38,7%</b>
Расходы по налогу на прибыль	(6'761)	(10,8%)	(5'115)	(10,4%)
<b>Прибыль отчетного периода</b>	<b>18'728</b>	<b>30,1%</b>	<b>14'007</b>	<b>28,4%</b>
Доля меньшинства	8	н/п	72	0,1%
<b>Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»</b>	<b>18'736</b>	<b>30,1%</b>	<b>14'079</b>	<b>28,5%</b>

## Выручка от реализации и прочие доходы

В представленной ниже таблице приведены данные о выручке (без НДС и экспортных пошлин) и прочих прибылях за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг.:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2007	2006	
<b>Выручка от реализации природного газа</b>	<b>35'605</b>	<b>28'048</b>	<b>26,9%</b>
<i>Конечным потребителям</i>	21'483	16'838	27,6%
<i>Покупателям на ЭТП</i>	788	10	н/п
<i>Трейдерам на точке врезки</i>	13'334	11'200	19,1%
<b>Выручка от реализации стабильного газового конденсата</b>	<b>17'106</b>	<b>13'768</b>	<b>24,2%</b>
<i>Экспорт</i>	17'082	13'742	24,3%
<i>Внутренний рынок</i>	24	26	(7,7%)
<b>Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа</b>	<b>4'926</b>	<b>3'804</b>	<b>29,5%</b>
<i>Экспорт</i>	884	455	94,3%
<i>СНГ</i>	569	465	22,4%
<i>Внутренний рынок</i>	3'473	2'884	20,4%
<b>Выручка от реализации сырой нефти</b>	<b>1'753</b>	<b>1'928</b>	<b>(9,1%)</b>
<i>Экспорт</i>	784	695	12,8%
<i>Внутренний рынок</i>	969	1'233	(21,4%)
<b>Выручка от реализации нефтепродуктов</b>	<b>967</b>	<b>499</b>	<b>93,8%</b>
<i>Экспорт</i>	674	-	н/п
<i>Внутренний рынок</i>	293	499	(41,3%)
<b>Итого выручка от реализации нефти и газа</b>	<b>60'357</b>	<b>48'047</b>	<b>25,6%</b>
Выручка от реализации полимерной продукции	1'602	1'109	44,5%
Прочая выручка	362	217	66,8%
<b>Итого выручка</b>	<b>62'321</b>	<b>49'373</b>	<b>26,2%</b>
Прочие прибыли (убытки)	110	(139)	н/п
<b>Итого выручка от реализации и прочие доходы</b>	<b>62'431</b>	<b>49'234</b>	<b>26,8%</b>

### Выручка от реализации природного газа

В 2007 году выручка от реализации природного газа выросла на 7'557 млн рублей (или 26,9%) по сравнению с 2006 годом. Увеличение выручки от реализации в основном было вызвано общим ростом цен на природный газ и, в меньшей степени, увеличением объемов реализации. Доля выручки от реализации природного газа составила 57,1% и 56,8% от нашей общей выручки за 2007 и 2006 годы соответственно. Незначительное увеличение доли реализации природного газа от общей выручки произошло главным образом в результате снижения объемов реализации сырой нефти.

В 2007 году наша средняя цена реализации природного газа выросла на 186 рублей (или 20,1%) до 1'111 рублей за тыс. куб. метров по сравнению с 925 рублями за тыс. куб. метров в 2006 году. Доля объемов реализации природного газа конечным потребителям (включая ЭТП) увеличилась с 44,4% в 2006 году до 46,6% в 2007 году за счет увеличения объемов продаж на электронной торговой площадке. Средняя цена реализации природного газа конечным потребителям, покупателям на ЭТП и трейдерам на точке врезки выросла, соответственно, на 20,1%, 20,4% и 17,3% в 2007 году по сравнению с 2006 годом. В 2007 и 2006 годах природный газ, реализованный конечным потребителям, главным образом был поставлен компаниям энергетического сектора и крупным промышленным предприятиям.

В ноябре 2006 года мы впервые приняли участие в электронных торгах природным газом по нерегулируемым ценам на электронной торговой площадке ООО «Межрегионгаз», дочернего общества «Газпрома». В 2007 году мы продали 661 млн куб. метров природного газа по средней цене 1'193 рублей за тыс. куб. метров (соответствующая приведенная цена 1'086 рублей за тыс. куб. метров). Данные объемы были реализованы главным образом компаниям энергетического сектора и включены в объемы реализации и средние цены конечным потребителям.

Начиная с 1 января 2008 г., объемы продаж природного газа на электронной торговой площадке увеличатся с 5 млрд куб. метров для «Газпрома» и того же объема для независимых производителей до 7,5 млрд куб. метров. Мы продолжаем расценивать успех электронных торгов природным газом как положительную тенденцию в развитии внутреннего рынка природного газа.

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

В 2007 году выручка от реализации стабильного газового конденсата выросла на 3'338 млн рублей (или 24,2%) по сравнению с 2006 годом, что было вызвано ростом наших контрактных цен и объемов реализации на экспорт.

В 2007 году мы увеличили экспортные объемы реализации стабильного газового конденсата на рынки США, Европы и Южной Америки на 150 тыс. тонн (или 11,1%) до 1'505 тыс. тонн по сравнению с 1'355 тыс. тонн в 2006 году. Мы доставляли стабильный газовый конденсат на международные рынки, используя терминал в порту Витино на Белом море и арендованные танкеры. Увеличение произошло в результате реализации входящих остатков стабильного газового конденсата, отраженных как «товары в пути» и «остатки готовой продукции» на 31 декабря 2006 года. За 2007 год средняя цена реализации стабильного газового конденсата на экспорт (без экспортных пошлин) в переводе на доллары США увеличилась на 70,8 долл. США за тонну (или 19,0%) до 443,9 долл. США за тонну (DES и CFR) по сравнению с 373,1 долл. США за тонну (DES и CFR) в 2006 году. Рост средней цены реализации на экспорт произошел в результате увеличения на 12,7% средней экспортной контрактной цены, что было частично компенсировано увеличением наших средних экспортных пошлин на 1,9%. Рост средних контрактных цен был обусловлен общим увеличением цен на международных рынках в 2007 году. Средняя цена реализации стабильного газового конденсата на внутреннем рынке увеличилась на 282 рубля за тонну (или 3,4%) в 2007 году по сравнению с 2006 годом в результате роста цен на внутреннем рынке.

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

В 2007 году наша выручка от реализации сжиженного углеводородного газа увеличилась на 1'122 млн рублей (или 29,5%) по сравнению с 2006 годом в основном за счет увеличения цен реализации на территории РФ и, в меньшей степени, в связи с увеличением объемов реализации на экспорт.

В 2007 году объем реализации сжиженного углеводородного газа увеличился на 49 тыс. тонн (или 9,1%) до 554 тыс. тонн главным образом за счет увеличения выхода продукции с Пуровского ЗПК, из которых 76,2% объема было реализовано на внутреннем рынке по средней цене 8'231 рублей за тонну (FCA, без НДС), при этом увеличение составило 1'217 рублей за тонну (или 17,4%) по сравнению с 2006 годом. Оставшиеся объемы сжиженного углеводородного газа были реализованы следующим образом: 13,9% объема было реализовано на экспорт по средней цене 451,0 долл. США за тонну (DAF, без экспортных пошлин) в переводе на доллары США, увеличение составило 47,5 долл. США за тонну (или 11,8%) по сравнению с 2006 годом; и 9,9% объема было реализовано в странах СНГ по средней цене 10'264 рублей за тонну (DAF, без НДС), увеличение составило 1'726 рублей за тонну (или 20,2%) по сравнению с 2006 годом. Рост наших средних цен реализации СУГ на экспорт (без экспортных пошлин) в переводе на доллары США был обусловлен ростом контрактных цен на 10,3%, что было частично компенсировано увеличением на 4,6% наших экспортных пошлин в 2007 году.

В 2006 году доли объемов реализации СУГ на внутреннем рынке, на экспорт и в страны СНГ составляли, соответственно, 81,2%, 8,1% и 10,7%. Увеличению доли реализации СУГ на экспорт в 2007 году способствовала более привлекательная ценовая ситуация на международных рынках, что было обусловлено общим увеличением цен на энергоносители.

#### *Выручка от реализации сырой нефти*

В 2007 году выручка от реализации сырой нефти уменьшилась на 175 млн рублей (или 9,1%) по сравнению с 2006 годом в результате снижения объемов реализации на внутреннем рынке. Уменьшение объемов реализации сырой нефти на 36 тыс. тонн с 305 тыс. тонн в 2006 году до 269 тыс. тонн (или 11,8%) в 2007 году произошло в результате сокращения объемов поставок нестабильного газового конденсата на переработку на Сургутский ЗСК в связи с переводом процесса переработки нестабильного газового конденсата с Сургутского ЗСК на Пуровский ЗПК (часть газового конденсата, получаемого с Сургутского ЗСК, реализуется нами как сырая нефть).

Средняя экспортная цена реализации сырой нефти, произведенной нашими добывающими дочерними обществами и приобретенной нашим зарубежным дочерним обществом с последующей перепродажей на международных рынках (не облагаемой экспортными пошлинами), в переводе на доллары США увеличилась на 21,1 долл. США за тонну (или 8,1%) до 282,5 долл. США за тонну (DAF) в 2007 году, по сравнению с 261,4 долл. США за тонну (DAF) в 2006 году. Исключая эффект от трейдинговой операции, осуществленной нашим зарубежным дочерним обществом в 2006 году, средняя цена реализации сырой нефти, произведенной нашими добывающими дочерними обществами, поставляемой на международные рынки (без экспортных пошлин), в переводе на доллары США увеличилась на 58,2 долл. США за тонну (или 25,9%) до 282,5 долл. США за тонну (DAF) в 2007 году по сравнению с 224,3 долл. США за тонну (DAF) в 2006 году. Рост средней цены реализации на экспорт произошел в результате увеличения на 13,4% средней экспортной контрактной цены и, в меньшей степени, в связи с уменьшением на 0,7% наших средних экспортных пошлин. Рост средних контрактных цен обусловлен ростом цен на сырую нефть на международных сырьевых рынках в 2007 году.

Средняя цена реализации сырой нефти на внутреннем рынке (без НДС) увеличилась незначительно, на 46 рублей за тонну (или 0,8%), до 6'039 рублей за тонну в 2007 году по сравнению с 5'993 рублями за тонну в 2006 году.

#### *Выручка от реализации нефтепродуктов*

В 2007 году выручка от реализации нефтепродуктов увеличилась на 468 млн рублей (или 93,8%) по сравнению с 2006 годом главным образом в результате начала реализации нефтепродуктов нашим зарубежным дочерним обществом на международных рынках.

В течение года мы приобрели 37 тыс. тонн нефтепродуктов и перепродали 33 тыс. тонн потребителям в США и Европу по средней контрактной цене 819 долл. США за тонну на условиях DES и FOB. Оставшиеся 4 тыс. тонн были отражены в составе запасов как «товары в пути» до момента достижения ими портов назначения.

В 2007 году объем реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке сократился на 41 тыс. тонн (или 50,6%) до 40 тыс. тонн с 81 тыс. тонн в 2006 году главным образом в связи с переводом процесса переработки нестабильного газового конденсата с Сургутского ЗСК на Пуровский ЗПК, что привело к снижению выхода нефтепродуктов для продажи.

#### *Выручка от реализации полимерной продукции*

Выручка от реализации полимерной продукции увеличилась на 493 млн рублей (или 44,5%) до 1'602 млн рублей в 2007 году, по сравнению с 1'109 млн рублей в 2006 году за счет БОПП-пленки и антикоррозийных материалов для защиты трубопроводов. Выручка от реализации БОПП-пленки выросла на 276 млн рублей с 491 млн рублей в 2006 году до 767 млн рублей в 2007 году главным образом в результате более эффективного использования производственных мощностей, что увеличило выход продукции для продажи. Доля выручки от реализации БОПП-пленки в общей выручке от реализации полимерной продукции увеличилась на 3,6% до 47,9% в 2007 году по сравнению с 44,3% в 2006 году.

Выручка от реализации антикоррозийных материалов увеличилась на 181 млн рублей с 369 млн рублей в 2006 году до 550 млн рублей в 2007 году главным образом за счет появления новых региональных покупателей и, соответственно, роста объемов реализации.

#### *Прочая выручка*

Прочая выручка включает выручку от аренды, оказание услуг по переработке давальческого полимерного сырья, транспортных услуг, услуг по погрузке-разгрузке и хранению товаров и прочих услуг. В 2007 году, прочая выручка увеличилась на 145 млн рублей (или 66,8%) до 362 млн рублей с 217 млн рублей в 2006 году. Увеличение было вызвано в основном ростом доходов от транспортных услуг, услуг по погрузке-разгрузке и хранению товаров, которые составили 128 млн рублей в 2007 году по сравнению с 37 млн рублей в 2006 году, и увеличением доходов от оказания услуг по геологоразведке нашим зависимым обществам с 32 млн рублей в 2006 году до 56 млн рублей в 2007 году. Доходы от оказания услуг по переработке давальческого полимерного сырья и от сдачи имущества в аренду в 2007 году незначительно увеличились на 5 млн и 7 млн рублей до 82 млн и 57 млн рублей соответственно.

### Прочие прибыли (убытки)

В 2007 году нами была получена прочая прибыль в размере 110 млн рублей, из которых 95 млн рублей относились к продаже нашего непрофильного дочернего общества ОАО «Геолог Ямала». В 2006 году нами были понесены убытки в размере 83 млн рублей в результате оценки справедливой стоимости товарных производных финансовых инструментов, которые не были квалифицированы как хеджирование в соответствии с МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: Признание и оценка» (далее – «МСФО 39»). Оставшийся убыток в сумме 56 млн рублей, полученный в 2006 году, связан с выбытием основных средств, оборудования и материалов.

### Операционные расходы

В 2007 году операционные расходы увеличились на 6'985 млн рублей (или 23,2%) до 37'066 млн рублей по сравнению с 30'081 млн рублей в 2006 году, преимущественно за счет роста транспортных расходов, расходов на покупку нефти, газового конденсата и природного газа, расходов на материалы, услуги и прочее. Доля неконтролируемых расходов, таких, как транспортные расходы и налоги, кроме налога на прибыль, в общей сумме операционных расходов снизилась на 2,5% в 2007 году, и составила 56,0% по сравнению с 58,5% в 2006 году. Общий объем операционных расходов от общей выручки в 2007 году снизился до 59,5% по сравнению с 60,9% в 2006 году, что видно из таблицы, представленной ниже.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2007	% от общей выручки	2006	% от общей выручки
Транспортные расходы	14'372	23,1%	11'362	23,0%
Налоги, кроме налога на прибыль	6'379	10,2%	6'223	12,6%
Материалы, услуги и прочие расходы	4'924	7,9%	3'893	7,9%
Общехозяйственные и управленческие расходы	3'873	6,2%	3'165	6,4%
Износ, истощение и амортизация	3'668	5,9%	3'671	7,4%
Покупка нефти, газового конденсата и природного газа	3'242	5,2%	1'805	3,7%
Расходы на геологоразведку	486	0,8%	459	0,9%
Расходы по обесценению активов, нетто	153	0,2%	100	0,2%
Изменения остатков товарно-материальных запасов	(31)	0,0%	(597)	(1,2%)
<b>Итого операционные расходы</b>	<b>37'066</b>	<b>59,5%</b>	<b>30'081</b>	<b>60,9%</b>

### Неконтролируемые расходы

Значительная часть наших операционных расходов характеризуется как неконтролируемые расходы, так как мы не имеем возможности влиять на рост регулируемых тарифов на транспортировку углеводородов и на налоговые ставки, устанавливаемые федеральными, региональными или местными органами власти. В 2007 году неконтролируемые расходы, такие, как транспортные расходы и налоги, кроме налога на прибыль, увеличились на 3'166 млн рублей (или 18,0%) до 20'751 млн рублей по сравнению с 17'585 млн рублей в 2006 году. Увеличение было вызвано в основном ростом тарифов на транспортировку природного газа, а также одновременным ростом транспортных тарифов и объемов продаж жидких углеводородов. Налоги, кроме налога на прибыль, изменились незначительно. Процент наших неконтролируемых расходов от общей выручки уменьшился на 2,3% до 33,3% в 2007 году по сравнению с 35,6% в 2006 году.

### Транспортные расходы

Транспортные расходы в 2007 году выросли на 3'010 млн рублей (или 26,5%) по сравнению с 2006 годом.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2007	2006	
Транспортировка природного газа покупателям	9'077	6'934	30,9%
Транспортировка стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов ж/д транспортом	3'376	2'753	22,6%
Транспортировка стабильного газового конденсата танкерами	1'690	1'484	13,9%
Транспортировка нестабильного газового конденсата от месторождений до перерабатывающих заводов по трубопроводам третьих сторон	115	78	47,4%
Транспортировка нефти покупателям	78	93	(16,1%)
Прочие транспортные расходы	36	20	80,0%
<b>Итого транспортные расходы</b>	<b>14'372</b>	<b>11'362</b>	<b>26,5%</b>

Наши расходы на транспортировку природного газа в 2007 году, увеличились на 2'143 млн рублей (или 30,9%) до 9'077 млн рублей с 6'934 млн рублей в 2006 году. Увеличение произошло в результате роста тарифов на транспортировку природного газа с 1 марта 2007 г. (см. раздел «Тарифы на транспортировку» выше) и, в меньшей степени, в результате роста на 11,1% объемов реализации природного газа конечным потребителям и покупателям на ЭТП, для которых стоимость транспортировки включена в цену реализации. Мы не можем оказывать влияние на маршрут транспортировки природного газа конечным покупателям и, как следствие, не контролируем среднее расстояние транспортировки. Наша средняя дальность транспортировки природного газа конечным потребителям изменяется время от времени.

В 2007 году расходы на транспортировку железнодорожным транспортом увеличились на 623 млн рублей (или 22,6%) в результате роста тарифа на транспортировку и объемов реализации. В течение 2007 года наши суммарные объемы реализации стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов, доставленные до покупателей железнодорожным транспортом, увеличились на 158 тыс. тонн (или 8,1%) до 2'102 тыс. тонн с 1'944 тыс. тонн в 2006 году.

Расходы на транспортировку стабильного газового конденсата на экспорт железнодорожным транспортом увеличились на 366 млн рублей (или 21,1%) с 1'737 млн рублей до 2'103 млн рублей, или с 1'282 рублей за тонну в 2006 году до 1'398 рублей за тонну в 2007 году. Рост транспортных расходов на тонну был в основном связан с ростом ж/д тарифа на транспортировку примерно на 12,7% в январе 2007 года.

В 2007 году транспортные расходы по сжиженному углеводородному газу составили 1'250 млн рублей, из которых 381 млн рублей относились к экспортным поставкам, 133 млн рублей к поставкам в страны СНГ и 736 млн рублей к поставкам на внутренний рынок, или 4'971 рублей, 2'391 рублей и 1'745 рублей за тонну соответственно. Расходы на транспортировку сжиженного углеводородного газа в 2006 году составили 989 млн рублей, из которых 225 млн рублей относились к экспортным поставкам, 121 млн рублей к поставкам в страны СНГ и 643 млн рублей к поставкам на внутренний рынок, или 5'432 рублей, 2'220 рубля и 1'564 рублей за тонну соответственно. В 2007 году расходы на транспортировку сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом увеличились в результате роста тарифов на транспортировку, что было частично компенсировано сокращением расходов в результате оптимизации транспортных маршрутов для сжиженного углеводородного газа при реализации его на международных рынках.

Оставшиеся 23 млн рублей расходов на транспортировку железнодорожным транспортом в 2007 году и 27 млн рублей в 2006 году относились к транспортировке нефтепродуктов и прочим услугам железной дороги, нераспределяемым между продуктами.

Общие расходы на транспортировку стабильного газового конденсата танкерами на международные рынки увеличились на 206 млн рублей (или 13,9%) с 1'484 млн рублей в 2006 году до 1'690 млн рублей в 2007 году. Изменение было вызвано увеличением объемов реализации стабильного газового конденсата на 11,1% и ростом средней фактической ставки по фрахту в основном в результате увеличения средней

дальности транспортировки. В 2007 году доля стабильного газового конденсата, реализованного на рынках США, увеличилась на 6,2% до 70,8% по сравнению с 64,6% в 2006 году.

*Налоги, кроме налога на прибыль*

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2007	2006	
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	5'703	5'556	2,6%
Налог на имущество	544	483	12,6%
Прочие налоги	132	184	(28,3%)
<b>Итого налоги, кроме налога на прибыль</b>	<b>6'379</b>	<b>6'223</b>	<b>2,5%</b>

В 2007 году увеличение налогов, кроме налога на прибыль, составило 156 млн рублей (или 2,5%), из которых НДПИ и налог на имущество увеличились на 147 млн и 61 млн рублей соответственно, что было частично компенсировано уменьшением прочих налогов.

Увеличение НДПИ на 147 млн рублей (или 2,6%) было преимущественно вызвано ростом налога на добычу сырой нефти на 110 млн рублей. В течение года мы увеличили объемы добычи сырой нефти на 11,3%, и наша средняя ставка налога на добычу сырой нефти увеличилась на 10,4%. Оставшийся рост был вызван увеличением налога на добычу газового конденсата на 77 млн рублей, что было частично компенсировано уменьшением налога на добычу природного газа на 40 млн рублей. Уменьшение налога на добычу природного газа произошло в результате снижения объемов добычи.

В 2007 году налог на имущество увеличился на 61 млн рублей (или 12,6%) до 544 млн рублей по сравнению с 483 млн рублей в 2006 году. Рост налога на имущество был связан с вводом в эксплуатацию новых основных средств в ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ», что повлияло на увеличение налога на 42 млн рублей, а также в связи с вводом в эксплуатацию основных средств в других компаниях Группы, что привело к увеличению налога на имущество на 19 млн рублей.

*Материалы, услуги и прочие расходы*

В 2007 году расходы по статье «материалы, услуги и прочие расходы» выросли на 1'031 млн рублей (или 26,5%) до 4'924 млн рублей по сравнению с 3'893 млн рублей в 2006 году. В 2007 году основными составляющими этих расходов являлись расходы на оплату труда и сырье и материалы, которые соответственно составляли 38,5% и 30,9% от общей суммы материалов, услуг и прочих расходов.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2007	2006	
Оплата труда	1'897	1'351	40,4%
Сырье и материалы	1'521	1'219	24,8%
Услуги по ремонту и эксплуатации	367	333	10,2%
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	263	254	3,5%
Расходы на электроэнергию и топливо	216	192	12,5%
Расходы на услуги по переработке	213	226	(5,8%)
Прочие	447	318	40,6%
<b>Итого материалы, услуги и прочие расходы</b>	<b>4'924</b>	<b>3'893</b>	<b>26,5%</b>

Расходы на оплату труда увеличились на 546 млн рублей (или 40,4%) до 1'897 млн рублей по сравнению с 1'351 млн рублей в 2006 году. Увеличение расходов на оплату труда главным образом было связано с начислением премий и ростом средней заработной платы на наших производственных дочерних обществах, давших прирост 364 млн рублей данной статьи в 2007 году. Увеличение среднесписочной численности персонала в нашем производственном дочернем обществе ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» в 2007 году вызвало увеличение расходов на оплату труда на 75 млн рублей. Кроме того, нами были начислены пенсионные обязательства в сумме 106 млн рублей в результате запуска в феврале 2007 года программы вознаграждения работников по окончании трудовой деятельности.

Расходы на сырье и материалы увеличились на 302 млн рублей (или 24,8%) главным образом за счет роста объемов производства полимерной продукции, что повлияло на увеличение покупок сырья.

Увеличение расходов на услуги по ремонту и эксплуатации на 34 млн рублей (или 10,2%) с 333 млн рублей в 2006 году до 367 млн рублей в 2007 году было в основном связано с проведением ремонтных работ на Пуровском ЗПК. Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов увеличились на 9 млн рублей (или 3,5%) до 263 млн рублей по сравнению с 254 млн рублей в 2006 году, что было связано с повседневной деятельностью по обеспечению пожарной безопасности на наших месторождениях.

Увеличение расходов на электроэнергию и топливо на 24 млн рублей (или 12,5%) в 2007 году явилось результатом роста средних тарифов на электроэнергию на наших производственных дочерних обществах. В 2007 году расходы, относящиеся к услугам по переработке нефти и газового конденсата, уменьшились на 37 млн рублей в результате снижения объемов сырья, переданного в переработку на Сургутский ЗСК. Уменьшение было частично компенсировано увеличением на 24 млн рублей расходов на услуги по переработке, относящиеся к деганизации нестабильного газового конденсата, добываемого на Юрхаровском месторождении, в результате роста соответствующего тарифа и переработанных объемов.

Прочие расходы включают расходы по аренде, транспортные расходы на доставку материалов, услуги связи и другие операционные расходы. Увеличение прочих расходов в 2007 году составило 129 млн рублей (или 40,6%) по сравнению с 2006 годом в основном за счет роста транспортных расходов и расходов по аренде, составивших от общего роста 46 млн и 24 млн рублей соответственно.

#### *Общехозяйственные и управленческие расходы*

В 2007 году общехозяйственные и управленческие расходы увеличились на 708 млн рублей (или 22,4%) до 3'873 млн рублей по сравнению с 3'165 млн рублей в 2006 году. Основными составляющими этих расходов являлись оплата труда, расходы на спонсорство и благотворительность, а также юридические, аудиторские и консультационные услуги, составившие в совокупности 75,5% и 70,2% от общей суммы общехозяйственных и административных расходов в 2007 и 2006 гг. соответственно.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2007	2006	
Оплата труда	1'961	1'476	32,9%
Расходы на спонсорство и благотворительность	559	491	13,8%
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	404	256	57,8%
Расходы по аренде	146	123	18,7%
Расходы на страхование	117	225	(48,0%)
Прочие	686	594	15,5%
<b>Итого общехозяйственные и управленческие расходы</b>	<b>3'873</b>	<b>3'165</b>	<b>22,4%</b>

Расходы на заработную плату увеличились на 485 млн рублей (или 32,9%) до 1'961 млн рублей по сравнению с 1'476 млн рублей в 2006 году. Увеличение оплаты труда и численности персонала «НОВАТЭК» привели к росту общей величины расходов по данной статье на 219 млн рублей (или 45,2%), из которых 88 млн рублей связано с увеличением оплаты труда и 131 млн рублей связано с увеличением численности. В 2006 году мы начали проводить независимый анализ уровня заработной платы сотрудников с целью приведения социального пакета в соответствие с уровнем внутреннего и международного рынков в части программы привлечения, сохранения и повышения мотивации персонала. Пересмотр социального пакета продолжается и повлечет за собой изменение расходов на оплату труда в будущем. В 2007 году мы начислили пенсионные обязательства в сумме 110 млн рублей.

Расходы на спонсорство и благотворительность увеличились на 68 млн рублей (или 13,8%) до 559 млн рублей по сравнению с 491 млн рублей в 2006 году в основном в результате поддержки благотворительных и социальных программ в регионах, где мы осуществляем свою деятельность.

Расходы на юридические, аудиторские и консультационные услуги увеличились на 148 млн рублей (или 57,8%) до 404 млн рублей по сравнению с 256 млн рублей в 2006 году. Увеличение главным образом относилось к обновлению информационных систем и консультационным услугам, направленным на повышение эффективности управления.

В течение года мы привлекли независимых сторонних аудиторов, ЗАО «ПрайсвоटरхаусКуперс Аудит» для оказания Группе разного рода аудиторских услуг. Вознаграждение в сумме 28 млн рублей в 2007 и 2006 гг. было выплачено ЗАО «ПрайсвоटरхаусКуперс Аудит» за аудит консолидированной финансовой отчетности Группы и обязательный российский аудит материнской компании. Кроме того, мы выплатили ЗАО «ПрайсвоटरхаусКуперс Аудит» 3 млн и 1 млн рублей в 2007 и 2006 гг., соответственно, за услуги, кроме аудиторских (в основном, за консультирование с области налогообложения).

В 2007 году расходы по аренде увеличились на 23 млн рублей (или 18,7%) до 146 млн рублей по сравнению со 123 млн рублей в 2006 году в результате роста арендных ставок и дополнительно арендуемых площадей в Москве.

Расходы на страхование уменьшились на 108 млн рублей (или 48,0%) до 117 млн рублей по сравнению с 225 млн рублей в 2006 году. Уменьшение было связано в основном со снижением ставок по страхованию имущества Группы в результате уменьшения количества страховых случаев, а также с пересмотром системы выбора объектов страхования.

Прочие общехозяйственные и управленческие расходы в 2007 году увеличились на 92 млн рублей (или 15,5%) по сравнению с 2006 годом в основном за счет роста расходов на пожарную безопасность и охрану объектов и расходов на командировки, составивших от общего роста 38 млн и 33 млн рублей соответственно.

#### *Износ, истощение и амортизация*

Сумма износа, истощения и амортизации в 2007 году снизилась на 3 млн рублей (или 0,1%) по сравнению с 2006 годом. Снижение было в основном связано с уменьшением объемов добычи, в результате чего амортизация основных средств, задействованных в добыче нефти и газа, уменьшилась на 19 млн рублей (или 0,6%) по сравнению с 2006 годом. В 2007 и 2006 гг. расходы на износ, истощение и амортизацию в расчете на баррель нефтяного эквивалента составили 15,7 рублей. Уменьшение амортизации, начисленной пропорционально объему добытой продукции, было частично компенсировано увеличением амортизации, начисленной линейным методом, для основных средств на Пуровском ЗПК на 10 млн рублей и увеличением на 6 млн рублей амортизации, начисленной линейным методом, для прочих основных средств.

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

Покупки углеводородов увеличились на 1'437 млн рублей (или 79,6%) до 3'242 млн рублей в 2007 году с 1'805 млн рублей в 2006 году преимущественно за счет увеличения объема покупок природного газа у третьих сторон с целью увеличения объемов продаж конечным потребителям. Кроме того, в 2007 году сумма покупок нефтепродуктов для перепродажи на международных рынках составила 730 млн рублей.

#### *Изменения остатков товарно-материальных запасов*

По строке «изменения остатков товарно-материальных запасов» мы отразили 31 млн и 597 млн рублей в уменьшение наших операционных расходов в 2007 и 2006 гг. соответственно. Отрицательное значение представляет собой корректировку наших операционных расходов в части запасов и «товаров в пути» на конец отчетного периода. На 31 декабря 2006 г. мы увеличили объемы природного газа в подземных хранилищах и остатки стабильного газового конденсата в пути по сравнению с 1 января 2006 г. В течение 2007 года мы отобрали практически весь природный газ из подземных хранилищ, а остаток жидких углеводородов увеличился на сумму нефтепродуктов, приобретенных на международных рынках.

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

В результате факторов, описанных выше, прибыль от операционной деятельности увеличилась на 6'212 млн рублей (или 32,4%) до 25'365 млн рублей в 2007 году по сравнению с 19'153 млн рублей в 2006 году. В 2007 году прибыль от операционной деятельности как процент от общей выручки увеличилась до 40,7% по сравнению с 38,8% в 2006 году.

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

В 2007 году нами была получена чистая прибыль от финансовой деятельности в сумме 124 млн рублей по сравнению с чистым убытком 31 млн рублей в 2006 году. Такое изменение было вызвано в основном снижением расходов по выплате процентов и ростом доходов в виде процентов, что было частично компенсировано снижением доходов от курсовых разниц.

В 2007 году расходы в виде процентов уменьшились на 253 млн рублей (или 49,0%) в результате снижения средневзвешенной суммы наших заимствований. Доходы в виде процентов увеличились на 102 млн рублей (или 37,2%) за счет увеличения процентов, начисленных на депозиты в банках. В 2007 году мы отразили чистый доход от курсовых разниц в сумме 11 млн рублей по сравнению с 211 млн рублей в 2006 году в результате превышения активов над пассивами, деноминированными в долларах США, и укреплением рубля по отношению к доллару США в 2007 году.

### **Расходы по налогу на прибыль**

Наша эффективная ставка по налогу на прибыль (отношение суммы расхода по налогу на прибыль к нашей прибыли до налогообложения, рассчитанной в соответствии с МСФО), составила 26,5% и 26,7% за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно. Наша эффективная ставка налога на прибыль, исключая эффект от иностранных дочерних компаний, составила 27,0% и 27,2% в 2007 и 2006 гг. соответственно. Установленная законом ставка налога на прибыль в обоих периодах составляла 24%. Различия между эффективной и установленной законом ставками налога на прибыль возникают в основном в результате расходов, не подлежащих вычету для целей налогообложения.

### **Прибыль, относящаяся к акционерам, и доход на одну акцию**

В результате факторов, описанных выше, прибыль отчетного периода увеличилась на 4'721 млн рублей (или 33,7%) до 18'728 млн рублей в 2007 году с 14'007 млн рублей в 2006 году. Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», увеличилась на 4'657 млн рублей (или 33,1%) до 18'736 млн рублей в 2007 году, по сравнению с 14'079 млн рублей в 2006 году.

Мы увеличили средневзвешенную базовую и разводненную прибыль на одну акцию на 1,53 рубля (или 33,0%) до 6,17 рублей на акцию в 2007 году с 4,64 рубля на акцию в 2006 году, основываясь на прибыли, относящейся к акционерам ОАО «НОВАТЭК».

## ЛИКВИДНОСТЬ И КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ

В приведенной ниже таблице представлено движение денежных средств по нашей операционной, инвестиционной и финансовой деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг.:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2007	2006	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	21'383	16'938	26,2%
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(20'747)	(5'041)	311,6%
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(3'678)	(9'037)	(59,3%)

Показатели ликвидности	На 31 декабря		Изменение %
	2007 г.	2006 г.	
Коэффициент текущей ликвидности	1,41	3,04	(53,6%)
Отношение общего долга к капиталу	0,08	0,05	60,0%
Отношение долгосрочного долга к долгосрочному долгу и капиталу	0,001	0,008	(87,5%)
Отношение чистого долга к общей капитализации <sup>(1)</sup>	0,03	(0,03)	н/п

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

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

Объем чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, увеличился на 4'445 млн рублей (или 26,2%) до 21'383 млн рублей в 2007 году по сравнению с 16'938 млн рублей в 2006 году. Увеличение главным образом произошло за счет более высокой операционной прибыли от продаж нефти и газа в результате роста цен реализации природного газа и жидких углеводородов, что было частично компенсировано ростом дебиторской задолженности и предоплат.

### *Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности*

Объем чистых денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, увеличился на 15'706 млн рублей до 20'747 млн рублей в 2007 году по сравнению с 5'041 млн рублей в 2006 году. Увеличение в 2007 году главным образом было вызвано ростом капитальных затрат на дальнейшую разработку наших трех основных месторождений, строительством второй очереди Пуровского ЗПК, а также платой за приобретение лицензии на Западно-Уренгойское месторождение.

### *Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности*

Объем чистых денежных средств, использованных в финансовой деятельности, уменьшился на 5'359 млн рублей (или 59,3%) до 3'678 млн рублей в 2007 году с 9'037 млн рублей в 2006 году. Уменьшение произошло главным образом благодаря значительному погашению краткосрочных и долгосрочных кредитов в 2006 году по сравнению с 2007 годом, что было частично компенсировано увеличением выплат дивидендов.

## Оборотный капитал

На 31 декабря 2007 г. показатель чистого оборотного капитала (превышение текущих активов над текущими обязательствами) составил 4'963 млн рублей по сравнению с 10'389 млн рублей на 31 декабря 2006 г. Ослабление нашей позиции по чистому оборотному капиталу в размере 5'426 млн рублей стало следствием увеличения краткосрочных займов и торговой кредиторской задолженности и начисленных обязательств по состоянию на 2007 год.

## Капитальные затраты

Общая величина капитальных затрат по сегментам деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг., составила:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2007	2006	
Разведка и добыча	18'638	4'347	328,8%
Прочие	828	356	132,6%
<b>Итого</b>	<b>19'466</b>	<b>4'703</b>	<b>313,9%</b>

Капитальные затраты на разведку и добычу представляют собой наши инвестиции в развитие производственных нефтегазовых активов. За оба периода большая часть капитальных затрат относилась к деятельности по дальнейшей разработке и развитию наших трех основных месторождений. Помимо этого, в феврале 2007 года мы приобрели лицензию на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья в пределах Западно-Уренгойского лицензионного участка за 1'710 млн рублей. В 2007 году мы произвели затраты в сумме 951 млн, 2'208 млн и 10'759 млн рублей на разработку Ханчейского, Восточно-Таркосалинского и Юрхаровского месторождений соответственно, и 1'758 млн рублей на строительство второй очереди Пууровского ЗПК.

## Заемные средства

По состоянию на 31 декабря 2007 г. Группа досрочно погасила 1'975 млн рублей (75 млн долл. США) долгосрочного займа от «БНП ПАРИБА Банк» и привлекла краткосрочный заем, деноминированный в долларах США, в размере 2'455 млн рублей (100 млн долл. США) с датами погашения в августе и сентябре 2008 года.

В 2007 году Группа привлекла у банка CALYON S.A. и CALYON RUSBANK Corporate and Investment Bank краткосрочные займы в сумме 2'455 млн рублей (100 млн долл. США) с датой погашения в мае 2008 года.

По состоянию на 31 декабря 2007 г. сумма неиспользованных краткосрочных кредитных линий, предоставленных Группе, составила 4'148 млн рублей (169 млн долл. США) с фиксированной либо переменной процентной ставкой, зависящей от конкретных условий финансирования. Также, в ноябре 2007 года Международный Московский Банк (с декабря 2007 года – «ЮниКредит Банк») предоставил Группе кредитную линию сроком на 2 года на сумму до 2,455 млн рублей (100 млн долл. США) с процентной ставкой, подлежащей обсуждению при каждой выдаче средств.

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

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

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

Наш основной риск изменения курсов иностранных валют связан с возможным изменением курса российского рубля по отношению к доллару США и Евро. На 31 декабря 2007 г. наши долгосрочные займы на сумму 54 млн рублей (или 0,8%) были деноминированы в долларах США (от общей суммы займов 6'602 млн рублей на эту дату). Изменение стоимости российского рубля по отношению к доллару США приведет к изменению в рублевом выражении наших расходов, деноминированных в иностранной валюте, и расходов по обслуживанию наших валютных займов, а также суммы дебиторской задолженности в наших зарубежных дочерних обществах. Мы полагаем, что влияние риска, связанного с изменением курсов иностранных валют, частично ослабляется тем фактом, что примерно 31,2% нашей выручки за 2007 год было деноминировано в долларах США. По состоянию на 31 декабря 2007 г. рубль укрепился по отношению к доллару США по сравнению с 1 января 2007 г. примерно на 7%.

Предположительное и мгновенное укрепление российского рубля по отношению к доллару США на 10% на 31 декабря 2007 г. привело бы к возникновению оценочной прибыли в виде курсовых разниц на сумму около 633 млн рублей, возникших по займам в иностранной валюте, не выплаченных по состоянию на 31 декабря 2007 г.

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

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

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

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

### **Доступ к трубопроводам**

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

### **Способность к инвестированию**

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

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

По состоянию на 31 декабря 2007 г. мы не имели никаких отношений с неконсолидируемыми предприятиями или финансовыми партнерами, создаваемыми для особых целей или вовлеченными в финансовые схемы для осуществления забалансовых операций.

Консолидированная финансовая отчетность,  
подготовленная в соответствии с МСФО,  
и отчет независимого аудитора за годы,  
закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг.

Прилагаемый документ является переводом с английского языка оригинала консолидированной финансовой отчетности ОАО «НОВАТЭК» за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг., подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности



<b>СОДЕРЖАНИЕ</b>	<b>стр.</b>
Отчет независимого аудитора	3
Консолидированный баланс	4
Консолидированный отчет о прибылях и убытках	5
Консолидированный отчет о движении денежных средств	6
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	7
Примечания к консолидированной финансовой отчетности	8 – 55
Дополнительная информация о запасах нефти и газа (неаудированная)	56 – 60
Контактная информация	61

## ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Акционерам и Совету директоров ОАО «НОВАТЭК»

- 1 Мы провели аудит прилагаемой финансовой отчетности ОАО «НОВАТЭК» и его дочерних обществ (далее – «Группа»), представленной на страницах 4-55, которая включает консолидированный баланс по состоянию на 31 декабря 2007 г., консолидированный отчет о прибылях и убытках, консолидированный отчет о движении денежных средств и консолидированный отчет об изменениях в капитале за год, закончившийся на указанную дату, а также существенные положения учетной политики и другие примечания к финансовой отчетности.

*Ответственность руководства за составление финансовой отчетности*

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

*Ответственность аудитора*

- 3 Наша ответственность заключается в том, чтобы выразить мнение о представленной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Согласно этим стандартам мы должны следовать этическим нормам, планировать и проводить аудит таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что финансовая отчетность не содержит существенных искажений.

- 4 Аудит предусматривает проведение процедур, целью которых является получение аудиторских доказательств в отношении числовых данных и информации, содержащихся в финансовой отчетности. Выбор процедур основывается на профессиональном суждении аудитора, включая оценку рисков существенного искажения финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок. При оценке вышеупомянутых рисков аудитор рассматривает систему внутреннего контроля, связанную с подготовкой и объективным представлением финансовой отчетности Группы, с тем, чтобы разработать процедуры аудита, необходимые в данных обстоятельствах, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы. Кроме того, аудит включает оценку правомерности используемой учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, а также оценку представления финансовой отчетности в целом.

- 5 Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими для выражения нами мнения аудитора.

*Мнение аудитора*

- 6 По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах объективно отражает финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2007 г., а также результаты ее деятельности и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Москва, Российская Федерация  
18 апреля 2008 г.

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

	Прим.	На 31 декабря:	
		2007	2006
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Долгосрочные активы</b>			
Основные средства	6	82'669	66'734
Вложения в зависимые общества		1'125	-
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность		681	331
Прочие долгосрочные активы		2'462	1'774
<b>Итого долгосрочные активы</b>		<b>86'937</b>	<b>68'839</b>
<b>Текущие активы</b>			
Товарно-материальные запасы	7	1'794	1'815
Предоплата по текущему налогу на прибыль		335	940
Торговая и прочая дебиторская задолженность	8	3'267	2'213
Предоплаты и прочие текущие активы	9	7'660	4'851
Денежные средства и их эквиваленты	10	3'982	5'668
<b>Итого текущие активы</b>		<b>17'038</b>	<b>15'487</b>
<b>Итого активы</b>		<b>103'975</b>	<b>84'326</b>
<b>ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ</b>			
<b>Долгосрочные обязательства</b>			
Долгосрочные заемные средства	11	42	543
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	21	8'083	8'412
Прочие долгосрочные обязательства		905	816
Обязательства по ликвидации активов		1'058	781
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>		<b>10'088</b>	<b>10'552</b>
<b>Текущие обязательства</b>			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	13	6'560	2'565
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	14	3'599	1'801
Задолженность по текущему налогу на прибыль		645	48
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		1'271	684
<b>Итого текущие обязательства</b>		<b>12'075</b>	<b>5'098</b>
<b>Итого обязательства</b>		<b>22'163</b>	<b>15'650</b>
<b>Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»</b>			
Обыкновенные акции		393	393
Добавочный капитал		30'257	30'081
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		45'068	32'229
<b>Итого капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»</b>	15	<b>81'335</b>	<b>68'320</b>
Доля меньшинства		477	356
<b>Итого капитал</b>		<b>81'812</b>	<b>68'676</b>
<b>Итого обязательства и капитал</b>		<b>103'975</b>	<b>84'326</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Утверждено и подписано от имени Совета директоров 18 апреля 2008 г.:

Л. Михельсон  
Председатель Правления

М. Джетвэй  
Финансовый директор

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Консолидированный отчет о прибылях и убытках**

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

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2007	2006
<b>Выручка от реализации</b>			
Выручка от реализации нефти и газа	16	60'357	48'047
Выручка от реализации полимерной продукции		1'602	1'109
Прочая выручка		362	217
<b>Итого выручка от реализации</b>		<b>62'321</b>	<b>49'373</b>
Прибыль от выбытия долей участия в дочерних обществах, нетто	5	95	9
Прочие прибыли (убытки)		15	(148)
<b>Итого выручка от реализации и прочие доходы</b>		<b>62'431</b>	<b>49'234</b>
<b>Операционные расходы</b>			
Транспортные расходы	17	(14'372)	(11'362)
Налоги, кроме налога на прибыль	18	(6'379)	(6'223)
Материалы, услуги и прочие расходы	19	(4'924)	(3'893)
Износ, истощение и амортизация	6	(3'668)	(3'671)
Общехозяйственные и управленческие расходы	20	(3'873)	(3'165)
Покупка нефти, газового конденсата и природного газа		(3'242)	(1'805)
Расходы на геологоразведку		(486)	(459)
Расходы по обесценению активов, нетто		(153)	(100)
Изменения остатков товарно-материальных запасов		31	597
<b>Итого операционные расходы</b>		<b>(37'066)</b>	<b>(30'081)</b>
<b>Прибыль от операционной деятельности</b>		<b>25'365</b>	<b>19'153</b>
<b>Доходы (расходы) от финансовой деятельности</b>			
Расходы в виде процентов		(263)	(516)
Доходы в виде процентов		376	274
Положительные (отрицательные) курсовые разницы		11	211
<b>Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности</b>		<b>124</b>	<b>(31)</b>
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>		<b>25'489</b>	<b>19'122</b>
<b>Расходы по налогу на прибыль</b>			
Расходы по текущему налогу на прибыль		(7'301)	(5'527)
Льготы по отложенному налогу на прибыль, нетто		540	412
<b>Итого расходы по налогу на прибыль</b>	21	<b>(6'761)</b>	<b>(5'115)</b>
<b>Прибыль отчетного года</b>		<b>18'728</b>	<b>14'007</b>
Прибыль (убыток), относящиеся к:			
Доле меньшинства		(8)	(72)
<b>Акционерам ОАО «НОВАТЭК»</b>		<b>18'736</b>	<b>14'079</b>
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		6,17	4,64
<i>Средневзвешенное количество акций в обращении (тысяч шт.)</i>		<i>3'036'306</i>	<i>3'036'306</i>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

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

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2007	2006
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>		<b>25'489</b>	<b>19'122</b>
<b>Корректировки к прибыли до налога на прибыль:</b>			
Износ, истощение и амортизация		3'734	3'728
Расходы по обесценению активов, нетто		153	100
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		(11)	(211)
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто		(93)	223
Вознаграждения с использованием акций	25	176	176
Расходы в виде процентов		263	516
Доходы в виде процентов		(376)	(274)
Изменения прочих долгосрочных активов, нетто		(178)	(65)
Прочие корректировки		24	(91)
<b>Изменения оборотного капитала</b>			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(4'048)	(506)
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		(94)	(409)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		1'856	600
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		587	(217)
<b>Итого изменения оборотного капитала</b>		<b>(1'699)</b>	<b>(532)</b>
Налог на прибыль уплаченный		(6'099)	(5'754)
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>		<b>21'383</b>	<b>16'938</b>
<b>Движение денежных средств от инвестиционной деятельности</b>			
Приобретение основных средств		(19'043)	(4'439)
Приобретение материальных активов		(623)	(331)
Приобретение дочерних, зависимых обществ и долей меньшинства за вычетом приобретенных денежных средств		(989)	(184)
Поступления от выбытия дочерних, зависимых обществ и долей меньшинства за вычетом выбывших денежных средств		5	45
Проценты уплаченные и капитализированные		(139)	(287)
Предоставление займов		(423)	(153)
Погашение займов выданных		83	39
Проценты полученные		382	269
<b>Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от инвестиционной деятельности</b>		<b>(20'747)</b>	<b>(5'041)</b>
<b>Движение денежных средств от финансовой деятельности</b>			
Получение долгосрочных займов		-	2'689
Получение краткосрочных займов		5'448	3'734
Погашение долгосрочных займов		(2'293)	(7'428)
Погашение краткосрочных займов		(862)	(4'437)
Проценты уплаченные		(111)	(305)
Дивиденды выплаченные	15	(5'860)	(3'290)
<b>Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности</b>		<b>(3'678)</b>	<b>(9'037)</b>
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты		(12)	(148)
<b>Увеличение (уменьшение) денежных средств, их эквивалентов и банковских овердрафтов, нетто</b>		<b>(3'054)</b>	<b>2'712</b>
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода		5'668	2'956
<b>Денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты на конец отчетного периода</b>		<b>2'614</b>	<b>5'668</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

**ОАО «НОВАТЭК»**  
**Консолидированный отчет об изменениях в капитале**  
(в миллионах рублей, кроме количества акций)

	Количество обыкновенных акций (тысяч шт.)	Уставный капитал – обыкновенные акции	Добавочный капитал	Доход от переоценки активов в результате приобретений	Нераспределенная прибыль	Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	Доля меньшинства	Итого капитал
<b>Сальдо на 31 декабря 2005 г.</b>	<b>3'036'306</b>	<b>393</b>	<b>29'905</b>	<b>5'481</b>	<b>21'489</b>	<b>57'268</b>	<b>281</b>	<b>57'549</b>
Дивиденды (см. Примечание 15)	-	-	-	-	(3'258)	(3'258)	-	(3'258)
Приобретение дочерних обществ	-	-	-	136	-	136	203	339
Покупка долей меньшинства	-	-	-	-	(81)	(81)	(197)	(278)
Влияние дополнительной эмиссии акций (капитала) дочерних обществ на долю меньшинства	-	-	-	-	-	-	141	141
Вознаграждения с использованием акций	-	-	176	-	-	176	-	176
Прибыль (убыток) отчетного года	-	-	-	-	14'079	14'079	(72)	14'007
<b>Сальдо на 31 декабря 2006 г.</b>	<b>3'036'306</b>	<b>393</b>	<b>30'081</b>	<b>5'617</b>	<b>32'229</b>	<b>68'320</b>	<b>356</b>	<b>68'676</b>
Дивиденды (см. Примечание 15)	-	-	-	-	(5'860)	(5'860)	-	(5'860)
Покупка долей меньшинства	-	-	-	-	(37)	(37)	(111)	(148)
Влияние дополнительной эмиссии акций (капитала) дочерних обществ на долю меньшинства	-	-	-	-	-	-	240	240
Вознаграждения с использованием акций	-	-	176	-	-	176	-	176
Прибыль (убыток) отчетного года	-	-	-	-	18'736	18'736	(8)	18'728
<b>Сальдо на 31 декабря 2007 г.</b>	<b>3'036'306</b>	<b>393</b>	<b>30'257</b>	<b>5'617</b>	<b>45'068</b>	<b>81'335</b>	<b>477</b>	<b>81'812</b>

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

## 1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

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

Группа реализует свой природный газ на внутреннем рынке России как по регулируемым, так и по нерегулируемым ценам, в то время как основная часть природного газа, добываемого на территории Российской Федерации, продается внутри России по ценам, устанавливаемым Федеральной службой по тарифам (федеральным органом исполнительной власти). Реализация стабильного газового конденсата и сырой нефти осуществляется Группой, как на внутреннем рынке России, так и на международных рынках и подвержена периодическим колебаниям сопоставимых мировых котировок. Помимо этого, реализация природного газа Группы подвержена сезонным колебаниям, что связано, в основном, с погодными условиями, преобладающими на территории Российской Федерации, и достигает максимального уровня в зимние (в декабре и январе) и минимального уровня в летние месяцы (в июле и августе). Объемы реализации жидких углеводородов Группы (стабильного газового конденсата, сырой нефти и нефтепродуктов) остаются относительно стабильными от периода к периоду.

## 2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Настоящая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО). При отсутствии в МСФО конкретных указаний в отношении нефтегазодобывающих компаний Группа разработала свою учетную политику в соответствии с другими общепринятыми стандартами для нефтегазодобывающих компаний, в основном общепринятыми правилами бухгалтерского учета США (ОПБУ США или US GAAP), не противоречащими принципам МСФО.

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

Консолидированная финансовая отчетность была подготовлена исходя из принципа оценки по первоначальной стоимости и представлена в российских рублях. Активы и обязательства дочерних обществ Группы, функциональной валютой которых не является российский рубль, пересчитываются в российские рубли по обменному курсу на отчетную дату. Результаты деятельности этих обществ пересчитываются в российские рубли по среднему обменному курсу соответствующего отчетного периода. Курсовые поправки, относящиеся к чистым активам на начало отчетного периода и прибыли за отчетный период, отражаются в виде отдельной составляющей капитала в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

**Обменный курс.** Официальный обменный курс российского рубля к доллару США на 31 декабря 2007 и 2006 гг. составил 24,55 рублей и 26,33 рублей за 1 доллар США соответственно. Официальный обменный курс российского рубля к Евро на 31 декабря 2007 и 2006 гг. составил 35,93 рублей и 34,70 рублей за 1 Евро соответственно. Любые пересчеты рублевых сумм в доллары США или в любую другую валюту не должны восприниматься как утверждение о возможности конвертировать российские рубли в другие валюты в прошлом, настоящем или будущем по этим обменным курсам.

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

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

**Переклассификации.** Следующие переклассификации были сделаны в данных за сопоставимый период для того, чтобы их представление соответствовало представлению отчетного периода. Начиная с января 2007 года реализация сжиженного углеводородного газа и реализация нефтепродуктов показана без вычета транспортных расходов. Соответственно реализация сжиженного углеводородного газа и реализация нефтепродуктов за год, закончившийся 31 декабря 2006 г., были увеличены на 534 млн и 25 млн рублей соответственно. Аналогично расходы на транспортировку стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов железнодорожным транспортом были увеличены на 559 млн рублей.

По состоянию на 31 декабря 2006 г. сырье и материалы, предназначенные для строительства, на общую сумму 331 млн рублей были переклассифицированы из статьи «товарно-материальные запасы» в состав прочих долгосрочных активов. Кроме того, налог на добавленную стоимость, подлежащий возмещению, в сумме 664 млн рублей был переклассифицирован из статьи «торговая и прочая дебиторская задолженность» в статью «предоплаты и прочие текущие активы». Переклассификации были сделаны для соответствия классификации отчетного года.

## 3 ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

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

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

Учетные политики дочерних обществ были изменены, где это было необходимо, для соответствия политике, применяемой Группой.

Все операции между обществами, входящими в Группу, и нерезализованная прибыль по этим операциям, а также сальдо по расчетам внутри Группы исключаются. Нереализованные убытки также исключаются при консолидации, но, в случае передачи актива между компаниями Группы с убытком, это событие рассматривается руководством как признак обесценения актива.

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

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

**Финансовые вложения в зависимые общества.** Зависимые общества являются компаниями, на которые Группа оказывает значительное влияние, но которые не контролируются ею. В целом, значительное влияние существует в тех случаях, когда Группа имеет от 20% до 50% голосующих акций общества. На момент приобретения зависимого общества разница стоимости приобретения и доли в справедливой стоимости чистых активов зависимой компании представляет собой деловую репутацию. Зависимые общества учитываются по методу долевого участия и изначально признаются по цене приобретения. В последующие отчетные периоды учетная стоимость инвестиции увеличивается или уменьшается при признании доли Группы в прибылях или убытках зависимого общества. Учетная стоимость зависимых обществ включает деловую репутацию, определенную на момент приобретения за вычетом накопленных убытков от обесценения (в случае наличия таковых). Доля Группы в прибылях и убытках зависимых обществ после приобретения отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках; доля в изменениях капитала после приобретения их Группой отражается в консолидированном отчете об изменениях в капитале. Когда доля Группы в убытках зависимого общества равна или превышает ее инвестиции в данное общество, включая любую прочую необеспеченную дебиторскую задолженность, Группа не отражает дальнейшие убытки, за исключением случаев, когда она приняла на себя обязательства или осуществила платежи от имени зависимого общества.

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

Учетные политики зависимых обществ были изменены, где это было необходимо, для унификации политики, применяемой Группой.

**Деловая репутация.** Деловая репутация представляет собой превышение стоимости приобретения над справедливой стоимостью доли Группы в чистых активах дочернего (зависимого) общества на дату приобретения. Деловая репутация по приобретениям дочерних обществ отражается в составе прочих долгосрочных активов и ежегодно тестируется на предмет обесценения и отражается за минусом накопленного обесценения. Убытки от обесценения деловой репутации не сторнируются. Деловая репутация по выбытию дочерних обществ отражается в составе прибылей и убытков от выбытия дочерних обществ. Деловая репутация по приобретениям зависимых обществ отражается в составе финансовых вложений в зависимые общества.

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

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

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа использует метод 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, оказавшихся нерезультативными, относятся на расходы в тот момент, когда данные скважины признаются непродуктивными. Затраты на добычу, накладные расходы и все затраты на разведку, кроме затрат на разведочное бурение, списываются на расходы по мере их возникновения. Затраты на приобретение прав на разведку и разработку участков недр с недоказанными запасами периодически тестируются на обесценение. В случае признания обесценения соответствующие расходы относятся на результаты деятельности.

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, подготовленных 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 ведения производственной деятельности, признается в момент возникновения обязательства, и включается в учетную стоимость основных средств с последующим начислением амортизации пропорционально объему добытой продукции.

Расходы на техническое обслуживание и ремонт оборудования учитываются в составе затрат по мере их возникновения. Расходы на замену крупных деталей или составных частей объектов основных средств капитализируются и амортизируются на протяжении их расчетного срока полезного использования.

Стоимость основных средств, построенных хозяйственным способом, включает стоимость материалов, затраты на оплату труда работников, занятых в строительстве, пропорциональную часть амортизации активов, использованных для строительства, и соответствующую долю накладных расходов Группы.

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

Прибыль или убыток от выбытия основных средств, определяемый как разница между стоимостью реализации и учетной стоимостью, отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

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

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Амортизация.** Амортизация объектов нефтегазодобычи (за исключением перерабатывающих мощностей) рассчитывается для каждого месторождения пропорционально объему добытой продукции. При этом для расчета используется величина доказанных разрабатываемых запасов для амортизации затрат на геологоразведку и разработку и общая величина доказанных запасов для амортизации затрат на приобретение прав на разработку недр с доказанными запасами нефти и газа. Величина запасов, используемых для расчета амортизации, включает запасы, извлечение которых ожидается и после истечения срока действия лицензии. Руководство Группы полагает, что действующее законодательство позволяет по инициативе Группы продлить сроки действия лицензий и намеревается воспользоваться этим правом в отношении активов, по которым ожидается добыча и после истечения срока действия имеющихся лицензий.

Амортизация основных средств, за исключением активов, задействованных в добыче нефти и газа, осуществляется линейным методом на протяжении ожидаемого срока полезного использования. На землю и объекты незавершенного строительства амортизация не начисляется.

Предполагаемые сроки полезного использования основных средств Группы, кроме задействованных в добыче нефти и газа, представлены ниже:

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

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

**Применение стандарта МСФО (IFRS) 7.** Начиная с 1 января 2007 г., Группа применила требования стандарта МСФО (IFRS) 7 «*Финансовые инструменты: Раскрытие информации*» (далее – «МСФО 7»). Данный стандарт установил новые требования к раскрытию информации с целью улучшения информации о финансовых инструментах, при этом особое внимание уделяется количественным аспектам подверженности рискам и методам управления риском. Стандарт содержит требования о количественном раскрытии информации относительно степени подверженности компании рискам на основе внутренней информации, предоставляемой высшему руководству Группы. Количественное и качественное раскрытие информации охватывает подверженность кредитному риску, риску ликвидности и риску колебаний цен, курсов и ставок на рынках, включая анализ чувствительности к рыночным рискам. МСФО 7 заменил стандарт МСФО (IAS) 30 «*Раскрытие информации в финансовой отчетности банков и аналогичных финансовых институтов*» и некоторые требования МСФО (IAS) 32 «*Финансовые инструменты: раскрытие и представление информации*». Также Дополнения к МСФО (IAS) 1 «*Презентация финансовой отчетности*» ввели новые требования к раскрытию информации относительно капитала Группы и ее подхода к управлению капиталом.

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Метод эффективной процентной ставки.** Метод эффективной процентной ставки используется для расчета учетной стоимости финансового актива или финансового обязательства, учитываемых по амортизируемой стоимости, и распределения процентных дохода или расхода в течение соответствующего периода.

Эффективная процентная ставка – это ставка, дисконтирования будущих денежных выплат и поступлений, ожидаемых в течение срока действия финансового инструмента или, если применимо, более короткий срок, до чистой учетной стоимости финансового актива или финансового обязательства.

**Финансовые активы.** Группа классифицирует свои финансовые активы по следующим категориям: финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки; инвестиции, удерживаемые до погашения; займы выданные и дебиторская задолженность, а также финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи. Классификация зависит от цели приобретения финансовых активов. Руководство определяет классификацию своих финансовых активов при первоначальном признании. Последующая переклассификация финансовых активов производится только в результате изменений в намерении или возможности руководства удерживать финансовые активы. Финансовые активы первоначально признаются по справедливой стоимости, которая в общем случае представляет собой фактическую цену сделки плюс прямые транзакционные издержки во всех случаях, кроме финансовых активов, классифицированных по справедливой стоимости через прибыли или убытки. Последующее отражение стоимости финансовых активов зависит от их классификации.

#### *(а) Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки*

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки, являются финансовыми активами, предназначенными для торговли. Финансовый актив относится к данной категории, если он приобретен главным образом для продажи в краткосрочной перспективе. Производные инструменты также относятся к категории предназначенных для торговли, если только они не предназначены для целей хеджирования. Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки, первоначально признаются по справедливой стоимости, а затраты по сделке отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Прибыли и убытки, возникающие в результате изменений справедливой стоимости финансовых активов этой категории, признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе прочих прибылей (убытков) в том периоде, в котором они возникли. Доход в виде дивидендов по финансовым активам, оцениваемым по справедливой стоимости через прибыли или убытки, признается в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе прочих прибылей в момент возникновения права Группы на получение выплат.

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки, включаются в состав текущих активов. По состоянию на отчетные даты Группа не имела финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки.

#### *(б) Инвестиции, удерживаемые до погашения*

Инвестиции, удерживаемые до погашения, являются производными финансовыми активами с фиксированными или рассчитываемыми платежами и фиксированными сроками погашения, в отношении которых у руководства Группы имеется намерение и возможность удержания до срока погашения. После первоначального признания инвестиции, удерживаемые до погашения, учитываются по амортизируемой стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Прибыли и убытки признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в случае выбытия или обесценения таких инвестиций, равно как и путем начисления амортизации.

Инвестиции, удерживаемые до погашения, включаются в состав текущих активов, за исключением инвестиций со сроком погашения более 12 месяцев после отчетной даты. Такие активы классифицируются как долгосрочные. По состоянию на отчетные даты Группа не имела таких инвестиций.

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

#### *(в) Займы выданные и дебиторская задолженность*

Займы выданные и дебиторская задолженность представляют собой производные финансовые инструменты с фиксированными или рассчитываемыми выплатами, не имеющие котировок на активном рынке. Займы выданные и дебиторская задолженность учитываются по амортизируемой стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Прибыли и убытки признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в случае погашения или обесценения займов или дебиторской задолженности, а также путем начисления амортизации.

Займы выданные и дебиторская задолженность включаются в состав текущих активов, за исключением займов и дебиторской задолженности со сроком погашения более 12 месяцев после отчетной даты. Такие активы классифицируются как долгосрочные.

#### *(г) Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи*

Финансовые активы, классифицированные как имеющиеся в наличии для продажи, являются производными финансовыми активами, которые либо соответствуют этой категории, либо не отнесены ни к какой другой категории. После первоначального признания финансовые активы, классифицированные как имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а прибыли и убытки от переоценки признаются напрямую в консолидированном отчете об изменениях в капитале до момента выбытия или обесценения инвестиции, при этом накопленная прибыль или убыток, ранее отраженные в составе капитала, признаются в отчете о прибылях и убытках.

Изменения справедливой стоимости денежных ценных бумаг, деноминированных в иностранной валюте и классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, распределяются между курсовыми разницеми, связанными с изменением амортизируемой стоимости ценной бумаги и прочими изменениями ее учетной стоимости. Курсовые разницы по денежным ценным бумагам отражаются в составе прибылей и убытков; курсовые разницы по неденежным ценным бумагам, отражаются в составе капитала. Изменения справедливой стоимости денежных и неденежных ценных бумаг, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, отражаются в составе капитала. Когда ценные бумаги, классифицируемые как имеющиеся в наличии для продажи, продаются или по ним признается обесценение, накопленные поправки, относящиеся к их справедливой стоимости, включаются в консолидированный отчет о прибылях и убытках как прибыль (убыток) от реализации инвестиций, имеющихся в наличии для продажи.

На каждую отчетную дату Группа проводит оценку наличия объективных признаков обесценения финансового актива или группы финансовых активов. Продолжительное снижение справедливой стоимости ценной бумаги ниже ее первоначальной стоимости является признаком ее обесценения. При наличии таких признаков у финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, суммарный убыток (определяемый как разница между ценой приобретения и текущей справедливой стоимостью, за вычетом убытка от обесценения финансового актива, ранее отраженного в составе прибылей и убытков) списывается с капитала и отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Убытки от обесценения по долевым инструментам, признанные в консолидированном отчете о прибылях и убытках, не сторнируются. По состоянию на отчетные даты Группа не имела финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи.

**Финансовые обязательства.** Финансовые обязательства при первоначальном признании классифицируются как финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки, либо производные финансовые инструменты как инструменты эффективного хеджирования, либо финансовые обязательства, учитываемые по амортизируемой стоимости. Оценка стоимости финансовых обязательств зависит от их классификации и определяется следующим образом:

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

#### *(а) Финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки*

Производные финансовые инструменты, кроме классифицируемых как инструменты хеджирования, учитываются как предназначенные для торговли и включаются в данную категорию. Данные финансовые обязательства отражаются в консолидированном балансе по справедливой стоимости, при этом прибыли и убытки, возникающие от изменения справедливой стоимости, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках. По состоянию на отчетные даты Группа не имела финансовых обязательств, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки.

#### *(б) Финансовые обязательства, учитываемые по амортизируемой стоимости*

Все прочие финансовые обязательства включаются в эту категорию и первоначально признаются по справедливой стоимости. Справедливая стоимость процентного долга представляет собой справедливую стоимость полученных средств за вычетом затрат, связанных с их получением. После первоначального признания прочие финансовые обязательства признаются по амортизируемой стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Данная категория финансовых обязательств включает торговую и прочую кредиторскую задолженность и заемные средства.

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

Текущий налог представляет собой сумму, которую предполагается уплатить или возместить за счет налоговых органов, относящуюся к налогооблагаемой прибыли или убытку за текущий и предыдущие периоды.

Отложенные налоговые активы и обязательства признаются по отношению к ожидаемым будущим налоговым последствиям, относящимся к разнице между бухгалтерской учетной стоимостью активов и обязательств и соответствующей им налогооблагаемой базе. В соответствии с правилом первоначального признания отложенный налог 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. Учетная величина отложенного налога рассчитывается согласно налоговым ставкам, применение которых ожидается в период использования временных разниц или использования убытков, перенесенных на будущие периоды для целей налогообложения, согласно ставкам налога, которые действовали или в существенной степени были введены в действие на отчетную дату. Отложенные налоговые активы могут быть зачтены против отложенных налоговых обязательств только в рамках каждого отдельного общества Группы. Отложенные налоговые активы в отношении уменьшающих налогооблагаемую базу временных разниц и убытков, перенесенных на будущие периоды для целей налогообложения, признаются лишь в том случае, когда существует достаточная вероятность получения в будущем налогооблагаемой прибыли, которая может быть уменьшена на сумму таких вычетов. Возможность использования отложенных налоговых активов и обязательств оценивается на основе нескольких взаимосвязанных факторов. Эти факторы включают ожидания Группы получить достаточную будущую налогооблагаемую прибыль и предполагаемый период времени, на протяжении которого данные отложенные налоги будут использованы.

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

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Товарно-материальные запасы.** Товарно-материальные запасы природного газа, газового конденсата, нефти и продуктов их переработки учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости или чистой цены реализации. Себестоимость запасов включает покупную стоимость приобретенных материалов, прямые производственные затраты, а также соответствующие накладные производственные расходы и отражается по методу «первых по времени приобретения материально-производственных запасов» (далее – «ФИФО»). Чистая цена реализации представляет собой расчетную цену реализации в обычных условиях ведения деятельности за вычетом торговых издержек.

Начиная с 1 января 2007 г., Группа изменила учетную политику по учету себестоимости товарно-материальных запасов и использует вместо метода средней себестоимости метод ФИФО. Накопленный эффект от ретроспективного применения новой политики был незначительным. Руководство полагает, что новая методика учета запасов более точно отражает отнесение покупной стоимости товарно-материальных запасов в консолидированный отчет о прибылях и убытках и более достоверно отражает сальдо запасов в консолидированном балансе Группы.

Сырье и материалы учитываются по стоимости, которая не превышает их возмещаемой стоимости в обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности.

**Торговая и прочая дебиторская задолженность.** Торговая дебиторская задолженность представляет собой задолженность обычных покупателей и заказчиков, возникшую в результате основной деятельности Группы (добычи и продажи природного газа, газового конденсата, нефти и продуктов их переработки, производства и продажи изоляционных материалов для трубопроводов и полимерной продукции). Торговая и прочая дебиторская задолженность первоначально признается по справедливой стоимости и затем оценивается по амортизируемой стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки, и включает налог на добавленную стоимость. Торговая и прочая дебиторская задолженность анализируется на предмет обесценения по каждому контрагенту отдельно. Резерв под обесценение дебиторской задолженности создается, когда существует объективное свидетельство того, что Группа не сможет получить всю сумму первоначально возникшей задолженности. Величину резерва составляет разница между учетной стоимостью актива и приведенной стоимостью ожидаемых потоков денежных средств, дисконтированных по эффективной ставке процента, соответствующей первоначальным условиям финансирования. Величина резерва отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе операционных расходов. Последующее восстановление сумм, списанных ранее, отражается по кредиту резерва по обесценению консолидированного отчета о прибылях и убытках.

**Денежные средства и их эквиваленты.** Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в кассе, депозиты в банках и краткосрочные высоколиквидные инвестиции с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев, которые могут быть в любое время обращены в известные суммы денежных средств, и риск изменения стоимости которых не является значительным. Для целей представления отчета о движении денежных средств банковские овердрафты вычитаются из суммы денежных средств и их эквивалентов.

**Собственные акции на балансе компании.** Выкупленные акции «НОВАТЭКа» классифицируются как собственные выкупленные акции и отражаются в консолидированном балансе как уменьшение капитала. Выкупленные собственные акции учитываются по средневзвешенной стоимости. Прибыли и убытки, возникающие в результате последующей продажи акций, отражаются в консолидированном отчете об изменениях в капитале за вычетом связанных расходов, включая налоги. По состоянию на отчетные даты Группа не имела собственных выкупленных акций на балансе компании.

**Дивиденды.** Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы акционерного капитала, на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в консолидированной финансовой отчетности, если они были рекомендованы до отчетной даты, или рекомендованы либо объявлены после отчетной даты, но до даты утверждения финансовой отчетности.

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Налог на добавленную стоимость (НДС).** НДС, относящийся к реализации, подлежит уплате в бюджет при наступлении наиболее раннего из следующих событий: (а) оплате дебиторской задолженности покупателем или (б) отгрузке товаров или оказании услуг покупателям. НДС, относящийся к покупкам, подлежит возмещению путем взаимозачета с НДС, относящемуся к реализации, при получении счета-фактуры. Налоговые органы разрешают погашение задолженности по уплате НДС как разницы между НДС, относящимся к реализации, и НДС, относящимся к покупкам. НДС, относящийся к реализации и покупкам, расчет или зачет по которым не произведен, или НДС по которым не возмещен на отчетную дату (НДС к уплате и НДС к возмещению), отражается отдельно как актив и обязательство. В случае, если по отношению к дебиторской задолженности создавался резерв под обесценение, то убыток от обесценения отражался на общую сумму задолженности, включая НДС.

**Заемные средства.** Заемные средства первоначально отражаются по справедливой стоимости полученных средств за вычетом понесенных операционных издержек. Заемные средства впоследствии отражаются в учете по амортизируемой стоимости, все разницы между полученными средствами (за вычетом операционных издержек) и стоимостью погашения отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в течение периода заимствования с использованием метода эффективной процентной ставки.

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

**Кредиторская задолженность.** Торговая и прочая кредиторская задолженность начисляется по факту исполнения контрагентом своих договорных обязательств и учитывается по амортизируемой стоимости с использованием эффективной процентной ставки.

**Резервы под возникновение обязательств.** Резервы создаются в тех случаях, когда у Группы имеются правовые или конструктивные обязательства, относящиеся к событиям, произошедшим в прошлые периоды, когда вероятен отток средств или экономических выгод для погашения таких обязательств в будущем, и есть возможность достоверно оценить размер этих обязательств.

При наличии ряда аналогичных обязательств вероятность того, что для урегулирования потребуется отток денежных средств, определяется посредством анализа категории обязательств в целом. Резерв создается даже в том случае, если вероятность оттока денежных средств в отношении одной отдельной позиции, включенной в эту же категорию обязательств, является низкой.

Резервы отражаются по текущей стоимости затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательства, с использованием ставки до уплаты налога на прибыль, отражающей текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие данному обязательству. Резервы пересматриваются на каждую отчетную дату, и изменения, происходящие в резервах с течением времени, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе расходов по процентам. В тех случаях, когда Группа ожидает возмещения затрат, сумма возмещения отражается как отдельный актив, но только когда существует вероятность получения такого возмещения.

**Обязательства по ликвидации активов.** Обязательство по ликвидации активов признается, когда у Группы есть правовое или конструктивное обязательство по демонтажу объектов основных средств. Обязательство представляет собой дисконтированную стоимость оценочных расходов, необходимых для погашения обязательства, которая была определена с использованием ставки дисконтирования, скорректированной на риски, характерные для данного обязательства. Изменения размера обязательства с течением времени признаются как в консолидированном отчете о прибылях и убытках по статье «Расходы в виде процентов». Изменения суммы обязательства, которые переоцениваются на каждую отчетную дату в связи с изменением предполагаемых способов исполнения обязательства, предполагаемой суммы обязательства или ставок дисконтирования, трактуется как изменение бухгалтерской оценки в текущем отчетном периоде. Такие изменения отражаются как корректировки учетной стоимости основных средств и соответствующего обязательства.

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

Денежные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, переводятся в функциональную валюту каждой компании Группы по обменному курсу на конец года, а финансовый результат от этой операции отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Неденежные активы и обязательства, выраженные в иностранных валютах и отражаемые по фактической стоимости, переводятся в функциональную валюту каждой компании Группы по первоначальному обменному курсу. Неденежные активы, переоцененные до справедливой стоимости, возмещаемой стоимости или по цене возможной реализации, переводятся по обменному курсу на дату переоценки.

**Признание выручки.** Выручка представляет собой суммы денежных средств, подлежащих получению за реализацию товаров, работ и услуг в обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности, за вычетом скидок, налога на добавленную стоимость и экспортных пошлин.

Выручка от реализации нефти и газа, а также полимерной продукции и изоляционной ленты, признается в момент доставки или отгрузки товара покупателю в соответствии с условиями контрактов и перехода права собственности. Выручка от оказания услуг признается в том периоде, в котором услуги были оказаны.

Доходы в виде процентов признаются по мере их начисления по отношению к учетной стоимости актива.

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

**Вознаграждения работникам.** Затраты, связанные с выплатой заработной платы, взносов в пенсионный фонд Российской Федерации и фонд социального страхования, предоставлением оплачиваемого ежегодного отпуска и отпуска по болезни, выплатой премий, отражаются в том отчетном периоде, когда услуги, связанные с данными видами вознаграждения, были оказаны сотрудниками Группы. Затраты на пособия при увольнении, материальная помощь к отпуску и прочие выплаты учитываются в составе расходов по мере их возникновения.

Группа осуществляет взносы в Фонд социального страхования и Пенсионный фонд Российской Федерации за своих сотрудников. Обязательные взносы в Фонд социального страхования и Пенсионный фонд Российской Федерации, которые представляют собой план с установленными выплатами, учитываются в составе расходов на оплату труда по мере их возникновения.

Группа несет расходы на нужды работников, связанные с предоставлением выгод, таких как: использование медицинских и социальных услуг и инфраструктуры, питание сотрудников, их транспортировка и прочие услуги. Эти суммы, по существу, представляют собой неотъемлемые затраты, связанные с наймом производственного персонала, и, соответственно, включаются в состав расходов на оплату труда в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Вознаграждения с использованием акций.** Группа учитывает вознаграждения с использованием акций в соответствии с МСФО (IFRS) 2 «Выплаты с использованием акций». Справедливая стоимость услуг работника, полученных в обмен на предоставление инструментов, дающих право на долю в уставном капитале, признается в составе расходов. Общая сумма отражаемого расхода в течение периода вступления прав в силу определяется на основании справедливой стоимости долевых инструментов, переданных работнику, определенной на дату предоставления. В отношении вознаграждений, предоставленных работникам акционерами, увеличение добавочного капитала признается равным соответствующему расходу на оплату труда, относящемуся к каждому периоду.

**Обязательства по пенсионной программе.** Группа реализует программу, не предусматривающую предварительных взносов, с установленными выплатами работникам после выхода на пенсию, сумма которых зависит от стажа работы и средней заработной платы работников (см. Примечание 12).

Задолженность, отраженная в консолидированном балансе в отношении программы с установленными пенсионными выплатами, представляет собой рассчитанную на отчетную дату, текущую стоимость установленных пенсионных обязательств с учетом корректировок по непризнанным обязательствам по пенсионной программе в отношении услуг, оказанных работниками до момента ее принятия. Текущая стоимость пенсионных обязательств определяется дисконтированием прогнозируемых будущих выплат. Установленные пенсионные обязательства ежегодно рассчитываются независимым актуарием с использованием метода прогнозируемой условной единицы (the project unit credit method). Ставка дисконтирования соответствует доходности по рублевым облигациям, выпущенным Правительством Российской Федерации, сроки погашения которых, соответствуют срокам погашения пенсионных обязательств.

Актуарные прибыли и убытки, возникающие в результате корректировок, основанных на опыте, и актуарных допущений, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в тех периодах, в которых они возникли. Затраты в отношении услуг, оказанных работниками до момента принятия программы, амортизируются линейным методом в течение усредненного срока достижения ими пенсионного возраста.

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

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

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

#### 4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ

При подготовке консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО руководство Группы делает некоторые оценки и допущения, которые влияют на величину активов и обязательств, и раскрытие условных активов и обязательств на дату составления консолидированной финансовой отчетности, а также на величину доходов и расходов, отраженных в отчетном периоде.

Руководство постоянно пересматривает сделанные оценки и допущения, основываясь на полученном опыте и других факторах, которые были положены в основу определения учетной стоимости активов и обязательств. Изменения в оценках и допущениях признаются в том периоде, в котором они были приняты в случае, если изменение затрагивает только этот период, или признается в том периоде, к которому относится изменение, и последующих периодах, если изменение затрагивает оба периода. Руководство также использует некоторые допущения, не требующие оценок, в процессе применения учетной политики Группы. Фактические результаты могут отличаться от сделанных оценок в случае применения других допущений и предположений, однако, руководство полагает, что влияние изменения оценок не будет существенным.

Допущения и оценки, которые оказывают наиболее существенное влияние на суммы, отраженные в данной консолидированной финансовой отчетности, и будут оказывать влияния в течение следующего финансового года, представлены ниже.

**Сроки полезного использования основных средств.** При определении величины срока полезного использования активов руководство принимает во внимание ожидаемое использование, оценочный моральный износ, ликвидационную стоимость, физический износ и условия эксплуатации, в которых находится основное средство. Разницы между такими оценками и фактическими результатами могут привести к существенному изменению учетной стоимости основных средств и необходимости внесения поправок в отношении ставок амортизации, которые будут использоваться в будущем, что повлияет на изменение затрат периода.

**Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств.** Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств, кроме финансовых инструментов, которые обращаются на активных рынках, определяется путем применения различных методов оценки. Руководство Группы использует свое профессиональное суждение для принятия допущений, основанных в первую очередь на рыночных условиях, существующих на каждую отчетную дату. Группа использует анализ дисконтированных потоков денежных средств в отношении займов и дебиторской задолженности, а также долговых инструментов, которые не обращаются на активных рынках. Эффективная процентная ставка определяется исходя из процентной ставки финансовых инструментов, доступных для Группы на активных рынках. В отсутствие таких инструментов эффективная процентная ставка определяется исходя из процентных ставок обращающихся на активных рынках финансовых инструментов, которые корректируются с учетом премии за риски, специфичные для Группы, рассчитанные в соответствии с оценками руководства Группы.

**Признание отложенных налоговых активов.** Отложенные налоговые активы отражаются в той степени, в которой вероятно использование соответствующих налоговых вычетов. При определении будущей налогооблагаемой прибыли и суммы возможных налоговых вычетов руководство делает оценки и допущения, исходя из величины налогооблагаемой прибыли предыдущих лет и ожиданий в отношении налогооблагаемой прибыли будущих периодов, которые являются обоснованными в сложившихся обстоятельствах.

**Оценка запасов нефти и газа.** Оценкам запасов нефти и газа присуща определенная неточность, они требуют применения профессионального суждения и подлежат пересмотру в будущем. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с указаниями, выпускаемыми Комиссией по ценным бумагам и биржам США (SEC), относящимся к доказанным запасам. Соответственно, оценки износа, истощения и амортизации и обязательств по ликвидации активов, которые основаны на размере доказанных запасов, также могут изменяться.

#### 4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Доказанные запасы рассчитываются исходя из имеющейся информации о пластах и скважинах, включая данные о добыче и динамике изменения давления в разрабатываемых пластах. Кроме того, оценка доказанных запасов включает только объемы, для которых объективно существует доступ на рынок. Все оценки доказанных запасов подлежат пересмотру, как в сторону уменьшения, так и в сторону увеличения, на основании новых данных, полученных, в том числе, в результате разведочного бурения и добычи или изменений экономических факторов, включая цены на продукцию, условия договоров или планы развития.

В целом, оценки запасов на неразработанных или частично разработанных месторождениях подвергаются большей неопределенности, связанной со сроком полезного использования запасов, чем оценки запасов на полностью разработанных и истощенных месторождениях. По мере разработки месторождений может возникнуть необходимость дальнейшего пересмотра оценок в связи с получением новых данных.

Запасы нефти и газа оказывают непосредственное влияние на определенные суммы, опубликованные в консолидированной финансовой отчетности, в основном, на износ, истощение и амортизацию, а также на расходы по обесценению. Ставки амортизации основных средств, задействованных в добыче нефти и газа, рассчитываются по методу начисления амортизации пропорционально объему добытой продукции по каждому месторождению и основаны на доказанных разрабатываемых запасах для затрат на разработку и на суммарных доказанных запасах для затрат, связанных с приобретением доказанных запасов. Предполагая, что все переменные остаются неизменными, увеличение доказанных разрабатываемых запасов по каждому месторождению уменьшает расходы по статье «износ, истощение и амортизация». И наоборот, снижение оценочных доказанных разрабатываемых запасов увеличит расходы по статье «износ, истощение и амортизация». Кроме того, оценочные доказанные запасы используются при расчетах будущих денежных потоков от активов, задействованных в добыче нефти и газа, которые рассчитываются для определения наличия признаков обесценения.

Несмотря на возможность существенного влияния пересмотра оценок размеров запасов на оценки износа, истощения и амортизации и, соответственно, на размер прибыли отчетного года, ожидается, что в обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности диверсифицированность активов Группы ограничит вероятность возникновения подобной ситуации.

**Обесценение нефинансовых активов.** В отношении всех нефинансовых активов руководство проводит оценку существования каких-либо признаков их обесценения на каждую отчетную дату, основываясь на событиях и обстоятельствах, указывающих на то, что учетная стоимость активов может не быть возмещена. Данные признаки обесценения включают изменение бизнес планов Группы, изменения цен на продукцию, ведущие к неблагоприятным последствиям для деятельности Группы, изменение состава продукции и по отношению к активам, задействованным в добыче нефти и газа, – существенный пересмотр в сторону уменьшения оценок доказанных запасов. Анализ деловой репутации и прочих нематериальных активов с неопределенным сроком полезного использования на предмет их обесценения проводится на ежегодной основе, а также в тех случаях, когда существуют признаки обесценения. Прочие нефинансовые активы проходят тестирование на предмет обесценения, когда есть признаки того, что учетная стоимость может не быть возмещена.

При осуществлении расчетов ценности использования руководство проводит оценку ожидаемых будущих потоков денежных средств от актива или группы активов, генерирующих денежные средства и выбирает приемлемую ставку дисконтирования для расчета дисконтированной стоимости данных потоков денежных средств.

#### 4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Резерв под обесценение дебиторской задолженности.** Резерв под обесценение дебиторской задолженности создается исходя из оценки руководством вероятности получения конкретных задолженностей конкретных покупателей. Существенные финансовые трудности покупателя, вероятность того, что покупатель будет признан банкротом или произведет финансовую реорганизацию, а также невыполнение обязательств или отсрочка платежей считаются признаками обесценения торговой дебиторской задолженности. Если происходит ухудшение кредитоспособности какого-либо из крупных покупателей или фактические убытки от невыполнения обязательств должниками превышают оценки, сделанные руководством, фактическое обесценение дебиторской задолженности может отличаться от указанных оценок.

Когда более не ожидается возмещения денежных средств, относящихся к дебиторской задолженности, дебиторская задолженность списывается в корреспонденции с соответствующим ей резервом под обесценение.

Величина будущих денежных потоков от дебиторской задолженности, оцениваемой на предмет обесценения, определяется на основании контрактных денежных потоков и накопленного опыта руководства относительно периода, на который задолженность может быть просрочена в результате убытков, понесенных в прошлом, и успешности получения просроченной задолженности. Опыт, полученный в прошлом, корректируется на основании данных, имеющихся на текущий момент с целью отражения условий, имеющихся на текущий момент времени, которые не оказывали влияния на предыдущие периоды, и для того чтобы исключить влияние условий, имевших место в прошлом, которые более не существуют.

**Пенсионные обязательства.** Затраты на пенсионную программу с установленными выплатами определяются с применением актуарных оценок. Актуарные оценки предусматривают использование допущений в отношении демографических данных (показатели смертности, возраст выхода на пенсию, оборачиваемость кадров и потери трудоспособности) и финансовых данных (ставки дисконтирования, ставки возврата на активы, прогнозные значения инфляции, будущее увеличение заработной платы и пенсий). Поскольку данная программа является долгосрочной, существует значительная неопределенность в отношении таких оценок.

**Обязательства по ликвидации активов.** Руководство создает резерв по затратам будущих периодов на вывод из эксплуатации объектов добычи нефти и газа, трубопроводов и соответствующего вспомогательного оборудования на основании наилучших оценок будущих расходов и срока экономической службы этих активов. Оценка обязательств по ликвидации активов является комплексным мероприятием, требующим от руководства принятия оценок и допущений в отношении обязательств по ликвидации, которые возникнут через много лет. Изменения в расчете существующего обязательства могут возникнуть в результате изменений ожидаемых сроков, суммы будущих расходов, или ставок дисконтирования, используемых при оценке.

Группа также оценивает свои обязательства по восстановлению участков проведения работ на каждую отчетную дату с использованием указаний IFRIC 1, «Изменения в существующие обязательства по ликвидации, восстановлению и другие аналогичные обязательства». Величина признанных обязательств отражает оценку затрат, необходимых для исполнения обязательств на отчетную дату, рассчитанных на основе законодательства, действующего на территориях, где расположены соответствующие операционные активы Группы. Данная величина может изменяться в связи с изменением законов, правовых норм и их интерпретаций. Поскольку обязательства оценены субъективно, существует неопределенность, касающаяся как размеров будущих расходов, так и времени их возникновения.

#### 4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Налоги.** Руководство корректирует отложенные налоговые активы до суммы, которая, скорее всего, будет реализована. В случае если руководство определит возможность реализации отложенных налоговых активов в будущие периоды в размере, превышающем чистую отраженную стоимость, корректировка суммы отложенных налоговых активов приведет к увеличению дохода в период, когда данная возможность будет определена. Аналогично, в случае если руководство установит отсутствие возможности реализации всех или части отложенных налоговых активов в будущие периоды, корректировка суммы отложенных налоговых активов будет отнесена на результаты деятельности в период, когда отсутствие возможности будет установлено. В настоящее время руководство планирует получить налогооблагаемую прибыль в будущие периоды, за счет которой будут реализованы отложенные налоговые активы Группы.

#### 5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБИТИЯ

В июле 2007 года Группа приобрела 25%-ные доли участия в каждой из следующих компаний: ООО «Ойлтехпродукт-Инвест», ООО «Петра Инвест-М» и ООО «ТАЙЛИКСНЕФТЕГАЗ», владеющих лицензиями на геологическое изучение Средне-Часельского, Северо-Русского, Южнозаполярного, Западно-Тазовского и Аномального участков недр, действительными до 2010 и 2011 гг., и Северо-Ямсовейского участка недр, действительной до 2009 года. Стоимость приобретения данных долей участия составила 1'125 млн рублей, из которых 108 млн рублей не были оплачены по состоянию на 31 декабря 2007 г. По условиям договоров на покупку Группа имеет возможность приобрести дополнительные 25%-ные доли участия в указанных компаниях после получения ими лицензий на добычу и в случае, если промышленная разработка данных участков недр будет признана экономически эффективной. Цена покупки долей этих обществ соответствует их справедливой стоимости. Финансово-хозяйственная деятельность приобретенных обществ была незначительной по отношению к активам, обязательствам, выручке и результатам деятельности Группы по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2007 г.

В сентябре 2007 года Группа приобрела 50%-ю долю участия в Концессионном соглашении о разведке и добыче газа и сырой нефти на шельфе Эль Ариш (далее – «Концессионное соглашение») в Арабской Республике Египет. Оставшаяся 50%-ая доля участия принадлежит компании Tharwa Petroleum S.A.E. В соответствии с Концессионным соглашением Группа приняла на себя обязательство по финансированию геологоразведочных работ в течение четырех лет, первоначального периода геологоразведки, в размере 40 млн долл. США.

В ноябре 2007 года Группа продала непрофильное дочернее общество ОАО «Геолог Ямала» третьим лицам за 175 млн рублей, подлежащих выплате тремя ежегодными равными частями, отразив прибыль в сумме 85 млн рублей за вычетом налога на прибыль в сумме 10 млн рублей. Группа включала сальдо расчетов и результаты деятельности выбывшего дочернего общества в состав сегмента «Корпоративная и прочая деятельность».

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА**

Ниже в таблице представлено движение основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг.:

	Активы, задействованные в добыче нефти и газа	Объекты незавершенного строительства	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	62'341	4'174	3'482	69'997
Накопленный износ, истощение и амортизация	(4'065)	-	(257)	(4'322)
<b>Остаточная стоимость на 1 января 2006 г.</b>	<b>58'276</b>	<b>4'174</b>	<b>3'225</b>	<b>65'675</b>
Приобретение дочерних обществ	741	-	-	741
Поступление и приобретение	469	4'227	7	4'703
Ввод в эксплуатацию	3'280	(3'711)	431	-
Износ, истощение и амортизация	(3'490)	-	(238)	(3'728)
Выбытие, нетто	(250)	(173)	(234)	(657)
Первоначальная стоимость	66'555	4'517	3'643	74'715
Накопленный износ, истощение и амортизация	(7'529)	-	(452)	(7'981)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2006 г.</b>	<b>59'026</b>	<b>4'517</b>	<b>3'191</b>	<b>66'734</b>
Приобретение дочерних обществ	-	-	254	254
Поступление и приобретение	2'136	17'324	6	19'466
Ввод в эксплуатацию	2'716	(2'999)	283	-
Износ, истощение и амортизация	(3'478)	-	(260)	(3'738)
Выбытие дочерних обществ, нетто	-	-	(18)	(18)
Выбытие, нетто	(2)	-	(27)	(29)
Первоначальная стоимость	71'404	18'842	4'098	94'344
Накопленный износ, истощение и амортизация	(11'006)	-	(669)	(11'675)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2007 г.</b>	<b>60'398</b>	<b>18'842</b>	<b>3'429</b>	<b>82'669</b>

По состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. активы, задействованные в добыче нефти и газа, включают стоимость доказанных запасов углеводородного сырья в сумме 28'222 млн и 28'168 млн рублей соответственно за вычетом накопленной амортизации в размере 4'908 млн и 3'225 млн рублей соответственно.

Износ зданий и сооружений административного назначения в сумме 66 млн и 57 млн рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно, отражен в составе статьи «Общехозяйственные и управленческие расходы» (см. Примечание 20).

Поступление и приобретение основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг., включает капитализированные проценты в размере 139 млн и 287 млн рублей соответственно. Ставки капитализации, используемые в течение 2007 и 2006 годов для расчета суммы капитализированных процентов, включенных в состав основных средств, составили 6,0% и 6,2% соответственно.

**6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

**Обязательства по ликвидации активов.** Оценочная стоимость демонтажа нефтегазодобывающего оборудования, трубопроводов и относящегося к ним оборудования по переработке, включая затраты на их ликвидацию и восстановление участков недр, составляла 618 млн и 424 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно и была отражена в составе стоимости активов, задействованных в добыче нефти и газа. Группа оценивала подобные обязательства исходя из требований действующего законодательства, используя расчетные показатели затрат в период ожидаемого их возникновения после окончания отчетного периода и по 2051 год. Государственные органы власти регулярно пересматривают правовые нормы и их применение на практике. Соответственно, фактические суммы обязательств Группы могут отличаться от сумм, отраженных в консолидированной финансовой отчетности.

**7 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ**

	На 31 декабря:	
	2007	2006
Сырье и материалы по чистой цене реализации (за вычетом резервов под обесценение на сумму 45 млн и 46 млн рублей на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно)	280	332
Сырье и материалы по себестоимости	438	432
Природный газ и жидкие углеводороды	799	814
Полимерная продукция и изоляционная лента (за вычетом резервов под обесценение на сумму 10 млн и 33 млн рублей на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно)	177	147
Прочие товарно-материальные запасы	100	90
<b>Итого товарно-материальные запасы</b>	<b>1'794</b>	<b>1'815</b>

Группа отразила расход по обесценению товарно-материальных запасов в силу утраты ими потребительских свойств в сумме 101 млн и 64 млн рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно.

**8 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ**

	На 31 декабря:	
	2007	2006
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 8 млн и 16 млн рублей на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно)	2'947	1'843
Проценты по займам выданным	3	26
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 47 млн и 59 млн рублей на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно)	317	344
<b>Итого торговая и прочая дебиторская задолженность</b>	<b>3'267</b>	<b>2'213</b>

Учетная стоимость торговой и прочей дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости. Максимальный кредитный риск на отчетную дату представляет собой учетную стоимость каждого класса дебиторской задолженности, упомянутого выше. Торговая и прочая дебиторская задолженность Группы не имеет обеспечения (см. Примечание 22 в отношении раскрытия кредитных рисков).

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**8 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Торговая и прочая дебиторская задолженность, которая просрочена менее чем на три месяца, как правило, не считается обесцененной, за исключением случаев, когда имеются другие признаки обесценения. Торговая и прочая дебиторская задолженность в сумме 81 млн и 69 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно была просроченной, но не была обесценена. Даная задолженность относится к ряду независимых покупателей, у которых не было случаев неисполнения обязательств в прошлом. Анализ по срокам возникновения данной просроченной, но не обесцененной торговой и прочей дебиторской задолженности представлен ниже:

	<b>На 31 декабря:</b>	
	<b>2007</b>	<b>2006</b>
Просроченная до 90 дней	19	15
Просроченная от 91 до 360 дней	55	39
Просроченная более 360 дней	7	15
<b>Итого просроченная, но не обесцененная торговая и прочая дебиторская задолженность</b>	<b>81</b>	<b>69</b>

Движение резерва по обесценению торговой и прочей дебиторской задолженности Группы представлено ниже:

	<b>За год, закончившийся 31 декабря:</b>	
	<b>2007</b>	<b>2006</b>
<b>На 1 января</b>	<b>75</b>	<b>121</b>
Создание резерва	23	33
Списание нереальной к взысканию задолженности	(43)	(70)
Списание неиспользованного резерва на прибыль	-	(9)
<b>На 31 декабря</b>	<b>55</b>	<b>75</b>

Начисление и списание резервов по обесценению торговой дебиторской задолженности было включено в консолидированный отчет о прибылях и убытках по статье «Расходы по обесценению активов, нетто».

**9 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ**

	<b>На 31 декабря:</b>	
	<b>2007</b>	<b>2006</b>
<b>Финансовые активы</b>		
Краткосрочные займы выданные	36	20
Краткосрочные банковские депозиты	-	50
<b>Нефинансовые активы</b>		
НДС, подлежащий возмещению	2'668	664
Предоплаты и авансы поставщикам (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 4 млн и 11 млн рублей на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно)	2'413	1'143
Отложенные таможенные пошлины по экспорту стабильного газового конденсата	1'069	924
Предоплаты по налогам, кроме налога на прибыль	974	777
Отложенные расходы на транспортировку стабильного газового конденсата	334	306
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	55	874
Прочие текущие активы	111	93
<b>Итого предоплаты и прочие текущие активы</b>	<b>7'660</b>	<b>4'851</b>

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**10 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ**

	На 31 декабря:	
	2007	2006
Денежные средства на расчетных счетах	1'787	1'522
Депозиты, деноминированные в рублях (средняя процентная ставка: 3% годовых и 4% годовых в 2007 и 2006 годах соответственно)	2'195	3'757
Депозиты, деноминированные в долларах США (средняя процентная ставка: 5% годовых в 2006 году)	-	389
<b>Итого денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>3'982</b>	<b>5'668</b>

Все депозиты имеют срок погашения до трех месяцев (см. Примечание 22 в отношении раскрытия кредитных рисков).

В состав статьи «Денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты» консолидированного отчета о движении денежных средств включены следующие статьи:

	На 31 декабря:	
	2007	2006
Денежные средства и их эквиваленты, отраженные в консолидированном балансе	3'982	5'668
Минус: банковские овердрафты (см. Примечание 13)	(1'368)	-
<b>Итого денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты, отраженные в консолидированном отчете о движении денежных средств</b>	<b>2'614</b>	<b>5'668</b>

**11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА**

	На 31 декабря:	
	2007	2006
Заемные средства, деноминированные в долларах США	54	2'153
Заемные средства, деноминированные в Евро	270	507
<b>Итого</b>	<b>324</b>	<b>2'660</b>
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(282)	(2'117)
<b>Итого долгосрочные заемные средства</b>	<b>42</b>	<b>543</b>

По состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. долгосрочные заемные средства с разбивкой по заимодавцам представлены ниже:

	На 31 декабря:	
	2007	2006
«БНП ПАРИБА Банк»	-	1'975
Прочие заемные средства	324	685
<b>Итого</b>	<b>324</b>	<b>2'660</b>
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(282)	(2'117)
<b>Итого долгосрочные заемные средства</b>	<b>42</b>	<b>543</b>

**11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

**Прочие заемные средства.** По состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. прочие заемные средства Группы включали заемные средства, деноминированные в долларах США, на общую сумму 54 млн рублей (2,2 млн долл. США) и 178 млн рублей (6,8 млн долл. США) соответственно. Средневзвешенная процентная ставка по займам составляла 10,8% и 10,3% годовых по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно. Срок погашения этих займов наступает в период с 2008 по 2009 год. По состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. прочие заемные средства также включали в себя займы, деноминированные в Евро, на общую сумму 270 млн рублей (7,5 млн Евро) и 507 млн рублей (14,6 млн Евро) соответственно. Средневзвешенная эффективная процентная ставка по займам составляла 13,6% и 13,5% годовых по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно. Срок погашения этих займов наступает в период с 2008 по 2009 год.

Учетная стоимость долгосрочных заемных средств соответствует их справедливой стоимости.

**12 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ**

В феврале 2007 года Группа объявила о начале программы выплат работникам после их выхода на пенсию. В соответствии с этой программой работники, которые проработали в Группе более трех лет и уволились из Группы по достижении пенсионного возраста или позже, после выхода на пенсию будут получать от «НОВАТЭКа» пожизненные ежемесячные выплаты, которые прекращаются в случае их трудоустройства. Сумма выплат, которые должны быть сделаны, зависит от средней заработной платы, стажа работы и региона, где находится рабочее место сотрудника. Программа вступила в действие с 1 января 2007 г. и распространяется на работников, которые выходят на пенсию после этой даты.

Программа представляет собой план с установленными выплатами (не обеспеченный активами) и учитывается в соответствии с положениями МСФО (IAS) 19 «Вознаграждения работникам». Влияние программы на консолидированную финансовую отчетность представлено ниже.

Сумма, признанная в консолидированном балансе в составе прочих долгосрочных обязательств, рассчитана следующим образом:

	<u>На 31 декабря 2007 г.</u>
Текущая стоимость установленных пенсионных обязательств	492
Непризнанная часть стоимости прошлых услуг	(276)
<b>Обязательства по программе выплат работникам, признанные в консолидированном балансе</b>	<b>216</b>

Ниже представлено изменение текущей стоимости установленных пенсионных обязательств:

	<u>За год, закончившийся 31 декабря 2007 г.</u>
<b>На 1 января</b>	<b>-</b>
Стоимость прошлых услуг <sup>(1)</sup>	293
Расходы в виде процентов	18
Текущие расходы по пенсионной программе <sup>(2)</sup>	60
Актuarные убытки	121
<b>На 31 декабря</b>	<b>492</b>

<sup>(1)</sup> обязательства по пенсионной программе в отношении услуг, оказанных работниками до момента ее принятия.

<sup>(2)</sup> увеличение пенсионных обязательств в результате оказания услуг работниками в текущем периоде.

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**12 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Суммы, признанные в консолидированном отчете о прибылях и убытках, раскрыты ниже:

	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2007 г.</b>
Текущие расходы по пенсионной программе	60
Расходы в виде процентов	18
Актuarные убытки	121
Амортизация стоимости прошлых услуг	17
<b>Затраты по программе выплат работникам, признанные в составе операционных расходов</b>	<b>216</b>
<i>из которых следующие суммы были включены в расходы на оплату труда в составе статей:</i>	
Материалы, услуги и прочие	106
Общехозяйственные и управленческие расходы	110

В результате корректировки обязательств по программе, основанной на полученном опыте, Группа признала убыток в сумме 77 млн рублей в составе актуарных убытков.

Далее приведены основные актуарные допущения, принятые на 31 декабря 2007 г.:

Средневзвешенная ставка дисконтирования	6,4%
Прогнозируемое увеличение вознаграждений работников	10%
Ожидаемый рост пенсионных выплат (каждый третий год)	10%

Предполагаемые темпы роста средней заработной платы и пенсионных выплат работникам Группы рассчитаны с учетом прогноза уровня инфляции, анализа темпов роста заработной платы в прошлые периоды и политики Группы по вознаграждениям работников. Предполагается, что границы минимальных и максимальных ежемесячных выплат будут расти на 10% раз в три года.

Допущения относительно продолжительности жизни основаны на статистических таблицах смертности за 1986-87 годы, выпущенных Государственным комитетом по статистике, которые руководство считает наиболее надежными и достоверными из всех, когда-либо составленных таблиц смертности населения России.

По оценкам руководства Группы возможные изменения наиболее важных актуарных допущений не будут иметь существенного влияния на консолидированный отчет о прибылях и убытках или обязательства, признанные в консолидированном балансе.

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

	<b>На 31 декабря:</b>	
	<b>2007</b>	<b>2006</b>
Заемные средства, деноминированные в долларах США	4'910	448
Банковские овердрафты, деноминированные в долларах США	1'368	-
<b>Итого</b>	<b>6'278</b>	<b>448</b>
Плюс: текущая часть долгосрочных заемных средств	282	2'117
<b>Итого краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств</b>	<b>6'560</b>	<b>2'565</b>

### 13 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

*Заемные средства, деноминированные в долларах США.* По состоянию на 31 декабря 2007 г. заемные средства Группы, деноминированные в долларах США, включали кредит от «БНП ПАРИБА Банка» в размере 2'455 млн рублей (100 млн долл. США). Годовая процентная ставка по кредиту составляет ЛИБОР плюс 0,75% (5,8% на 31 декабря 2007 г.). Кредит подлежит погашению в сентябре 2008 года.

По состоянию на 31 декабря 2007 г. заемные средства Группы, деноминированные в долларах США, включали кредиты от банков CALYON S.A. и «Коммерческий и Инвестиционный Банк «КАЛИОН РУСБАНК» на общую сумму 2'455 млн рублей (100 млн долл. США). Годовая процентная ставка по кредитам составляет ЛИБОР плюс 0,85% (5,9% на 31 декабря 2007 г.), кредиты подлежат погашению в мае 2008 года.

Учетная стоимость краткосрочных заемных средств соответствует их справедливой стоимости.

*Доступные кредитные линии и банковские овердрафты.* По состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. Группа использовала в качестве банковских овердрафтов 1'368 млн рублей и ноль своих кредитных средств соответственно. Сумма доступных средств по краткосрочным кредитным линиям, предоставленным Группе различными международными банками, составила 4'148 млн рублей (169 млн долл. США) и 6'135 млн рублей (233 млн долл. США) на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно. Условия использования кредитных линий предусматривают фиксированную либо переменную процентную ставку, в зависимости от конкретных условий финансирования.

Кроме того, в ноябре 2007 года Международный Московский Банк (с декабря 2007 года – «ЮниКредит Банк») предоставил Группе кредитную линию сроком на два года на сумму до 2'455 млн рублей (100 млн долл. США) с процентной ставкой, подлежащей обсуждению на каждую дату получения денежных средств.

### 14 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 31 декабря:	
	2007	2006
<i>Финансовые обязательства</i>		
Торговая кредиторская задолженность	1'327	677
Прочая кредиторская задолженность	375	40
Проценты, подлежащие уплате	9	7
<i>Нефинансовые обязательства</i>		
Авансы, полученные от покупателей	1'535	961
Задолженность по заработной плате	352	115
Прочая кредиторская задолженность	1	1
<b>Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства</b>	<b>3'599</b>	<b>1'801</b>

### 15 УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

*Уставный капитал.* Размещенный и оплаченный уставный капитал состоял из 3'036'306'000 обыкновенных акций с номинальной стоимостью 0,1 рублей за акцию по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. Общее количество объявленных обыкновенных акций составило 10'593'682'000 штук по состоянию на обе даты.

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**15 УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)***Дивиденды.* Суммы объявленных и выплаченных дивидендов представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2007	2006
Дивиденды, подлежащие выплате на 1 января	1	33
Итого дивиденды объявленные	5'860	3'258
Дивиденды выплаченные	(5'860)	(3'290)
<b>Дивиденды, подлежащие выплате на 31 декабря</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
Дивиденды на акцию, объявленные в течение года (в рублях)	1,93	1,07
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение года (в рублях)	19,3	10,7

Группа объявляет и выплачивает дивиденды в российских рублях. Дивиденды, объявленные в 2007 и 2006 годах, представлены ниже:

Окончательные за 2006 год: 1,10 руб. на акцию или 11,00 руб. на ГДР объявлены в мае 2007 года	3'340
Промежуточные за 2007 год: 0,83 руб. на акцию или 8,30 руб. на ГДР объявлены в октябре 2007 года	2'520
<b>Итого дивиденды, объявленные в 2007 году</b>	<b>5'860</b>
Окончательные за 2005 год: 0,52 руб. на акцию или 5,20 руб. на ГДР объявлены в июне 2006 года	1'588
Промежуточные за 2006 год: 0,55 руб. на акцию или 5,50 руб. на ГДР объявлены в сентябре 2006 года	1'670
<b>Итого дивиденды, объявленные в 2006 году</b>	<b>3'258</b>

*Вознаграждения с использованием акций.* В 2005 году акционеры Группы предоставили вознаграждения с использованием акций ключевым руководителям Группы. Справедливая стоимость вознаграждений составляет 879 млн рублей, отражаемых в составе расходов на вознаграждения в течение пяти лет равными долями начиная со второго квартала 2005 года. Соответствующее увеличение отражается в составе добавочного капитала в консолидированном отчете об изменениях в капитале, так как расходы на вознаграждения представляют собой вклад акционеров Группы в предоставление указанных вознаграждений. Справедливая стоимость вознаграждений определена владельцами общества с ограниченной ответственностью исходя из стоимости его чистых активов.

*Распределение чистой прибыли.* В соответствии с законодательством Российской Федерации «НОВАТЭК» распределяет прибыль при помощи выплаты дивидендов или переводит их в состав резервов (фондов) на основании бухгалтерской отчетности, подготовленной в соответствии с РСБУ. Российское законодательство устанавливает в качестве базы для распределения чистой прибыли. За 2007 год «НОВАТЭК» отразил в бухгалтерской отчетности, подготовленной в соответствии с требованиями российского законодательства, прибыль в размере 16'242 млн рублей (за 2006 год: 12'946 млн рублей), сальдо накопленной нераспределенной прибыли, включая прибыль отчетного периода, составило 41'213 млн рублей на 31 декабря 2007 г. (на 31 декабря 2006 г.: 30'830 млн рублей).

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**16 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА**

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2007	2006
Реализация природного газа	35'605	28'048
Реализация стабильного газового конденсата	17'106	13'768
Реализация сжиженного углеводородного газа	4'926	3'804
Реализация нефти	1'753	1'928
Реализация нефтепродуктов	967	499
<b>Итого выручка от реализации нефти и газа</b>	<b>60'357</b>	<b>48'047</b>

**17 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ**

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2007	2006
Транспортировка природного газа покупателям	9'077	6'934
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	3'376	2'753
Транспортировка стабильного газового конденсата танкерами	1'690	1'484
Транспортировка нестабильного газового конденсата от месторождений до перерабатывающих заводов по трубопроводам третьих сторон	115	78
Транспортировка нефти покупателям	78	93
Расходы на страхование	7	8
Прочие	29	12
<b>Итого транспортные расходы</b>	<b>14'372</b>	<b>11'362</b>

**18 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ**

Помимо налога на прибыль Группа выплачивает налоги, представленные ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2007	2006
Налог на добычу полезных ископаемых	5'703	5'556
Налог на имущество	544	483
Акциз	36	80
Прочие налоги	96	104
<b>Итого налоги, кроме налога на прибыль</b>	<b>6'379</b>	<b>6'223</b>

В 2007 и в 2006 годах ставка налога на добычу природного газа была установлена в размере 147 рублей за тыс. куб. метров.

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

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

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**19 МАТЕРИАЛЫ, УСЛУГИ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ**

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2007	2006
Оплата труда	1'897	1'351
Сырье и материалы	1'521	1'219
Услуги по ремонту и эксплуатации	367	333
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	263	254
Расходы на электроэнергию и топливо	216	192
Расходы на услуги по переработке	213	226
Прочие	447	318
<b>Итого материалы, услуги и прочие расходы</b>	<b>4'924</b>	<b>3'893</b>

**20 ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РАСХОДЫ**

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2007	2006
Оплата труда	1'961	1'476
Расходы на спонсорство и благотворительность	559	491
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	404	256
Расходы на командировки сотрудников	199	166
Расходы по аренде	146	123
Расходы на страхование	117	225
Амортизация административных зданий	66	57
Прочие	421	371
<b>Итого общехозяйственные и управленческие расходы</b>	<b>3'873</b>	<b>3'165</b>

**Вознаграждения и услуги аудиторов.** ЗАО «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» оказывало услуги Группе в качестве независимого внешнего аудитора Группы в течение каждого финансового года. Независимый внешний аудитор переназначается на ежегодном общем собрании акционеров на основании рекомендации Совета директоров. Сводные данные о затратах на аудиторские и прочие услуги, оказанные ЗАО «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» Группе и включенные в состав статьи «Юридические, аудиторские и консультационные услуги», представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2007	2006
Вознаграждение за аудиторские услуги (аудит консолидированной финансовой отчетности Группы и обязательный российский аудит материнской компании)	28	28
Вознаграждение за услуги, кроме аудиторских (налоговые и прочие услуги)	3	1
<b>Итого вознаграждения и услуги аудиторов</b>	<b>31</b>	<b>29</b>

## 21 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2007	2006
Прибыль до налога на прибыль	25'489	19'122
Теоретический расход по налогу на прибыль по ставке 24%	6'117	4'589
Причины увеличения (уменьшения):		
Затраты, не принимаемые для уменьшения налогооблагаемой базы	364	403
Налогообложение иностранных дочерних обществ по более низкой ставке налога на прибыль	(107)	(65)
Налог на дивиденды, удержанный при получении дивидендов от дочерних компаний	193	-
Прочие постоянные разницы	194	188
<b>Расходы по налогу на прибыль</b>	<b>6'761</b>	<b>5'115</b>

**Эффективная ставка налога на прибыль.** Официально установленная ставка налога на прибыль в 2007 и 2006 годах составляла 24%. За годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг., эффективная ставка налога на прибыль составила 26,5% и 26,7% соответственно.

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

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

	На 31 декабря:	
	2007	2006
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль (прочие долгосрочные активы)	532	321
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(8'083)	(8'412)
<b>Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(7'551)</b>	<b>(8'091)</b>

Активы по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали возмещению в течение 12 месяцев по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг., составляли 608 млн и 387 млн рублей соответственно. Обязательства по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали возмещению в течение 12 месяцев по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг., составляли 348 млн и 376 млн рублей соответственно.

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**21 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Изменение сумм активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль в течение 2007 и 2006 годов представлено в таблице ниже:

	На 31 декабря 2007 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	На 31 декабря 2006 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Приобре- тения	На 31 декабря 2005 г.
<b>Обязательства</b>						
Основные средства	(8'720)	226	(8'946)	496	(180)	(9'262)
Товарно-материальные запасы	(43)	(3)	(40)	(16)	-	(24)
Прочие текущие активы	(312)	17	(329)	(329)	-	-
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(3)	13	(16)	(6)	-	(10)
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(9'078)	253	(9'331)	145	(180)	(9'296)
<b>Активы</b>						
Товарно-материальные запасы	561	170	391	205	33	153
Торговая и прочая дебиторская задолженность	24	1	23	(13)	-	36
Торговая и прочая кредиторская задолженность	585	69	516	(84)	-	600
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	319	81	238	143	19	76
Прочие	38	(34)	72	16	-	56
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	1'527	287	1'240	267	52	921
<b>Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(7'551)</b>	<b>540</b>	<b>(8'091)</b>	<b>412</b>	<b>(128)</b>	<b>(8'375)</b>

По состоянию на 31 декабря 2007 г. Группа отразила активы по отложенному налогу на прибыль в размере 319 млн рублей (на 31 декабря 2006 г.: 238 млн рублей) в виде налоговых убытков, перенесенных на будущее, в размере 1'329 млн рублей (на 31 декабря 2006 г.: 992 млн рублей). Налогооблагаемая прибыль может быть уменьшена на размер налоговых убытков, перенесенных на будущее, в течение 10 лет с момента начисления по причине наличия некоторых ограничений. Руководство делает некоторые оценки и допущения при определении будущей налогооблагаемой прибыли и суммы возможных налоговых вычетов, в том числе при определении способности Группы получить достаточную для зачета налоговых вычетов сумму налогооблагаемой прибыли и временного периода, в котором эти налоговые вычеты могут быть зачтены.

По состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. Группа не отражала в консолидированной финансовой отчетности, подготовленной в соответствии с МСФО, отложенные налоговые обязательства по налогооблагаемым временным разницам, связанным с инвестициями в дочерние общества, в сумме 8'614 млн и 7'577 млн рублей соответственно, так как Группа контролирует распределение во времени восстановления указанных временных разниц и не планирует восстанавливать эти разницы в обозримом будущем.

**22 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА**

Учетная политика по учету финансовых инструментов была применена в отношении следующих статей:

<i>Финансовые активы</i>	<i>Займы выданные и дебиторская задолженность</i>	
	<i>На 31 декабря:</i>	
	<i>2007</i>	<i>2006</i>
<i>Долгосрочные</i>		
Долгосрочные займы выданные	412	102
Торговая и прочая дебиторская задолженность	269	229
Аккредитивы	175	-
<i>Текущие</i>		
Краткосрочные займы выданные	36	20
Торговая и прочая дебиторская задолженность	3'267	2'213
Краткосрочные банковские депозиты	-	50
Денежные средства и их эквиваленты	3'982	5'668
<b>Итого учетная стоимость</b>	<b>8'141</b>	<b>8'282</b>
<i>Финансовые обязательства</i>	<i>Оценены по амортизируемой стоимости</i>	
	<i>На 31 декабря:</i>	
	<i>2007</i>	<i>2006</i>
<i>Долгосрочные</i>		
Долгосрочные заемные средства	42	543
<i>Текущие</i>		
Текущая часть долгосрочных заемных средств	282	2'117
Краткосрочные заемные средства	6'278	448
Торговая и прочая кредиторская задолженность	1'711	724
<b>Итого учетная стоимость</b>	<b>8'313</b>	<b>3'832</b>

**Цели и политика управления финансовыми рисками.** В обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности Группа подвержена влиянию рыночных рисков, возникающих при колебании цен на покупаемые и продаваемые товары, цен на прочее сырье, а также колебаний обменных курсов валют и процентных ставок. В зависимости от степени волатильности, колебания мировых рыночных цен могут создавать волатильность финансовых результатов деятельности Группы. Для эффективного управления подверженности Группы различным рискам, способным повлиять на финансовые результаты ее деятельности, Группа придерживается стратегии поддержания устойчивого финансового положения.

Основные положения политики Группы по управлению рисками ставят своей целью выявление и анализ рисков, с которыми сталкивается Группа, с целью установления соответствующих ограничений и процедур контроля, а также для мониторинга рисков и соблюдения установленных лимитов. Политика и система управления рисками регулярно пересматриваются, для того чтобы они соответствовали изменениям конъюнктуры рынка и специфике деятельности Группы.

## 22 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Рыночный риск.** Рыночный риск представляет собой риск того, что изменения рыночных цен, таких как: обменные курсы иностранных валют, процентные ставки, цены на товары и стоимость капитала окажут влияние на финансовые результаты деятельности Группы или стоимость удерживаемых финансовых инструментов. Первоочередной целью снижения данных рыночных рисков является управление и контроль подверженности воздействию рыночных рисков одновременно с оптимизацией возврата на риск.

Изменения рыночных цен, которым подвержена Группа, включает изменение цен на товары, такие как: нефть, газовый конденсат, сжиженный углеводородный газ и природный газ (риск колебания цен на товары), обменных курсов иностранных валют, процентных ставок, стоимости капитала и прочих индексов, которые могут негативно повлиять на стоимость финансовых активов и обязательств Группы, или ожидаемые будущие денежные потоки.

### *(а) Риск колебания курсов иностранных валют*

В обычных условиях ведения финансово-хозяйственной деятельности Группа подвержена риску колебания курсов иностранных валют, возникающих от различного воздействия, в основном, со стороны обменного курса доллара США и Евро. Риск колебания курсов иностранных валют возникает, в основном, от будущих хозяйственных операций и имеющихся активов и обязательств, номинированных в валюте, не являющейся функциональной валютой.

Общая стратегия Группы нацелена на исключение существенного риска возникновения курсовых разниц, связанных с использованием валют, отличных от российского рубля и доллара США. Группа может использовать валютные производные финансовые инструменты для управления рисками, связанными с колебаниями курсов валют, которым подвержены некоторые контрактные обязательства по продаже и покупке, долговые инструменты и прочие операции, деноминированные в валюте, отличной от российского рубля, а также некоторые нерублевые активы и обязательства.

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**22 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА  
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Учетная стоимость финансовых инструментов Группы деноминирована в валютах, представленных ниже:

На 31 декабря 2007 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
<b>Финансовые активы</b>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	412	-	-	-	412
Торговая и прочая дебиторская задолженность	269	-	-	-	269
Аккредитивы	169	-	6	-	175
<i>Текущие</i>					
Краткосрочные займы выданные	36	-	-	-	36
Торговая и прочая дебиторская задолженность	1'913	1'350	-	4	3'267
Денежные средства и их эквиваленты	3'763	189	7	23	3'982
<b>Финансовые обязательства</b>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	-	(4)	(38)	-	(42)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(50)	(232)	-	(282)
Краткосрочные заемные средства	-	(6'278)	-	-	(6'278)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(1'657)	(31)	(16)	(7)	(1'711)
<b>Подверженность риску (нетто) на 31 декабря 2007 г.</b>	<b>4'905</b>	<b>(4'824)</b>	<b>(273)</b>	<b>20</b>	<b>(172)</b>
<hr/>					
На 31 декабря 2006 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
<b>Финансовые активы</b>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	102	-	-	-	102
Торговая и прочая дебиторская задолженность	229	-	-	-	229
<i>Текущие</i>					
Краткосрочные займы выданные	20	-	-	-	20
Краткосрочные банковские депозиты	50	-	-	-	50
Торговая и прочая дебиторская задолженность	1'272	932	-	9	2'213
Денежные средства и их эквиваленты	4'907	748	-	13	5'668
<b>Финансовые обязательства</b>					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	-	(275)	(268)	-	(543)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(1'878)	(239)	-	(2'117)
Краткосрочные заемные средства	-	(448)	-	-	(448)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(635)	(34)	(47)	(8)	(724)
<b>Подверженность риску (нетто) на 31 декабря 2006 г.</b>	<b>5'945</b>	<b>(955)</b>	<b>(554)</b>	<b>14</b>	<b>4'450</b>

В соответствии с требованиями МСФО Группа представляет информацию о рыночных рисках и потенциальной подверженности возможным убыткам от использования финансовых инструментов в виде анализа чувствительности.

## 22 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает возможные убытки от изменения справедливой стоимости финансовых инструментов, которые возникнут в случае увеличения курсов валют на 10%, притом, что портфель инструментов и другие переменные остаются неизменными по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно.

<i>Эффект на прибыль до налога на прибыль</i>	Увеличение курсов валют	На 31 декабря:	
		2007	2006
российский рубль / доллар США	10%	(482)	(95)
российский рубль / Евро	10%	(27)	(55)

Снижение курсов валют на 10% дает противоположное по значению изменение справедливой стоимости финансовых инструментов.

### *(б) Риск колебания цен на товары*

Стратегия Группы по торговле природным газом, стабильным газовым конденсатом, нефтью и продуктами ее переработки осуществляется централизованно. Изменение цен на товары способно негативно или позитивно повлиять на результаты деятельности Группы. Группа управляет риском колебания цен на товары путем оптимизации основной деятельности для получения стабильной маржи от реализации.

**Природный газ.** Будучи независимым производителем газа, Группа не является объектом государственного регулирования цен на природный газ. Тем не менее, цены, по которым Группа реализует природный газ, подвержены сильному влиянию цен, устанавливаемых Федеральной службой по тарифам (ФСТ), агентством Правительства РФ. В ноябре 2006 года ФСТ одобрила и опубликовала план либерализации цен на природный газ, реализуемый на внутреннем рынке, до 2011 года. Как часть этой программы ФСТ одобрила 25%-ное увеличение регулируемых цен в течение 2008 года. Руководство полагает, что риск снижения цен на природный газ ограничен, и не использует товарные производные финансовые инструменты в торговых целях. Однако, для эффективного управления маржой, получаемой от реализации природного газа, руководство установило целевые показатели объемов, продаваемых трейдерам на точке врезки, конечным покупателям и на бирже природного газа.

**Жидкие углеводороды.** Группа реализует всю свою нефть, продукты ее переработки и газовый конденсат по спот-контрактам. Реализация газового конденсата на рынке США и Европы основывается на сопоставимых котировках цен на нефть марки WTI и Brent dated соответственно плюс премия либо минус дисконт в зависимости от существующей ситуации на рынке. Реализация нефти на экспорт основана на сопоставимых котировках цен на нефть марки Brent dated минус дисконт в зависимости от существующей ситуации на рынке, а реализация на внутреннем рынке осуществляется по ценам, устанавливаемым по каждой сделке. Таким образом, выручка Группы от реализации жидких углеводородов подвержена волатильности цен на товары, основанной на колебаниях и изменениях сопоставимых цен на нефть. В настоящее время Группа не использует товарные производные финансовые инструменты в торговых целях для снижения риска изменения цены.

### *(с) Риск влияния изменений процентных ставок на денежные потоки и справедливую стоимость*

Группа подвержена риску колебания процентных ставок на финансовые обязательства с переменными процентными ставками. Для того, чтобы снизить данный риск, казначейское подразделение Группы производит периодический анализ существующих на рынке процентных ставок, и, в зависимости от результатов анализа, руководство принимает решения, какой из доступных способов финансирования наиболее выгоден – с переменной или фиксированной процентной ставкой. В случаях, когда происходит значительное изменение текущей рыночной фиксированной или переменной процентной ставки, руководство рассматривает рефинансирование определенного долга по более выгодной процентной ставке.

## 22 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Изменение процентных ставок влияет в основном на заемные средства, изменяя либо их справедливую стоимость (заемные средства с фиксированной процентной ставкой), либо будущие потоки денежных средств (заемные средства с переменной процентной ставкой). Руководство не имеет установленной формальной политики по определению того, насколько сильно Группа может быть подвержена влиянию рисков переменных и фиксированных процентных ставок. Однако в процессе привлечения новых заимствований руководство принимает решение, какая ставка, фиксированная или переменная, будет более выгодна в течение ожидаемого периода привлечения средств до их погашения, основываясь на своем профессиональном суждении.

Портфель процентных финансовых инструментов Группы представлен ниже.

	На 31 декабря:	
	2007	2006
С переменной ставкой	6'278	448
С фиксированной ставкой	324	2'660
<b>Итого заемные средства</b>	<b>6'602</b>	<b>3'108</b>

Группа централизованно управляет потребностями и изменениями денежных средств дочерних обществ и большинством их потребностей во внешних заимствованиях, которые принимаются во внимание при определении уровня консолидированной задолженности по займам в соответствии с политикой финансирования, направленной на оптимизацию затрат на финансирование, и управляет влиянием изменений процентных ставок на финансовые результаты деятельности в соответствии с рыночными условиями. Таким образом, Группа способна поддерживать баланс между частью заимствований с переменной процентной ставкой и излишками денежных средств, обеспечивая низкий уровень подверженности любым изменениям процентных ставок в краткосрочной перспективе. Данная политика позволяет сильно ограничить чувствительность Группы к волатильности процентных ставок.

Финансовые результаты Группы чувствительны к изменениям процентных ставок в части заимствований Группы с переменной процентной ставкой. Если бы процентные ставки, применимые к заемным средствам с переменной процентной ставкой увеличились на 100 процентных базисных пунктов, предполагая, что все остальные переменные остались неизменными, прибыль до налога на прибыль за 2007 год уменьшится на суммы, указанные ниже.

<i>Эффект на прибыль до налога на прибыль</i>	На 31 декабря:	
	2007	2006
Увеличение на 100 процентных базисных пунктов	63	4

Снижение процентных ставок на 100 процентных базисных пунктов дает противоположное по значению изменение справедливой стоимости финансовых инструментов.

**Кредитный риск (риск неплатежей).** Кредитный риск относится к риску возникновения у Группы финансового убытка в случае неисполнения контрагентами контрактных обязательств.

Управление кредитным риском осуществляется на уровне Группы. Кредитный риск возникает в отношении денежных средств и их эквивалентов (включая краткосрочные депозиты в банках) и покупателей и заказчиков (включая непогашенную дебиторскую задолженность и операции, по которым существуют договорные обязательства). Денежные средства и их эквиваленты размещаются только в банках, которые, по мнению Группы, имеют минимальный риск банкротства в течение всего периода размещения депозита.

## 22 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Торговая и прочая дебиторская задолженность состоит из большого числа покупателей, распределенных между различными отраслями и географическими территориями. Большая часть реализации жидких углеводородов Группы на международных рынках приходится на покупателей с независимым рейтингом. Вся реализация жидких углеводородов на внутреннем рынке производится на основе 100% предоплаты. Группа также требует 100% предоплату от мелких покупателей за поставку природного газа и частичную предоплату от прочих покупателей. Несмотря на то, что Группа не требует обеспечения по торговой и прочей дебиторской задолженности, она разработала стандартные условия оплаты и постоянно производит мониторинг статуса погашения задолженности покупателей и их кредитоспособности.

Максимальная подверженность кредитному риску на отчетную дату представляет собой учетную стоимость каждого финансового актива, учитываемого на балансе.

Ниже представлена взаимосвязь торговой и прочей дебиторской задолженности Группы с основными мировыми рейтингами ее контрагентов.

Moody's и/или Fitch	На 31 декабря:	
	2007	2006
С рейтингом инвестиционной категории	499	395
Без рейтинга инвестиционной категории	1'071	859
Без независимого рейтинга	1'697	959
<b>Итого торговая и прочая дебиторская задолженность</b>	<b>3'267</b>	<b>2'213</b>

Ниже представлена взаимосвязь денежных средств и их эквивалентов Группы с основными мировыми рейтингами банков, в которых находятся остатки ее денежных средств.

Moody's и/или Fitch	На 31 декабря:	
	2007	2006
С рейтингом инвестиционной категории	2'528	4'036
Без рейтинга инвестиционной категории	1'303	1'418
Без независимого рейтинга	151	214
<b>Итого денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>3'982</b>	<b>5'668</b>

**Риск ликвидности.** Риск ликвидности представляет собой риск неисполнения Группой своих финансовых обязательств в установленные сроки. Подход Группы к управлению ликвидностью предусматривает наличие достаточного объема финансирования, необходимого для выполнения обязательств по мере наступления сроков их исполнения, как в нормальных, так и в чрезвычайных условиях, без возникновения неприемлемых убытков или риска нанесения ущерба репутации Группы. В процессе управления риском ликвидности Группа поддерживает адекватное соотношение резервов денежных и заемных средств, осуществляет мониторинг прогнозируемых и фактических потоков денежных средств, а также соотносит сроки погашения финансовых активов и обязательств.

Группа готовит различные финансовые планы (ежемесячные, квартальные и годовые), которые дают уверенность в наличие достаточного объема денежных средств для оплаты операционных расходов, финансовых обязательств и инвестиционной деятельности на период 30 дней и более. Группа использует различные краткосрочные заемные средства. Кредитные линии и банковские овердрафты могут использоваться Группой для удовлетворения краткосрочных потребностей в финансировании. Для обеспечения потребностей в денежных средствах на более постоянной основе Группа обычно привлекает долгосрочные займы на доступных международных и внутренних рынках.

## 22 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Все финансовые обязательства Группы представляют собой производные финансовые инструменты. Ниже представлены данные, обобщающие сроки погашения финансовых обязательств Группы, основываясь на договорных недисконтированных платежах, включая выплату процентов.

На 31 декабря 2007 г.	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Итого
Заемные средства с фиксированной процентной ставкой				
<i>Основная сумма</i>	282	42	-	324
<i>Проценты</i>	41	2	-	43
Заемные средства с переменной процентной ставкой				
<i>Основная сумма</i>	6'278	-	-	6'278
<i>Проценты</i>	157	-	-	157
Торговая и прочая кредиторская задолженность	1'711	-	-	1'711
<b>Итого финансовые обязательства</b>	<b>8'469</b>	<b>44</b>	<b>-</b>	<b>8'513</b>
На 31 декабря 2006 г.	Менее 1 года	Между 1 и 2 годами	Между 2 и 5 годами	Итого
Заемные средства с фиксированной процентной ставкой				
<i>Основная сумма</i>	2'117	501	42	2'660
<i>Проценты</i>	190	45	2	237
Заемные средства с переменной процентной ставкой				
<i>Основная сумма</i>	448	-	-	448
<i>Проценты</i>	26	-	-	26
Торговая и прочая кредиторская задолженность	724	-	-	724
<b>Итого финансовые обязательства</b>	<b>3'505</b>	<b>546</b>	<b>44</b>	<b>4'095</b>

**Управление капиталом.** Основной целью политики по управлению капиталом Группы является обеспечение прочной основы для финансирования и осуществления хозяйственной деятельности посредством осмотрительных инвестиционных решений и сохранения доверия инвесторов, рынка и кредиторов для поддержания ее деятельности.

В настоящее время Группе присвоен кредитный рейтинг инвестиционного уровня Baa3 (прогноз стабильный) согласно Moody's Investor Services и рейтинг BB (позитивный) согласно Standard & Poors. В целях поддержания данного кредитного рейтинга Группой установлены финансовые целевые показатели и коэффициенты покрытия, которые контролируются на квартальной и годовой основе.

Группа управляет своей ликвидностью на общекорпоративной основе с целью поддержания адекватного уровня финансирования, достаточного для удовлетворения операционных потребностей Группы. Все заемные средства привлекаются из внешних источников на уровне материнской компании, а финансирование компаний Группы происходит посредством предоставления внутригрупповых займов.

## 22 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа имеет формализованную политику по выплате дивидендов, устанавливающую минимальный уровень выплаты дивидендов в размере 30% от чистой прибыли материнской компании, рассчитанной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета. Размер дивидендов за конкретный год определяется принимая во внимание будущие доходы, потребности в капитальных затратах, будущие возможности бизнеса и существующего финансового положения Группы. Совет директоров рекомендует произвести выплату дивидендов, а собрание акционеров «НОВАТЭКа» одобряет выплату.

В течение года изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было.

## 23 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

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

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

**Договорные обязательства.** По состоянию на 31 декабря 2007 г. Группа приняла на себя договорные обязательства произвести капитальные затраты на общую сумму приблизительно 21'744 млн рублей (на 31 декабря 2006 г.: 5'200 млн рублей), направленные на продолжение второй очереди разработки Юрхаровского месторождения (до конца 2009 года), на развитие Восточно-Таркосалинского и Ханчейского месторождений (до конца 2008 года и 2010 года соответственно) и продолжение строительства второй очереди Пуровского завода стабилизации газового конденсата (до конца 2008 года).

**Налогообложение.** Российское налоговое, валютное и таможенное законодательство подвержено интерпретациям и изменениям, которые могут происходить довольно часто. Интерпретация руководством Группы законодательства применительно к операциям и деятельности Группы может быть оспорена соответствующими региональными и федеральными органами. Недавние события, произошедшие в Российской Федерации, указывают на то, что налоговые органы могут занять более жесткую позицию при интерпретации законодательства и проверке налоговых расчетов, и возможно, что операции и деятельность, по которым не было замечаний в прошлом, могут быть повторно проверены. 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.

Руководство считает, что соответствующие законодательные акты трактуются надлежащим образом, и позиции Группы по налогообложению, валютному регулированию и таможенному оформлению являются обоснованными по состоянию на 31 декабря 2007 г. В тех случаях, когда, по мнению руководства, существовала вероятность того, что его позиция не будет поддержана, соответствующая сумма была начислена в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

## 23 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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

Месторождение	Владелец лицензии	Действительна до
Юрхаровское	«НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»	2034
Восточно-Таркосалинское	«НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»	2043
Ханчейское	«НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»	2019
Стерховое (Олимпийский лицензионный участок)	«ПурНовоГаз»	2026
Термокарстовое	«Тернефтегаз»	2021

Руководство полагает, что по действующему законодательству Группа имеет право продлить сроки действия лицензий после истечения первоначально установленных сроков, и намерено воспользоваться этим правом по отношению ко всем имеющимся месторождениям. В декабре 2007 года руководство Группы успешно продлило срок действия лицензии на разработку Восточно-Таркосалинского месторождения с 2018 до 2043 года. Группа планирует подать заявку в Федеральное агентство по недропользованию на продление сроков действия лицензий на Ханчейское месторождение.

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

**Условные обязательства правового характера.** Группа является объектом или участником ряда судебных процессов (как в качестве истца, так и ответчика), возникающих в ходе обычной хозяйственной деятельности. По мнению руководства, в настоящее время не существует неурегулированных претензий или исков, которые могли бы оказать существенное влияние на результаты деятельности или финансовое положение Группы и которые не были бы соответствующим образом отражены в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

## ОАО «НОВАТЭК»

### Примечания к консолидированной финансовой отчетности

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

## 24 ДОЧЕРНИЕ И ЗАВИСИМЫЕ ОБЩЕСТВА

Крупнейшие дочерние и зависимые общества Группы по состоянию на 31 декабря 2007 г. и соответствующие доли участия в их уставном капитале представлены ниже:

	Доля участия на 31 декабря 2007 г.	Страна регистрации	Основные виды деятельности
<i>Дочерние общества</i>			
ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»	100.0%	Россия	Разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»	100.0%	Россия	Разведка и добыча
ООО «Тернефтегаз»	100.0%	Россия	Разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК»	100.0%	Россия	Завод стабилизации газового конденсата
ООО «НОВАТЭК-ТРАНСЕРВИС»	100.0%	Россия	Услуги по транспортировке
ООО «НОВАСИБ»	100.0%	Россия	Геологическое изучение недр
ООО «НОВАТЭК-Автозаправочные комплексы»	100.0%	Россия	Управление розничной и мелкооптовой торговлей
ООО «НОВАТЭК Северо-Запад»	100.0%	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК-ПОЛИМЕР»	100.0%	Россия	Производство полимерной продукции и изоляционной пленки
ООО «ПурНовГаз»	100.0%	Россия	Разведка и добыча
ООО «Пурнефть»	100.0%	Россия	Разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга»	100.0%	Россия	Строительство морского портового терминала
ООО «Пуровский терминал»	83.85%	Россия	Транспортировка / обслуживание перевозок
ООО «ЯРГЕО»	51.0%	Россия	Геологическое изучение недр
Novatek Overseas AG	100.0%	Швейцария	Холдинг
Runitek GmbH	100.0%	Швейцария	Торговля и маркетинг
Novatek Overseas Exploration & Production GmbH	100.0%	Швейцария	Разведка и добыча
<i>Зависимые общества</i>			
ООО «Ойлтехпродукт-Инвест»	25.0%	Россия	Геологическое изучение недр
ООО «Петра Инвест-М»	25.0%	Россия	Геологическое изучение недр
ООО «Тайликснефтегаз»	25.0%	Россия	Геологическое изучение недр

## 25 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Для целей настоящей консолидированной финансовой отчетности стороны в общем случае считаются связанными, если у одной стороны есть возможность контролировать другую сторону, стороны находятся под общим контролем или одна сторона может оказывать существенное влияние на другую сторону в принятии финансовых и операционных решений. В отношении каждого возможного взаимодействия со связанными сторонами руководство уделяет внимание характеру взаимоотношений, а не только юридической форме, основываясь на своем объективном суждении. 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. Группа осуществляет операции со связанными сторонами по рыночным либо регулируемым ценам.

Все компании, занимающиеся добычей и оптовой торговлей природным газом и действующие на территории России, транспортируют свой природный газ через Единую систему газоснабжения (ЕСГ), принадлежащую и управляемую государственной монополией ОАО «Газпром». Как независимый производитель природного газа Группа использует ЕСГ для транспортировки природного газа конечным потребителям по тарифам, устанавливаемым Федеральной службой по тарифам.

**ОАО «НОВАТЭК»****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**25 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Ниже представлены операции с материнской компанией группы «Газпром» – ОАО «Газпром», акционером «НОВАТЭКа» с октября 2006 года. Разница с суммой расходов на транспортировку природного газа, раскрытой в Примечании 17, относится к объемам, реализованным на электронной торговой площадке ООО «Межрегионгаз», дочернего общества ОАО «Газпром».

<i>ОАО «Газпром»</i>	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря	
	2007	2006
<b>Операции</b>		
Покупка природного газа	1'282	237
Транспортировка природного газа покупателям	8'939	1'932
<b>Сальдо по расчетам</b>		
Предоплаты и прочие текущие активы	835	-
Кредиторская задолженность	152	163

<i>Связанные стороны – зависимые общества</i>	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря	
	2007	2006
<b>Операции</b>		
Прочая выручка	22	-
Доходы в виде процентов	16	-
<b>Сальдо по расчетам</b>		
Долгосрочная дебиторская задолженность	409	-
Проценты по займам выданным	16	-
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	324	-

В течение 2006 года Группа осуществляла операции с компаниями, находящимися под значительным влиянием акционеров Группы. Начиная с октября 2006 года эти компании больше не рассматриваются как связанные стороны Группы.

<i>Связанные стороны – компании под значительным влиянием акционеров Группы</i>	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря	
	2007	2006
<b>Операции</b>		
Продажа товарно-материальных запасов и нефтепродуктов	-	54
Приобретение строительных услуг	-	656
Материалы, услуги и прочие расходы	-	176
Доходы в виде процентов	-	17

**Вознаграждение основному руководству.** В течение 2007 и 2006 годов Группа осуществила выплаты ключевым сотруднику (членам Правления и Совета директоров, некоторые из которых имеют прямую или косвенную заинтересованность в Группе) в виде краткосрочных вознаграждений, включающих заработную плату, бонусы, не учитывая выплаченных дивидендов, в сумме 403 млн и 364 млн рублей денежными средствами соответственно. Указанные суммы включают подоходный налог, но не включают единый социальный налог. Вознаграждение членам Совета директоров утверждается общим годовым собранием акционеров. Краткосрочное вознаграждение ключевым руководящим сотрудникам также включает в себя оплату услуг оздоровительного характера. Кроме этого, в течение 2007 и 2006 годов 176 млн рублей за каждый год были отражены как часть программы вознаграждения с использованием акций (см. Примечание 15) и включены в состав общехозяйственных и управленческих расходов.

## 26 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

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

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

- Разведка и добыча – приобретение участков недр, геологическое изучение залежей углеводородов, добыча, переработка, маркетинг и транспортировка природного газа, газового конденсата, нефти и продуктов их переработки;
- Корпоративная и прочая деятельность – прочая деятельность, включая услуги управляющей компании, часть общехозяйственных и управленческих расходов, производство и продажа полимерной продукции и изоляционной ленты.

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**26 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Информация по сегментам по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. представлена ниже:

<b>На 31 декабря 2007 г.</b>	<b>Разведка и добыча</b>	<b>Корпоративная и прочая деятельность</b>	<b>Итого</b>
Активы по сегментам	92'965	4'344	97'309
Вложения в зависимые общества	1'125	-	1'125
Нераспределенные активы:			
Текущий и отложенный налог на прибыль			868
Долгосрочные займы выданные			412
Торговая и прочая дебиторская задолженность			3
Прочие долгосрочные активы			191
Предоплаты и прочие текущие активы			85
Денежные средства и их эквиваленты			3'982
<b>Итого активы</b>			<b>103'975</b>
Обязательства по сегментам	6'728	94	6'822
Нераспределенные обязательства:			
Текущий и отложенный налог на прибыль			8'728
Долгосрочные и краткосрочные заемные средства			6'602
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			11
<b>Итого обязательства</b>			<b>22'163</b>
<b>На 31 декабря 2006 г.</b>			
Активы по сегментам	73'608	3'545	77'153
Нераспределенные активы:			
Текущий и отложенный налог на прибыль			1'261
Долгосрочные займы выданные			102
Торговая и прочая дебиторская задолженность			29
Предоплаты и прочие текущие активы			113
Денежные средства и их эквиваленты			5'668
<b>Итого активы</b>			<b>84'326</b>
Обязательства по сегментам	3'968	106	4'074
Нераспределенные обязательства:			
Текущий и отложенный налог на прибыль			8'460
Долгосрочные и краткосрочные заемные средства			3'108
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			8
<b>Итого обязательства</b>			<b>15'650</b>

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**26 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

Информация по сегментам за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг., представлена ниже:

За год, закончившийся 31 декабря 2007 г.	Разведка и добыча	Корпоративная и прочая деятельность	Итого
<b>Доходы сегмента</b>			
Внешняя реализация и прочие доходы	60'478	1'858	62'336
Межсегментная реализация	11	51	62
<b>Итого выручка от реализации и прочие доходы сегмента</b>	<b>60'489</b>	<b>1'909</b>	<b>62'398</b>
<b>Расходы сегмента</b>			
Внешние расходы	(32'510)	(4'556)	(37'066)
Межсегментные расходы	(51)	(11)	(62)
<b>Итого расходы сегмента</b>	<b>(32'561)</b>	<b>(4'567)</b>	<b>(37'128)</b>
<b>Результаты по сегменту</b>	<b>27'928</b>	<b>(2'658)</b>	<b>25'270</b>
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений			95
<b>Прибыль от операционной деятельности</b>			<b>25'365</b>
Доходы (расходы) в виде процентов, нетто			124
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>			<b>25'489</b>
Расходы по налогу на прибыль			(6'761)
<b>Прибыль отчетного года</b>			<b>18'728</b>
Приобретение дочерних обществ	-	254	254
Капитальные затраты за период	18'382	1'084	19'466
Износ, истощение и амортизация	(3'516)	(218)	(3'734)
Расходы по обесценению активов	(30)	(123)	(153)

**ОАО «НОВАТЭК»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в рублях [табличные значения в миллионах], если не указано иное)

**26 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**

За год, закончившийся 31 декабря 2006 г.	Разведка и добыча	Корпоративная и прочая деятельность	Итого
<b>Доходы сегмента</b>			
Внешняя реализация и прочие доходы	47'972	1'251	49'223
Межсегментная реализация	10	18	28
<b>Итого выручка от реализации и прочие доходы сегмента</b>	<b>47'982</b>	<b>1'269</b>	<b>49'251</b>
<b>Расходы сегмента</b>			
Внешние расходы	(26'413)	(3'668)	(30'081)
Межсегментные расходы	(18)	(10)	(28)
<b>Итого расходы сегмента</b>	<b>(26'431)</b>	<b>(3'678)</b>	<b>(30'109)</b>
<b>Результаты по сегменту</b>	<b>21'551</b>	<b>(2'409)</b>	<b>19'142</b>
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений			11
<b>Прибыль от операционной деятельности</b>			<b>19'153</b>
Доходы (расходы) в виде процентов, нетто			(31)
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>			<b>19'122</b>
Расходы по налогу на прибыль			(5'115)
<b>Прибыль отчетного года</b>			<b>14'007</b>
Приобретение дочерних обществ	741	-	741
Капитальные затраты за период	4'347	356	4'703
Износ, истощение и амортизация	(3'565)	(163)	(3'728)
Расходы по обесценению активов	(32)	(68)	(100)

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

Межсегментная реализация в основном включает в себя следующие виды деятельности:

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

## 26 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2007 г.	Россия	Европа	США	Прочие	Итого
Итого активы сегмента	94'353	1'416	1'540	-	97'309
Вложения в зависимые общества	1'125	-	-	-	1'125
Внешняя реализация и прочие доходы	42'201	5'693	13'377	1'065	62'336
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений					95
<b>Итого выручка от реализации и прочие доходы, отраженная в консолидированном отчете о прибылях и убытках</b>					<b>62'431</b>
Приобретение дочерних обществ	254	-	-	-	254
Капитальные затраты	19'440	-	-	26	19'466
По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2006 г.	Россия	Европа	США	Прочие	Итого
Итого активы сегмента	75'260	1'893	-	-	77'153
Внешняя реализация и прочие доходы	33'790	9'410	5'481	542	49'223
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений					11
<b>Итого выручка от реализации и прочие доходы, отраженная в консолидированном отчете о прибылях и убытках</b>					<b>49'234</b>
Приобретение дочерних обществ	741	-	-	-	741
Капитальные затраты	4'699	4	-	-	4'703

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

**27 РАЗВЕДКА И ОЦЕНКА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ**

Ниже представлены суммы, относящиеся к геологоразведочным работам и оценке полезных ископаемых, включенные в состав консолидированной финансовой отчетности за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг.

	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря:	
	2007	2006
Активы	3'881	1'395
Обязательства	(12)	(23)
Расходы	(486)	(459)
Денежные средства, использованные в операционной деятельности	(449)	(335)
Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(2'463)	(1'309)

Активы включают затраты на незавершенное бурение и оборудование разведочных скважин на участках недр с недоказанными запасами и платежи за право приобретения лицензий на геологическое изучение и добычу углеводородов. Обязательства включают неоплаченные обязательства по контрактам на бурение и оборудование разведочных скважин. Затраты на геологоразведочные работы включают в себя геологические и геофизические затраты, затраты, связанные с изучением недоказанных запасов и прочие затраты, относящиеся к геологоразведочным работам. Денежные средства, использованные в операционной и инвестиционной деятельности, включают денежные средства, уплаченные за геологическое и геофизическое изучение, и денежные средства, уплаченные за бурение и оборудование разведочных скважин и за приобретение права на пользование недрами, соответственно.

**28 СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ**

11 февраля 2008 г. Совет Директоров Группы одобрил выкуп до (но не более) 3,0% обыкновенных акций «НОВАТЭКа», находящихся в свободном обращении в виде ГДР, в рамках программы выкупа акций. Программа носит долгосрочный характер. «НОВАТЭК» планирует использовать программу выкупа акций для возможной в будущем финансовой деятельности и для целей действующей программы поощрения и стимулирования работников.

## 29 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 января 2007 г. Группа применила следующие новые интерпретации:

- Интерпретация (IFRIC) 7 «Применение подхода к пересчету финансовой отчетности по МСФО (IAS) 29» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 марта 2006 г. или позже). Интерпретация 7 разъясняет требования стандарта МСФО (IAS) 29, «Финансовая отчетность в условиях гиперинфляции» относительно пересчета данных сопоставимых периодов, отражаемых в финансовой отчетности общества в периоде, когда общество признает наличие гиперинфляционной экономики в отношении валюты отчетности, а также относительно пересчета сальдо статей отложенных налоговых активов на начало отчетного периода;
- Интерпретация (IFRIC) 8 «Сфера применения МСФО (IFRS) 2» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 мая 2006 г. или позже). Интерпретация 8 уточняет применение положений стандарта МСФО (IFRS) 2 «Выплаты с использованием акций» для соглашений, согласно которым вознаграждения с использованием акций осуществляются за услуги оказанные или товары полученные, стоимость которых незначительная или не может быть определена;
- Интерпретация (IFRIC) 9 «Переоценка встроенных производных финансовых инструментов» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 июня 2006 г. или позже). Интерпретация 9 требует от компании отделять встроенные производные финансовые инструменты от основного контракта и учитывать их как производные финансовые инструменты в момент заключения контракта. Последующая переоценка допускается только в случае изменений в условиях контракта, которые существенно влияют на денежные потоки, связанные в этом случае с контрактом; и
- Интерпретация (IFRIC) 10 «Промежуточная финансовая отчетность и отражение расходов по обесценению» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды с 1 ноября 2006 г. или позже). Интерпретация 10 не допускает сторнировать в последующие отчетные периоды убытки от обесценения деловой репутации, инвестиций в акции и инвестиций в финансовые активы, признанные в промежуточный отчетный период.

Принятие данных новых интерпретаций, в случае их применения, не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Недавно Комитетом по международным стандартам финансовой отчетности (IASB) были опубликованы следующие новые стандарты и интерпретации которые не были досрочно применены Группой.

- МСФО (IFRS) 8 «Операционные сегменты деятельности» (действителен для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 января 2009 г. или позже). МСФО (IFRS) 8 требует от компании раскрывать финансовую и описательную информацию о сегментах деятельности и устанавливает требования, по которым Группа должна отражать такую информацию;
- МСФО (IAS) 1 (пересмотренный в сентябре 2007 года) «Представление финансовой отчетности» (действителен для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 января 2009 г. или позже). Основное изменение в МСФО (IAS) 1 касается замены отчета о прибылях и убытках отчетом о совокупных доходах, который будет включать все трансакции с капиталом, источником которых не являются владельцы компании, такие как переоценка финансовых инструментов имеющих для перепродажи. Компаниям предоставляется возможность представлять информацию о доходах и расходах либо в рамках единой формы отчета о совокупном доходе, либо в двух отчетах отдельно – в отчете о прибылях и убытках и в отчете о совокупном доходе. Пересмотренный МСФО (IAS) 1 также устанавливает требование о публикации отчета о финансовом состоянии (баланса) на начало наиболее раннего сопоставимого периода, если общество пересматривает данные сопоставимых периодов из-за переклассификаций, изменений учетной политики или исправления ошибок. Группа ожидает, что пересмотренный МСФО (IAS) 1 окажет влияние на представление ее финансовой отчетности, но не повлияет на отражение конкретных трансакций и сальдо статей баланса;

## 29 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- Дополнения к МСФО (IAS) 32 и МСФО (IAS) 1 «Отзывные финансовые инструменты и обязательства, возникающие при ликвидации» (действительны для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 января 2009 г. или позже). Дополнения касаются требований раскрывать в составе капитала некоторые определенные финансовые инструменты, соответствующие определению финансового обязательства;
- МСФО (IAS) 27 «Консолидированная и самостоятельная финансовая отчетность» (пересмотренный в январе 2008 года, действителен для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 января 2009 г. или позже). Пересмотренный МСФО (IAS) 27 потребует от компаний распределять совокупный доход между собственниками материнской компании и неконтролирующими пакетами акций (ранее «долями меньшинства»), даже в том случае, когда в результате на неконтролирующие пакеты акций будут приходиться убытки (существующий стандарт, как правило, требует распределения убытков между собственниками материнской компании). Пересмотренный стандарт устанавливает требование о том, что изменение доли участия материнской компании в дочернем обществе, которое не приводит к потере контроля должно учитываться как операции с капиталом. Он также определяет, как общество должно определять сумму убытков и прибылей, возникающих при утрате контроля над дочерними обществами. На дату утраты контроля все инвестиции, имеющиеся в бывшем дочернем обществе, будет необходимо оценивать по справедливой стоимости;
- МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса» (пересмотренный в январе 2008 года, новые требования действительны для объединения бизнеса, которые будут осуществлены начиная с первого годового отчетного периода, начинающегося 1 июля 2009 г.). Пересмотренный МСФО (IFRS) 3 позволяет компаниям выбирать способ оценки неконтролирующего пакета акций с использованием существующего метода, установленного МСФО (IFRS) 3 (на основе пропорциональной доли приобретенных чистых активов), или по тому же способу, который предусмотрен ОПБУ США (по справедливой стоимости). Пересмотренный МСФО (IFRS) 3 представляет более детальное руководство применения метода приобретений при учете объединений бизнеса. Было отменено требование оценки по справедливой стоимости каждого актива и обязательства на каждой стадии приобретения для целей расчета размера деловой репутации. Вместо этого, деловая репутация будет оцениваться на день покупки как разница между справедливой стоимостью финансовых вложений в компанию, имевшихся до приобретения, ценой приобретения и чистой стоимостью приобретенных активов. Расходы, связанные с приобретением, будут учитываться отдельно от объединения бизнеса и, таким образом, учитываться как затраты, а не включаться в состав деловой репутации. Покупатель должен будет признать обязательство на дату приобретения по отношению к любой условной цене покупки. Изменения в стоимости этого обязательства после даты приобретения будут признаваться в соответствии с другими применимыми стандартами МСФО вместо произведения корректировок деловой репутации. Пересмотренный МСФО (IFRS) 3 действителен по отношению к объединению бизнеса, которые включают в себя только совместные предприятия и объединения бизнеса, достигнутые на основании контракта;
- Дополнение к МСФО (IFRS) 2 «Выплаты с использованием акций» (выпущенный в январе 2008 года; действителен для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 января 2008 г. или позже). Дополнение разъясняет, что условием вступления прав в силу являются только условия стажа работы и выполнение поставленных задач. Другие особенности выплат с использованием акций не являются условием вступления прав в силу. Дополнение дает разъяснения, что любое аннулирование по вине компании или по вине третьей стороны, должно учитываться одинаково.
- МСФО (IAS) 23 (Пересмотренный) «Признание затрат по займам». Пересмотр исключает возможность немедленного признания в отчете о прибылях и убытках затрат по займам, относящихся к активам, которые требуют продолжительного периода времени для доведения актива до состояния, при котором актив будет пригоден к использованию или продаже. Пересмотренный стандарт применяется к соответствующим активам, по которым дата начала капитализации затрат по займам начинается с 1 января 2009 г. включительно;

## 29 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- Интерпретация (IFRIC) 11 «МСФО (IFRS) 2 – Операции с использованием собственных акций и долей участия в капитале компаний группы» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 марта 2007 г. или позже). Интерпретация 11 рассматривает особенности отражения операций, в которые может вступить компания для выполнения принятых ранее обязательств перед сотрудниками по оплате с использованием долевых инструментов. Кроме того, интерпретация поясняет порядок учета прав на акции материнской компании, предоставленных сотрудникам дочерней компании в отдельной финансовой отчетности дочерней компании;
- Интерпретация (IFRIC) 12 «Концессионные соглашения» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 января 2008 г. или позже). Интерпретация 12 дает разъяснения по учету деятельности оператора в рамках концессионных соглашений между органами государственной и муниципальной власти и частными компаниями;
- Интерпретация (IFRIC) 13 «Программа лояльности клиентов» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 июля 2008 г. или позже). Интерпретация 13 дает разъяснения по правилам учета различного рода бонусов, присуждаемых организациями своим клиентам;
- Интерпретация (IFRIC) 14 «МСФО (IAS) 19 – Ограничение по активам, относящимся к установленным выплатам, минимальные требования по финансированию и их взаимосвязь» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 января 2008 г. или позже). Интерпретация (IFRIC) 14 адресована оценке программ с установленными выплатами и учету обязательств по минимальным требованиям финансирования.

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

**ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА - НЕАУДИРОВАННАЯ**

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО). В силу отсутствия в МСФО специализированного руководства для нефтегазовой отрасли Группа использовала другие применимые стандарты раскрытия информации, в основном, ОПБУ США, установленные для предприятий нефтегазовой отрасли. Несмотря на отсутствие в МСФО соответствующих требований, в данном разделе представлена не прошедшая аудит дополнительная информация о разведке и добыче нефти и газа, не включая раскрытие информации относительно стандартных подходов оценки дисконтированных денежных потоков, относящейся к нефтегазодобывающей деятельности.

Деятельность Группы по разведке и добыче осуществляется в настоящий момент исключительно на территории Российской Федерации, поэтому вся информация, включенная в данный раздел, относится к указанному региону. Добыча нефти и газа осуществляется рядом нефтегазодобывающих дочерних обществ. Группе также принадлежали доли участия в уставном капитале других нефтегазодобывающих компаний, которые являлись зависимыми обществами и отражались в консолидированной отчетности по методу долевого участия. Данные зависимые компании не имеют доказанных запасов и существенных капитализированных затрат.

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

В приведенных ниже таблицах представлена информация, касающаяся затрат на приобретение, разведку и разработку месторождений нефти и газа. Суммы, отраженные как понесенные затраты, включают как капитализированные затраты, так и затраты, отнесенные на расходы в течение годов, закончившихся 31 декабря 2007 и 2006 гг. (суммы указаны в млн рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2007	2006
<b>Затраты на разведку и разработку месторождений</b>		
Затраты на приобретение	2'835	741
Затраты на геологоразведку	1'605	740
Затраты на разработку	16'077	3'883
<b>Итого затраты на разведку и разработку месторождений</b>	<b>20'517</b>	<b>5'364</b>
	На 31 декабря:	
	2007	2006
<b>Капитализированные затраты, относящиеся к добыче нефти и газа</b>		
Скважины и сопутствующее оборудование и сооружения	60'674	56'171
Вспомогательное оборудование и сооружения	9'824	9'740
Строящиеся скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	18'312	4'165
<b>Итого капитализированные затраты, относящиеся к добыче нефти и газа</b>	<b>88'810</b>	<b>70'076</b>
Минус: накопленный износ, истощение и амортизация	(10'909)	(7'471)
<b>Итого чистые капитализированные затраты, относящиеся к добыче нефти и газа</b>	<b>77'901</b>	<b>62'605</b>

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

## Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа

Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа представлены ниже. Результаты деятельности Группы по добыче нефти и газа не включают общие накладные расходы и связанные с ними налоговые последствия. Налог на прибыль рассчитан по законодательно установленным ставкам. Транспортные расходы и расходы на переработку, представленные ниже, включаются в состав выручки от реализации нефти и газа (суммы указаны в млн рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2007	2006
Доходы от реализации нефти и газа	60'357	48'047
Расходы на добычу	(3'072)	(1'729)
Покупки в рамках долгосрочных контрактов	(3'242)	(1'805)
Транспортные расходы	(14'358)	(11'342)
Налоги, кроме налога на прибыль	(6'222)	(6'019)
Износ, истощение и амортизация	(3'446)	(3'466)
Расходы на геологоразведку	(486)	(459)
Прибыль до налога на прибыль от деятельности, связанной с добычей нефти и газа	29'531	23'227
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(7'087)	(5'574)
<b>Результаты деятельности связанной с добычей нефти и газа</b>	<b>22'444</b>	<b>17'653</b>

## Доказанные запасы нефти и газа

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

Ниже представлена информация о доказанных запасах нефти и газа, определенная независимыми оценщиками запасов углеводородов Группы, компанией «DeGolyer and MacNaughton» (далее – «D&M») в отношении запасов следующих месторождений Группы: Юрхаровское, Восточно-Таркосалинское, Ханчейское, Стерховое, Термокарстовое, Уренгойское и Северо-Ханчейское. Группа каждый год предоставляет независимым инженерам-оценщикам «D&M» технические, геологические и геофизические данные, данные по добыче и другую информацию, необходимую для оценки запасов. Технический персонал Группы и инженеры-оценщики «D&M» проводят совещания, на которых происходит обсуждение предоставленной информации, затем, основываясь на результатах проведенных совещаний, высшее руководство анализирует данные и утверждает окончательную оценку запасов, составленную оценщиками «D&M».

## 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 2007 и 2006 гг.

Данные подготовлены исходя из предположения о том, что продление срока действия лицензий возможно по желанию Группы. Руководство считает, что доказанные запасы Группы должны включать и те запасы, которые могут быть извлечены после истечения срока действия существующих лицензий на соответствующие участки запасов нефти и газа. Срок действия лицензий истекает в период с 2018 по 2043 годы, при этом лицензия на самые крупные месторождения, Юрхаровское и Восточно-Таркосалинское, истекают в 2034 и в 2043 годах соответственно. Руководство убеждено, что существует законодательная база, позволяющая Группе выступать с инициативой 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.

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

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

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

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

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

Изменения, относящиеся к новым месторождениям, представлены двумя месторождениями: Северо-Ханчейским и Уренгойским, по которым «D&M» произвел оценку в 2007 году. Для удобства объемы приведены как в английских, так и в метрических единицах измерения.

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

Чистые доказанные запасы природного газа представлены ниже.

	Чистые доказанные запасы природного газа, извлекаемые до даты окончания сроков действия лицензий		Чистые доказанные запасы природного газа, извлекаемые после окончания сроков действия лицензий		Итого чистые доказанные запасы природного газа	
	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров
<b>На 31 декабря 2005 г.</b>	<b>18'949</b>	<b>537</b>	<b>3'685</b>	<b>104</b>	<b>22'634</b>	<b>641</b>
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	1'043	30	321	9	1'364	39
Добыче	(1'008)	(29)	-	-	(1'008)	(29)
<b>На 31 декабря 2006 г.</b>	<b>18'984</b>	<b>538</b>	<b>4'006</b>	<b>113</b>	<b>22'990</b>	<b>651</b>
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(3'668)	(105)	4'109	117	441	12
Увеличению срока действия лицензий	7'521	213	(7'521)	(213)	-	-
Расширению и открытию новых запасов	446	13	-	-	446	13
Новым месторождениям	96	3	91	2	187	5
Добыче	(997)	(28)	-	-	(997)	(28)
<b>На 31 декабря 2007 г.</b>	<b>22'382</b>	<b>634</b>	<b>685</b>	<b>19</b>	<b>23'067</b>	<b>653</b>
<b>Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:</b>						
31 декабря 2005 г.	10'513	298	2'925	83	13'438	381
31 декабря 2006 г.	14'911	422	3'134	89	18'045	511
31 декабря 2007 г.	19'290	546	106	3	19'396	549

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

Чистые доказанные запасы нефти, газового конденсата и жидких газовых фракций представлены ниже.

	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
<b>На 31 декабря 2005 г.</b>	<b>325</b>	<b>39</b>	<b>56</b>	<b>7</b>	<b>381</b>	<b>46</b>
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	30	4	14	2	44	6
Добыче	(18)	(2)	-	-	(18)	(2)
<b>На 31 декабря 2006 г.</b>	<b>337</b>	<b>41</b>	<b>70</b>	<b>9</b>	<b>407</b>	<b>50</b>
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(35)	(5)	35	5	-	-
Увеличению срока действия лицензий	97	13	(97)	(13)	-	-
Расширению и открытию новых запасов	11	1	-	-	11	1
Новым месторождениям	6	1	1	-	7	1
Добыче	(19)	(3)	-	-	(19)	(3)
<b>На 31 декабря 2007 г.</b>	<b>397</b>	<b>48</b>	<b>9</b>	<b>1</b>	<b>406</b>	<b>49</b>
<b>Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:</b>						
31 декабря 2005 г.	123	15	10	1	133	16
31 декабря 2006 г.	199	24	11	1	210	25
31 декабря 2007 г.	259	31	4	1	263	32

**ОАО «НОВАТЭК»**  
**Контактная информация**

---

ОАО «НОВАТЭК» зарегистрировано как открытое акционерное общество в соответствии с законодательством Российской Федерации. Юридический адрес Группы:

629850 Российская Федерация  
Ямало-Ненецкий Автономный Округ  
г. Тарко-Сале  
Улица Победы, 22А

Телефон: 7 (495) 730-60-00

Факс: 7 (495) 721-22-53

[www.novatek.ru](http://www.novatek.ru)

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

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

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

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

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

## Аббревиатуры и сокращения

УВ	углеводороды
бнэ <sup>(1)</sup>	баррель нефтяного эквивалента
м <sup>3</sup>	кубический метр
куб. фут	кубический фут
трлн	триллион
млрд	миллиард
млн	миллион
тыс.	тысяча
пог. км	погонный километр
кв. км	квадратный километр
км	километр
руб.	рубль РФ
LSE	London Stock Exchange (Лондонская фондовая биржа)
SEC	Securities and Exchange Commission (Комиссия по ценным бумагам и биржам США)
PRMS	Petroleum Resources Management System (Система управления углеводородными ресурсами)

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

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

# Предупреждение 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 США, а также Разделе 21Е Закона о биржах США от 1934. Прогнозы включают в себя заявления относительно наших планов, ожиданий, прогнозов, задач, целей, намерений, стратегии, будущих событий, будущих доходов или результатов деятельности, капитальных затрат, финансовых потребностей, планов или намерений в отношении приобретений, наших сильных и слабых сторон в сравнении с конкурентами, планов и задач, связанных с прогнозными уровнями добычи, запасов, финансового состояния, деятельности и развития в будущем, нашей бизнес-стратегии и предполагаемых тенденциях развития отраслей, политических и правовых условий, в которых мы работаем, а также заявления относительно иной информации, не являющейся свершившимся фактом. Такие слова, как «полагаем», «предполагаем», «рассчитываем», «цель», «потенциал», «ожидаем», «намереваемся», «предсказываем», «собираемся», «могли бы», «должны бы», «можем», «будем», «планируем», «стремимся», «ищем возможность» и аналогичные выражения предназначены для выражения прогнозов, но не являются единственным средством идентификации таких заявлений. Заявления в отношении прогнозов, содержащиеся в настоящем обзоре, в значительной степени основаны на наших ожиданиях, отражающих оценки и предположения, сделанные нашим менеджментом. Эти оценки и предположения отражают наше суждение, основанное на известных в настоящее время рыночных условиях и других факторах, некоторые из которых обсуждаются ниже. Хотя мы считаем, что эти оценки и предположения разумными, они по своей природе являются неопределенными и включают ряд рисков и факторов неопределенности, находящихся вне нашего контроля. Кроме того, предположения менеджмента относительно будущих событий могут

оказаться неверными. Мы предупреждаем всех читателей, что заявления в отношении прогнозов, содержащиеся в настоящем обзоре, не являются гарантиями в отношении наших будущих результатов деятельности, и мы не можем гарантировать, что такие заявления будут реализованы или что прогнозируемые события или обстоятельства 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 сбываются. 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.

Для заметок





# Для заметок

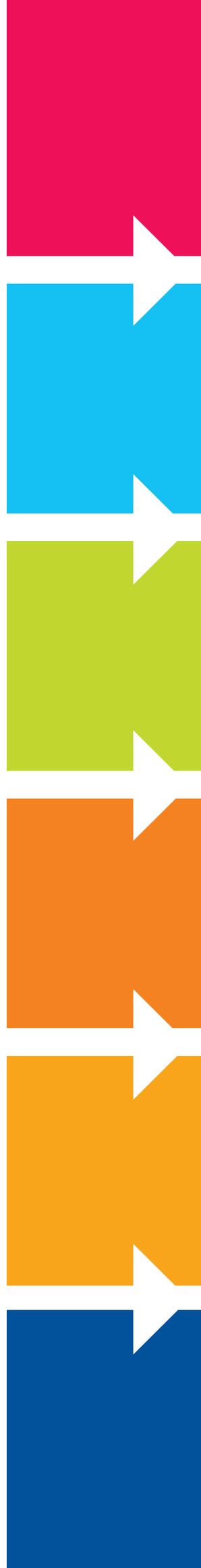
Для заметок





# Для заметок

Для заметок





# Для заметок

Для заметок





# Для заметок

Для заметок





# Для заметок

