



2008

НОВАТЭК // ГОДОВОЙ ОБЗОР // 2008

2008

НОВАТЭК // ГОДОВОЙ ОБЗОР // 2008

КОЭФФИЦИЕНТ
ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ЗАПАСАМИ

23

года

СУММАРНЫЕ ЗАПАСЫ (SEC)

4 963

млн бнэ

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ
РАСХОДЫ ЗА БНЭ

\$0,64

8%

ДОЛЯ КОМПАНИИ
В ОБЩЕРОССИЙСКИХ
ПОСТАВКАХ ГАЗА

СУММАРНАЯ ВАЛОВАЯ ДОБЫЧА

223

млн бнэ

100

млн куб. м

ДОСТИГНУТЫЙ УРОВЕНЬ СУТОЧНОЙ ВАЛОВОЙ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

КОЭФФИЦИЕНТ ВОЗМЕЩЕНИЯ
ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ

27%

ДОЛЯ В ДОБЫЧЕ ГАЗА
СРЕДИ НЕЗАВИСИМЫХ
ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ РОССИИ

230%

краткий обзор	<ul style="list-style-type: none"> >> обзор деятельности и финансового положения за 2008 год // 4 >> обращение к акционерам // 6 >> история развития // 10 >> краткий обзор // 12 >> стратегия // 14
обзор деятельности	<ul style="list-style-type: none"> >> месторождения «НОВАТЭКа» // 16 >> операционная деятельность // 20 >> разведка // 22 >> разработка месторождений // 24 >> переработка // 26 >> производство // 27 >> реализация газа // 28 >> реализация жидких углеводородов // 30 >> экологическая и социальная ответственность // 32
менеджмент и корпоративное управление	<ul style="list-style-type: none"> >> корпоративное управление // 36 >> совет директоров // 38 >> правление // 43
финансовые показатели	<ul style="list-style-type: none"> >> анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности // 44 >> консолидированная финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с МСФО, и отчет независимого аудитора за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг. // 72
дополнительная информация	<ul style="list-style-type: none"> >> ценные бумаги // 142 >> контактная информация // 142 >> информация для акционеров // 143

Обзор деятельности и финансового положения за 2008 год

в миллионах рублей, если не указано другое

	Финансовый год		Изменение %
	2008	2007	
ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ			
Выручка от реализации и прочие доходы (1)	79 036	62 480	26,5%
Выручка от реализации	79 272	62 370	27,1%
Операционные расходы	46 916	37 115	26,4%
Чистая прибыль	22 927	18 728	22,4%
ЕВИТДА (2)	36 702	29 283	25,3%
ЕВИТДАХ (3)	37 819	29 769	27,0%
Прибыль на акцию, руб.	7,54	6,17	22,2%
ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ			
Суммарные доказанные запасы (SEC), млн бнэ	4 963	4 678	6,1%
Реализация газа, млрд куб. м	33,274	32,054	3,8%
Реализация жидких углеводородов, тыс. тонн в т.ч. реализация стабильного конденсата с Пуровского ЗПК, тыс. тонн	2 630 1 583	2 404 1 508	9,4% 5,0%
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ЛИКВИДНОСТЬ			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	31 514	21 383	47,4%
Капитальные вложения	31 810	19 466	63,4%
Чистый долг (4)	15 285	2 620	483%
Отношение общего долга к капиталу, %	27,2%	8,1%	236%

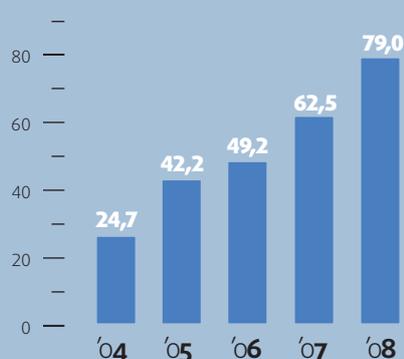
(1) Без учета НДС, акцизов и экспортных пошлин.

(2) 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.

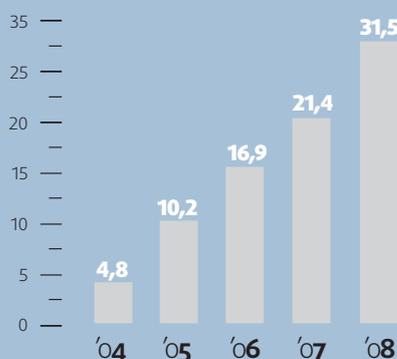
(3) ЕВИТДАХ представляет собой ЕВИТДА за вычетом расходов на геологоразведку.

(4) Чистый долг рассчитан как разница между общей задолженностью и суммой денежных средств и эквивалентов.

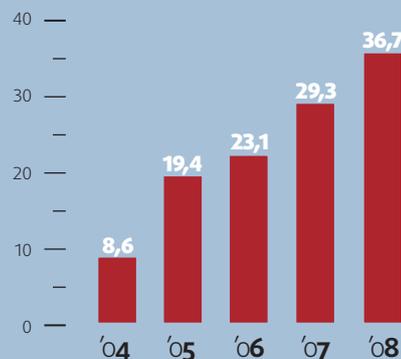
ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ И ПРОЧИЕ ДОХОДЫ, МЛРД РУБ.



ОПЕРАЦИОННЫЙ ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК, МЛРД РУБ.

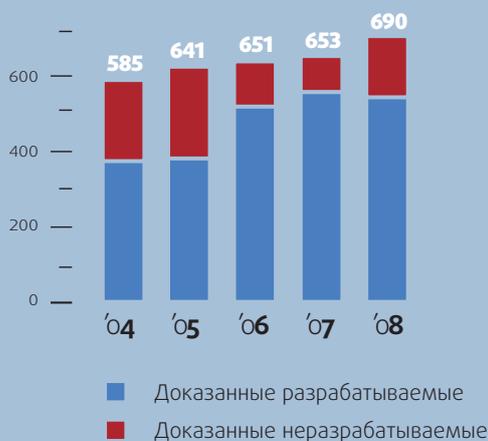


ЕВИТДА (5), МЛРД РУБ.



(5) За 2005 г. приведена скорректированная ЕВИТДА, не включающая единовременную прибыль от реализации финансовых вложений. ЕВИТДА с учетом реализации финансовых вложений составила 23,02 млрд руб.

ЗАПАСЫ ГАЗА (SEC), МЛРД КУБ.М



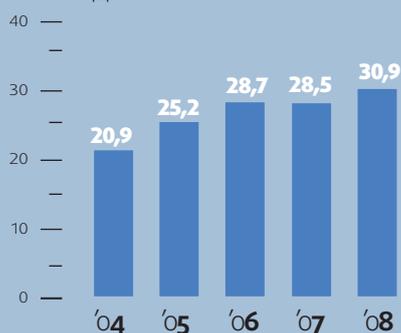
ЗАПАСЫ ЖИДКИХ УВ (SEC), МЛН ТОНН



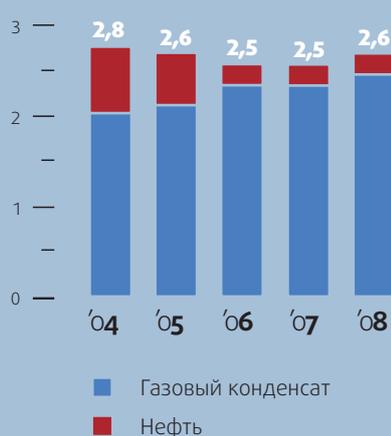
СУММАРНЫЕ ЗАПАСЫ (SEC), МЛН БНЭ



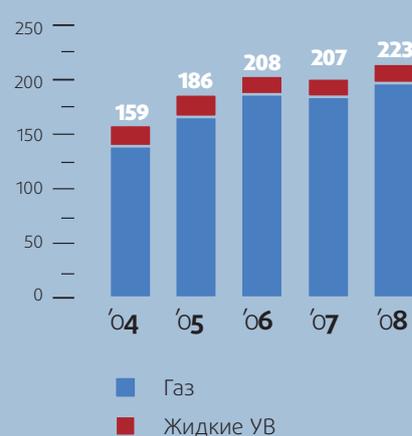
ВАЛОВАЯ ДОБЫЧА ГАЗА, МЛРД КУБ.М



ВАЛОВАЯ ДОБЫЧА ЖИДКИХ УВ, МЛН ТОНН



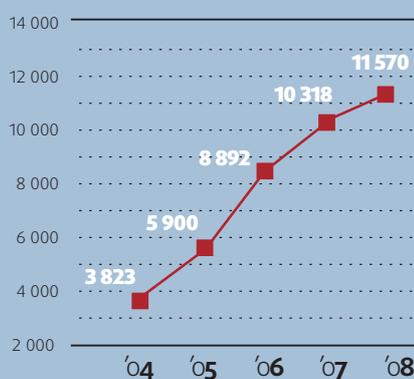
СУММАРНАЯ ВАЛОВАЯ ДОБЫЧА, МЛН БНЭ



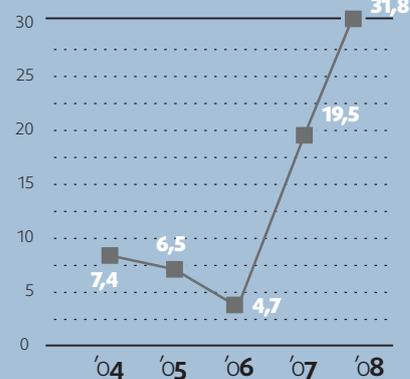
СРЕДНИЕ ЦЕНЫ РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗА (1), РУБ./1000 КУБ.М



СРЕДНИЕ ЦЕНЫ РЕАЛИЗАЦИИ ЖИДКИХ УВ (1), РУБ./ ТОННА



КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ, МЛРД РУБ.



(1) Без учета НДС, акцизов и экспортных пошлин.

ДЕСЯТЬ ЛЕТ У ИСТОКОВ ЧИСТОЙ ЭНЕРГИИ

УВАЖАЕМЫЕ АКЦИОНЕРЫ,

История «НОВАТЭКа», в настоящее время являющегося газодобывающей компанией мирового уровня, началась около пятнадцати лет назад с идеи выхода на российский газовый рынок посредством приобретения нескольких лицензий на неразработанные месторождения. Мы вложили имеющийся у нас опыт и ограниченные средства в находящиеся на ранней стадии проекты по геологическому изучению месторождений, которые благодаря нашим усилиям впоследствии стали прочной основой для роста Компании. Начав с добычи первых кубометров природного газа на Восточно-Таркосалинском месторождении в декабре 1998 года, «НОВАТЭК» стал крупнейшим независимым и вторым по объемам добычи производителем природного газа в России.

МЫ СОЗДАЛИ УСПЕШНУЮ газодобывающую компанию, инвестируя средства в расширение ресурсной базы и увеличение объемов добычи углеводородов, придавая при этом особое значение вопросам экологической и социальной ответственности. Оглядываясь назад, можно с уверенностью сказать, что мы достигли поставленных целей: в настоящее время «НОВАТЭК» входит в десятку крупнейших в мире публичных нефтегазовых компаний по объему доказанных запасов (около 690 млрд куб. м), а также в число 15 крупнейших в мире компаний по объемам добычи природного газа (более 30 млрд куб. м в 2008 году). В 2007 и 2008 годах «НОВАТЭК» занимал второе место в мире по наиболее низкой стоимости возмещения запасов, несмотря на рост издержек производства в отрасли.

ИСТОРИЧЕСКИ НАШИ ПРОМЫСЛЫ сосредоточены в богатом газодобывающем регионе Западной Сибири - Ямало-Ненецком Автономном Округе (ЯНАО), основном районе добычи газа в России и территории, на которой сконцентрированы крупнейшие в мире запасы газа.

ПОМИМО НАЛИЧИЯ ЗАЛЕЖЕЙ природного газа, ЯНАО является местом обитания многих представителей дикой флоры и фауны, а также местом проживания и традиционных промыслов малочисленных коренных народов Крайнего Севера. Сосредоточив усилия на расширении производственной деятельности, мы не забываем о лежащей на нас колоссальной экологической и социальной ответственности. Мы продолжим вносить существенный вклад в повышение уровня жизни в регионе, выделяя средства местным и региональным органам власти с целью поддержания и сохранения самобытной культуры для будущих поколений. Наши инвестиции направлены на достижение баланса между успешным развитием производственной деятельности и сохранением хрупкой экосистемы региона. Многочисленные награды Компании наглядно доказывают неизменное стремление к применению на практике принципов устойчивого развития.

НЕСМОТЯ НА МНОГОЧИСЛЕННЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ за последние десять лет, нам еще предстоит решить много сложных задач. ДВЕ ТЫСЯЧИ ВОСЬМОЙ ГОД стал для «НОВАТЭКа» годом контрастов, годом, когда мы отпраздновали десятилетие с момента добычи первых кубометров природного газа, и одновременно годом начала мировой рецессии и первых признаков замедления темпов развития

Леонид Михельсон
Председатель Правления

10 лет

1998-2008

ДЕСЯТЬ ЛЕТ У ИСТОКОВ ЧИСТОЙ ЭНЕРГИИ



Александр
Наталенко
Председатель Совета
директоров

российской экономики после почти десяти лет стабильного роста. В течение прошедшего года мы стали свидетелями предельно высокой волатильности сырьевых рынков, и в особенности впечатляющего роста и падения цен на нефть в течение относительно короткого периода времени, непосредственно повлиявшего на цены реализации производимых «НОВАТЭКом» жидких углеводородов. Несмотря на изменение экономической конъюнктуры в течение 2008 года, мы увеличили добычу природного газа на 8,3% и осуществили успешный запуск крупных производственных объектов, являющихся основой для дальнейшего роста Компании.

ПРИНЦИПИАЛЬНО ВАЖНО, что несмотря на этот временный, хотя и существенный экономический спад, мы по-прежнему придерживаемся стратегии развития основной деятельности - добычи природного газа. В течение 2008 года мы продолжили инвестировать средства в наращивание ресурсной базы, разработку и обустройство месторождений, географическую диверсификацию деятельности. Разумное финансовое планирование и четкий контроль издержек позволили Компании сохранить устойчивые балансовые показатели и достаточный объем ликвидности, невзирая на резкий рост издержек производства в нефтегазовой отрасли за последние три года и мировой экономический и финансовый кризис.

У ИСТОКОВ ЧИСТОЙ ЭНЕРГИИ

ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ СРЕДСТВА были инвестированы в расширение добывающих мощностей, в первую очередь на Юрхаровском месторождении, что позволит нам удовлетворить растущий спрос на природный газ со стороны наших потребителей, а также увеличить долю рынка Компании среди независимых производителей газа в России. Мы также продолжили финансировать расширение перерабатывающих мощностей и логистических возможностей с целью приведения их в соответствие с растущими объемами добычи и обеспечения непрерывных поставок стабильного газового конденсата и сжиженных углеводородных газов (СУГ) на рынок. Основные объекты капитальных

вложений - вторая очередь Юрхаровского месторождения и расширение мощностей Пууровского завода по переработке конденсата (Пууровского ЗПК) - были реализованы в запланированные сроки и в рамках выделенного бюджета, они позволят значительно повысить производственные результаты в ближайшие годы.

ВВОД ВТОРОЙ ОЧЕРЕДИ Юрхаровского месторождения в сентябре 2008 года увеличил возможности «НОВАТЭКа» по добыче природного газа до 37 млрд куб. м газа в год. В рамках пускового комплекса построен и подключен к Единой системе газоснабжения (ЕСГ) газопровод большого диаметра протяженностью 87 км, введены в эксплуатацию установка низкотемпературной сепарации газа и новые скважины большого диаметра, являющиеся основой новой программы эксплуатационного бурения с низкой долей риска. Наглядным подтверждением успешного пуска второй очереди стало более чем 20% увеличение объема добычи газа на Юрхаровском месторождении по сравнению с предыдущим годом.

МЫ УВЕЛИЧИЛИ ОБЪЕМ доказанных запасов по стандартам SEC на 285 млн бнэ, общий объем доказанных запасов Компании составляет около 5 млрд бнэ. Коэффициент возмещения доказанных запасов в 2008 году составил 230%, средний коэффициент возмещения за последние пять лет - 183%, а коэффициент обеспеченности запасами остался неизменным и составил 23 года. Объем доказанных и вероятных запасов Компании в соответствии с менее строгими стандартами PRMS составляет 7,5 млрд бнэ. Структура доказанных запасов, включающая как «жирный», так и «сухой» газ, обеспечивает максимальную гибкость при эксплуатации месторожде-

Марк Джетвей
Директор
по финансам
и стратегии развития



ний в меняющихся условиях рынка.

В ТЕЧЕНИЕ 2008 ГОДА усилия Компании, направленные на геологоразведочные работы, привели к открытию двух новых месторождений и 13 новых залежей природного газа и газового конденсата на основных месторождениях.

УВЕЛИЧЕНИЕ МОЩНОСТИ Пуровского ЗПК с 2 до 5 млн тонн в ноябре 2008 года позволяет нам перерабатывать 100% добываемого газового конденсата, уменьшает нашу зависимость от услуг третьих сторон и обеспечивает более высокую рентабельность продаж. Используя тот фундамент будущего роста, который был заложен вводом Пуровского ЗПК в 2005 году, мы приступили к проектированию комплекса по перевалке и фракционированию стабильного газового конденсата в Усть-Луге и построили нашу первую розничную автозаправочную станцию в Челябинской области для реализации СУГ и других видов топлива. Реализация данных проектов соответствует долгосрочной стратегии Компании по увеличению добавленной стоимости производимых углеводородов и обеспечивает гибкость каналов сбыта.

СТОИМОСТЬ НАШИХ АКЦИЙ в течение прошлого года постоянно менялась, снижаясь в соответствии с общим падением российских фондовых индексов на фоне мирового финансового кризиса. К концу 2008 года рыночная капитализация Компании составляла около 5,8 млрд долларов США, отражая падение стоимости акций более чем на 74%. Несмотря на высокую волатильность на финансовых рынках, мы добились в прошедшем году рекордных финансовых показателей в части доходов, EBITDA и чистой прибыли. Турбулентность рынков и трудности с кредитованием оказывают давление на все компании, заставляя их пересматривать свои бизнес-планы, но мы продолжим реализацию нашей стратегии, придерживаясь разумного финансового подхода и осуществляя необходимые капвложения.

ВПЕЧАТЛЯЮЩИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ Компании в сложных рыночных условиях в 2008 году стали возможными благодаря самоотдаче, целеустремленности и профессионализму наших сотрудников. Значение Юрхаровского месторождения для будущего «НОВАТЭКа» является очевидным, но в то же самое время мы неразрывно связаны с началом истории развития Компании - с первыми добытыми кубометрами газа на Восточно-Таркосалинском месторож-

дении в 1998 году. Динамичное развитие «НОВАТЭКа» в течение последних десяти лет стало возможным благодаря успешной реализации бизнес-стратегии Компании усилиями всех сотрудников – состоящих в штате ранее и работающих в настоящее время. Мотивированная и талантливая команда профессионалов играет важную роль в непрерывном развитии Компании и создании акционерной стоимости. Мы выражаем искреннюю признательность каждому сотруднику за вклад в достижение намеченных целей.

СТАЛКИВАЯСЬ С ВЫЗОВАМИ текущей экономической ситуации, мы всегда помним о тех трудностях, которые мы преодолели в прошлом. Нашей главной целью по-прежнему является рост «НОВАТЭКа» как компании мирового уровня, обладающей гибкостью и способной оставаться эффективной при любой конъюнктуре рынка. Мы будем неизменно поддерживать и укреплять позицию Компании, вступая в следующее десятилетие нашей деятельности.

ОТ ИМЕНИ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЯ мы рады представить Годовой обзор деятельности «НОВАТЭКа» за 2008 год. Мы выражаем признательность за Ваше неизменное доверие и поддержку, оказываемую «НОВАТЭКу».

Александр Наталенко



Леонид Михельсон



Марк Джетвей



МЛРД КУБ.М*

1998-2008

ДЕСЯТЬ ЛЕТ У ИСТОКОВ ЧИСТОЙ ЭНЕРГИИ



25 —

20 —



1998

В декабре 1998 года «НОВАТЭК» начинает добычу природного газа на Восточно-Таркосалинском месторождении.

«НОВАТЭК» вводит в эксплуатацию установку по подготовке Сеноманского газа мощностью 2 млрд куб. м в год.

15 —

10 —

5 —



2000

Увеличение мощностей установки по подготовке Сеноманского газа на Восточно-Таркосалинском месторождении до 12,5 млрд куб. м в год.



2002

Начало прямых поставок газа конечным потребителям путем продажи энергогенерирующим компаниям и промышленным потребителям.

12,1

2003

Компания получила имя «НОВАТЭК» и начала программу корпоративной реструктуризации.

20,9

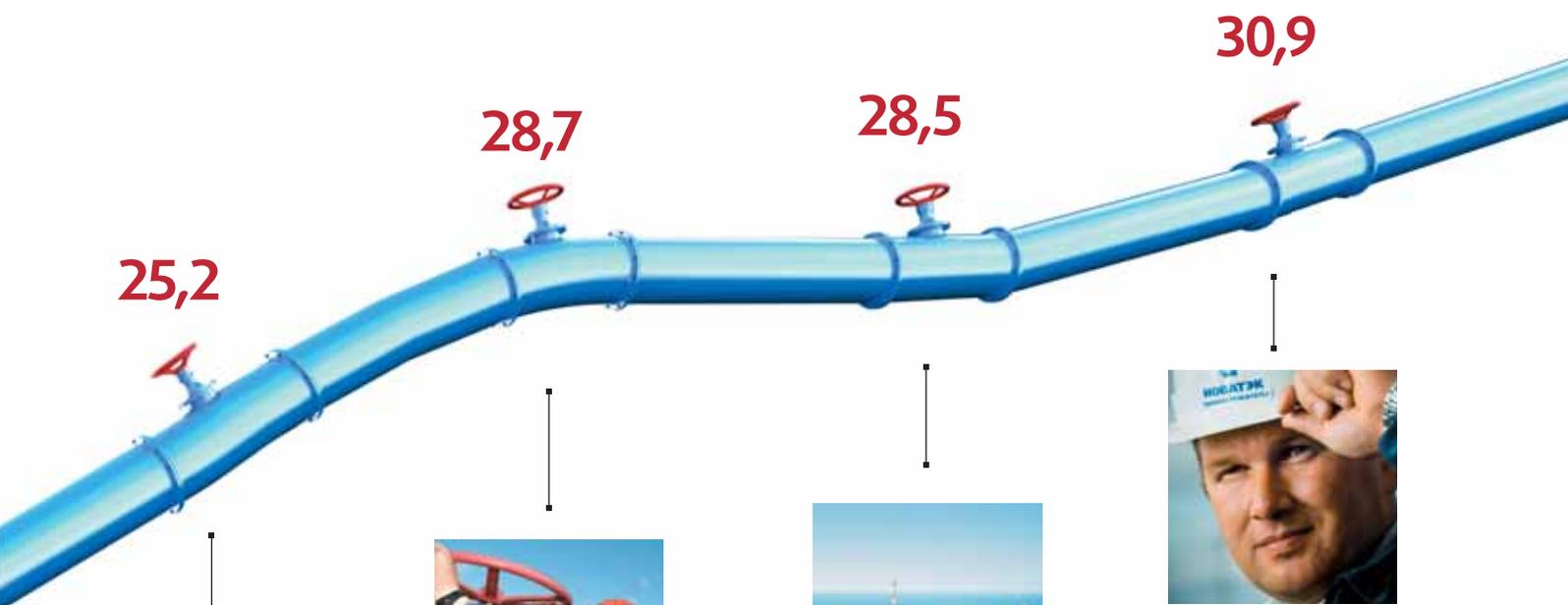
19,8



2004

Полностью консолидированы основные активы: «Таркосалнефтегаз» и «Ханчейтефтегаз».

На Юрхаровском месторождении введена в строй первая пусковая очередь мощностью 9 млрд куб. м газа в год.



2005

В результате одного из самых крупных IPO «НОВАТЭК» успешно разместил 19% своих акций на Лондонской фондовой бирже.

Ввод в эксплуатацию Пуровского завода по переработке конденсата мощностью 2 млн тонн в год.



2006

Совокупная добыча газа достигла 100 млрд куб. м.

Ввод второй очереди Ханчейского месторождения и увеличение его производственной мощности до 5 млрд куб. м газа в год.



2007

Приобретение 50% доли участия в концессии на разведку и разработку углеводородов на шельфовом блоке Эль-Ариш в Египте.

Повышение корпоративного рейтинга «НОВАТЭКа» агентством Moody's до Вааз (прогноз стабильный).



2008

Ввод в промышленную эксплуатацию второй очереди Пуровского завода по переработке конденсата и увеличение мощности завода до 5 млн тонн в год.

Ввод второй очереди Юрхаровского месторождения и увеличение мощностей по добыче газа до 37 млрд куб. м в год.

Достижение уровня валовой добычи природного газа 100 млн куб. м в сутки.

*Приведена общая валовая добыча месторождений без учета доли владения «НОВАТЭКа». До декабря 2004 года Компания не владела 100% долей во всех добывающих предприятиях.

Краткий обзор

За прошедшее десятилетие «НОВАТЭК» стал одной из наиболее динамично развивающихся и эффективных газодобывающих компаний в мире. Благодаря успешной реализации стратегии и непрерывному развитию Компания стала вторым по объему добычи российским производителем газа, а также одним из крупнейших независимых производителей природного газа в мире по объему добычи и доказанным запасам. Основные предприятия «НОВАТЭКа» сосредоточены в ЯНАО. Компания стремится к расширению географических границ своей деятельности, так в 2007 году была приобретена 50% доля участия в концессионном соглашении на разведку и добычу углеводородов на шельфовом блоке Эль-Ариш в Арабской Республике Египет.

УСИЛИЯ КОМПАНИИ в области разведки и разработки месторождений позволили достичь значительных успехов по приросту запасов и увеличению добычи. Эффективная стратегия «НОВАТЭКа» по наращиванию ресурсной базы и сохранению низкого уровня затрат обеспечивает благоприятные возможности для достижения рекордных финансовых и производственных показателей и роста акционерной стоимости Компании.

В 2008 ГОДУ «НОВАТЭК» добыл 223 млн бнэ, 90% из которых пришлось на природный газ, а выручка от реализации составила 79,3 млрд рублей. Эффективная программа капитальных вложений позволила обеспечить своевременный ввод добывающих и перерабатывающих мощностей, продемонстрировать выдающиеся показатели в отрасли.

ПРИРОСТ ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ в 2008 году составил 504 млн бнэ при затратах на разведку и разработку 31,2 млрд рублей или 2,5* долл. США на бнэ. Эффективное выполнение планов по разведке и бурению обеспечило возмещение 230% добычи в 2008 году, а средний коэффициент возмещения запасов в пятилетнем периоде составил 183%. По состоянию на 31 декабря 2008 года совокупные доказанные запасы (SEC) газа, газового конденсата и нефти составили 4 963 млн бнэ, из которых 91% приходится на газ. По объемам доказанных запасов газа (PRMS), превышающих 734 млрд куб. м (25,9 трлн куб. футов), «НОВАТЭК» входит в число крупнейших в мире нефтегазовых компаний и занимает четвертое место среди компаний нефтегазового сектора России после ОАО «Газпром», ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «НК «РОСНЕФТЬ».

* Средний курс 24,85 руб./долл. США



“БЫЛА ТРУДНЕЙШАЯ И ИЗНУРИТЕЛЬНАЯ РАБОТА ПО СОЗДАНИЮ НЕЗАВИСИМОЙ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ КОМПАНИИ С «НУЛЯ».

На абсолютно голой, необустроенной тундре за 10 лет выросли промыслы, мощности по переработке. Мы отстаивали свое право «быть». Причем не просто быть, а быть вторым после Газпрома. Это почетное право и его надо удержать.”

МИХАИЛ ПОПОВ

Первый Заместитель Председателя Правления

>> Основные события 2008 года:



- >> Рекордные финансовые и производственные показатели, отражающие наши усилия по увеличению добычи и достижению максимальной маржинальной доходности.
- >> Увеличение совокупных доказанных запасов газа, газового конденсата и нефти (SEC) на 6% до 4 963 млн бнэ.
- >> Ввод в промышленную эксплуатацию второй очереди Пууровского ЗПК, что позволило увеличить мощности по переработке нестабильного газового конденсата с 2 до 5 млн тонн в год.
- >> Ввод второй очереди Юрхаровского месторождения, который позволил увеличить производительность месторождения на 7,2 млрд куб. м газа в год и довести общие добычные мощности «НОВАТЭКа» до 37 млрд куб. м в год.
- >> Получение двух высших наград «IR Magazine» в категориях «Лучшие встречи с инвесторами/роуд-шоу» и «Наибольший вклад в IR компании со стороны финансового директора».
- >> Повышение корпоративного рейтинга «НОВАТЭКа»: агентство S&P повысило рейтинг Компании до BB+ (прогноз стабильный).
- >> Завершение сертификации Системы управления охраной окружающей среды, промышленной безопасностью и охраной труда на соответствие требованиям международных стандартов ISO 14001:2004 и OHSAS 18001:2007 во всех основных добывающих и перерабатывающих предприятиях Компании.
- >> Победа ООО «НОВАТЭК-Пууровский ЗПК» в конкурсе Департамента по труду и социальной защите населения ЯНАО как наиболее травмобезопасное и безаварийное производство.

Стратегия

В условиях нестабильной экономической ситуации, сложившейся на данном этапе в нефтегазовом секторе, «НОВАТЭК» доказал свою способность реализовывать долгосрочную стратегию, направленную на рост акционерной стоимости, опираясь на принципы, позволяющие Компании стать производителем углеводородов мирового уровня. Следуя стратегии эффективного наращивания производственных мощностей и увеличения объемов добычи углеводородов, а также придавая особое значение вопросам экологической и социальной ответственности, Компания намерена:

ЗНАЧИТЕЛЬНО УВЕЛИЧИВАТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ МОЩНОСТИ ПО ДОБЫЧЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА И СОПУТСТВУЮЩИХ УГЛЕВОДОРОДОВ. В XXI веке, во время всеобщей озабоченности вопросами экологии и приложения значительных усилий по снижению техногенного воздействия на окружающую среду, природный газ остается предпочтительным и наиболее эффективным энергоресурсом. По оценкам независимых экспертов, несмотря на неопределенность спроса на газ в России и на международном рынке в настоящее время, спрос на газ в долгосрочной перспективе превысит текущее предложение. Компания имеет сильные позиции и способна обеспечить значительную долю ожидаемого роста потребления на внутреннем рынке. «НОВАТЭК» определил приоритетные направления финансирования, сосредоточив свои усилия на добыче газа и газового конденсата, и в течение последних двух лет инвестировал существенные средства в расширение производственных мощностей. Дальнейшие инвестиции в развитие месторождений позволят довести мощности по добыче газа до 45 млрд куб. м в год в 2010 и 65 млрд куб. м к 2015 году.

СОХРАНЯТЬ НИЗКИЙ УРОВЕНЬ ЗАТРАТ. Применяя современные технологии и методы разработки, Компания стремится и далее сохранять лидирующие позиции в отрасли по достигнутому низкому уровню

затрат. В 2008 году показатели себестоимости добычи и затраты на поиск и разведку остались одними из самых низких в мире среди производителей нефти и газа. Географическая концентрация ресурсной базы и возникающий в результате эффект масштаба и далее будут основополагающими факторами для поддержания оптимальной структуры затрат.

ОБЕСПЕЧИВАТЬ МАКСИМАЛЬНЫЙ РАЗМЕР ВЫРУЧКИ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ ФРАКЦИЙ. Департаменты маркетинга Компании продолжают оптимизацию структуры поставок по потребителям и сегментам рынка в целях достижения максимальной прибыльности и устранения рисков. Сегодня «НОВАТЭК» поставляет природный газ в 35 регионов Российской Федерации и намерен удерживать лидирующие позиции среди независимых производителей газа путем расширения присутствия на региональных рынках и установления долгосрочных договорных отношений с конечными потребителями, которым в 2008 году было поставлено 46% газа от общего объема реализации. Используя преимущества Пуровского ЗПК и сопутствующей инфраструктуры в порту Витино, Компания нацелена реализовывать возможности для дальнейшего повышения глубины переработки жидких углеводородов.

НАРАЩИВАТЬ РЕСУРСНУЮ БАЗУ И ЭФФЕКТИВНО УПРАВЛЯТЬ ЗАПАСАМИ. Рациональное использование ресурсной базы позволяет реализовать комплексный подход к разработке месторождений и способствует росту доказанных запасов по мере освоения месторождений. Концентрация ресурсов в богатом природным газом ЯНАО, наряду с близостью к газотранспортной инфраструктуре в Надым-Пур-Тазовском районе, будет способствовать эффективному вовлечению запасов в разработку.

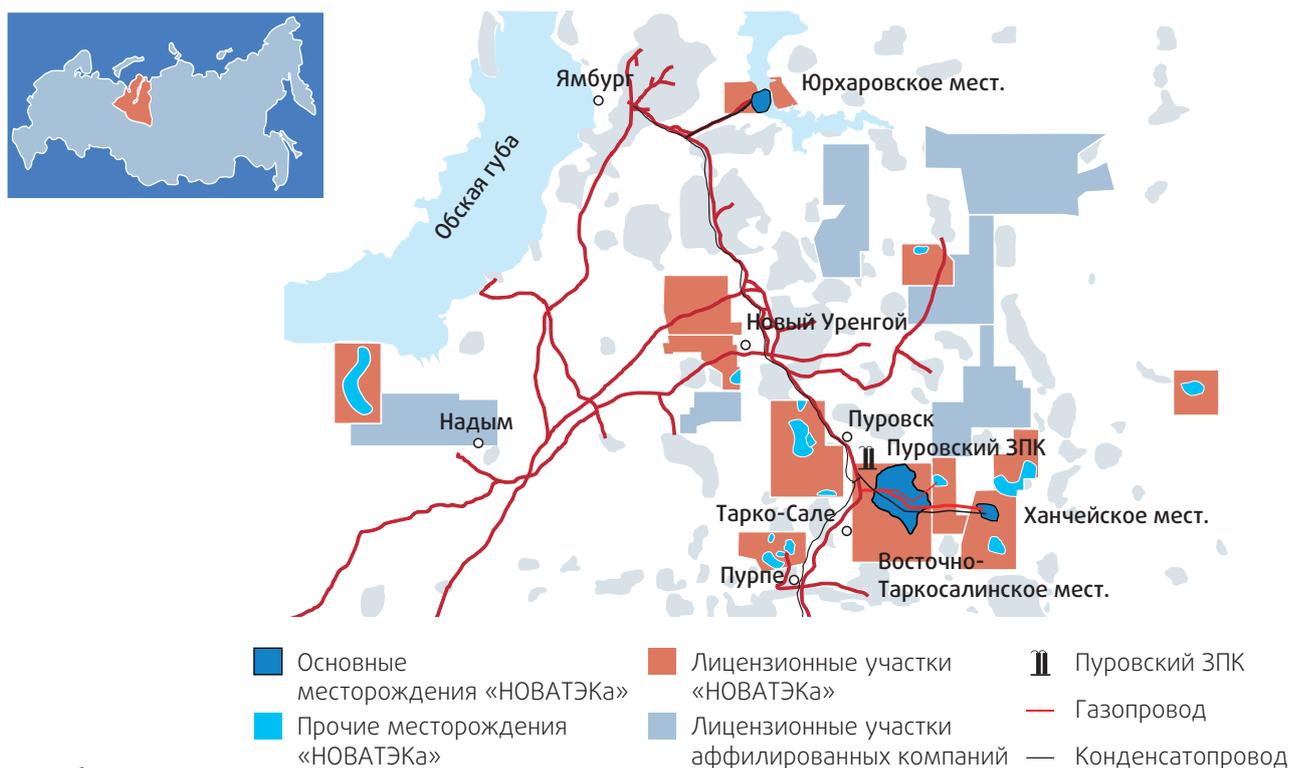
ПЛАНИРУЕМОЕ УВЕЛИЧЕНИЕ ДОБЫЧНЫХ МОЩНОСТЕЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ГОД

65 млрд куб.м в 2010
45 млрд куб.м к 2015



ОБЗОР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Месторождения «НОВАТЭКа»



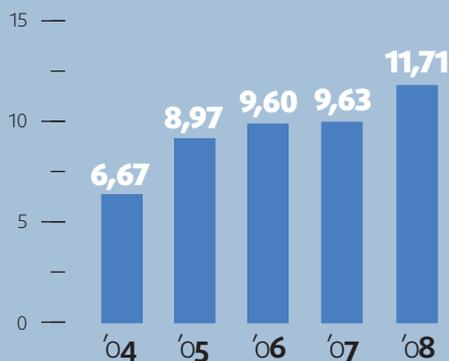
>> Основные месторождения

Месторождения и лицензионные участки «НОВАТЭКа» расположены в ЯНАО – крупнейшем в мире регионе по добыче природного газа, на долю которого приходится более 90% российского и приблизительно 20% мирового объема добычи газа. Концентрация 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, Компания выгодно позиционирована для эффективного использования своей ресурсной базы и

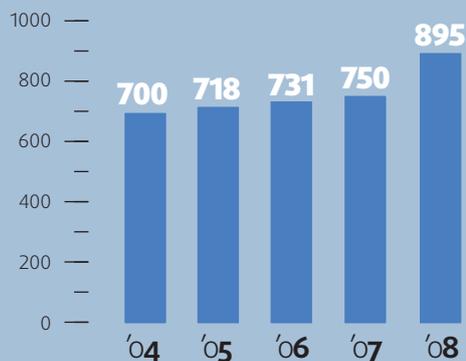
имеющихся возможностей в этом регионе.

В 2008 ГОДУ на три основных месторождения, Юрхаровское, Восточно-Таркосалинское и Ханчейское, пришлось около 99% всей добычи, запасы этих месторождений составили 93% от общего объема доказанных запасов на конец года. Все три месторождения расположены в непосредственной географической близости от крупнейшей в мире газотранспортной инфраструктуры, владельцем и оператором которой является ОАО «Газпром». Дальнейшее развитие месторождений, их разведка и обустройство лежат в основе долгосрочной стратегии увеличения мощностей по добыче и роста запасов.

**ЮРХАРОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
ДОБЫЧА ГАЗА, МЛРД КУБ.М**



**ЮРХАРОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
ДОБЫЧА ГАЗОКОНДЕНСАТА, ТЫС. ТОНН**



>> Юрхаровское месторождение

Открытое в 1970 году, Юрхаровское месторождение расположено за северным Полярным кругом в юго-восточной части Тазовского полуострова. Лицензией на разведку и добычу углеводородов на месторождении владеет наше 100% дочернее общество ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ». Добыча газа и газового конденсата ведется с 2003 года. Месторождение подключено к Единой системе газоснабжения газопроводом диаметром 1 420 мм и протяженностью 87 км, который позволит транспортировать до 34 млрд куб. м газа ежегодно.

ЮРХАРОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ - второе по объему добычи и первое по запасам среди месторождений «НОВАТЭКа» и основной источник роста добычи.

Общий объем добычи в 2008 году:

Газ:	11,71 млрд куб. м (414 млрд куб. футов)
Жидкие углеводороды:	895 тыс. тонн (7,700 млн бнэ)
Суммарная добыча:	84 млн бнэ

Доказанные запасы (SEC) на 31 декабря 2008г.:

Газ:	343 млрд куб. м (12,101 трлн куб. футов)
Жидкие углеводороды:	17 млн тонн (147 млн бнэ)
Суммарные запасы:	2 388 млн бнэ

>> Восточно-Таркосалинское месторождение

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

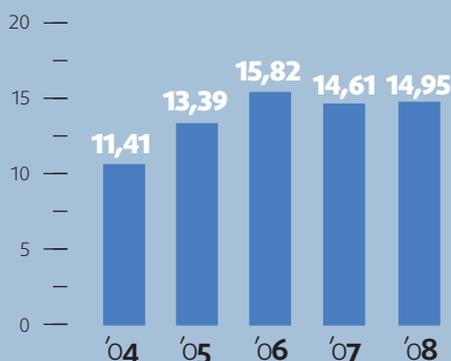
Общий объем добычи в 2008 году:

Газ: 14,95 млрд куб. м (528 млрд куб. футов)
 Жидкие углеводороды: 938 тыс. тонн (7,592 млн бнэ)
 Суммарная добыча: 105 млн бнэ

Доказанные запасы (SEC) на 31 декабря 2008г.:

Газ: 265 млрд куб. м (9,341 трлн куб. футов)
 Жидкие углеводороды: 22 млн тонн (173 млн бнэ)
 Суммарные запасы: 1 903 млн бнэ

ВОСТОЧНО-ТАРКОСАЛИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ДОБЫЧА ГАЗА, МЛРД КУБ.М



ВОСТОЧНО-ТАРКОСАЛИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ДОБЫЧА ЖИДКИХ УВ, ТЫС. ТОНН



СУММАРНЫЕ ЗАПАСЫ (SEC)

4 963 млн бнэ



>> 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». Добыча природного газа и газового конденсата на месторождении ведется с 2001 года, нефти – с 2007.

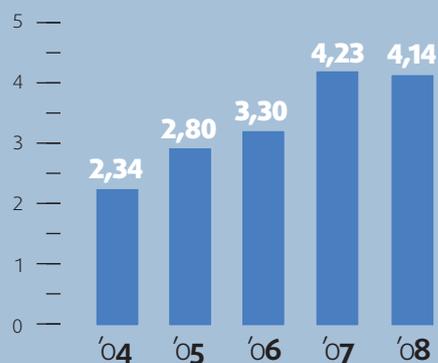
Общий объем добычи в 2008 году:

Газ:	4,14 млрд куб. м (146 млрд куб. футов)
Жидкие углеводороды:	661 тыс. тонн (5,384 млн бнэ)
Суммарная добыча:	32 млн бнэ

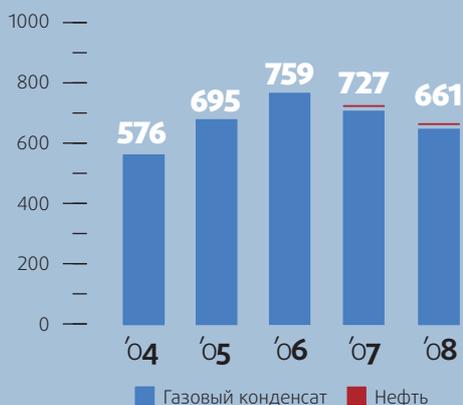
Доказанные запасы (SEC) на 31 декабря 2008 г.:

Газ:	42 млрд куб. м (1,499 трлн куб. футов)
Жидкие углеводороды:	6 млн тонн (50 млн бнэ)
Суммарные запасы:	327 млн бнэ

**ХАНЧЕЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
ДОБЫЧА ГАЗА, МЛРД КУБ.М**



**ХАНЧЕЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
ДОБЫЧА ЖИДКИХ УВ, ТЫС. ТОНН**



>> Прочие оцененные лицензионные участки и месторождения

Стерховое месторождение и южная часть Уренгойского месторождения находятся в пределах Олимпийского участка, и их запасы учитываются в суммарных запасах Компании. В 2002 году начались геологоразведочные работы на Олимпийском участке, который рассматривается как важная часть нашей среднесрочной стратегии роста. На сегодняшний день природный газ, добываемый на Стер-

ховом месторождении, используется для нужд передвижной электростанции на месторождении на период бурения. Продолжается изучение данных сейсмической разведки в северной части участка и в течение следующих двух лет планируется рост объемов эксплуатационного бурения.

>> Прочие лицензионные участки и месторождения

НОВАТЭК» направляет усилия на увеличение запасов посредством осуществления разведки на других лицензионных участках, расположенных в ЯНАО. Помимо участков, уже прошедших оценку запасов согласно международным стандартам, «НОВАТЭК» владеет семью лицензионными участками. Так-

же Компании принадлежат частичные доли участия в проектах по геологическому изучению шести лицензионных участков. Данные активы содержат значительный потенциал увеличения роста добычи Компании в долгосрочной перспективе.



“ОДНОЙ ИЗ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ ДЛЯ «НОВАТЭКА» ЯВЛЯЕТСЯ РАСШИРЕНИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ. В течение последних 10 лет Компания достигла существенного роста запасов углеводородов, работая по двум направлениям: тщательное, детализированное исследование уже существующих лицензионных площадей и приобретение новых участков с лицензиями на геологическое изучение, перспективных в плане добычи углеводородного сырья. Мы продолжим реализацию стратегии Компании, уделяя пристальное внимание росту запасов.”

ВИКТОР ГИРЯ

Заместитель Председателя Правления - Директор развития ресурсной базы и бурения



Достижения Компании в 2008 году отражают последовательную реализацию стратегии и подтверждены исключительными результатами. Мы подтвердили позицию второй по объемам добычи газа компании в России. Доля «НОВАТЭКа» в добыче российского газа составила 5%, а доля в общероссийских поставках газа потребителям – 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 разработки, Компания экономически эффективно осваивает запасы, достигая максимального уровня извлечения углеводородов.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ и освоения месторождений природного газа и газового конденсата подтверждается более чем двукратным возмещением годового объема добычи. В 2008 году «НОВАТЭК» возместил 230% добычи на прошедших аудит месторождениях по стандарту SEC, а коэффициент возмещения запасов в пятилетнем периоде (с 2004 по 2008 гг.) составил 183%.

Операционная деятельность

НА 31 ДЕКАБРЯ 2008 ГОДА объем доказанных запасов (SEC) природного газа составил 690 млрд куб. м (24,4 трлн куб. футов), газового конденсата и нефти – 55 млн тонн (452 млн бнэ). Прирост доказанных запасов (SEC) составил около 504 млн бнэ.

В 2008 ГОДУ суммарная валовая добыча на месторождениях Компании составила 223 млн бнэ, было добыто 30,9 млрд куб. м (1,1 трлн куб. футов) газа и 2,6 млн тонн (21,4 млн баррелей) жидких углеводородов. Прирост запасов был достигнут за счет бурения новых скважин на Юрховском и Стерховом месторождениях, а также открытия новых залежей на Юрха-

ровском и Ханчейском месторождениях. Затраты в 2008 году на разведку и разработку месторождений составили 31,2 млрд рублей, затраты на воспроизводство запасов составили 61,9 руб. (2,5* долл. США) на баррель нефтяного эквивалента, что является одним из лучших показателей в отрасли.

НА 31 ДЕКАБРЯ 2008 ГОДА объем доказанных и вероятных запасов (PRMS) составил 7 498 млн бнэ, из которых запасы природного газа составили 1 017 млрд куб. м, жидких углеводородов – 104 млн тонн.

* Средний курс 24,85 руб./долл. США

30,9
млрд куб.м

**ВАЛОВАЯ ДОБЫЧА
ПРИРОДНОГО ГАЗА**

Разведка

При освоении и разработке месторождений Компания полагается на опыт и знание специалистов своей геологической службы, чей подход к освоению новых месторождений всегда был системным, от сбора и интерпретации сейсмических данных до ввода эксплуатационных скважин и прогноза добычи.

ЗАТРАТЫ НА ПОИСК И РАЗВЕДКУ месторождений на всех объектах «НОВАТЭКа» в 2008 году составили 2,1 млрд рублей, пробурено 41,6 тыс. м и выполнены сейсмо-разведочные работы 3D в объеме 1,8 тыс. кв. км. Геологоразведочные работы на наших месторождениях нацелены на поиск и разведку газокоденсатных и нефтяных залежей нижнемеловых и юрских отложений на глубине от 2 300 до 4 300 метров.

ОБЪЕМ ЗАТРАТ на поиск и разведку на лицензионных участках аффилированных компаний составил около 353 млн рублей, пробурена 1 скважина, выполнены сейсмо-

разведочные работы 2D в объеме 1,6 тыс. пог. км. Реализуя стратегию, направленную на разработку активов, находящихся под корпоративным контролем, Компания намерена использовать возможности увеличения доли в этих проектах в случае открытия промышленных запасов.

РЕЗУЛЬТАТОМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ в 2008 году стало открытие двух новых месторождений – Западно-Юрхаровского (одна газокоденсатная залежь), которое было включено в отчет по оценке запасов 2008 года и лицензия на которое принадлежит дочернему обществу ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ», и Западно-Часельского (три газовых залежи), лицензия на которое принадлежит зависимому обществу Компании. Кроме этого, была завершена работа по подготовке документации на получение в Министерстве природных ресурсов и экологии Российской Федерации лицензий на право добычи углеводородов на трех месторождениях, которые были открыты

ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА (SEC)

690

млрд куб.м



“В КОМПАНИИ РАБОТАЕТ ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СЛУЖБА, КОТОРАЯ СПОСОБНА РЕШАТЬ СЛОЖНЫЕ ЗАДАЧИ, связанные с увеличением ресурсной базы и освоением месторождений. Сегодня, оглядываясь на историю нашего становления, можно без преувеличения сказать, что благодаря труду и профессионализму геологов «НОВАТЭК» состоялся как газодобывающая компания, достиг того уровня, на котором мы сейчас находимся.”

ИГОРЬ ЛЕОНТЬЕВ

Директор департамента геологии, разработки и лицензирования месторождений

нами в 2007 году – Ярудейском, Радужном и Северо-Ханчейском.

В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРОДОЛЖАЮЩЕЙСЯ РАЗВЕДКИ разрабатываемых месторождений в 2008 году было открыто семь новых газоконденсатных залежей на Юрхаровском месторождении, а также шесть новых газовых и газоконденсатных залежей в южной и юго-западной частях Ханчейского лицензионного участка.

ПРОДОЛЖАЛИСЬ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ на Северо-Юбилейном, Западно-Уренгойском и Олимпийском лицензионных участках, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе. Данные лицензионные участки рассматриваются как неотъемлемая часть долгосрочной стратегии по увеличению запасов и добычи.

В 2008 ГОДУ Компания продолжила поиск и геологоразведку на шельфовом блоке Эль-Ариш в Арабской Республике Египет. Инвестиции в 2008 году составили 346 млн рублей, проведены сейсморазведочные работы 3D в объеме 1,1 тыс. кв. км. Основываясь на полученных данных сейсморазведки, были определены перспективные объекты и в начале 2010 года планируется поисковое бурение.



Разработка месторождений

В 2008 году Компания продолжила инвестировать средства в разработку основных месторождений и перспективных лицензионных участков. Затраты на разработку и обустройство месторождений составили 29,1 млрд рублей. План по разработке включает в себя рост производительности за счет использования передовых технологий бурения и современных перерабатывающих мощностей вместе с оптимизацией уровней добычи на основных месторождениях. Такой подход позволяет сохранить себестоимость добычи на самых низких уровнях среди добывающих компаний нефтегазовой отрасли.

В 2008 ГОДУ введена в эксплуатацию вторая очередь Юрхаровского месторождения, которое является основным источником роста добычи. Оптимизация разработки месторождения основана на бурении скважин большого диаметра с более длинным горизонтальным отводом ствола, что позволяет бурить меньшее количество скважин и снизить издержки и экологические риски. Новые скважины, как правило, имеют диаметр

168 мм, горизонтальную часть ствола более 1 000 м и начальный дебит более 5 млн куб. м в сутки. В 2008 году, в рамках пуска второй очереди, в эксплуатацию введены десять новых горизонтальных скважин и две технологические нитки, включающие установку низкотемпературной сепарации газа и цех подготовки газового конденсата, общей производительностью 20 млн куб. м в сутки. Общая проектная мощность второй очереди составляет более 7 млрд куб. м газа в год.

ПУСК ВТОРОЙ ОЧЕРЕДИ Юрхаровского месторождения позволил довести общие мощности «НОВАТЭКа» по добыче газа до 105 млн куб. м в сутки или 37 млрд куб. м в год.

«НОВАТЭК» ПРОДОЛЖАЕТ ПРОВОДИТЬ мероприятия по снижению издержек и минимизации экологических рисков. С этой целью в 2007 году на Юрхаровском месторождении была введена в эксплуатацию пилотная установка по производству метанола. По опыту пилотной установки в 2008 году завершён ввод первой очереди завода по производству метанола, позволяющей производить до 20 тысяч

«НОВАТЭК» ОТЛИЧАЮТ ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.

Среди них защищенная патентом уникальная технология добычи газа с различных горизонтов, реализованная на месторождениях Компании и доказавшая свою высокую эффективность в промышленных условиях. На сегодняшний день высокопродуктивные субгоризонтальные скважины «НОВАТЭКа» не имеют аналогов в нашей стране.”

АЛЕКСАНДР ФРИДМАН

Заместитель Председателя Правления

тонн метанола в год. Метанол используется для предотвращения гидратообразования на скважинах и в газосборных системах при низких температурах. До запуска собственного производства метанол транспортировался на месторождение по суше и водам рек крайнего Севера. Максимальная производительность нового завода будет достигать 40 тысяч тонн в год и позволит минимизировать затраты и экологические риски, связанные с транспортировкой метанола на месторождение.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Восточно-Таркосалинского и Ханчейского месторождений позволяют поддерживать добычу на постоянном уровне на протяжении значительного периода времени, но для обеспечения максимальных сроков эксплуатации этих активов Компании необходимо осуществлять инвестиции в их инфраструктуру. Для поддержания необходимого давления в 2008 году начато строительство дожимной компрессорной станции на Ханчейском месторождении и по мере необходимости будут осуществляться дополнительные мероприятия по поддержанию уровней добычи.

ПОМИМО РАБОТ на трех основных месторождениях, Компания ведет обустройство Стерхового газоконденсатного месторождения, где в 2008 году началось эксплуатационное бурение и строительство установки комплексной подготовки газа. Данное газоконденсатное месторождение рассматривается как важная часть нашей среднесрочной стратегии увеличения объема добычи и запасов, и его пуск запланирован на середину 2009 года.



Переработка



“С ВВОДОМ ПУРОВСКОГО ЗАВОДА «НОВАТЭК» СТАЛ ПЕРВОЙ И ПОКА ЕДИНСТВЕННОЙ КОМПАНИЕЙ В РОССИИ, сумевшей в кратчайшие сроки увеличить мощности по переработке газового конденсата. С момента запуска завод является неотъемлемой частью нашей маркетинговой стратегии и планов увеличения добычи, и в дальнейшем он будет играть важную роль в деятельности Компании. Строительство завода, спроектированного специалистами «НОВАТЭКа», было реализовано в срок и финансировалось за счет собственных средств.”

РАУФ ЮНУСОВ

Директор департамента добычи и переработки газа и конденсата



Создание перерабатывающих мощностей является неотъемлемым элементом стратегии «НОВАТЭКа», направленной на увеличение добычи газа и газового конденсата. Запуск первой очереди Пуровского ЗПК в июне 2005 года позволил обеспечить переработку 2 млн тонн нестабильного газового конденсата в год, или 100% объемов его добычи. Пуровский завод является важным звеном в цепи добавленной стоимости от разведки и добычи к переработке и сбыту, позволяя полностью контролировать потребности в переработке и обеспечивая доступ к высокодоходным каналам реализации газо-конденсатной продукции.

ПОСЛЕ ЗАПУСКА ВТОРОЙ ОЧЕРЕДИ Юрхаровского месторождения в ноябре 2008 года в промышленную эксплуатацию была введена вторая очередь Пуровского ЗПК. Мощность завода по переработке нестабильного газового конденсата выросла с 2 до 5 млн тонн в год, а объем резервуаров для хранения стабильного газового конденсата увеличен до 90 тыс. куб. м.

В 2008 ГОДУ Пуровский ЗПК переработал 2,22 млн тонн нестабильного газового конденсата и произвел более 1,58 млн тонн стабильного газового конденсата и 621 тыс. тонн СУГ.

УВЕЛИЧЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ по переработке позволяет Компании продолжать реализацию планов по разработке сложных газоконденсатных месторождений, не прибегая к услугам сторонних организаций. Ввод Пуровского ЗПК позволил оптимизировать каналы реализации газового конденсата и создал основу для перехода

к следующему стратегическому этапу – повышению глубины передела. В 2008 году продолжилось проектирование комплекса в Усть-Луге (Балтийское море) по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата, производимого на Пуровском ЗПК. Максимальная мощность установки по фракционированию составит 6 млн тонн в год, номенклатура производимой продукции включает авиационный керосин, дизельное топливо, нефть и иные продукты.

Производство

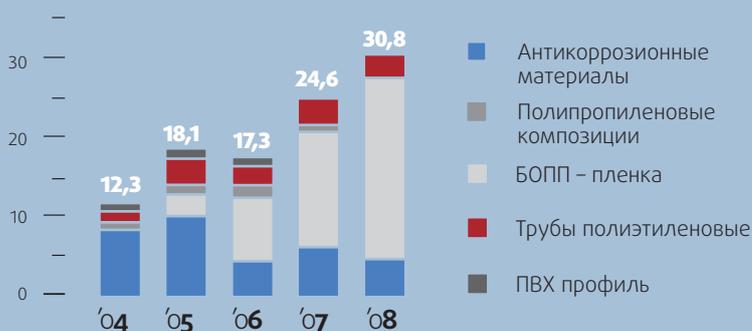
ООО «НОВАТЭК-Полимер» - основная производственная дочерняя компания «НОВАТЭКа», расположенная в г. Новокуйбышевске Самарской области - крупнейший российский производитель изоляционных антикоррозионных материалов для подземных трубопроводов в нефтегазовой отрасли. Предприятие производит более десяти видов изоляционных лент на основе полиэтилена, включая полимерные и термоусаживающиеся ленты, манжеты для защиты сварных стыков труб. Объем производства изоляционных материалов снизился в 2008 году в результате снижения спроса из-за переноса сроков строительства в российской нефтегазовой отрасли.

В ИЮНЕ 2005 ГОДА был введен в эксплуатацию завод по производству биаксиально-

ориентированной (БОПП) пленки, широко применяемой в качестве упаковочного материала в пищевой, табачной, парфюмерной, медицинской и текстильной промышленности. В результате роста спроса выпуск БОПП пленки в 2008 году был увеличен на 64%.

НЕСМОТРЯ на то, что данный вид деятельности не является для Компании основным, мы продолжили расширять производство полимерной продукции, используя около 90% производственных мощностей, и достигли исключительного роста, как доходов, так и объемов выпуска в данной сфере деятельности. Производство упаковочной пленки будет являться дополнительным видом деятельности, дающим прирост стоимости в рамках общей стратегии в промышленном секторе.

ОБЪЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА ПОЛИМЕРНОЙ ПРОДУКЦИИ, ТЫС. ТОНН



Реализация газа

За последнее десятилетие Компания сделала значительные шаги по оптимизации каналов реализации газа и жидких УВ. За это время сформировалась опытная команда профессионалов и была создана необходимая для максимизации доходности реализации жидких УВ

природного газа в энергетическом балансе России составляет более 50%, а в некоторых регионах достигает 80%. Доля наших поставок газа составила около 8% общероссийского потребления в 2008 году.

НАШИ УСПЕХИ В РЕАЛИЗАЦИИ природного газа способствовали выходу Компании на



“РАЗВИТИЕ НАШЕЙ МАРКЕТИНГОВОЙ СТРАТЕГИИ ШЛО ПАРАЛЛЕЛЬНО С РОСТОМ МОЩНОСТЕЙ КОМПАНИИ. Мы создали гибкие каналы поставок природного газа и жидких углеводородов, обеспечив соответствие каналов сбыта нарастающим объемам добычи. Сегодня мы уверенно чувствуем себя на рынке газа России и наращиваем свое присутствие на российском и международных рынках жидких углеводородов.”

НИКОЛАЙ ТИТАРЕНКО

Заместитель Председателя Правления -
Коммерческий директор



инфраструктура. Выступая в качестве надежного поставщика, «НОВАТЭК» продемонстрировал способность удовлетворять возрастающий спрос на газ и жидкие УВ.

ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, как наиболее безопасный и экологически чистый источник энергии, становится предпочтительным энергоресурсом XXI века. Несмотря на колебания спроса в четвертом квартале 2008 года, рост спроса на газ в течение ближайшего десятилетия превзойдет темпы увеличения потребности в других энергоносителях. Увеличение внутреннего спроса, наряду с продолжающейся либерализацией газовых рынков России и мира, позволит «НОВАТЭК» обеспечить значительную часть растущего спроса на российском газовом рынке, опираясь на знания и опыт в области добычи и реализации.

РОССИЯ ЗАНИМАЕТ ВТОРОЕ МЕСТО в мире по потреблению газа, объем потребления в 2008 году составил 413 млрд куб. м, при этом объем производства газа в России вырос на 1,6%. В настоящее время доля

второе место по добыче газа в России. Увеличив объемы добычи, Компания получила дополнительные преимущества от продолжающейся либерализации газового рынка в России, и в 2002 году начала поставки газа конечным потребителям в виде оптовых поставок производителям электроэнергии, металлургическому сектору и другим промышленным предприятиям. Способность своевременной поставки контрактных объемов позволила Компании зарекомендовать себя как надежного поставщика и обеспечить доступ к новым регионам поставок и расширение базы потребителей.

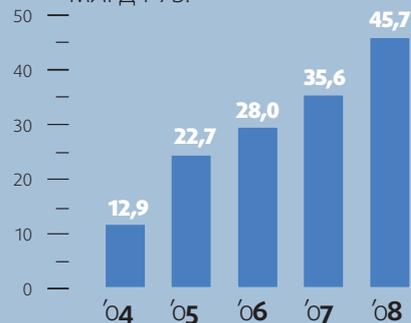
В 2008 ГОДУ география поставок газа «НОВАТЭКа» составила 35 регионов РФ. Основными потребителями нашего газа являются энергогенерирующие компании, предприятия металлургической промышленности, а также другие промышленные потребители и региональные дистрибьюторы газа.

В 2008 ГОДУ объем реализации газа вырос на 4% и составил 33,27 млрд куб. м (32,05 млрд куб. м - в 2007 году), из них

ОБЪЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗА,
МЛРД КУБ.М



ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ (1),
МЛРД РУБ.



(1) Без учета НДС



“СТРАТЕГИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗА «НОВАТЭКА» ОСНОВЫВАЕТСЯ НА ИНДИВИДУАЛЬНОМ ПОДХОДЕ к сотрудничеству с каждым покупателем. Это позволяет нам не только постоянно наращивать объемы реализации, но и увеличивать эффективность собственных продаж.”

НИКОЛАЙ СПИРИДОНОВ

Заместитель коммерческого директора -
Директор департамента маркетинга и реализации газа

15,36 млрд куб. м газа было поставлено конечным потребителям и 17,48 млрд куб. м было реализовано трейдерам на входе в ЕСГ. На электронной торговой площадке ООО «Межрегионгаз» было реализовано 438 млн куб. м, или 1% от общего объема поставок газа.

ДЛЯ ВЫРАВНИВАНИЯ СЕЗОННЫХ колебаний спроса на газ Компания заключила договор с ОАО «Газпром» на оказание услуг по организации закачки, хранения и отбора газа из подземных хранилищ газа (ПХГ) при наличии свободных объемов в хранилищах. Газ, помещенный в ПХГ на период традиционного снижения спроса в течение теплого времени года, реализуется в период похолодания при растущем потреблении.

В 2008 ГОДУ отбор газа из ПХГ в период высокого спроса составил 39 млн куб. м газа при закачке 299 млн куб. м газа в период низкого спроса. Имеющийся на конец года 2008 года остаток газа в объеме 300 млн куб. м будет использован в качестве дополнительного ресурсного обеспечения в 2009 году.



Реализация жидких углеводородов

Результаты реализации жидких углеводородов демонстрируют достижения Компании по увеличению добавленной стоимости путем диверсификации продаваемой продукции и базы потребителей. Запуск Пуровского ЗПК позволил применить маркетинговую стратегию, основанную на стабильных поставках высококачественных продуктов переработки УВ как на внутренний рынок, так и на экспорт. Основываясь на этой стратегии, «НОВАТЭК» начал сотрудничество с надежными зарубежными партнерами в Европе и США, что позволило оптимизировать каналы сбыта жидких углеводородов (стабильный газовый конденсат, СУГ, нефть и нефтепродукты) потребителям в России и за рубежом.

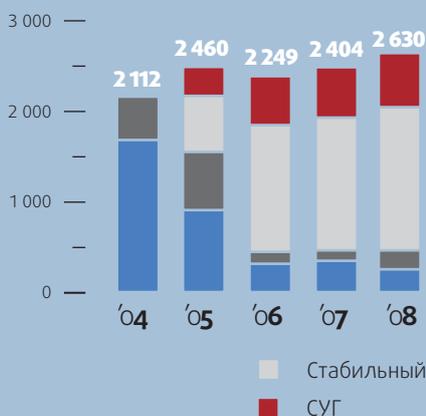
ОБЩИЕ ПРОДАЖИ ЖИДКИХ углеводородов в 2008 году составили 2 630 тыс. тонн, что на 9% выше, чем в 2007 году. На экспорт было реализовано 29 танкерных партий стабильного газового конденсата, из которых 93% было отправлено на рынок США и

7% - на рынки Европы. На западных рынках реализовано более 99% произведенного на Пуровском ЗПК стабильного газового конденсата, а экспорт СУГ, включая рынки СНГ, составил 22%.

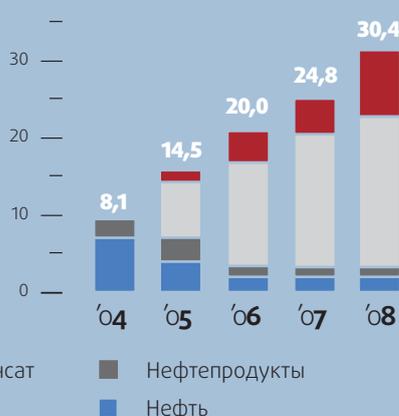
ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ жидких углеводородов в 2008 году использовалось около 3 150 железнодорожных цистерн, из них 1 350 для перевозки СУГ (в т.ч. 420 собственных), для перевозки конденсата - 1 800 цистерн парка ОАО «Российские железные дороги». Увеличение парка цистерн в пользовании «НОВАТЭКа» в конце 2008 года направлено на обеспечение бесперебойной отгрузки продукции возросших мощностей Пуровского ЗПК. В 2008 году в целях оптимизации логистических расходов персонал Компании освоил операции по техническому обслуживанию цистерн перед погрузкой и транспортировкой жидких углеводородов.

ЭКСПОРТ СТАБИЛЬНОГО ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА осуществляется через всепогодный морской порт Витино, в котором «НОВАТЭК» совместно с ОАО «Беломорская

ОБЪЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ ЖИДКИХ УВ, ТЫС. ТОНН



ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ЖИДКИХ УВ (1), МЛРД РУБ.



СТРУКТУРА ВЫРУЧКИ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ЖИДКИХ УВ, %



(1) Без учета НДС, акцизов и экспортных пошлин

нефтебаза» создали комплекс по хранению и перевалке конденсата. В 2008 году объем перевалки стабильного газового конденсата в порту Витино составил 1 480 тыс. тонн.

В ТЕЧЕНИЕ 2008 ГОДА увеличение спроса и рост мировых цен на нефть оказали положительное влияние на объем нашей выручки от реализации жидких УВ в течение первых трех кварталов. В то же время, падение спроса и цен в продолжение четвертого квартала оказывало негативное влияние на результаты нашей деятельности. «НОВАТЭК» отреагировал на изменение конъюнктуры рынка оптимизацией логистики и снижением коммерческих затрат, а также сосредоточил усилия на продвижении продукции на новых рынках сбыта и выходе на конечных потребителей без участия посредников.

КОМПАНИЯ ОПЕРАТИВНО РЕАГИРУЕТ на из-

менение цен и конъюнктуры рынка путем оптимизации клиентской базы, географии поставок и оптимизации логистической инфраструктуры. С вводом в эксплуатацию второй очереди Пуровского ЗПК был расширен резервуарный парк по хранению газового конденсата и в 2009-2010 годах планируется существенно увеличить объем резервуаров по хранению СУГ. В 2008 году Компания вышла на розничный рынок СУГ, построив первую автозаправочную станцию в Челябинской области, и планирует расширить присутствие в данном регионе путем строительства и приобретения новых автозаправочных станций для реализации СУГ, производимого на Пуровском ЗПК. Комплекс в Усть-Луге, включающий установку по фракционированию, позволит обеспечить производство высококачественных продуктов переработки и повысить маржинальный доход при реализации жидких углеводородов.



“ДО ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПУРОВСКОГО ЗПК У НАС НЕ БЫЛО ТАКИХ ШИРОКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПО КОНТРОЛЮ КАЧЕСТВА И АССОРТИМЕНТА производимых жидких углеводородов. Пуровский ЗПК дает возможность контролировать качество реализуемых жидких углеводородов. Мы также оптимизировали экспортную логистическую сеть Компании, обеспечив доступ к новым рынкам и категориям покупателей и создав возможности по реализации возрастающих объемов продукции.”

ВАЛЕРИЙ РЕТИВОВ

Заместитель коммерческого директора -
Директор департамента маркетинга и реализации
жидких углеводородов



Экологическая и социальная ответственность



“В 2008 ГОДУ НАШИ СОТРУДНИКИ ВКЛЮЧИЛИСЬ В РАБОТУ ЦЕЛОГО РЯДА БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫХ ПРОГРАММ. Мы всегда стремились придерживаться социально-ответственного подхода в нашей деятельности и тот факт, что многие сотрудники «НОВАТЭКа» готовы разделить ответственность за окружающих, является отражением этих приоритетов. Мы стараемся связывать в единое целое развитие Компании с развитием общества.”

ВЛАДИМИР СМИРНОВ

Заместитель Председателя Правления

Следуя принципам эффективного и ответственного ведения бизнеса, Компания считает своим долгом заботиться о сотрудниках и членах их семей, вносить вклад в развитие экономики, обеспечение экологической безопасности и формирование стабильной и благоприятной социальной среды.



>> Социально-экономическое и культурное развитие

В течение 2008 года «НОВАТЭК» продолжил реализацию стратегии, направленной на социально-экономическое развитие регионов производственной деятельности. Особое внимание уделялось выполнению соглашений с муниципальными образованиями ЯНАО и Самарской области по финансированию образовательных, детско-юношеских и молодежных программ, строительству и модернизации объектов социальной инфраструктуры, сохранению национальных традиций и духовного наследия народов Севера и России в целом.

В 2008 ГОДУ была продолжена реализация программы «Одаренные дети», в соответствии с которой на конкурсной основе формируются классы из наиболее талантливых учеников в городах Тарко-Сале и Новокуйбышевск. Компания профинансировала участие школьников более чем в 20 региональных и общероссийских олимпиадах и конкурсах.

В РАМКАХ ПРОГРАММЫ «ГРАНТЫ» состоялось десятое награждение школьников, показавших высокие результаты в учебе, на олимпиадах и конкурсах. Всего за время реализации программы гранты получил 361 школьник.

ДЛЯ СТИМУЛИРОВАНИЯ творчески работающих педагогов, с 2008 года стартовала Программа «Гранты» для учителей Пуровского района. Ее лауреатом может стать учитель, показавший высокие успехи в педагогической работе.

С ЦЕЛЬЮ СОЗДАНИЯ условий эффективного использования возможностей ВУЗов при подготовке учащихся к будущей профессии, Компания разработала и успешно реализует программу «НОВАТЭК-ВУЗ». Студенты, обучающиеся по профильным специальностям, получают различную материальную поддержку в форме стипендий, компенсаций, оплаты за обучение и организации курсов по довузовской подготовке.

В 2008 ГОДУ был организован второй Студенческий слет, в котором приняли участие более 50 стипендиатов Компании, школьники из классов «Одаренные дети», учителя и директора подшефных школ.

ПРОДОЛЖИЛОСЬ УКРЕПЛЕНИЕ партнерских отношений с культурно-просветительскими учреждениями, творческими коллективами и благотворительными фондами. Компания является Генеральным партнером камерного ансамбля «Солисты Москвы» под управлением солиста и дирижера Юрия Башмета.

НА ДОЛГОСРОЧНОЙ ОСНОВЕ Компания сотрудничает с Государственным Русским музеем (Санкт-Петербург), Самарским областным художественным музеем, музеем-заповедником «Московский Кремль», ландшафтным музеем-заповедником «Царицыно», музейно-выставочным комплексом «Московский дом фотографий».

РАСШИРЯЕТСЯ СОТРУДНИЧЕСТВО с благотворительным фондом «Подари жизнь» Чулпан Хаматовой. Средства, поступающие от проводимых мероприятий, направляются в детские больницы на приобретение современного медицинского оборудования.

ЗАБОТЯСЬ О БУДУЩИХ ПОКОЛЕНИЯХ, «НОВАТЭК» оказывает поддержку и участвует в развитии спорта в России. Реализуя программу по развитию спорта в организациях Группы и страны в целом, мы установили партнерские отношения с баскетбольным клубом «Спартак» (Санкт-Петербург), женской волейбольной командой «Динамо» (Москва), волейбольным клубом «НОВА» (Новокуйбышевск) и оказываем помощь юношеской команде «ДЕЛЬФИН-НОВАТЭК» Самарского областного Центра олимпийской подготовки по плаванию.

ОБЪЕМ ПРЯМОГО ФИНАНСИРОВАНИЯ, направленного на поддержку коренных малочисленных народов Севера, реализацию благотворительных проектов и образовательных программ в 2008 году составил 499 млн рублей.

>> Охрана окружающей среды

В 2008 году проводились масштабные мероприятия в области строительства объектов природоохранного назначения и внедрения новых технологий для обеспечения защиты окружающей среды при расширении производственных мощностей, из которых можно выделить следующие:

>> завод по переработке буровых шламов на территории Юрхаровского газоконденсатного промысла, который позволит решить проблему рациональной утилизации буровых шламов и обеспечит значительный экологический и экономический эффект в перспективе;

ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ДОБЫВАЮЩИМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ «НОВАТЭКа»



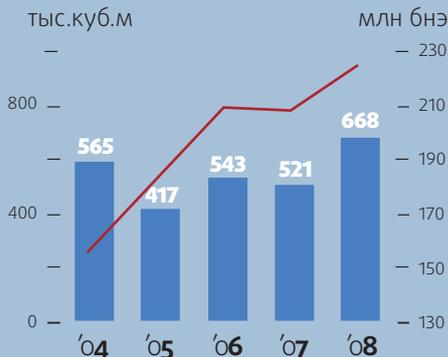
■ Выбросы ЗВ в атмосферу, тыс. тонн
— Добыча УВ, млн бнэ

ДИНАМИКА ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ ДОБЫВАЮЩИМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ «НОВАТЭКа»



■ Отходы, тыс. тонн
— Добыча УВ, млн бнэ

ДИНАМИКА ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ «НОВАТЭКа»



■ Водопотребление, тыс. куб.м
— Добыча УВ, млн бнэ

“ОДНИМ ИЗ ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ является реализация Политики в области охраны окружающей среды и рационального природопользования, направленной на предотвращение и снижение негативного воздействия на окружающую среду, снижение потребления природных ресурсов и соблюдение природоохранного законодательства.”

СТАНИСЛАВ ДЕДОВЕЦ

Начальник управления экологии, промбезопасности и охраны труда



>> корпоративная информационно-аналитическая интегрированная система, обеспечивающая оперативный сбор данных от дочерних обществ, автоматизацию документооборота и хранение информации;

>> установка регенерации метанола в составе второй очереди Пуровского ЗПК, позволяющая исключить негативное воздействие на подземные воды и недра.

СЛЕДУЯ ЛУЧШЕЙ МИРОВОЙ ПРАКТИКЕ и соблюдая принципы открытости и прозрачности, Компанией подготовлен и выпущен «Отчет в области устойчивого развития на территории Российской Федерации за 2006-2007 гг.», в котором описаны основные показатели и достижения в области экологической и социальной ответственности в соответствии со стандартами руководства Global Reporting Initiative (GRI).

ДОСТИЖЕНИЯ КОМПАНИИ в области экологии получили высокую оценку общественности и государственных структур. В июне 2008 года группа сотрудников

«НОВАТЭКа» награждена знаками «Отличник охраны природы» и Почетными грамотами Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации.

>> Охрана труда и промышленная безопасность

Компания завершила внедрение Системы управления охраной окружающей среды, промышленной безопасностью и охраной труда в соответствии с требованиями международных стандартов ISO 14001:2004 и OHSAS 18001:2007 и получила сертификаты соответствия данным стандартам.

НА КОНЕЦ 2008 ГОДА численность сотрудников составила 4 414 человек. Около 47% производственного персонала занято в сфере разведки и добычи, 42% - в сфере производства, переработки и сбыта. Особое внимание было уделено повышению квалификации работников, улучшению условий труда и обучению навыкам безопасного выполнения работ на производственных объектах. Более 68% сотрудников «НОВАТЭКа» прошли обучение на сертифицированных курсах по охране

труда и промышленной безопасности; 20% инженерно-технических работников, специалистов и рабочих повысили квалификацию.

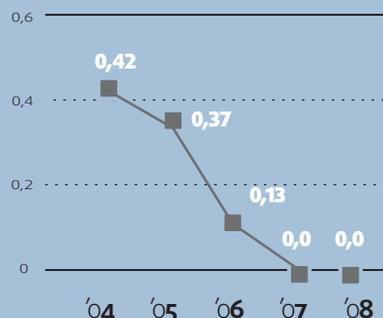
С ВНЕДРЕНИЕМ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ промышленной безопасностью и охраной труда изменилась методология учета несчастных случаев, что вызвало увеличение общего количества регистрации несчастных случаев в 2008 году. В то же время, на предприятиях Компании полностью отсутствовали тяжелые несчастные случаи.

В 2008 ГОДУ «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК» стал победителем конкурса Департамента по труду и социальной защите населения ЯНАО как наиболее травмобезопасное и безаварийное производство.

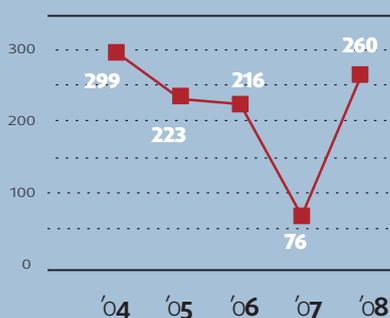
КОЭФФИЦИЕНТ ЧАСТОТЫ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ (КОЛИЧЕСТВО НС/МЛН РАБОЧИХ ЧАСОВ)



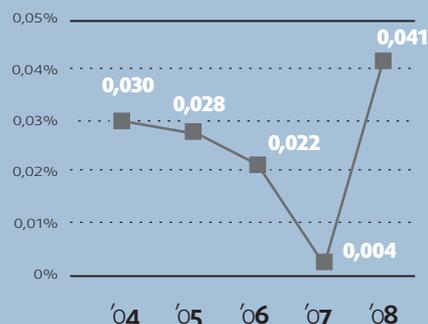
КОЭФФИЦИЕНТ ЧАСТОТЫ ТЯЖЕЛЫХ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ (КОЛИЧЕСТВО ТЯЖЕЛЫХ НС/МЛН РАБОЧИХ ЧАСОВ)



КОЭФФИЦИЕНТ ТЯЖЕСТИ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ (КОЛИЧЕСТВО ЧАСОВ НЕТРУДОСПОСОБНОСТИ/КОЛИЧЕСТВО НС)



ПРОЦЕНТ ПОТЕРЬ РАБОЧЕГО ВРЕМЕНИ ВСЛЕДСТВИЕ НС



МЕНЕДЖМЕНТ И КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Корпоративное управление

Совет директоров и Правление «НОВАТЭКа» в своей работе придерживаются лучших мировых стандартов корпоративного управления. Их соблюдение является необходимым условием поддержания целостного и эффективного функционирования бизнеса, а также основой прозрачного и социально-ответственного управления Компанией, что позволяет приумножать ее акционерную стоимость. Данный раздел характеризует основные принципы и практику корпоративного управления в Компании, дополнительную информацию о корпоративном управлении и соответствующие документы можно найти на интернет-сайте Компании www.novatek.ru.

КОДЕКС КОРПОРАТИВНОГО ПОВЕДЕНИЯ «НОВАТЭКа» устанавливает основные принципы деятельности Компании и призывает всех сотрудников Компании к социально-ответственному подходу при выполнении своих обязанностей, соблюдению принци-

пов корпоративного управления и стремлению находить пути к улучшению эффективности работы.

КОМПАНИЯ УЧРЕЖДЕНА на территории Российской Федерации. Акции Компании котируются на фондовой бирже Российская Торговая Система (РТС) и Московской Межбанковской Валютной Бирже (ММВБ). Кодекс корпоративного поведения ОАО «НОВАТЭК» разработан в полном соответствии с положениями Кодекса корпоративного поведения, обязательного к применению и утвержденного ФСФР 28 ноября 2001 года (Протокол No. 49). Ценные бумаги Компании прошли листинг на Лондонской фондовой бирже в форме депозитарных расписок. Мы придаем большое значение Объединенному кодексу корпоративного управления Совета по финансовой отчетности Великобритании и следуем его рекомендациям в той степени, в которой это является практически возможным. Компания поддерживает высокие стандарты корпоративного управления и нацелена внедрять лучшую прак-

тику, предусмотренную Объединенным кодексом корпоративного управления.

НАШЕЙ ЦЕЛЮЮ ЯВЛЯЕТСЯ создание компании мирового уровня, эффективной при любой конъюнктуре рынка. За последние несколько лет мы предприняли усилия по защите прав акционеров и инвесторов, особенно в сфере совершенствования корпоративной структуры.

ПРИВЕРЖЕННОСТЬ ПРОЗРАЧНОМУ и ответственному управлению бизнесом является отличительным качеством «НОВАТЭКа» среди сравнимых компаний и была подтверждена и отмечена инве-



“МЫ СЧИТАЕМ, ЧТО СЛЕДОВАНИЕ ЛУЧШИМ СТАНДАРТАМ В ОБЛАСТИ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЯВЛЯЕТСЯ БЕЗУСЛОВНЫМ ФАКТОРОМ, способствующим устойчивому развитию Компании, созданию и сохранению акционерной стоимости с учетом интересов других заинтересованных сторон. Принятые нами внутренние положения, вклад высшего руководства Компании в обеспечение прозрачности и своевременное раскрытие информации подчеркивают наше стремление к реализации лучших мировых стандартов корпоративного управления.”

ТАТЬЯНА КУЗНЕЦОВА

Заместитель Председателя Правления,
Директор юридического департамента

стиционным сообществом. В 2008 году журнал «IR Magazine Russia & CIS» присудил Компании второе место в номинации «Лучшее корпоративное управление».



Совет директоров

>> Члены
Совета
директоров

Наталенко Александр Егорович (Председатель)*

Акимов Андрей Игоревич

Буркхард Бергманн

Варданян Рубен Карленович*

Джетвей Марк Антони

Дмитриев Владимир Александрович*

Михельсон Леонид Викторович

Селезнев Кирилл Геннадьевич

Южанов Илья Артурович*

*Независимый член Совета директоров в соответствии с требованиями Объединенного кодекса по корпоративному управлению Великобритании

В компетенцию Совета директоров «НОВАТЭКа» входит стратегическое руководство деятельностью Компании в соответствии с условиями, предусмотренными Федеральным законом «Об акционерных обществах» и Уставом «НОВАТЭКа». Совет директоров несет ответственность перед акционерами «НОВАТЭКа» и обеспечивает эффективную работу Компании с целью увеличения акционерной стоимости.

СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ ОПРЕДЕЛЯЕТ стратегию развития и приоритетные направления деятельности Компании, утверждает долгосрочные и годовые бизнес-планы, рассматривает вопросы финансовой деятельности, внутреннего контроля, управления рисками и другие вопросы, относящиеся к его компетенции, включая оптимизацию корпоративной структуры и структуры капитала, одобрение крупных сделок, принятие решений по инвестиционным проектам, рекомендации по размеру дивидендов по акциям и порядку их выплаты, созыв собраний акционеров. Полный перечень вопросов компетенции Совета

директоров можно найти на интернет-сайте Компании.

В 2008 ГОДУ Внеочередное общее собрание акционеров ОАО «НОВАТЭК» приняло решение о внесении изменений в Устав и Положение о Совете директоров, связанных с увеличением численного состава Совета директоров с 8 до 9 человек. Председателем Совета директоров избран Наталенко Александр Егорович, который осуществляет руководство и организует эффективную работу Совета директоров. Совет директоров включает 4 независимых директоров, которые признаются независимыми в соответствии с требованиями Объединенного кодекса по корпоративному управлению Великобритании.

ЧЛЕНЫ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ «НОВАТЭКа» владеют необходимыми знаниями по стратегическим, финансовым вопросам и опытом ведения коммерческой деятельности в нефтегазовых компаниях. Директора вступают в свои полномочия после избрания Совета директоров общим собранием акционеров. Для детального изучения и понимания деятельности Компании, стра-

тегии развития и основных рисков члены Совета директоров проводят встречи с высшим руководством Компании.

ЧЛЕНЫ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ также имеют возможность проводить формальные и

неформальные встречи с руководителями Компании для обсуждения различных вопросов и регулярного обмена информацией, необходимой для работы на заседаниях и принятия взвешенных своевременных решений.

>> Отчет
посещаемости
заседаний Совета
директоров и
комитетов

Для обеспечения эффективной работы заседания Совета директоров созываются регулярно, но не реже одного раза в два месяца. В 2008 году Совет

директоров встречался 14 раз, из них 7 заседаний было проведено в заочной форме.

ЧЛЕН СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ	СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ	КОМИТЕТ ПО АУДИТУ	КОМИТЕТ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИЯМ	КОМИТЕТ ПО СТРАТЕГИИ И ИНВЕСТИЦИЯМ
Наталенко А.Е.*	14/14	-	-	6/6
Михельсон Л.В.	14/14	-	-	-
Акимов А.И.	14/14	5/5	-	-
Бергманн Б. **	3/14	-	-	-
Джетвей М.А.	14/14	-	4/4	-
Дмитриев В.А.*	14/14	5/5	-	-
Селезнев К.Г.	12/14	-	-	1/6
Варданян Р.К.*	14/14	5/5	4/4	-
Южанов И.А.*	14/14	-	3/4	6/6

* Независимый член Совета директоров

** В октябре 2008 года Буркхард Бергманн был избран в качестве члена Совета директоров

>> Деятельность
Совета
директоров
в течение года

В течение 2008 года состоялось 14 заседаний Совета директоров, на которых были рассмотрены и приняты решения по следующим вопросам:

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ И ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ

Совет директоров рассмотрел и утвердил результаты производственной и финансовой деятельности Компании за 2007 год. Советом также были рассмотрены и одобрены финансовая отчетность и результаты производственной деятельности за первое полугодие 2008 года и приняты соответствующие поправки к бизнес-плану Компании на 2008 год. Совет директоров рассмотрел и одобрил бизнес-план «НОВАТЭКа» на 2009 год.

СТРУКТУРА КАПИТАЛА

Совет директоров одобрил заключение договора на привлечение срочного необеспеченного синдицированного кре-

дита в размере 800 млн долларов США для общекорпоративных целей Группы, включая финансирование капитальных вложений. Совет директоров также одобрил программу обратного выкупа акций «НОВАТЭКа», которые будут использованы для обеспечения будущих потребностей в финансировании, а также в рамках программы стимулирования менеджмента Компании, реализация которой уже началась.

ДИВИДЕНДЫ

Совет директоров рекомендовал принять решение о выплате дивидендов по результатам деятельности за 2007 финансовый год, а также промежуточные дивиденды за первую половину 2008 года по результатам финансовой отчетности за этот период.

>> Комитеты при Совете директоров

25 марта 2005 года Совет директоров ОАО «НОВАТЭК» одобрил создание трех комитетов Совета директоров: Комитета по аудиту, Комитета по стратегии и инвестициям и Комитета по корпоративному управлению и компенсациям. Комитеты играют важную роль в поддержании высоких стандартов корпоративного управления, обеспечивая всесторонний анализ возможных решений до заседа-

ния Совета директоров. С компетенцией комитетов можно ознакомиться на интернет-сайте Компании. Протоколы заседаний Комитетов рассылаются членам Совета директоров и сопровождаются необходимыми материалами и пояснительными записками.

СОСТАВ КОМИТЕТОВ

	КОМИТЕТ ПО АУДИТУ	КОМИТЕТ ПО СТРАТЕГИИ И ИНВЕСТИЦИЯМ	КОМИТЕТ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИЯМ
ПРЕДСЕДАТЕЛЬ	Дмитриев В.А.	Южанов И.А.	Варданян Р.К.
ЧЛЕНЫ	Варданян Р.К. Акимов А.И.	Селезнев К.Г. Наталенко А.Е. Бергманн Б.	Джетвей М.А. Южанов И.А.

>> Комитет по аудиту

Основной целью создания Комитета по аудиту является содействие эффективному выполнению Советом директоров контрольных функций путем оценки:

- >> достоверности, прозрачности и полноты финансовой (бухгалтерской) отчетности Компании, выпускаемой в соответствии с российскими и международными стандартами отчетности;
- >> кандидатуры в аудиторы Компании;
- >> аудиторского заключения Компании, предоставляемого на годовое общее собрание акционеров;
- >> эффективности процедур внутреннего контроля и подготовки предложений по их совершенствованию;
- >> соблюдения Компанией требований законодательства Российской Федерации.

ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ СВОИХ ФУНКЦИЙ Комитет по аудиту имеет полное право рассматривать любые вопросы в пределах своей компетенции, предусмотренной Положением о Комитете по аудиту. Соответственно, Комитет вправе:

- >> пользоваться услугами внешних экспертов и консультантов в рамках бюджета Комитета;
- >> запрашивать и получать информа-

цию от руководителей и других должностных лиц исполнительных органов Компании;

- >> заслушивать отчеты внутренних и внешних аудиторов Компании.

КОМИТЕТ ПО АУДИТУ готовит рекомендации Совету директоров Компании по кандидатуре внешнего аудитора ОАО «НОВАТЭК» и стоимости его услуг. На основании рекомендаций Комитета Совет директоров предлагает кандидатуру аудитора Компании на утверждение годовым общим собранием акционеров ОАО «НОВАТЭК», после чего кандидатура внешнего аудитора может быть одобрена годовым общим собранием. При выборе кандидатов в аудиторы учитывается уровень профессиональной квалификации, вопрос независимости, риск возникновения конфликта интересов, условия договора и размер вознаграждения претендентов. Комитет осуществляет надзор за независимостью и объективностью внешнего аудитора, эффективностью и качеством проведения аудита. Ежегодно Комитет предоставляет Совету директоров информацию по итогам оценки рассмотрения аудиторского заключения по финансовой (бухгалтерской) отчетности Компании.

КОМИТЕТ ПО АУДИТУ проводит встречи с представителями аудитора Компании не реже одного раза в год.

КОМИТЕТ ПО АУДИТУ активно взаимо-

действует с исполнительными органами Компании, на заседания Комитета приглашаются руководители ОАО «НОВАТЭК», ответственные за подготовку финансовой (бухгалтерской) отчетности.

КОМИТЕТ ПРОВОДИТ РАССМОТРЕНИЕ Годового отчета Компании и готовит рекомендации по вопросу предварительного утверждения отчета Советом директоров.

ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ Комитетом своих обязанностей заседания Комитета по аудиту проводятся не реже четырех раз в год. В 2008 году было проведено пять заседаний Комитета.

РУКОВОДСТВО ОАО «НОВАТЭК» осознает

и принимает требования о независимости внешнего аудитора Компании посредством запрета на привлечение данного аудитора для предоставления широкого спектра бухгалтерских и других профессиональных услуг, что противоречило бы его назначению в качестве независимого внешнего аудитора. Вознаграждение основным аудиторам Компании за услуги аудита и прочие услуги указано в примечании 20 к консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО за 2008 год.

ПОЛОЖЕНИЕ О КОМИТЕТЕ по аудиту, регламентирующее его деятельность, размещено на интернет-сайте Компании.

>> Внутренний аудит

Управление внутреннего аудита Компании во взаимодействии с Советом директоров и менеджментом Компании участвует в обеспечении объективной достоверности и эффективности систем управления рисками и внутреннего контроля, а также разрабатывает предложения и рекомендации по совершенствованию данных систем. Управление внутреннего аудита в своей работе опирается на Кодекс этики Института внутренних аудиторов, международные аудиторские стандарты, международные профессиональные стандарты внутреннего аудита.

В СВОЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ Управление внутреннего аудита неукоснительно руководствуется принципами независимости и объективности. Внутренние стандарты ОАО «НОВАТЭК» предусматривают для

работников Управления внутреннего аудита возможность полного доступа ко всем бизнес-процессам, информации, имуществу и персоналу Компании при выполнении аудиторских заданий. Постоянное стремление к повышению профессионального уровня является неотъемлемой частью гарантий качества внутреннего аудита Компании.

ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ АУДИТОВ используется риск-ориентированный подход. При составлении отчетов по исполнению аудиторских заданий соблюдаются принципы точности, объективности, краткости, полноты и своевременности.

НАЧАЛЬНИК УПРАВЛЕНИЯ ВНУТРЕННЕГО аудита ежегодно представляет членам Комитета по аудиту Совета директоров отчеты по итогам деятельности внутреннего аудита Компании.

>> Комитет по стратегии и инвестициям

ОСНОВНОЙ ЦЕЛЬЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ Комитета по стратегии и инвестициям является разработка и предоставление рекомендаций Совету директоров по определению приоритетных направлений деятельности Компании, оценке эффективности инвестиционных проектов и их влияния на увеличение акционерной стоимости Компании.

В ЦЕЛЯХ СОДЕЙСТВИЯ членам Совета директоров в выполнении возложенных на них обязанностей Комитет, в числе прочего, отвечает за:

>> анализ концепций, программ и планов стратегического развития Компании и внесение своих рекомендаций Совету директоров Компании;

>> подготовку рекомендаций Совету директоров по вопросам сделок, предметом которых является имущество, стоимость которого составляет более 5% балансовой стоимости активов Компании, определяемой по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату;

>> подготовку рекомендаций Совету директоров по результатам рассмотрения инвестиционных проектов, предлагаемых к реализации исполнительными органами Компании;

>> подготовку рекомендаций Совету директоров об использовании резервов Компании.

ДЛЯ НАДЛЕЖАЩЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ своей деятельности Комитет вправе запрашивать любую необходимую информацию или документы от членов исполнительных органов Компании или руководителей соответствующих структурных подразделений. Для рассмотрения вопросов, находящихся в рамках его компетенции, Комитет может привлекать внешних экспертов и консультантов, обладающих необходимыми профессиональными знаниями и навыками. Способ и условия привлечения таких экспертов или

консультантов предусматриваются в соответствующих договорах.

ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЛЕЖАЩЕГО выполнения Комитетом своих функций заседания проводятся не реже четырех раз в год. В 2008 году проведено шесть заседаний Комитета.

ПОЛОЖЕНИЕ О КОМИТЕТЕ по стратегии и инвестициям, регламентирующее его деятельность, размещено на интернет-сайте Компании.

>> Комитет по корпоративному управлению и компенсациям

Деятельность Комитета по корпоративному управлению и компенсациям регламентируется соответствующим Положением, утвержденным Советом директоров. Положение о Комитете размещено на сайте Компании и кратко излагается далее.

ОСНОВНОЙ ЦЕЛЬЮ СОЗДАНИЯ Комитета по корпоративному управлению и компенсациям является проверка деловой практики и внутренних регулирующих документов Компании на соответствие действующим стандартам и наилучшей практике корпоративного управления. Комитет отвечает за определение политики в области вознаграждения и компенсаций, а также вознаграждения отдельным исполнительным директорам и высшему руководству Компании.

ОСНОВНЫМИ ЦЕЛЯМИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ Комитета по корпоративному управлению и компенсациям являются:

>> разработка и периодический пересмотр документов Компании, касающихся корпоративного управления и документов, регулирующих корпоративные конфликты;

>> подготовка рекомендаций в области дивидендной политики;

>> разработка процедур и проведение ежегодной оценки работы Совета директоров;

>> определение ежегодного вознаграждения членам Совета директоров.

ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЛЕЖАЩЕГО выполнения Комитетом своих функций заседания проводятся не реже четырех раз в год. В 2008 году проведено 4 заседания Комитета.

>> Ревизионная комиссия

В соответствии с Федеральным законом «Об Акционерных обществах» №208-ФЗ и Уставом Компании на годовом общем собрании акционеров путем кумулятивного голосования избирается ревизионная комиссия, деятельность которой регламентируется Положением, утвержденным решением общего собрания акционеров. Положение размещено на сайте Компании. В состав комиссии входит 4 члена. Ревизионная комиссия является органом контроля финансово-хозяйственной деятельности Компании, ее органов, должностных лиц, подразделений и служб, филиалов и представительства.

ПРОВЕРКА ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ Компании осуществляется

по итогам деятельности Компании за год или за иной период по инициативе членов Ревизионной комиссии или иных лиц, имеющих право инициировать ревизию в соответствии с законодательством Российской Федерации и Уставом Компании. Результаты проверок представляются в форме заключений Ревизионной комиссии.

РЕВИЗИОННАЯ КОМИССИЯ представляет на Совет директоров Компании заключение по результатам ревизии финансово-хозяйственной деятельности Компании за год и заключение, оценивающее достоверность данных, включаемых в Годовой отчет Компании и содержащихся в годовой финансовой (бухгалтерской) отчетности, не позднее, чем за 40 дней до даты проведения годового общего собрания акционеров.

Правление

Правление «НОВАТЭКа» является исполнительным органом и осуществляет руководство текущей деятельностью Компании. Подробную информацию о компетенции Правления можно найти на интернет-сайте Компании.

ПРАВЛЕНИЕ ИЗБИРАЕТСЯ СОВЕТОМ директоров из числа ключевых работников Компании в количестве 11 человек.

>> Члены Правления

Михельсон Л. В. (Председатель)

Басков В. А.

Протосеня С. В.

Гиря В. И.

Смирнов В. А.

Джетвей М. А.

Титаренко Н. Н.

Кузнецова Т. С.

Фридман А. М.

Попов М. В.

Яновский К. Н.

>> Взаимо- действие с акционерами

Ключевыми принципами взаимодействия с акционерами для Компании являются информационная открытость и прозрачность, поддержание постоянного активного диалога с инвестиционным сообществом, включая институциональных инвесторов и аналитиков, обеспечение полной информированности участников рынка ценных бумаг.

ствующего законодательства Российской Федерации и Великобритании.

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С РЫНКОМ ведется через Председателя Правления и Директора по финансам и стратегии развития. Управление по связям с инвесторами и Управление корпоративного обеспечения Компании координируют взаимодействие со всеми заинтересованными сторонами.

В ДОПОЛНЕНИЕ к пресс-релизам и существенным фактам, на интернет-сайте Компании раскрывается подробная информация в области устойчивого развития, охраны окружающей среды и промышленной безопасности. Сайт также содержит общую информацию, публикации, презентации для инвесторов и материалы по основным корпоративным событиям Компании.

ПРЕЗЕНТАЦИИ И ПРЕСС-РЕЛИЗЫ Компании выпускаются в связи с выходом квартальной и годовой бухгалтерской (финансовой) отчетности, а также по значимым событиям в течение всего года. Компания раскрывает все существенные события через авторизованные сервисы раскрытия информации, выпускает пресс-релизы и публикует новости на сайте Компании, в соответствии с требованиями соответ-

СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ ОБЩЕСТВА придает важное значение диалогу с акционерами и предоставлению подробного отчета по результатам деятельности на каждом годовом общем собрании акционеров. Представители Компании регулярно проводят встречи с инвесторами и аналитиками для обсуждения интересующих их вопросов. Информация, предназначенная для акционеров «НОВАТЭКа», а также контактная информация доступна на интернет-сайте Компании.

АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ



“Я ИМЕЛ ВОЗМОЖНОСТЬ НАБЛЮДАТЬ ЗА РАЗВИТИЕМ КОМПАНИИ ЗА ПРОШЕДШИЕ 10 ЛЕТ С ДВУХ ВЫГОДНЫХ ПОЗИЦИЙ: КАК ПАРТНЕР В РВС И В МОЕЙ НЫНЕШНЕЙ РОЛИ ДИРЕКТОРА ПО ФИНАНСАМ И СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ. Для меня было очевидным, что «НОВАТЭК» является уникальной компанией, обладающей большим объемом неразработанных запасов и издержками, которые можно назвать одними из самых низких в нефтегазовой отрасли. Принятый нами консервативный подход к управлению финансами и решение поддерживать устойчивый баланс и избегать избыточного заимствования средств, вполне оправдали себя в этот непростой период. Моей целью всегда было обеспечение высокого уровня профессионализма во всех сферах нашей деятельности и поддержание открытого и конструктивного диалога с инвестиционным сообществом. Я считаю, что «НОВАТЭК» за достаточно короткий срок зарекомендовал себя как одна из лучших компаний на территории Российской Федерации.”

ДЖЕТВЕЙ МАРК АНТОНИ

Заместитель Председателя Правления, Директор по финансам и стратегии развития

АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Настоящий анализ финансового положения и результатов деятельности за 2008 год должен рассматриваться в контексте аудированной консолидированной финансовой отчетности по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 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»). Согласно методологии определения резервов Системы Управления Нефтяными Ресурсами (PRMS), 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. Мы осуществляем 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 48 месяцев первоначального периода геологоразведки в размере не менее чем 40 млн долл. США. По состоянию на 31 декабря 2008 г. мы инвестировали приблизительно 20 млн долл. США и оставшийся период геологоразведки составляет 32 месяца. Мы будем продолжать оценку возможностей по разработке месторождений и добыче углеводородов за пределами Российской Федерации с целью диверсификации нашего бизнеса.

В сентябре 2008 года мы завершили обустройство и ввели в эксплуатацию вторую очередь Юрхаровского месторождения. Вторая очередь состоит из двух технологических ниток, включающих установку низкотемпературной сепарации газа и цех подготовки конденсата, производительностью 20 млн куб. метров в сутки. Общая проектная мощность второй очереди составляет более 7 млрд куб. метров в год. Ввод в эксплуатацию второй очереди Юрхаровского месторождения позволит Группе увеличить общую производительность по добыче природного газа до уровня более 100 млн куб. метров в сутки и увеличить выход газового конденсата более чем на 20%.

В рамках разработки второй очереди Юрхаровского месторождения мы также построили и подключили к Единой системе газоснабжения, принадлежащей и управляемой ОАО «Газпром», газопровод протяженностью 87 км, который позволит нам увеличить возможности по транспортировке природного газа с Юрхаровского месторождения до 34 млрд куб. метров в год.

В октябре и ноябре 2008 года, соответственно, Группа завершила строительство и ввела в промышленную эксплуатацию вторую очередь Пуровского завода по переработке конденсата (Пуровского ЗПК), что повысило его производительную мощность до 5 млн тонн в год: 3,75 млн тонн стабильного газового конденсата и 1,25 млн тонн сжиженного углеводородного газа. Увеличение производственных мощностей на Пуровском ЗПК является одним из важнейших звеньев производственной цепочки, открывающей возможности для разработки сложных газоконденсатных месторождений и оптимизации каналов сбыта готовой продукции.

В 2008 году наше 100%-ное дочернее общество ООО «НОВАТЭК-Автозаправочные комплексы» завершило строительство автозаправочного комплекса в Челябинской области. Мы планируем продолжать дальнейшее расширение сбытовой сети в Челябинской области путем строительства и приобретения автозаправочных комплексов с целью их снабжения сжиженным углеводородным газом, производимым на Пуровском ЗПК.

В результате проведения геологоразведочных работ на наших месторождениях в 2008 году были открыты семь новых газоконденсатных залежей на Юрхаровском месторождении и шесть новых газовых залежей в южной и юго-западной частях Ханчейского лицензионного участка. Мы также завершили работу по подготовке документации на получение лицензий в Министерстве Природных Ресурсов и Экологии РФ на Западно-Юрхаровское, Ярудейское, Радужное и Северо-Ханчейское месторождения.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

<i>млн рублей, если не указано иное</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2008	2007	
Финансовые показатели			
Выручка от реализации (без НДС и экспортных пошлин)	79'272	62'370	27,1%
Операционные расходы	(46'916)	(37'115)	26,4%
Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	22'899	18'736	22,2%
ЕВИТДА ⁽¹⁾	36'702	29'283	25,3%
ЕВИТДАХ ⁽²⁾	37'819	29'769	27,0%
Прибыль на акцию (в рублях)	7,54	6,17	22,2%
Операционные показатели			
Объем реализации природного газа (млн куб. м)	33'274	32'054	3,8%
Объем реализации стабильного газового конденсата (тыс. тонн)	1'583	1'508	5,0%
Объем реализации сжиженного углеводородного газа (тыс. тонн)	618	554	11,6%
Объем реализации нефти (тыс. тонн)	270	269	0,4%
Объем реализации нефтепродуктов (тыс. тонн)	66	40	65,0%
Объем реализации нефтепродуктов (экспортная трейдинговая деятельность) (тыс. тонн)	93	33	181,8%
Движение денежных средств			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	31'514	21'383	47,4%
Капитальные затраты	31'810	19'466	63,4%

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ ЕВИТДАХ представляет собой ЕВИТДА, как определено выше, без учета расходов на геологоразведку.

ОСНОВНЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Обменный курс рубля к доллару США	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год		Изменение, %
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	
На начало года	24,55	26,33	23,52	26,01	23,46	25,82	25,25	24,95	24,55	26,33	(6,8%)
На конец года	23,52	26,01	23,46	25,82	25,25	24,95	29,38	24,55	29,38	24,55	19,7%
Средний за год	24,26	26,31	23,63	25,86	24,25	25,51	27,26	24,65	24,85	25,58	(2,9%)

Мировые цены на нефть, долл. США / барр. нефт. экв.	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	
WTI ⁽¹⁾									
На конец периода		101,6	65,9	140,0	70,7	100,6	81,7	44,6	96,00
Средняя за период		97,8	58,3	123,8	65,0	118,2	75,2	59,1	90,5
Brent ⁽²⁾									
На конец периода		102,7	68,6	138,9	73,5	93,7	81,1	36,6	96,0
Средняя за период		96,7	57,8	121,2	68,8	115,1	74,7	55,5	88,5
Urals ⁽²⁾									
На конец периода		99,8	65,4	135,4	69,1	92,4	77,6	35,9	93,1
Средняя за период		93,2	54,3	117,4	65,2	113,4	72,1	54,6	85,7

⁽¹⁾ Основаны на котировках Нью-Йоркской товарной биржи (NYMEX).

⁽²⁾ Основаны на котировках Межконтинентальной биржи (ICE).

Экспортные пошлины, долл. США на тонну ⁽¹⁾	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	
Сырая нефть, стабильный газовый конденсат									
На конец периода		333,8	179,7	398,1	200,6	495,9	223,9	192,1	275,4
Средняя за период		314,3	180,0	359,4	171,1	463,3	216,1	283,9	258,7
Сжиженный углеводородный газ									
На конец периода		237,2	133,4	280,5	147,5	346,4	163,2	141,8	197,8
Средняя за период		224,1	133,6	254,4	127,6	324,4	158,0	203,6	186,6

⁽¹⁾ Ставка вывозной таможенной пошлины, установленная правительством РФ.

НЕКОТОРЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Текущая ситуация на финансовых рынках

Недавнее падение мировых финансовых рынков оказало негативное влияние на способность заемщиков привлекать средства на рынках капитала. Консенсус мирового и российского банковского сообщества сводится к жестким кредитным условиям на рынке и увеличению стоимости заемных средств. Кроме того, нарастает озабоченность высоким уровнем заемного капитала, потенциальными проблемами с ликвидностью и требованиями к показателям финансовой отчетности, необходимым для устойчивости в период сильных рыночных колебаний.

Мы предприняли различные меры для обеспечения устойчивости нашего финансового положения и снижения риска неплатежеспособности наших контрагентов, которым Группа реализует природный газ и жидкие углеводороды. Кроме того, мы предприняли предупредительные действия для обеспечения сохранности наших свободных денежных средств, размещенных в зарубежных и российских банках, а также снизили риски, связанные с выдачей авансов поставщикам различных услуг. В настоящее время наши денежные средства размещены в банках с минимальным риском банкротства и высокой капитализацией.

В силу ограниченного доступа на рынки капитала для привлечения средств мы рассмотрели нашу программу капитального строительства на 2009 год и пришли к выводу, что имеющиеся в нашем распоряжении операционные денежные потоки и краткосрочные займы и кредитные линии являются достаточными для финансирования нашей основной деятельности по добыче природного газа и программы капитального строительства. На 31 декабря 2008 г. мы не произвели существенных поправок к нашей инвестиционной программе. Мы планируем продолжить финансирование наших программ по разведке и разработке для расширения наших мощностей за счет имеющихся кредитных ресурсов и денежных потоков от операционной деятельности.

Руководство Группы продолжит внимательно следить за экономической ситуацией в РФ, за ситуацией на российском и международных фондовых рынках для принятия корректирующих или предупредительных решений с целью преодоления сложившегося финансового кризиса.

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 2008 году средневзвешенная цена ФСТ для регионов, которым мы поставляли природный газ, выросла на 289 рублей за тыс. куб. метров (или 22,7%) до 1'563 рублей с 1'274 рублей за тыс. куб. метров в 2007 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 2008 году по сравнению с 2007 годом увеличилась на 26 рублей за тыс. куб. метров (или 27,4%) в результате более высокой средней цены реализации конечным потребителям (см. раздел «Выручка от реализации природного газа» ниже). В 2008 году темп роста нашей средней цены реализации природного газа трейдерам приблизительно соответствовал темпу роста средней приведенной цены реализации конечным потребителям.

В ноябре 2006 года ФСТ одобрила и опубликовала программу либерализации цен на природный газ, реализуемый на внутреннем рынке, до 2011 года. В рамках этой программы, с 1 января 2008 г. ФСТ одобрила 25%-ое увеличение регулируемых цен на природный газ в 2008 году. В декабре 2008 года ФСТ одобрила дальнейшее увеличение регулируемых цен на газ в 2009 году в среднем на 15,9%, которое планируется провести в четыре этапа: в первом квартале рост цен составит 5%, во втором квартале 7%, в третьем квартале 7% и в четвертом квартале 6,2%. Мы ожидаем дальнейшее увеличение

регулируемых цен на природный газ в рамках правительственной программы о либерализации цен на природный газ на внутреннем рынке. ФСТ будет продолжать ежегодно увеличивать 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 2008 и 2007 гг.:

<i>рублей за тыс. куб. метров</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2008	2007	
Средняя цена реализации газа конечным потребителям ⁽¹⁾	1'818	1'505	20,8%
Средний расход на транспортировку газа конечным потребителям	718	631	13,8%
Средняя приведенная цена реализации газа конечным потребителям	1'100	874	25,9%
Средняя цена реализации газа на точке врезки (реализация трейдерам)	979	779	25,7%
Разница между средней приведенной ценой реализации конечным потребителям и средней ценой реализации трейдерам	121	95	27,4%

⁽¹⁾ Включает покрытие расходов на транспортировку.

Мы также принимаем участие в электронных торгах природным газом по нерегулируемым ценам на электронной торговой площадке (далее – «ЭТП») ООО «Межрегионгаз», дочернего общества «Газпрома». Наши средние приведенные цены реализации природного газа на ЭТП представлены в таблице ниже:

<i>рублей за тыс. куб. метров</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2008	2007	
Средняя цена реализации газа покупателям на ЭТП ⁽¹⁾	1'412	1'193	18,4%
Средний расход на транспортировку газа покупателям на ЭТП	132	107	23,4%
Средняя приведенная цена реализации газа покупателям на ЭТП	1'280	1'086	17,9%

⁽¹⁾ 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 или изменять его для удовлетворения изменяющегося 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 и других факторов. 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 фактические цены реализации жидких углеводородов как на внутреннем, так и на международных рынках зависят от многих внешних факторов, находящихся вне контроля руководства Группы.

Наши цены реализации стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа (за исключением обязательных поставок по регулируемым ценам), сырой нефти и нефтепродуктов на международных и на внутреннем рынках включают покрытие транспортных расходов в соответствии с договорами поставок. Мы изменили условия поставки сырой нефти на внутренний рынок с января 2008 года таким образом, что контрактная цена реализации включает покрытие транспортных расходов и несем ответственность за транспортировку сырой нефти до места назначения. Права собственности и риски, связанные с ее владением, теперь переходят к покупателям в месте доставки груза. Соответственно, выручка от реализации сырой нефти на внутреннем рынке и цены реализации за

соответствующий период 2007 года были скорректированы в сторону увеличения на сумму транспортных расходов до места назначения.

В 2008 году равно как и в 2007 году стабильный газовый конденсат, продаваемый нами на экспорт, реализовывался на условиях «поставка с судна» (DES) и «стоимость и фрахт» (CFR). Средняя контрактная цена реализации стабильного газового конденсата на международных рынках, включая экспортные пошлины, в 2008 году составила 853 долл. США по сравнению с 646 долл. США за тонну в 2007 году.

В 2008 году равно как и в 2007 году сырая нефть, поставляемая нами на экспорт, реализовывалась на условиях «поставка до границы» (DAF Адамова Застава, Германия). В 2008 году средняя контрактная цена реализации сырой нефти на экспорт, включая экспортные пошлины, составила 419 долл. США за тонну по сравнению с 491 долл. США за тонну в 2007 году.

В течение 2008 года мировые цены на сырую нефть достигли своего исторического максимума в июле, составив 145,3 долл. США за баррель марки «WTI» и 144,2 долл. США за баррель марки «Брент», соответственно, и резко снизились во втором полугодии 2008 года до 44,6 долл. США за баррель марки «WTI» и 36,6 долл. США за баррель марки «Брент» на 31 декабря 2008 г. соответственно. Среди прочих факторов, резкие колебания цены на сырую нефть в течение 2008 года имели, соответственно, положительное и/или отрицательное влияние на наши контрактные цены жидких углеводородов, реализуемые нами как на внутреннем, так и на международных рынках. Различные факторы, оказывающие влияние на изменение мировых цен, находятся вне контроля менеджмента.

В следующей таблице приведены наши средние цены реализации стабильного газового конденсата и сырой нефти (без НДС и экспортных пошлин) за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг.:

<i>рублей или долл. США за тонну</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2008	2007	
Стабильный газовый конденсат			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну	12'249	11'353	7,9%
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	492,9	443,9	11,0%
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	8'135	8'464	(3,9%)
Сырая нефть			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну	2'925	7'225	(59,5%)
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	117,7	282,5	(58,3%)
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	7'881	6'347	24,2%

В течение 2008 года сжиженный углеводородный газ, поставляемый нами на экспорт и в страны СНГ, реализовывался на условиях «поставка до границы» (DAF) – на границе страны покупателя. В 2008 году средняя контрактная цена реализации на экспорт, включая экспортные пошлины, составила 745 долл. США по сравнению с 605 долл. США за тонну в 2007 году. Мы обязаны продавать часть сжиженного углеводородного газа на внутреннем рынке по ценам, регулируемым ФСТ, при этом оставшаяся часть реализуется на коммерческих условиях. В 2008 году мы продали 48 тыс. тонн по регулируемой цене 4'500 рублей за тонну и 437 тыс. тонн по контрактной цене 10'393 рубля за тонну на внутреннем рынке, по сравнению с 42 тыс. тонн по цене 3'500 рублей за тонну и 380 тыс. тонн по цене 8'750 рублей за тонну в 2007 году соответственно.

Продажи нефтепродуктов собственного производства на внутренний рынок осуществлялись на условиях (FCA) – ж/д станция Сургут (Ханты-Мансийский автономный округ).

В 2008 году равно как и в 2007 году наше зарубежное дочернее общество покупало нефтепродукты (нафту) на международных рынках для перепродажи. В 2008 году мы поставляли нафту на рынки США и Европы по средней контрактной цене 939 долл. США за тонну по сравнению с 819 долл. США за тонну в 2007 году, при этом условия поставки были «поставка с судна» (DES) и «франко борт судна» (FOB, Витино). Такая реализация не облагалась экспортными пошлинами. В четвертом квартале 2008 года наше зарубежное дочернее общество реализовало на рынках США 20 тыс. тонн нефтепродуктов (дистиллят легкий), полученных из переработки с Сургутского ЗСК. Реализация осуществлялась на условиях «поставка с судна» (DES) и наша средняя контрактная цена реализации, включая экспортные пошлины, составила 333 долл. США за тонну.

В течение 2008 года, наше дочернее общество ООО «НОВАТЭК-Автозаправочные комплексы» приобрело у третьих сторон 77 тонн сжиженного углеводородного газа, дизельного топлива и бензина и впоследствии перепродало в розницу 56 тонн по средней цене 24'132 рубля за тонну.

В следующей таблице приведены наши средние цены реализации сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов (без НДС и экспортных пошлин) за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг. (за исключением операций по покупке и продаже нефтепродуктов):

<i>рублей или долл. США за тонну</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2008	2007	
Сжиженный углеводородный газ			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну	12'333	11'535	6,9%
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	496,2	451,0	10,0%
Цена по СНГ, рублей за тонну	11'853	10'264	15,5%
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	9'810	8'231	19,2%
Нефтепродукты			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну	3'720	-	н/п
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	149,7	-	н/п
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	7'026	6'513	7,9%

Тарифы на транспортировку

Согласно существующей методике расчета транспортных тарифов для природного газа, добываемого на территории Российской Федерации, доставляемого потребителям, расположенным в пределах таможенной территории Российской Федерации и государств-участников соглашений о Таможенном союзе (Беларусь, Казахстан, Кыргызстан и Таджикистан), 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 января 2008 года ставка за пользование установлена в размере от 123,01 до 1'351,01 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров) и включает постоянную часть ставки за пользование в размере 20,01 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 через газораспределительные станции, не принадлежащие «Газпрому». Ставка по перемещению в пределах территории Российской Федерации и государств-участников соглашений о Таможенном союзе была установлена в размере 5,28 рублей с 1 августа 2006 г. и увеличена на 15% до 6,07 рублей с 1 марта 2007 г. и на 19,1% с 1 января 2008 г. до 7,23 рублей за тыс. куб. метров на 100 км (без НДС).

В декабре 2008 года ФСТ одобрила увеличение тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам в 2009 году. Тарифы по транспортировке будут увеличены в среднем на 15,7%, что будет осуществлено в четыре этапа в соответствии с ростом регулируемых цен на природный газ. Рост регулируемых тарифов на транспортировку относится на наших конечных потребителей в соответствии с условиями большинства договоров.

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 (до порта Витино на Белом море), 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 и нефтепродукты собственного производства на международные рынки через терминал в порту Витино на Белом море и далее танкерами до рынков США, Европы и других пунктов назначения. Расходы на транспортировку танкерами определяются

расстоянием до конечного порта назначения, наличием танкеров, сезоном поставок и стандартными условиями транспортировки.

Транспортные услуги от связанных сторон

Все компании, занимающиеся добычей природного газа и его продажей на территории Российской Федерации, транспортируют свой коммерческий 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 офшоров 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 2008 и 2007 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, в рублях и в долларах США на баррель нефтяного эквивалента:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря		Изменение %
	2008	2007	
Расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	3'525	3'057	15,3%
Налоги, кроме налога на прибыль	7'062	6'222	13,5%
Транспортные расходы	16'013	13'138	21,9%
Итого расходы на производство углеводородов до амортизации	26'600	21'417	18,7%
Износ, истощение и амортизация	4'234	3'446	22,9%
Итого расходы на производство углеводородов	30'834	25'863	19,2%

<i>рублей / барр. нефт. экв.</i>	За год, закончившийся 31 декабря		Изменение %
	2008	2007	
Удельные расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	16,0	14,9	7,4%
Налоги, кроме налога на прибыль	32,0	30,4	5,3%
Транспортные расходы	72,6	64,0	13,4%
Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации	120,6	109,3	10,3%
Износ, истощение и амортизация	19,2	16,8	14,3%
Общие удельные расходы на производство углеводородов	139,8	126,1	10,9%

<i>долл. США / барр. нефт. экв.</i>	За год, закончившийся 31 декабря		Изменение %
	2008	2007	
Удельные расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	0,64	0,58	10,3%
Налоги, кроме налога на прибыль	1,29	1,19	8,4%
Транспортные расходы	2,92	2,50	16,8%
Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации	4,85	4,27	13,6%
Износ, истощение и амортизация	0,77	0,66	16,7%
Общие удельные расходы на производство углеводородов	5,62	4,93	14,0%

Расходы на производство углеводородов включают в себя расходы, непосредственно связанные с добычей природного газа, газового конденсата и сырой нефти из скважин и прочие сопутствующие расходы, включая расходы на добычу, налоги, кроме налога на прибыль (налог на добычу), расходы на страхование и расходы на погрузку/транспортировку/разгрузку конечным потребителям. Средние расходы на производство углеводородов на баррель нефтяного эквивалента («барр. нефт. экв.») рассчитываются путем деления соответствующих расходов на количество баррелей нефтяного эквивалента углеводородов, добытых нами в течение года. Объемы природного газа, газового конденсата и сырой нефти, добытых на наших месторождениях, переводятся в баррели нефтяного эквивалента в зависимости от энергосодержания углеводородов на каждом месторождении.

Объемы реализации углеводородов

Объемы реализации природного газа и жидких углеводородов увеличились в основном за счет роста объемов добычи на нашем Юрхаровском месторождении.

Объем реализации природного газа

<i>млн куб. метров</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2008	2007	
Добыча:			
Юрхаровское м/р	11'540	9'554	20,8%
Восточно-Таркосалинское м/р	14'744	14'468	1,9%
Ханчейское м/р	4'115	4'196	(1,9%)
Прочие м/р	31	32	(3,1%)
Итого добыча природного газа	30'430	28'250	7,7%
Покупка:			
«Газпром»	1'905	1'973	(3,4%)
Прочие	980	1'166	(16,0%)
Итого покупка природного газа	2'885	3'139	(8,1%)
Итого добыча и покупка	33'315	31'389	6,1%
Расходы на нужды Пуровского ЗПК и собственные нужды	(39)	(34)	14,7%
Уменьшение (увеличение) остатка в трубе и ПХГ	(2)	699	н/п
Итого объем реализации природного газа	33'274	32'054	3,8%
<i>конечным потребителям</i>	<i>15'357</i>	<i>14'277</i>	<i>7,6%</i>
<i>покупателям на ЭТП</i>	<i>438</i>	<i>661</i>	<i>(33,7%)</i>
Итого продажи «конечным потребителям»	15'795	14'938	5,7%
Трейдерам на точке врезки	17'479	17'116	2,1%

В 2008 году общий объем добытого нами природного газа вырос на 2'180 млн куб. метров (или 7,7%) по сравнению с 2007 годом. На Юрхаровском месторождении увеличение добычи произошло в результате ввода в эксплуатацию объектов его второй очереди в четвертом квартале 2008 года. Кроме этого, в 2008 году мы нормализовали добычу природного газа из сеноманских залежей (сухого газа) на нашем Восточно-Таркосалинском месторождении после уменьшения добычи из этих залежей в 2007 году в результате того, что наполненность подземных хранилищ газа достигла своего максимума. Недостаток свободных мощностей в ПХГ «Газпрома» в 2007 году был вызван аномально теплой погодой.

На 31 декабря 2008 г. объем нашего природного газа, закачанного в подземные хранилища «Газпрома» (ПХГ), составил 300 млн куб. метров по сравнению с 40 млн куб. метров на 31 декабря 2007 г. На 31 декабря 2008 г. остаток природного газа в системе магистральных газопроводов составил 46 млн куб. метров по сравнению с 295 млн куб. метров на 31 декабря 2007 г. Мы ожидаем, что объем закачки природного газа в подземные хранилища и объем, находящийся в системе магистральных газопроводов, будет переменным и зависеть от ситуации на рынке, вместимости хранилищ и наших планов по развитию по поддержанию и/или увеличению добычи во время сезонных колебаний.

Объем реализации жидких углеводородов

тыс. тонн	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2008	2007	
Добыча:			
Юрхаровское м/р	889	698	27,4%
Восточно-Таркосалинское м/р	932	892	4,5%
Ханчейское м/р	651	710	(8,3%)
Прочие м/р	91	100	(9,0%)
Итого добыча жидких углеводородов	2'563	2'400	6,8%
Покупка:			
«Пургаздобыча»	-	16	н/п
Прочие	98	40	145,0%
Итого покупка жидких углеводородов	98	56	75,0%
Итого добыча и покупка	2'661	2'456	8,3%
Потери ⁽¹⁾	(21)	(20)	5,0%
Уменьшение (увеличение) остатка запасов	(10)	(32)	(68,8%)
Итого объем реализации жидких углеводородов	2'630	2'404	9,4%
<i>Стабильный газовый конденсат на экспорт</i>			
	1'578	1'505	4,9%
<i>Стабильный газовый конденсат на внутренний рынок</i>			
	5	3	66,7%
Итого стабильный газовый конденсат	1'583	1'508	5,0%
<i>Сжиженный углеводородный газ на экспорт</i>			
	90	77	16,9%
<i>Сжиженный углеводородный газ в страны СНГ</i>			
	43	55	(21,8%)
<i>Сжиженный углеводородный газ на внутренний рынок</i>			
	485	422	14,9%
Итого сжиженный углеводородный газ	618	554	11,6%
<i>Сырая нефть на экспорт</i>			
	17	109	(84,4%)
<i>Сырая нефть на внутренний рынок</i>			
	253	160	58,1%
Итого сырая нефть	270	269	0,4%
<i>Нефтепродукты на экспорт</i>			
	20	-	н/п
<i>Нефтепродукты на внутренний рынок</i>			
	46	40	15,0%
<i>Нефтепродукты на экспорт (трейдинговая деятельность)</i>			
	93	33	181,8%
Итого нефтепродукты	159	73	117,8%

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

В 2008 году добыча жидких углеводородов увеличилась на 163 тыс. тонн (или 6,8%) до 2'563 тыс. тонн по сравнению с 2'400 тыс. тонн в 2007 году главным образом за счет увеличения добычи газового конденсата на Юрхаровском месторождении в результате ввода в эксплуатацию объектов его второй очереди. Рост добычи газового конденсата на Восточно-Таркосалинском месторождении произошел в результате изменения технических параметров сепарации газа, в результате чего увеличился выход газового конденсата из природного газа. Рост добычи был компенсирован уменьшением добычи газового конденсата на Ханчейском месторождении в четвертом квартале 2008 года с целью оптимизации будущей доходности продаж при ожидаемых изменениях экспортных пошлин с 1 января 2009 г.

По состоянию на 31 декабря 2008 г. 220 тыс. тонн стабильного газового конденсата находились в пути либо в резервуарах и были отражены в составе запасов до момента достижения ими портов назначения по сравнению с 224 тыс. тонн по состоянию на 31 декабря 2007 г. На 31 декабря 2008 г. остаток стабильного газового конденсата, отраженного как «товары в пути» и «остатки готовой продукции в резервуарах», уменьшился на 4 тыс. тонн по сравнению с остатком на 1 января 2008 г. На 31 декабря 2007 г. остаток стабильного газового конденсата увеличился на 34 тыс. тонн по сравнению с остатком на 1 января 2007 г. Оставшееся изменение остатков запасов было связано с изменениями в запасах прочих видов жидких углеводородов.

ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2008 ГОДА, В СРАВНЕНИИ С ГОДОМ, ЗАКОНЧИВШИМСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА

Следующая таблица с дальнейшими пояснениями к ней представляет собой свод консолидированных результатов операционной деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг. Для всех показателей в каждой строке таблицы показан процент от общей выручки.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2008	% от общей выручки	2007	% от общей выручки
Выручка от реализации (без НДС и экспортных пошлин)	79'272	100,0%	62'370	100,0%
<i>в том числе:</i>				
реализация природного газа	45'650	57,6%	35'605	57,1%
реализация жидких углеводородов	30'426	38,4%	24'801	39,8%
Прочие прибыли (убытки)	(236)	(0,3%)	110	0,2%
Итого выручка от реализации и прочие доходы	79'036	99,7%	62'480	100,2%
Операционные расходы	(46'916)	(59,2%)	(37'115)	(59,5%)
Прибыль от операционной деятельности	32'120	40,5%	25'365	40,7%
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	(3'384)	(4,3%)	124	0,2%
Доля в прибыли (убытке) зависимых обществ	(147)	(0,2%)	-	н/п
Прибыль до налога на прибыль и доли меньшинства	28'589	36,1%	25'489	40,9%
Расходы по налогу на прибыль	(5'662)	(7,1%)	(6'761)	(10,9%)
Прибыль отчетного периода	22'927	28,9%	18'728	30,0%
Доля меньшинства	(28)	(0,0%)	8	0,0%
Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	22'899	28,9%	18'736	30,0%

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 2008 и 2007 гг.:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2008	2007	
Выручка от реализации природного газа	45'650	35'605	28,2%
<i>Конечным потребителям</i>	27'915	21'483	29,9%
<i>Покупателям на ЭТП</i>	619	788	(21,4%)
Итого продажи конечным потребителям	28'534	22'271	28,1%
Трейдерам на точке врезки	17'116	13'334	28,4%
Выручка от реализации стабильного газового конденсата	19'374	17'106	13,3%
<i>Экспорт</i>	19'334	17'082	13,2%
<i>Внутренний рынок</i>	40	24	66,7%
Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа	6'376	4'926	29,4%
<i>Экспорт</i>	1'112	884	25,8%
<i>СНГ</i>	507	569	(10,9%)
<i>Внутренний рынок</i>	4'757	3'473	37,0%
Выручка от реализации сырой нефти	2'043	1'802	13,4%
<i>Экспорт</i>	48	784	(93,9%)
<i>Внутренний рынок</i>	1'995	1'018	96,0%
Выручка от реализации нефтепродуктов	2'633	967	172,3%
<i>Экспорт</i>	2'186	674	224,3%
<i>Внутренний рынок</i>	447	293	52,6%
Итого выручка от реализации нефти и газа	76'076	60'406	25,9%
Выручка от реализации полимерной продукции	2'098	1'602	31,0%
Прочая выручка	1'098	362	203,3%
Итого выручка	79'272	62'370	27,1%
Прочие прибыли (убытки)	(236)	110	н/п
Итого выручка от реализации и прочие доходы	79'036	62'480	26,5%

Выручка от реализации природного газа

В 2008 году выручка от реализации природного газа выросла на 10'045 млн рублей (или 28,2%) по сравнению с 2007 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 57,6% и 57,1% от нашей общей выручки в 2008 и 2007 годах соответственно. Незначительное увеличение доли реализации природного газа от общей выручки произошло главным образом в результате превышения среднегодовых темпов роста цен реализации природного газа над ценами реализации жидких углеводородов.

В 2008 году наша средняя цена реализации природного газа выросла на 261 рубль (или 23,5%) до 1'372 рублей за тыс. куб. метров по сравнению с 1'111 рублями за тыс. куб. метров в 2007 году. Доля объемов реализации природного газа конечным потребителям (включая ЭТП) от общего объема реализации природного газа увеличилась с 46,6% в 2007 году до 47,5% в 2008 году за счет увеличения объемов продаж конечным потребителям. Средняя цена реализации природного газа конечным потребителям, покупателям на ЭТП и трейдерам на точке врезки выросла соответственно на 20,8%, 18,4% и 25,7% в 2008 году по сравнению с 2007 годом. В обоих периодах природный газ, реализованный конечным потребителям, главным образом поставлялся компаниям энергетического сектора и крупным промышленным предприятиям.

В 2008 году выручка от реализации природного газа на ЭТП снизилась на 169 млн рублей (или 21,4%) в результате общего снижения спроса на природный газ, реализуемого на ЭТП. Общие объемы реализации природного газа на ЭТП уменьшились на 223 млн куб. метров (или 33,7%) с 661 млн куб. метров в 2007 году до 438 млн куб. метров в 2008 году, что было частично компенсировано ростом средних цен указанной реализации в 2008 году по сравнению с 2007 годом. Данные объемы были

реализованы главным образом компаниям энергетического сектора в обоих периодах. Объемы реализации на ЭТП изменяются время от времени в зависимости от спроса на рынке и необходимости выполнения нами существующих контрактных обязательств.

С 1 января 2009 г. торговля на ЭТП была временно приостановлена в связи с малой торговой активностью до дальнейшего распоряжения.

Выручка от реализации стабильного газового конденсата

В 2008 году выручка от реализации стабильного газового конденсата увеличилась на 2'268 млн рублей (или 13,3%) по сравнению с 2007 годом в основном за счет роста средних цен реализации и, в меньшей степени, за счет увеличения объемов реализации.

В 2008 году мы экспортировали 1'578 тыс. тонн стабильного газового конденсата (или 99,7% от общего объема) на рынки США и Европы, в то время как в 2007 году, на эти рынки мы реализовали на 73 тыс. тонн меньше. Увеличение объемов реализации стабильного газового конденсата было вызвано сокращением остатка наших «товаров в пути» со 159 тыс. тонн на 31 декабря 2007 г. до 56 тыс. тонн на 31 декабря 2008 г.

Мы поставляли весь объем стабильного газового конденсата на международные рынки, используя терминал в порту Витино на Белом море и арендованные танкеры.

В 2008 году наша средняя цена реализации стабильного газового конденсата на экспорт (без экспортных пошлин) в переводе на доллары США увеличилась на 49,0 долл. США за тонну (или 11,0%) до 492,9 долл. США за тонну (DES и CFR) по сравнению с 443,9 долл. США за тонну (DES и CFR) в 2007 году. Рост средней цены реализации на экспорт произошел в результате увеличения на 32,0% средней экспортной контрактной цены, что было частично компенсировано увеличением наших средних экспортных пошлин на тонну на 76,3%. Рост наших средних контрактных цен был обусловлен более высокими усредненными ценами на международных рынках в 2008 году по сравнению с 2007 годом.

Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа

В 2008 году наша выручка от реализации сжиженного углеводородного газа увеличилась на 1'450 млн рублей (или 29,4%) по сравнению с 2007 годом в основном за счет увеличения объемов и цен реализации на внутреннем рынке и, в меньшей степени, за счет увеличения объемов и цен реализации на экспорт.

В 2008 году объем реализации сжиженного углеводородного газа увеличился на 64 тыс. тонн (или 11,6%) до 618 тыс. тонн с 554 тыс. тонн в 2007 году главным образом за счет увеличения выхода продукции с Пуровского ЗПК, из которых 78,5% было реализовано на внутреннем рынке по средней цене 9'810 рублей за тонну (FCA, без НДС), при этом увеличение составило 1'579 рублей за тонну (или 19,2%) по сравнению с 2007 годом. Оставшиеся объемы сжиженного углеводородного газа были реализованы следующим образом: 14,6% объема было реализовано на экспорт по средней цене 496,2 долл. США за тонну (DAF, без экспортных пошлин) в переводе на доллары США и 6,9% объема было реализовано в странах СНГ по средней цене 11'853 рублей за тонну (DAF, без экспортных пошлин). В 2008 году средние цены реализации сжиженного углеводородного газа на экспорт и в страны СНГ увеличились соответственно на 45,2 долл. США за тонну (или 10,0%) и на 1'589 рублей за тонну (или 15,5%) по сравнению с 2007 годом. Рост наших средних цен реализации сжиженного углеводородного газа на экспорт (без экспортных пошлин) был в основном обусловлен ростом средних контрактных цен на 23,1%, что было частично компенсировано увеличением наших средних экспортных пошлин на тонну на 69,6% в 2008 году.

С 1 января 2009 г. таможенные пошлины на сжиженный углеводородный газ, реализуемый на экспорт, были снижены до нуля до последующего пересмотра.

Выручка от реализации сырой нефти

В 2008 году выручка от реализации сырой нефти увеличилась на 241 млн рублей (или 13,4%) по сравнению с 2007 годом в результате перераспределения объемов реализации с международных рынков в пользу внутреннего рынка и за счет роста цен реализации на внутреннем рынке. Незначительное увеличение объемов реализации сырой нефти на 1 тыс. тонн (или 0,4%) с 269 тыс. тонн в 2007 году до 270 тыс. тонн в 2008 году произошло главным образом в результате увеличения добычи сырой нефти,

что было частично компенсировано увеличением нереализованных остатков в системе магистральных нефтепроводов «Транснефти», отраженных как «товары в пути» на 31 декабря 2008 г.

Наша средняя цена реализации сырой нефти на международных рынках (без экспортных пошлин) в пересчете на доллары США уменьшилась на 164,8 долл. США за тонну (или 58,3%) до 117,7 долл. США за тонну (DAF) по сравнению с 282,5 долл. США за тонну (DAF) в 2007 году. Уменьшение средних экспортных цен реализации было вызвано уменьшением на 14,7% наших средних экспортных контрактных цен и увеличением на 55,1% наших средних экспортных пошлин на тонну. Уменьшение наших средних контрактных цен реализации произошло в результате того, что поставки сырой нефти на международные рынки в 2008 году осуществлялись нами преимущественно в четвертом квартале, когда мировые цены на нефть были существенно ниже уровня среднегодовых цен 2007 года.

Средняя цена реализации сырой нефти на внутреннем рынке (без НДС) увеличилась на 1'534 рублей за тонну (или 24,2%), до 7'881 рублей за тонну в 2008 году по сравнению с 6'347 рублями за тонну в 2007 году. Рост наших средних цен реализации был обусловлен общим ростом цен на сырую нефть на внутреннем рынке в 2008 году.

Выручка от реализации нефтепродуктов

В 2008 году выручка от реализации нефтепродуктов увеличилась на 1'666 млн рублей (или 172,3%) по сравнению с 2007 годом главным образом в результате реализации нефтепродуктов на международных рынках нашим зарубежным дочерним обществом, начавшейся в августе 2007 года.

В течение 2008 года мы приобрели 89 тыс. тонн нефтепродуктов (нафты) и перепродали 93 тыс. тонн (включая 4 тыс. тонн остатка на начало года) потребителям в США и Европе по средней контрактной цене 938,6 долл. США за тонну (DES и FOB) по сравнению с реализацией 33 тыс. тонн по средней цене 819,0 долл. США за тонну (DES и FOB) в 2007 году. На 31 декабря 2008 и 2007 гг. остатки нафты в составе запасов составили ноль и 4 тыс. тонн соответственно.

Выручка от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке увеличилась на 154 млн рублей (или 52,6%) до 447 млн рублей в 2008 году по сравнению с 293 млн рублей в 2007 году в основном в результате роста наших средних цен реализации и незначительного увеличения объемов реализации.

В 2008 году мы реализовали на внутреннем рынке такие же объемы собственных нефтепродуктов, как и в 2007 году - 37 тыс. тонн. Цена реализации увеличилась на 513 рублей за тонну (или 7,9%) с 6'513 рублей за тонну в 2007 году до 7'026 рублей за тонну в 2008 году в результате общего роста цен на внутреннем рынке.

В 2008 году объем реализации нефтепродуктов, приобретенных для продажи на внутреннем рынке, увеличился с 3 тыс. до 9 тыс. тонн. Средняя цена реализации приобретенных для продажи нефтепродуктов увеличилась на 2'710 рублей за тонну (или 15,0%) с 18'084 рублей до 20'794 рублей за тонну в 2008 году в результате общего увеличения рыночных цен.

Выручка от реализации полимерной продукции

Выручка от реализации полимерной продукции увеличилась на 496 млн рублей (или 31,0%) до 2'098 млн рублей в 2008 году по сравнению с 1'602 млн рублей в 2007 году в основном за счет увеличения производства БОПП-пленки.

Выручка от реализации БОПП-пленки выросла на 568 млн рублей (или 74,1%) с 767 млн рублей в 2007 году до 1'335 млн рублей в 2008 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 15,7% до 63,6% в 2008 году по сравнению с 47,9% в 2007 году.

Выручка от реализации антикоррозийных материалов уменьшилась на 23 млн рублей (или 4,2%) с 550 млн рублей в 2007 году до 527 млн рублей в 2008 году главным образом за счет уменьшения объемов реализации. Выручка от реализации полиэтиленовых труб уменьшилась на 23 млн рублей (или 10,1%) с 228 млн рублей в 2007 году до 205 млн рублей в 2008 году также за счет уменьшения объемов реализации. Оставшаяся выручка от реализации в 30 млн и 57 млн рублей в 2008 и 2007 годах соответственно относилась к реализации прочей полимерной продукции.

Прочая выручка

Прочая выручка включает выручку от оказания услуг по геологоразведке, выручку от аренды, оказание услуг по переработке давальческого полимерного сырья, транспортных услуг, услуг по погрузке-разгрузке и хранению товаров и прочих услуг. В 2008 году прочая выручка увеличилась на 736 млн рублей (или 203,3%) до 1'098 млн рублей с 362 млн рублей в 2007 году. Увеличение главным образом было вызвано началом оказания услуг по геологоразведке нашим зависимым обществам с четвертого квартала 2007 года, выручка от реализации которых составила 753 млн рублей в 2008 году по сравнению с 20 млн рублей в 2007 году.

В 2008 году выручка от оказания услуг по переработке давальческого полимерного сырья уменьшилась на 49 млн рублей, что было частично компенсировано увеличением доходов от аренды и оказанием транспортных услуг на 54 млн и 17 млн рублей соответственно. Оставшееся уменьшение прочей выручки на 19 млн рублей относилось к различным незначительным статьям.

Прочие прибыли (убытки) и чистые прибыли (убытки) от выбытия

В 2008 году нами был получен прочий убыток в сумме 236 млн рублей по сравнению с прибылью 110 млн рублей в 2007 году.

В июне 2008 года мы досрочно прекратили долгосрочный финансовый лизинг с ОАО «Газпром», получив денежными средствами 360 млн рублей и, как результат, отразили чистый убыток в размере 212 млн рублей. Предметом финансовой аренды были нефтегазовые объекты, расположенные на Западно-Таркосалинском месторождении, лицензия на которое принадлежит «Газпрому». Дальнейшая эксплуатация этих объектов была признана Группой нецелесообразной.

В 2007 году нами была получена прочая прибыль (нетто) в размере 110 млн рублей, из которых 95 млн рублей относились к продаже нашего непрофильного дочернего общества ОАО «Геолог Ямала».

Операционные расходы

В 2008 году операционные расходы увеличились на 9'801 млн рублей (или 26,4%) до 46'916 млн рублей по сравнению с 37'115 млн рублей в 2007 году преимущественно за счет роста транспортных расходов, расходов на покупку нефти, газового конденсата и природного газа, расходов на материалы, услуги и прочее и общехозяйственных и административных расходов. Доля неконтролируемых расходов, таких, как транспортные расходы и налоги, кроме налога на прибыль, в общей сумме операционных расходов снизилась на 2,0% и составила 54,0% в 2008 году по сравнению с 56,0% в 2007 году. Общий объем операционных расходов от общей выручки снизился на 0,3% с 59,5% в 2007 году до 59,2% в 2008 году, что видно из таблицы, представленной ниже.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2008	% от общей выручки	2007	% от общей выручки
Транспортные расходы	18'153	22,9%	14'421	23,1%
Налоги, кроме налога на прибыль	7'186	9,1%	6'379	10,2%
Итого неконтролируемые расходы	25'339	32,0%	20'800	33,3%
Материалы, услуги и прочие расходы	6'332	8,0%	4'924	7,9%
Общехозяйственные и управленческие расходы	5'064	6,4%	3'873	6,2%
Покупка нефти, газового конденсата и природного газа	4'665	5,9%	3'242	5,2%
Износ, истощение и амортизация	4'478	5,6%	3'668	5,9%
Расходы на геологоразведку	1'117	1,4%	486	0,8%
Расходы по обесценению активов, нетто	105	н/п	153	н/п
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов, полимерной продукции и незавершенного производства	(184)	н/п	(31)	н/п
Итого операционные расходы	46'916	59,2%	37'115	59,5%

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 2008 году неконтролируемые расходы, такие, как транспортные расходы и налоги, кроме налога на прибыль, увеличились на 4'539 млн рублей (или 21,8%) до 25'339 млн рублей по сравнению с 20'800 млн рублей в 2007 году. Изменение было в основном вызвано ростом тарифов на транспортировку природного газа и объемов реализации конечным потребителям, а также увеличением ж/д тарифов на транспортировку жидких углеводородов. Налоги, кроме налога на прибыль, увеличились в основном за счет налога на добычу природных ископаемых (НДПИ) в результате увеличения объемов добычи природного газа, роста средней ставки НДПИ для сырой нефти и за счет увеличения НДПИ по газовому конденсату. Процент наших неконтролируемых расходов от общей выручки уменьшился на 1,3% до 32,0% в 2008 году по сравнению с 33,3% в 2007 году.

Транспортные расходы

Транспортные расходы в 2008 году выросли на 3'732 млн рублей (или 25,9%) по сравнению с 2007 годом.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2008	2007	
Транспортировка природного газа покупателям	11'080	9'077	22,1%
Транспортировка стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов ж/д транспортом	4'384	3'376	29,9%
Транспортировка стабильного газового конденсата танкерами	2'168	1'690	28,3%
Транспортировка нестабильного газового конденсата от месторождений до перерабатывающих заводов по трубопроводам третьих сторон	232	115	101,7%
Транспортировка нефти покупателям	123	127	(3,1%)
Прочие транспортные расходы	166	36	361,1%
Итого транспортные расходы	18'153	14'421	25,9%

Наши расходы на транспортировку природного газа в 2008 году увеличились на 2'003 млн рублей (или 22,1%) до 11'080 млн рублей с 9'077 млн рублей в 2007 году. Рост произошел в основном в результате роста тарифов на транспортировку с 1 января 2008 г. (см. раздел «Тарифы на транспортировку» выше) и, в меньшей степени, за счет увеличения объемов продаж конечным потребителям и покупателям на электронной торговой площадке на 5,7%, для которых стоимость транспортировки включена в цену реализации. Мы не можем оказывать влияние на маршрут транспортировки природного газа конечным потребителям и, как следствие, не контролируем среднее расстояние транспортировки. Наша средняя дальность транспортировки природного газа конечным потребителям незначительно колебалась в 2008 и 2007 годах.

В 2008 году расходы на транспортировку ж/д транспортом увеличились на 1'008 млн рублей (или 29,9%) в результате увеличения тарифов на транспортировку и незначительного роста объемов реализации жидких углеводородов. В течение 2008 года наши суммарные объемы реализации стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов, перевозка которых осуществлялась ж/д транспортом, увеличились на 127 тыс. тонн (или 6,0%) до 2'228 тыс. тонн с 2'101 тыс. тонн в 2007 году.

Расходы на транспортировку стабильного газового конденсата на экспорт ж/д транспортом увеличились на 523 млн рублей (или 24,9%) с 2'103 млн рублей до 2'626 млн рублей. Тариф на транспортировку стабильного газового конденсата в 2008 году увеличился до 1'664 рублей за тонну с 1'398 рублей за тонну в 2007 году в основном в результате неоднократного роста ж/д тарифа примерно на 27,9% (14,9% с 1 января 2008 г., 1,2% с 1 апреля 2008 г. и 10,0% с 1 июля 2008 г.).

В 2008 году расходы на транспортировку сжиженного углеводородного газа ж/д транспортом составили 1'703 млн рублей, из которых 488 млн рублей относились к экспортным поставкам, 125 млн рублей к поставкам в страны СНГ и 1'090 млн рублей к поставкам на внутренний рынок, или 5'408 рублей, 2'935 рублей и 2'247 рублей за тонну соответственно. Расходы на транспортировку сжиженного углеводородного газа в 2007 году 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 рубль, 2'391 рубль и 1'745 рублей за тонну соответственно. В 2008 году расходы на перевозку сжиженного углеводородного газа ж/д транспортом увеличились в результате роста тарифов на транспортировку и объемов реализации.

В 2008 году расходы на транспортировку ж/д транспортом нефтепродуктов, произведенных из добытого нами газового конденсата и реализованных на международных рынках, составили 41 млн рублей. Стоимость транспортировки на тонну составила 2'057 рублей. В 2007 году подобных операций не осуществлялось.

Оставшиеся 14 млн рублей расходов на транспортировку ж/д транспортом в 2008 году и 23 млн рублей в 2007 году относились к транспортировке нефтепродуктов, реализованным на внутреннем рынке, и прочим услугам железной дороги, не распределяемым между продуктами.

Общие расходы на транспортировку стабильного газового конденсата танкерами на международные рынки увеличились на 478 млн рублей (или 28,3%) с 1'690 млн рублей в 2007 году до 2'168 млн рублей в 2008 году. Изменение было вызвано в основном ростом средней фактической ставки по фрахту в течение 2008 года, увеличением средней дальности транспортировки и увеличением объемов реализации стабильного газового конденсата на 4,9%. В 2008 году доля стабильного газового конденсата, реализованного на рынках США, составила 93,0% по сравнению с 70,8% в 2007 году.

Налоги, кроме налога на прибыль

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2008	2007	
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	6'558	5'703	15,0%
Налог на имущество	670	544	23,2%
Прочие налоги	92	132	(30,3%)
Итого	7'320	6'379	14,8%
Минус: сторнирование резервов по дополнительным налогам (НДПИ)	(134)	-	н/п
Итого налоги, кроме налога на прибыль	7'186	6'379	12,7%

В 2008 году налоги, кроме налога на прибыль, увеличились на 807 млн рублей (или 12,7%), из которых на увеличение НДПИ и налога на имущество приходилось 855 млн и 126 млн рублей соответственно, что было компенсировано сторнированием резервов по дополнительным налогам в размере 134 млн рублей.

В 2008 году налог на добычу природного газа увеличился на 334 млн рублей в результате роста на 7,7% объемов добычи. Увеличение налогов на добычу газового конденсата и нефти на 306 млн и 215 млн рублей соответственно было обусловлено преимущественно увеличением расходов на производство газового конденсата и увеличением нашей средней ставки налога на добычу сырой нефти. Наша средняя ставка налога на добычу сырой нефти увеличилась с 2'497 рублей за тонну в 2007 году до 3'347 рублей за тонну в 2008 году. Ставка налога на добычу природного газа не изменилась и составляла в 2008 и 2007 годах 147 рублей за тыс. куб. метров.

В 2008 году налог на имущество увеличился на 126 млн рублей (или 23,2%) до 670 млн рублей по сравнению с 544 млн рублей в 2007 году в основном в результате ввода в эксплуатацию объектов основных средств в наших производственных дочерних обществах.

В 2008 году прочие налоги уменьшились на 40 млн рублей главным образом в результате уменьшения акцизов на 28 млн рублей. В течение 2008 года мы получили большие объемы дизельного топлива и дистиллята в результате переработки нашего нестабильного газового конденсата на Сургутском ЗСК, однако мы продали меньшие объемы этих продуктов на внутреннем рынке, на котором они являются подакцизными товарами.

Материалы, услуги и прочие расходы

В 2008 году расходы по статье «материалы, услуги и прочие расходы» выросли на 1'408 млн рублей (или 28,6%) до 6'332 млн рублей по сравнению с 4'924 млн рублей в 2007 году. В 2008 году основными составляющими этих расходов являлись расходы на оплату труда и сырье и материалы, которые соответственно составляли 34,3% и 27,9% от общей суммы материалов, услуг и прочих расходов.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2008	2007	
Оплата труда	2'169	1'897	14,3%
Сырье и материалы	1'766	1'521	16,1%
Услуги по ремонту и эксплуатации	405	367	10,4%
Расходы на услуги по переработке	341	213	60,1%
Расходы на электроэнергию и топливо	308	216	42,6%
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	168	263	(36,1%)
Прочие	454	379	19,8%
Материалы, услуги и прочие расходы	5'611	4'856	15,5%
Расходы по операторским услугам	721	68	н/п
Итого материалы, услуги и прочие расходы	6'332	4'924	28,6%

В 2008 году расходы по статье «Материалы, услуги и прочие расходы» без учета расходов по операторским услугам выросли на 755 млн рублей (или 15,5%) до 5'611 млн рублей по сравнению с 4'856 млн рублей в 2007 году.

Расходы на оплату труда увеличились на 272 млн рублей (или 14,3%) до 2'169 млн рублей по сравнению с 1'897 млн рублей в 2007 году главным образом в результате увеличения средней заработной платы и роста численности производственного персонала в наших дочерних обществах, в основном в ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» и на Пуровском ЗПК, каждый из которых значительно увеличил и расширил свою деятельность в течение 2008 года.

Расходы на сырье и материалы увеличились на 245 млн рублей (или 16,1%) главным образом за счет роста объемов производства полимерной продукции, что повлияло на увеличение покупок сырья, составивших 318 млн рублей или 22,5% от общей суммы увеличения расходов на материалы, услуги и прочее. Оставшееся уменьшение расходов на сырье и материалы на 73 млн рублей относилось к экономии расходов на покупки метанола в результате частичного перехода к использованию метанола, произведенного на собственной метанольной установке.

Расходы на услуги по переработке, оказываемые сторонними организациями, выросли на 128 млн рублей (или 60,1%) в результате увеличения на 22,1% тарифа на переработку, относящегося к деэтанзации нестабильного газового конденсата, добываемого на Юрхаровском месторождении, и увеличения объемов переработки на 27,4%, которые в сумме составили 101 млн рублей от общего увеличения. Оставшееся увеличение на 27 млн рублей относилось к росту расходов по переработке нестабильного газового конденсата на Сургутском ЗСК.

Увеличение расходов на электроэнергию и топливо на 92 млн рублей (или 42,6%) в 2008 году явилось результатом роста средних тарифов на электроэнергию у наших производственных дочерних обществ и общего удорожания топлива в 2008 году.

Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов снизились на 95 млн рублей (или 36,1%) до 168 млн рублей по сравнению с 263 млн рублей в 2007 году в основном за счет уменьшения расходов от оказания третьими сторонами услуг по пожарной безопасности нашим производственным дочерним обществам. В четвертом квартале 2007 года Группа начала создавать собственные подразделения, ответственные за пожарную безопасность, в соответствии с нашей политикой и требованиями по пожарной безопасности, а также с целью оптимизации расходов путем предоставления этих услуг на производственных объектах собственными ресурсами.

Операторские услуги в 2008 году составили 11,4% от статьи «Материалы, услуги и прочие расходы» и представляют собой услуги по геологоразведке, оказываемые Группой преимущественно нашим зависимым обществам и, в меньшей степени, третьим сторонам. В 2008 году мы понесли затраты от предоставления операторских услуг нашим зависимым обществам на общую сумму 713 млн рублей по

Северо-Русскому, Аномальному, Западно-Тазовскому, Средне-Часельскому и Южно-Заполяренному участкам недр по сравнению с 61 млн рублей в четвертом квартале 2007 года. Соответствующая выручка, полученная от наших зависимых обществ и третьих сторон, отражена в составе прочей выручки консолидированного отчета о прибылях и убытках.

Общехозяйственные и управленческие расходы

В 2008 году общехозяйственные и управленческие расходы увеличились на 1'191 млн рублей (или 30,8%) до 5'064 млн рублей по сравнению с 3'873 млн рублей в 2007 году. Основными составляющими этих расходов являлись оплата труда, расходы на спонсорство и благотворительность, а также юридические, аудиторские и консультационные услуги, составившие в совокупности 76,4% и 75,5% от общей суммы общехозяйственных и административных расходов в 2008 и 2007 годах соответственно.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2008	2007	
Оплата труда	3'053	1'961	55,7%
Спонсорство и благотворительность	499	559	(10,7%)
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	319	404	(21,0%)
Расходы на командировки	216	199	8,5%
Расходы по аренде	184	146	26,0%
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	139	123	13,0%
Амортизация административных зданий	103	66	56,1%
Расходы на страхование	90	117	(23,1%)
Прочие	461	298	54,7%
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	5'064	3'873	30,8%

Расходы на оплату труда увеличились на 1'092 млн рублей (или 55,7%) до 3'053 млн рублей по сравнению с 1'961 млн рублей в 2007 году. Из общей суммы увеличения расходов на оплату труда на ОАО «НОВАТЭК» приходилось 878 млн рублей (или 80,4%), из которых 787 млн рублей относились к увеличению фонда оплаты труда и премий и 91 млн рублей – к увеличению среднесписочной численности персонала.

В 2008 году расходы на спонсорство и благотворительность уменьшились на 60 млн рублей (или 10,7%) до 499 млн рублей по сравнению с 559 млн рублей в 2007 году. Мы планируем продолжить оказывать поддержку благотворительных и социальных программ в регионах, где мы осуществляем свою деятельность. Расходы на спонсорство и благотворительность будут колебаться от периода к периоду в зависимости от нужд и этапов реализации отдельных программ.

Расходы на юридические, аудиторские и консультационные услуги снизились на 85 млн рублей (или 21,0%) до 319 млн рублей по сравнению с 404 млн рублей в 2007 году. Уменьшение главным образом относилось к завершению первого этапа консультационных услуг, оказанных Группе в 2007 году и направленных на повышение эффективности управления и обновление информационных систем.

Расходы на аренду выросли на 38 млн рублей (или 26,0%) в 2008 году в результате переезда московского офиса и аренды дополнительных площадей для консолидации всех подразделений головного офиса в одном месте. Переезд в новый офис наложился по времени с окончанием срока аренды предыдущего офиса, и увеличение расходов по этому событию рассматривается как единовременное событие.

Расходы на страхование снизились на 27 млн рублей (или 23,1%) до 90 млн рублей по сравнению со 117 млн рублей в 2007 году. Уменьшение расходов главным образом связано со снижением ставок по страхованию в результате уменьшения количества страховых случаев.

Прочие общехозяйственные и управленческие расходы увеличились на 163 млн рублей (или 54,7%) по сравнению с 2007 годом в основном за счет роста расходов на транспортные услуги, услуги по ремонту и эксплуатации (преимущественно расходов на ремонт нового офиса в Москве) расходов на вознаграждение членам Совета Директоров, составивших от общего роста 37 млн, 22 млн и 15 млн рублей соответственно. Оставшееся увеличение относилось к различным статьям общепроизводственных и управленческих расходов, увеличение которых по отдельности не являлось существенным в течение периода.

Покупка природного газа и жидких углеводородов

В 2008 году покупка природного газа и жидких углеводородов увеличилась на 1'423 млн рублей (или 43,9%) до 4'665 млн рублей с 3'242 млн рублей в 2007 году. Увеличение произошло преимущественно за счет покупок нефтепродуктов (нафты) для перепродажи на международных рынках, составивших 1'886 млн рублей в 2008 году по сравнению с 730 млн рублей в 2007 году. В 2008 году покупки природного газа увеличились на 186 млн рублей (или 7,7%) с 2'407 млн рублей в 2007 году до 2'593 млн рублей в основном в результате увеличения цен закупок у третьих сторон, что было частично компенсировано уменьшением объемов покупок.

Износ, истощение и амортизация

В 2008 году сумма износа, истощения и амортизации выросла на 810 млн рублей (или 22,1%) по сравнению с 2007 годом главным образом за счет увеличения ставки амортизации, начисленной методом пропорционально объемам добытой продукции, по основным средствам, задействованным в добыче нефти и газа, а также за счет роста добычи природного газа и жидких углеводородов.

В 2008 году мы завершили две основные программы по капитальному строительству на Юрхаровском месторождении и на Пуровском ЗПК, существенно увеличив базу для расчета амортизации основных средств, начисляемой методом пропорционально объемам добытой продукции, что привело к увеличению расходов на износ, истощение и амортизацию в расчете на баррель нефтяного эквивалента до 18,1 рублей в 2008 году по сравнению с 15,7 рублей в 2007 году. Амортизация по Пуровскому ЗПК начисляется линейным методом.

Расходы на геологоразведку

В 2008 году наши расходы на геологоразведку увеличились на 631 млн рублей (или 129,8%) до 1'117 млн рублей с 486 млн рублей в 2007 году. Рост расходов был в основном обусловлен проведением в четвертом квартале 2008 года работ по 3D сейсмике в рамках Концессионного соглашения о разведке и добыче газа и сырой нефти на шельфе Эль Ариш, составивших 344 млн рублей или 54,5% от общего увеличения. Кроме того, в 2008 году в расходах на геологоразведку мы отразили списание сухой скважины на Усть-Пурпейском лицензионном участке в сумме 96 млн рублей. Оставшееся увеличение расходов на геологоразведку в размере 191 млн рублей относилось к нашим трем основным месторождениям.

Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов, полимерной продукции и незавершенного производства

В 2008 году остаток стабильного газового конденсата, отраженный нами как «товары в пути и на хранении», уменьшился на 4 тыс. тонн по сравнению с увеличением на 34 тыс. тонн в 2007 году. Наши остатки природного газа, находящегося в ПХГ и ЕСГ, увеличились на 11 млн куб. метров в 2008 году по сравнению с уменьшением на 699 млн куб. метров в 2007 году. Кроме этого, на 31 декабря 2008 г. мы отразили 82 млн рублей в увеличение наших операционных расходов в результате реализации входящих остатков нефти, приобретенной нами для перепродажи в 2007 году. В 2007 году наши операционные расходы были уменьшены на ту же сумму.

Чистый эффект по строке «изменения остатков товарно-материальных запасов» 2008 году составил 184 млн рублей в уменьшение операционных расходов по сравнению с 31 млн рублей в 2007 году.

Прибыль от операционной деятельности

В результате факторов, описанных выше, прибыль от операционной деятельности увеличилась на 6'755 млн рублей (или 26,6%) до 32'120 млн рублей в 2008 году по сравнению с 25'365 млн рублей в 2007 году. В 2008 году прибыль от операционной деятельности как процент от общей выручки уменьшилась до 40,5%, по сравнению с 40,7% в 2007 году.

Доходы (расходы) от финансовой деятельности

В 2008 году нами был получен чистый убыток от финансовой деятельности в сумме 3'384 млн рублей по сравнению с чистой прибылью 124 млн рублей в 2007 году. Такое изменение было вызвано существенными убытками от курсовых разниц в 2008 году вследствие девальвации российской валюты относительно доллара США.

В 2008 году доходы в виде процентов увеличились на 31 млн рублей (или 8,2%) за счет увеличения процентов, начисленных на депозиты в банках, что было частично компенсировано уменьшением доходов в виде процентов по займам, выданным нашим зависимым обществам. В 2008 году расходы в виде процентов уменьшились на 41 млн рублей (или 15,6%).

В 2008 году мы отразили чистый убыток от курсовых разниц в сумме 3'569 млн рублей по сравнению с чистым доходом 11 млн рублей в 2007 году. Чистые убытки от курсовых разниц, полученные в 2008 году, были в основном вызваны укреплением доллара США по отношению к рублю на 19,7% и его эффектом на наши полученные займы, деноминированные в долларах США.

Доля в прибыли (убытке) зависимых обществ

В 2008 году Группа отразила долю в убытке зависимых обществ в сумме 147 млн рублей. Убыток, возникший в зависимых обществах, был вызван признанием расходов на геологоразведку, понесенных в 2008 году, в соответствии с методом продуктивных затрат.

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 19,7% и 26,5% за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно. Наша эффективная ставка налога на прибыль, без учета эффекта от снижения законодательно установленной ставки с 24% до 20% с 1 января 2009 г. (закон принят в ноябре 2008 года), составила 24,2%. Наша эффективная ставка налога на прибыль, исключая эффект от снижения ставки налога на прибыль, установленной законом, и эффект иностранных дочерних компаний, составила 24,5% и 27,0% в 2008 и 2007 годах 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 года увеличилась на 4'199 млн рублей (или 22,4%) до 22'927 млн рублей в 2008 году с 18'728 млн рублей в 2007 году. Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», увеличилась на 4'163 млн рублей (или 22,2%) до 22'899 млн рублей в 2008 году, по сравнению с 18'736 млн рублей в 2007 году.

Мы увеличили средневзвешенную базовую и разводненную прибыль на одну акцию на 1,37 рублей (или 22,2%) до 7,54 рублей в 2008 году с 6,17 рублей на акцию в 2007 году, вследствие увеличения 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 2008 и 2007 гг.:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2008	2007	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	31'514	21'383	47,4%
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(31'886)	(20'747)	53,7%
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности	8'143	(3'678)	н/п

Показатели ликвидности	На 31 декабря 2008 г.	На 31 декабря 2007 г.	Изменение %
Коэффициент текущей ликвидности	1,79	1,41	27,0%
Отношение общего долга к капиталу	0,27	0,08	237,5%
Отношение долгосрочного долга к долгосрочному долгу и капиталу	0,172	0,001	н/п
Отношение чистого долга к общей капитализации ⁽¹⁾	0,12	0,03	300,0%

⁽¹⁾ 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 10'131 млн рублей (или 47,4%) до 31'514 млн рублей в 2008 году по сравнению с 21'383 млн рублей в 2007 году. Увеличение главным образом произошло за счет более высокой операционной прибыли от реализации нефти и газа в результате роста цен реализации природного газа и жидких углеводородов и, в меньшей степени, за счет увеличения объемов реализации жидких углеводородов, реализованных нами на внутреннем и международных рынках, что было частично компенсировано увеличением уплаты налога на прибыль.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

Объем чистых денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, увеличился на 11'139 млн рублей до 31'886 млн рублей в 2008 году по сравнению с 20'747 млн рублей в 2007 году. Увеличение в 2008 году главным образом было вызвано ростом капитальных затрат на дальнейшую разработку наших трех основных месторождений, в частности на разработку второй очереди Юрхаровского месторождения и строительство второй очереди Пуровского ЗПК.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

Объем чистых денежных средств, полученных от финансовой деятельности, в 2008 году составил 8'143 млн рублей по сравнению с 3'678 млн рублей, использованными в финансовой деятельности в 2007 году. Изменение произошло главным образом из-за существенного привлечения долгосрочных заимствований, что было частично компенсировано увеличением погашения краткосрочных кредитов и выплат дивидендов в 2008 году.

Оборотный капитал

На 31 декабря 2008 г. показатель чистого оборотного капитала (превышение текущих активов над текущими обязательствами) составил 11'259 млн рублей по сравнению с 4'963 млн рублей на 31 декабря 2007 г. Усиление нашей позиции по чистому оборотному капиталу в размере 6'296 млн рублей стало следствием увеличения денежных средств и их эквивалентов по состоянию на 31 декабря 2008 г. в результате увеличения поступлений денежных средств от операционной деятельности и получения синдицированного кредита, что было компенсировано увеличением кредиторской задолженности и начисленных обязательств на 2'624 млн рублей в результате увеличения капитальных затрат на Юрхаровском месторождении и на Пуровском ЗПК.

Капитальные затраты

Общая величина капитальных затрат по сегментам деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг., составила:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2008	2007	
Разведка и добыча	30'145	18'638	61,7%
Прочие	1'665	828	101,1%
Итого	31'810	19'466	63,4%

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. В 2008 году мы произвели затраты в сумме 1'035 млн, 2'824 млн, 15'090 млн и 2'970 млн рублей на разработку Ханчейского, Восточно-Таркосалинского, Юрхаровского и Стерхового месторождений соответственно, и 7'343 млн рублей на строительство второй очереди Пуровского ЗПК.

Заемные средства

В 2008 году Группа погасила краткосрочный заем, деноминированный в долларах США, от «БНП ПАРИБА Банк» на сумму 2'501 млн рублей (100 млн долл. США), а также погасила займы от банков CALYON S.A. и CALYON RUSBANK Corporate and Investment Bank в общей сумме 2'367 млн рублей (100 млн долл. США) в соответствии с графиком погашения.

21 апреля 2008 г. Группа привлекла необеспеченный трехлетний синдицированный кредит на общую сумму 800 млн долл. США на общекорпоративные цели, включая финансирование капитальных вложений, из которых по состоянию на 31 декабря 2008 г. выбрала 23'293 млн рублей (793 млн долл. США) с учетом транзакционных издержек.

По состоянию на 31 декабря 2008 г. сумма неиспользованных краткосрочных кредитных линий, предоставленных Группе, составила 4'407 млн рублей (150 млн долл. США) с фиксированной либо переменной процентной ставкой, зависящей от конкретных условий финансирования. Кроме того, по состоянию на 31 декабря 2008 г., Группа имела неиспользованную кредитную линию в сумме до 2'938 млн рублей (100 млн долл. США), предоставленную в ноябре 2007 года «ЮниКредит Банком» сроком на 2 года 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 2008 г. наши долгосрочные займы на сумму 19'935 млн рублей (или 100,0%) были деноминированы в долларах США (от общей суммы займов 26'277 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 28,5% нашей выручки за 2008 год было деноминировано в долларах США. По состоянию на 31 декабря 2008 г. рубль обесценился по отношению к доллару США по сравнению с 1 января 2008 г. примерно на 19,7%.

Предположительное и мгновенное укрепление российского рубля по отношению к доллару США на 30% на 31 декабря 2008 г. привело бы к возникновению оценочной прибыли в виде курсовых разниц на сумму около 7'870 млн рублей по займам в иностранной валюте, не выплаченным по состоянию на 31 декабря 2008 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 финансовой отчетности все производные финансовые инструменты оцениваются по справедливой стоимости. Нереализованные прибыли 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 пониженного спроса на наши углеводороды и соответствующее уменьшение выручки от их реализации ограничило 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 финансовой и операционной деятельности.

Активы и обязательства, отраженные за балансом

По состоянию на 31 декабря 2008 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 2008 и 2007 гг.



СОДЕРЖАНИЕ	стр.
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 – 63
Дополнительная информация о запасах нефти и газа (неаудированная)	64 – 68
Контактная информация	69

ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Акционерам и Совету директоров ОАО «НОВАТЭК»

- 1 Мы провели аудит прилагаемой финансовой отчетности ОАО «НОВАТЭК» и его дочерних обществ (далее – «Группы»), представленной на страницах 4-53, которая включает консолидированный баланс по состоянию на 31 декабря 2008 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 2008 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
17 марта 2009 года

ОАО «НОВАТЭК»
Консолидированный баланс
(в миллионах рублей)

	Прим.	На 31 декабря:	
		2008	2007
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	6	108'714	82'669
Вложения в зависимые общества		1'416	1'125
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность		736	681
Прочие долгосрочные активы		2'712	2'462
Итого долгосрочные активы		113'578	86'937
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	7	2'156	1'794
Предоплата по текущему налогу на прибыль		1'765	335
Торговая и прочая дебиторская задолженность	8	2'485	3'267
Предоплаты и прочие текущие активы	9	8'030	7'660
Денежные средства и их эквиваленты	10	10'992	3'982
Итого текущие активы		25'428	17'038
Активы, удерживаемые для продажи	22	901	-
Итого активы		139'907	103'975
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ			
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные заемные средства	11	19'935	42
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	21	6'720	8'083
Прочие долгосрочные обязательства		593	905
Обязательства по ликвидации активов		1'515	1'058
Итого долгосрочные обязательства		28'763	10'088
Текущие обязательства			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	13	6'342	6'560
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	14	6'223	3'599
Задолженность по текущему налогу на прибыль		231	645
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		1'373	1'271
Итого текущие обязательства		14'169	12'075
Обязательства, относящиеся к активам, удерживаемым для продажи	22	335	-
Итого обязательства		43'267	22'163
Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»			
Обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(599)	-
Добавочный капитал		30'433	30'257
Курсовая разница		(91)	-
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		60'316	45'068
Итого капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	15	96'069	81'335
Доля меньшинства		571	477
Итого капитал		96'640	81'812
Итого обязательства и капитал		139'907	103'975

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Утверждено и подписано от имени Совета директоров 17 марта 2009 года:

Л. Михельсон
Генеральный директор

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:	
		2008	2007
Выручка от реализации			
Выручка от реализации нефти и газа	16	76'076	60'406
Выручка от реализации полимерной продукции		2'098	1'602
Прочая выручка		1'098	362
Итого выручка от реализации		79'272	62'370
Прибыль (убыток) от выбытия долей участия в дочерних обществах, нетто		8	95
Прочие прибыли (убытки)		(244)	15
Итого выручка от реализации и прочие доходы		79'036	62'480
Операционные расходы			
Транспортные расходы	17	(18'153)	(14'421)
Налоги, кроме налога на прибыль	18	(7'186)	(6'379)
Материалы, услуги и прочие расходы	19	(6'332)	(4'924)
Общехозяйственные и управленческие расходы	20	(5'064)	(3'873)
Покупка нефти, газового конденсата и природного газа		(4'665)	(3'242)
Износ, истощение и амортизация	6	(4'478)	(3'668)
Расходы на геологоразведку		(1'117)	(486)
Расходы по обесценению активов, нетто		(105)	(153)
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов, полимерной продукции и незавершенного производства		184	31
Итого операционные расходы		(46'916)	(37'115)
Прибыль от операционной деятельности		32'120	25'365
Доходы (расходы) от финансовой деятельности			
Расходы в виде процентов		(222)	(263)
Доходы в виде процентов		407	376
Положительные (отрицательные) курсовые разницы		(3'569)	11
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		(3'384)	124
Доля в прибыли (убытках) зависимых обществ, за вычетом налога на прибыль		(147)	-
Прибыль до налога на прибыль		28'589	25'489
Расходы по налогу на прибыль			
Расходы по текущему налогу на прибыль		(6'892)	(7'301)
Льготы по отложенному налогу на прибыль, нетто		1'230	540
Итого расходы по налогу на прибыль	21	(5'662)	(6'761)
Прибыль отчетного года		22'927	18'728
Прибыль (убыток), относящиеся к:			
Доле меньшинства		28	(8)
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»		22'899	18'736
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		7,54	6,17
<i>Средневзвешенное количество акций в обращении (тысяч шт.)</i>		<i>3'035'279</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:	
		2008	2007
Прибыль до налога на прибыль		28'589	25'489
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		4'581	3'734
Расходы по обесценению активов, нетто		105	153
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		3'569	(11)
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто		315	(93)
Вознаграждения с использованием акций	26	176	176
Расходы в виде процентов		222	263
Доходы в виде процентов		(407)	(376)
Доля в убытках (прибыли) зависимых обществ, за вычетом налога на прибыль		147	-
Изменения прочих долгосрочных активов, нетто		467	(178)
Прочие корректировки		26	24
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		430	(4'048)
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		(421)	(94)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		2'406	1'856
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		100	587
Итого изменения оборотного капитала		2'515	(1'699)
Налог на прибыль уплаченный		(8'791)	(6'099)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		31'514	21'383
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(30'455)	(19'043)
Приобретение материалов для строительства		(1'141)	(623)
Дополнительный вклад в уставный капитал, приобретение дочерних, зависимых обществ и долей меньшинства за вычетом приобретенных денежных средств		(457)	(989)
Поступления от выбытия активов дочерних, зависимых обществ и долей меньшинства за вычетом выбывших денежных средств		264	5
Проценты уплаченные и капитализированные		(474)	(139)
Предоставление займов		(445)	(423)
Погашение займов выданных		442	83
Проценты полученные		380	382
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от инвестиционной деятельности		(31'886)	(20'747)
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Получение долгосрочных займов		19'308	-
Получение краткосрочных займов		6'618	5'448
Погашение долгосрочных займов		(279)	(2'293)
Погашение краткосрочных займов		(9'134)	(862)
Проценты уплаченные		(119)	(111)
Приобретение собственных акций	15	(599)	-
Дивиденды выплаченные	15	(7'652)	(5'860)
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности		8'143	(3'678)
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты		635	(12)
Увеличение (уменьшение) денежных средств, их эквивалентов и банковских овердрафтов, нетто		8'406	(3'054)
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного года		2'614	5'668
Денежные средства и их эквиваленты реклассифицированные в активы, удерживаемые для продажи		(29)	-
Денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты на конец отчетного года		10'991	2'614

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	Выкупленные собственные акции	Добавочный капитал	Доход от переоценки активов в результате приобретений	Курсовая разница	Нераспределенная прибыль	Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	Доля меньшинства	Итого капитал
Сальдо на 31 декабря 2006 г.	3'036'306	393	-	30'081	5'617	-	32'229	68'320	356	68'676
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
Сальдо на 31 декабря 2007 г.	3'036'306	393	-	30'257	5'617	-	45'068	81'335	477	81'812
Дивиденды (см. Примечание 15)	-	-	-	-	-	-	(7'651)	(7'651)	-	(7'651)
Выкуп собственных акций (см. Примечание 15)	(4'192)	-	(599)	-	-	-	-	(599)	-	(599)
Влияние дополнительной эмиссии акций (капитала) дочерних обществ на долю меньшинства	-	-	-	-	-	-	-	-	108	108
Продажа дочерних компаний	-	-	-	-	-	-	-	-	(42)	(42)
Вознаграждения с использованием акций	-	-	-	176	-	-	-	176	-	176
Курсовая разница	-	-	-	-	-	(91)	-	(91)	-	(91)
Прибыль (убыток) отчетного года	-	-	-	-	-	-	22'899	22'899	28	22'927
Сальдо на 31 декабря 2008 г.	3'032'114	393	(599)	30'433	5'617	(91)	60'316	96'069	571	96'640

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. Подготовка финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует использования определенной существенной оценки. Она также требует от Руководства Группы осуществлять допущения в процессе применения учетной политики Группы. Области, связанные с высокой степенью допущения или сложности, или области где оценки и допущения являются существенными для консолидированной финансовой отчетности, раскрываются в Примечании 4.

Большинство Обществ, входящих 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) оценки 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, переводятся в российские рубли по обменному курсу на отчетную дату. Результаты деятельности этих обществ переводятся 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.

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Обменный курс, ограничения и контроль. Официальный обменный курс российского рубля к доллару США на 31 декабря 2008 и 2007 гг. составил 29,38 рублей и 24,55 рублей за 1 доллар США соответственно. Официальный обменный курс российского рубля к Евро на 31 декабря 2008 и 2007 гг. составил 41,44 рублей и 35,93 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.

Переклассификации. Следующие переклассификации были сделаны в данных за сопоставимый период для того, чтобы их представление соответствовало представлению отчетного периода. Начиная с января 2008 года реализация нефти показана без вычета транспортных расходов. Соответственно реализация нефти на внутреннем рынке и транспортировка нефти покупателям за год, закончившийся 31 декабря 2007 г., была увеличена на 49 млн рублей соответственно.

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 сделок 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 капитала.

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.

Внеоборотные активы, удерживаемые для продажи. Внеоборотные активы, удерживаемые для продажи, отражаются по наименьшей из их балансовой стоимости и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Внеоборотные активы классифицируются как удерживаемые для продажи, если их балансовая стоимость будет возмещена путем их продажи, а не путем дальнейшего использования. Это условие выполняется только в том случае, если активы готовы к немедленной продаже в текущем состоянии. Менеджмент должен предпринимать активные действия по продаже, и сделка по продаже должна быть завершена в течение одного года после переклассификации.

Основные средства классифицируемые, как удерживаемые для продажи, не амортизируются.

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

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Основные запасы нефти и газа Группы были определены международно-признанными независимыми оценщиками. Прочие запасы нефти и газа Группы были определены на основании оценок запасов природных ресурсов, 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 в течение предполагаемого расчетного срока использования крупных деталей или составных частей объектов.

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.

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. Часть запасов, используемых для расчета амортизации, включает запасы, извлечение которых ожидается и после истечения срока действия лицензии. Руководство Группы полагает, что действующее законодательство и предыдущий опыт 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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. Первоначально производные финансовые инструменты признаются по справедливой стоимости на дату заключения договора производного инструмента и в дальнейшем переоцениваются по справедливой стоимости. Порядок признания полученных в результате прибылей или убытков зависит от того, определен ли производный инструмент в качестве инструмента хеджирования, и если да, то от характера хеджируемой статьи. Группа определяет некоторые производные финансовые инструменты как:

- (a) хеджирование справедливой стоимости признанных активов, обязательств или безусловного обязательства (хеджирование справедливой стоимости);
- (b) хеджирование определенного риска, связанного с признанным активом, обязательством или прогнозируемой операцией, вероятность совершения которой оценивается как высокая (хеджирование денежных потоков).

При возникновении операции Группа документирует отношения между инструментами хеджирования и хеджируемыми статьями, а также цели управления риском и стратегию осуществления различных активностей хеджирования. Группа также документирует свои оценки эффективности используемые в операциях хеджирования производных инструментов в компенсировании изменений в справедливой стоимости хеджируемых статей или в связанных с ними денежных потоков, которые проводятся на дату возникновения инструмента и в последующие периоды.

Поскольку не было признано или установлено никаких производных финансовых инструментов на 31 декабря 2008 г., следовательно, не было никакого эффекта на консолидированную финансовую отчетность Группы.

(a) Хеджирование справедливой стоимости

Изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов, которые определены и квалифицированы как инструменты хеджирования справедливой стоимости, отражаются в отчете о прибылях и убытках вместе с любыми изменениями справедливой стоимости хеджируемого актива или обязательства, которые могут быть отнесены к хеджируемому риску. Группа применяет учет хеджирования справедливой стоимости только в отношении хеджирования риска влияния изменения процентной ставки на справедливую стоимость займов, привлеченных по фиксированной процентной ставке. Прибыль или убыток, относящийся к эффективной части процентных свопов, используемых для хеджирования риска влияния изменения процентной ставки на справедливую стоимость займов, привлеченных по фиксированной процентной ставке, отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе доходов (расходов) от финансовой деятельности. Прибыль или убыток, относящиеся к неэффективной части отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе прочих прибылей (убытков). Изменения справедливой стоимости хеджируемых займов с фиксированной процентной ставкой, связанные с риском изменения процентной ставки, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе финансовых доходов (расходов).

Если хеджирование больше не удовлетворяет критериям учета хеджирования, корректировка балансовой стоимости хеджируемой статьи, для которой используется метод эффективной процентной ставки, отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках в течение всего периода до срока погашения. По состоянию на 31 декабря 2008 г. и в течение 2007 и 2008 годов хеджирование справедливой стоимости не осуществлялось.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

(b) Хеджирование денежных потоков

Эффективная часть изменений справедливой стоимости производных финансовых инструментов, которые определены и квалифицированы как инструменты хеджирования денежных потоков, отражается в консолидированном отчете об изменениях в капитале. Прибыль или убыток, относящиеся к неэффективной части, немедленно отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе прочих прибылей (убытков).

Суммы, отраженные в составе собственного капитала, перераспределяются в отчет о прибылях и убытках в периоды, когда хеджируемая статья оказывает влияние на прибыль или убыток (к примеру, при осуществлении хеджируемой прогнозируемой продаже). Прибыль или убыток, относящиеся к эффективной части процентных свопов, используемых для хеджирования риска изменений переменной ставки процента по займам, отражаются в отчете о прибылях и убытках в составе доходов (расходов) от финансовой деятельности. Прибыль или убыток, относящиеся к неэффективной части, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе прочих прибылей (убытков). Однако в случаях, когда хеджируемая прогнозируемая операция приводит к признанию нефинансового актива (к примеру, ТМЦ или основных средств), прибыль и убыток, которые ранее относились на собственный капитал, переносятся из капитала и включаются в первоначальную оценку стоимости актива. Отложенные суммы в конечном итоге отражаются в составе себестоимости проданной продукции в случае с ТМЦ либо в составе суммы амортизации – в случае с основными средствами.

При истечении срока действия или продажи инструмента хеджирования либо в случае, когда инструмент хеджирования больше не удовлетворяет критериям учета хеджирования, любая совокупная прибыль или убыток, относимые на собственный капитал в данный момент, остаются в составе собственного капитала и отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках при конечном признании прогнозируемой операции. Когда проведение прогнозируемой операции больше не ожидается, совокупная прибыль и убыток, которые были отражены в составе собственного капитала, немедленно переносятся в консолидированный отчет о прибылях и убытках в состав прочих прибылей (убытков). По состоянию на 31 декабря 2008 г. и в течение 2007 и 2008 годов хеджирование денежных потоков не осуществлялось.

(c) Производные финансовые инструменты, изменение справедливой стоимости которых отражается на счете прибылей и убытков

Учет хеджирования не применяется в отношении определенных производных финансовых инструментов. Изменения справедливой стоимости любого из этих производных финансовых инструментов немедленно отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе прочих прибылей (убытков). По состоянию на 31 декабря 2008 г. и в течение 2007 и 2008 годов хеджирование денежных потоков не осуществлялось.

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 короткого срока, до чистой учетной стоимости финансового актива или финансового обязательства.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

(a) 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.

(b) 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.

(c) 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

(d) 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 монетарных ценных бумаг, денонмированных 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 монетарным 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.

(a) 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

(b) Финансовые обязательства, учитываемые по амортизируемой стоимости

Все прочие финансовые обязательства включаются в данную категорию и первоначально признаются по справедливой стоимости. Справедливая стоимость процентного долга представляет собой справедливую стоимость полученных денежных 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 из бюджета, 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.

Товарно-материальные запасы. Товарно-материальные запасы природного газа, газового конденсата, нефти и продуктов их переработки учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости или чистой цене 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.

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

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 процентной ставке, соответствующей первоначальным условиям финансирования. Величина резерва отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках в составе операционных расходов. Последующее восстановление сумм, списанных ранее, кредитуется против сумм резервов в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

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

Выкупленные собственные акции. В случае, если какая-либо компания Группы приобретает акции ОАО «НОВАТЭК» (выкупленные собственные акции), выплаченная сумма, включая любые дополнительные расходы, напрямую относящиеся к приобретению (за вычетом налога на прибыль) относится на уменьшение капитала, относящегося к акционерам ОАО «НОВАТЭК», до тех пор, пока акции не будут аннулированы или перевыпущены. В тех случаях, когда такие акции впоследствии будут перевыпущены, полученные суммы за вычетом непосредственно связанных транзакционных издержек и соответствующих налоговых начислений включаются в капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК». 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, в том числе налогов.

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.

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) отгрузки товаров или оказании услуг покупателям. НДС, относящийся к покупкам, подлежит возмещению путем зачета с НДС, относящегося к реализации при получении соответствующих счетов-фактур. Налоговые органы разрешают погашение задолженности по уплате НДС как разницы между НДС, относящемуся к реализации, и НДС, относящемуся к покупкам. НДС, относящийся к реализации и покупкам, расчет или зачет по которым не произведен, или НДС, не возмещенный на отчетную дату (НДС к уплате и НДС к возмещению) отражаются раздельно как активы и обязательства. В случае, если по отношению к дебиторской задолженности создавался резерв под обесценение, то убыток от обесценения отражался на общую сумму задолженности, включая НДС.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 различия 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 объектов основных средств в течение периода, необходимого для завершения строительства и подготовки объектов для предполагаемого использования. Прочие расходы по кредитам и займам отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

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

Резервы под возникновение обязательств. Резервы создаются в тех случаях, когда у Группы имеются правовые обязательства или обязательства, возникающие из сложившейся деловой практики, 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 признается 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 обесценению. 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 иное обязательство, возникающее из сложившейся деловой практики 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. Изменение размера обязательства с течением времени признается в консолидированном отчете о прибылях и убытках по статье расходы в виде процентов. Изменение 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.

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 различия, связанные с пересчетом иностранной валюты в функциональные валюты, включаются в состав прибыли (убытков) отчетного периода.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Денежные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, переводятся в функциональную валюту каждой компании Группы по обменному курсу на конец периода, 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 историческому обменному курсу. Неденежные активы, переоцениваемые до справедливой стоимости, возмещаемой стоимости или по цене возможной реализации, переводятся по обменному курсу на дату переоценки.

Признание выручки. Выручка представляет собой справедливую стоимость полученных денежных средств или денежных средств, подлежащих получению за реализацию товаров, работ и услуг при 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 спонсорство и благотворительность 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.

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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), относящиеся к акционерам ОАО «НОВАТЭК» консолидированного отчета о прибылях и убытках, на средневзвешенное количество акций в обращении в течение отчетного периода.

Отчетность по сегментам. Сегмент представляет собой определенный компонент Группы, задействованный либо в реализации продукции или услуг (сегмент основной деятельности), либо в реализации продукции или услуг в рамках определенной экономической среды (географический сегмент), которая характеризуется определенными рисками и 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.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Допущения и оценки, оказывающие наиболее существенное влияние на суммы, отраженные в данной консолидированной финансовой отчетности и которые могут повлечь за собой риск изменения учетной стоимости активов и обязательств 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 расходов 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 в соответствии с изменениями в оценке запасов нефти и газа.

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.

Доказанные запасы определяются как предполагаемое количество нефти и газа, которое определяется на основании геологических и инженерных данных, и которые с достаточной долей уверенности могут быть извлечены в будущем из существующих пластов при существующих экономических условиях. В некоторых случаях для извлечения указанных запасов требуются значительные инвестиции в дополнительные скважины и связанные с ними вспомогательные устройства и оборудование. Из-за существующей неопределенности и ограниченного количества данных о пластах, оценки запасов могут меняться с течением времени по мере поступления дополнительной информации.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 быть не 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. Прочие нефинансовые активы проходят тестирование на предмет обесценения, когда есть признаки того, что учетная стоимость может быть не 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 активов.

Резерв под обесценение дебиторской задолженности. Резерв под обесценение дебиторской задолженности создается исходя из оценки руководством вероятности погашения 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.

В случае, когда более не ожидается получения денежных средств, относящихся к дебиторской задолженности, такая дебиторская задолженность списывается в счет ранее созданного резерва под обесценение.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Величина будущих денежных потоков в отношении дебиторской задолженности, оцениваемой на предмет обесценения, определяется на основании контрактных денежных потоков и накопленного опыта руководства относительно периода, на которые 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 текущих условий, 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 сроков экономической службы этих активов. Оценка обязательств по ликвидации активов является комплексным расчетом, 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 эксплуатации, 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.

5 ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

В декабре 2008 года Группа продала непрофильное дочернее общество ООО «Пуровский Терминал» третьим сторонам за 235 млн рублей, выплачиваемых ежемесячно равными частями до июля 2009 года, отразив убыток в сумме 18 млн рублей за вычетом налога на прибыль в сумме 11 млн рублей. Группа включала сальдо расчетов и результаты деятельности выбывшего дочернего общества в состав сегмента «Корпоративная и прочая деятельность».

В ноябре 2007 года Группа продала непрофильное дочернее общество ОАО «Геолог Ямала» третьим сторонам 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».

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. По состоянию на 31 декабря 2008 г. в соответствии с Концессионным соглашением Группа профинансировала 20 млн долл. США.

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, Аномального и Северо-Ямсовейского участков недр, действительными до 2010 и 2011 годов. Группа намеревается продлить сроки лицензий, основываясь на результатах проведенных работ. Стоимость приобретения данных долей участия составила 1'125 млн рублей, из которых 108 млн рублей не были оплачены по состоянию на 31 декабря 2008 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 годы, заканчивающиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг.

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Ниже в таблице представлено движение основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг.:

	Основные средства	Объекты незавершенного строительства	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	66'555	4'517	3'643	74'715
Накопленный износ, истощение и амортизация	(7'529)	-	(452)	(7'981)
Остаточная стоимость на 1 января 2007 г.	59'026	4'517	3'191	66'734
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)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2007 г.	60'398	18'842	3'429	82'669
Поступление и приобретение	3'077	28'723	10	31'810
Ввод в эксплуатацию	21'517	(22'338)	821	-
Износ, истощение и амортизация	(4'291)	-	(318)	(4'609)
Выбытие дочерних обществ, нетто	(81)	(77)	(17)	(175)
Переклассификация в активы, удерживаемые для продажи	(437)	(257)	(2)	(696)
Выбытие, нетто	(107)	(122)	(56)	(285)
Первоначальная стоимость	95'242	24'771	4'787	124'800
Накопленный износ, истощение и амортизация	(15'166)	-	(920)	(16'086)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 г.	80'076	24'771	3'867	108'714

По состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. активы, задействованные в добыче нефти и газа, включают стоимость доказанных запасов углеводородного сырья в сумме 26'755 млн и 28'222 млн рублей соответственно за вычетом накопленной амортизации в размере 6'470 млн и 4'908 млн рублей соответственно.

Ввод в эксплуатацию и приобретение нефтегазовых объектов основных средств в течение 2008 года включает завершение строительства второй очереди Юрхаровского месторождения на сумму 13'492 млн рублей, состоящего из установки сепарации природного газа, цеха подготовки конденсата и 87 км газопровода для транспортировки природного газа в Единую систему газоснабжения. Группа также запустила вторую очередь Пуловского завода стабилизации газового конденсата, включая заводские резервуары для хранения продукции, на сумму 3'468 млн рублей, что позволило увеличить перерабатывающую мощность завода на дополнительные 3 млн тонн до 5 млн тонн в год.

Поступление и приобретение основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг., включает капитализированные проценты в размере 622 млн и 139 млн рублей соответственно. Ставки капитализации, используемые в течение 2008 и 2007 годов для расчета суммы капитализированных процентов, включенных в состав основных средств, составили 4,0% и 6,0% соответственно.

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Сумма износа, истощения и амортизации за год, закончившийся 31 декабря 2008 г., включает в себя амортизационные отчисления в размере 4'478 млн рублей, отраженных в составе операционных расходов, износ зданий и сооружений административного назначения в размере 103 млн рублей, отраженных в составе общехозяйственных и управленческих расходов (см. Примечание 20), и 28 млн рублей амортизационных отчислений, капитализированных в ходе оказания строительных услуг внутри Группы.

Сумма износа, истощения и амортизации за год, закончившийся 31 декабря 2007 г., включает в себя амортизационные отчисления в размере 3'668 млн рублей, отраженных в составе операционных расходов, износ зданий и сооружений административного назначения в размере 66 млн рублей, отраженных в составе общехозяйственных и управленческих расходов (см. Примечание 20), и 4 млн рублей амортизационных отчислений, капитализированных в ходе оказания строительных услуг внутри Группы.

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 1'284 млн и 618 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 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:	
	2008	2007
Сырье и материалы по чистой цене реализации (за вычетом резервов под обесценение на сумму 32 млн и 45 млн рублей на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно)	418	280
Сырье и материалы по себестоимости	508	438
Природный газ и жидкие углеводороды по себестоимости	856	799
Полимерная продукция и изоляционная лента (за вычетом резервов под обесценение на сумму 4 млн и 10 млн рублей на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно)	253	177
Прочие товарно-материальные запасы	121	100
Итого товарно-материальные запасы	2'156	1'794

Группа отразила расход по обесценению товарно-материальных запасов в силу утраты ими потребительских свойств в сумме 25 млн и 101 млн рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно.

8 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 9 млн и 8 млн рублей на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно)	1'819	2'947
Проценты по займам выданным	-	3
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 25 млн и 47 млн рублей на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно)	666	317
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	2'485	3'267

Учетная стоимость торговой и прочей дебиторской задолженности соответствует их справедливой стоимости. Связанный 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 23 в отношении раскрытия кредитных рисков).

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 162 млн и 81 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно была просроченной, но не была обесценена. Данная 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:

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Просроченная до 90 дней	84	19
Просроченная от 91 до 360 дней	67	55
Просроченная более 360 дней	11	7
Итого просроченная, но не обесцененная торговая и прочая дебиторская задолженность	162	81
Не просроченная и не обесцененная торговая и прочая дебиторская задолженность	2'323	3'186
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	2'485	3'267

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
На 1 января	55	75
Создание резерва	67	23
Списание нереальной к взысканию задолженности	(84)	(43)
Списание неиспользованного резерва на прибыль	(4)	-
На 31 декабря	34	55

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

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Финансовые активы		
Краткосрочные займы выданные	3	36
Краткосрочные банковские депозиты	5	-
Нефинансовые активы		
НДС, подлежащий возмещению	1'174	2'668
Предоплаты и авансы поставщикам (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 4 млн и 4 млн рублей на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно)	2'808	2'413
Отложенные таможенные пошлины по экспорту стабильного газового конденсата	299	1'069
Предоплаты по налогам, кроме налога на прибыль	3'004	974
Отложенные расходы на транспортировку стабильного газового конденсата	318	334
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	351	55
Прочие текущие активы	68	111
Итого предоплаты и прочие текущие активы	8'030	7'660

10 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Денежные средства на расчетных счетах	5'304	1'787
Процентные депозиты, размещенные в банках	5'614	2'195
Прочие депозиты	74	-
Итого денежные средства и их эквиваленты, отраженные в консолидированном балансе	10'992	3'982
Минус: банковские овердрафты (см. Примечание 13)	(1)	(1'368)
Итого денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты, отраженные в консолидированном отчете о движении денежных средств	10'991	2'614

Все депозиты имеют срок погашения до трех месяцев (см. Примечание 23 в отношении раскрытия кредитных рисков).

11 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Заемные средства, деноминированные в долларах США	23'293	54
Заемные средства, деноминированные в Евро	45	270
Итого	23'338	324
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(3'403)	(282)
Итого долгосрочные заемные средства	19'935	42

По состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. долгосрочные заемные средства с разбивкой по заимодавцам представлены ниже:

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Синдицированные заемные средства	23'293	-
Прочие заемные средства	45	324
Итого	23'338	324

Синдицированные заемные средства. 21 апреля 2008 г. Группа привлекла необеспеченный синдицированный кредит на общую сумму до 800 млн долл. США на общекорпоративные цели, включая финансирование программ капитального строительства. Срок кредитной линии составляет 3 года с погашением равными квартальными платежами, через 18 месяцев после 21 апреля 2008 г. Процентная ставка по кредитной линии составляет ЛИБОР плюс 1,25% годовых в течение первых 18 месяцев, далее ставка увеличивается до ЛИБОР плюс 1,50% годовых (3,42% по состоянию на 31 декабря 2008 г.). Условия предоставления кредитной линии включают в себя необходимость соблюдения ряда ограничительных финансовых условий. По состоянию на 31 декабря 2008 г. по данной кредитной линии Группа выбрала полную сумму 23'293 млн рублей (793 млн долл. США) с учетом транзакционных издержек в сумме 216 млн рублей.

Прочие заемные средства. По состоянию на 31 декабря 2007 г. прочие заемные средства Группы включали заемные средства, деноминированные в долларах США, на общую сумму 54 млн рублей (2,2 млн долл. США) со средневзвешенной процентной ставкой 10,8% годовых. Срок погашения этих займов наступил в период с 2007 по 2008 годы и займы были полностью погашены. По состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. прочие заемные средства также включали в себя займы, деноминированные в Евро, на общую сумму 45 млн рублей (1,1 млн Евро) и 270 млн рублей (7,5 млн Евро) соответственно. Средневзвешенная эффективная процентная ставка по займам составляла 13,6% и 13,6% годовых по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно. Сроки погашения этих займов наступают в течение 2009 года.

Учетная стоимость долгосрочных заемных средств соответствует их справедливой стоимости.

Таблица с погашенными долгосрочными займами по состоянию на 31 декабря 2008 г. представлена ниже:

12 месяцев, заканчивающихся 31 декабря:	
2010	13'242
2011	6'693
Итого долгосрочные заемные средства	19'935

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.

Суммы, признанные в консолидированном балансе в составе прочих долгосрочных обязательств, рассчитаны следующим образом:

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Текущая стоимость установленных пенсионных обязательств	468	492
Непризнанная часть стоимости прошлых услуг	(256)	(276)
Обязательства по программе выплат работникам, признанные в консолидированном балансе	212	216

Ниже представлено изменение текущей стоимости установленных пенсионных обязательств:

	Год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
На 1 января	492	-
Стоимость прошлых услуг	-	293
Расходы в виде процентов	24	18
Выплачено пенсий	(2)	-
Текущие расходы по пенсионной программе	67	60
Актuarные (прибыли) убытки	(113)	121
На 31 декабря	468	492

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Текущие расходы по пенсионной программе	67	60
Расходы в виде процентов	24	18
Актuarные (прибыли) убытки	(113)	121
Амортизация стоимости прошлых услуг	18	17
Затраты по программе выплат работникам, признанные в составе операционных расходов	(4)	216
<i>из которых следующие суммы были включены в расходы на оплату труда в составе статей:</i>		
Материалы, услуги и прочие	(2)	106
Общехозяйственные и управленческие расходы	(2)	110

12 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В результате корректировки обязательств по программе, основанной на полученном опыте, Группа признала убыток в сумме 27 млн и 77 млн рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг. в составе актуарных (прибылей) убытков.

Далее приведены основные актуарные допущения, принятые на 31 декабря 2008 и 2007 гг.:

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Средневзвешенная ставка дисконтирования	9,6%	6,4%
Прогнозируемое увеличение вознаграждений работников	10%	10%
Ожидаемый рост пенсионных выплат	6,7%	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 вознаграждению работников. Прогноз уровня инфляции предполагает снижение с 12% в 2009 году до 8% в 2013 году и далее средний уровень инфляции составит 6%.

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

	На 31 декабря:	
	2008	2007
Заемные средства, деноминированные в долларах США	2'938	4'910
Банковские овердрафты, деноминированные в долларах США	1	1'368
Итого	2'939	6'278
Плюс: текущая часть долгосрочных заемных средств	3'403	282
Итого краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	6'342	6'560

Заемные средства, деноминированные в долларах США. По состоянию на 31 декабря 2008 г. заемные средства Группы, деноминированные в долларах США, включали кредит от «БНП ПАРИБА Банка» в размере 2'938 млн рублей (100 млн долл. США). Годовая процентная ставка по кредиту составляет 6,27%. Кредит подлежит погашению в августе и сентябре 2009 года.

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). Кредит был погашен 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). Кредиты были погашены в мае 2008 года.

Учетная стоимость краткосрочных заемных средств соответствует их справедливой стоимости.

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

Доступные кредитные линии и банковские овердрафты. По состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. Группа использовала в качестве банковских овердрафтов 1 млн и 1'368 млн рублей кредитных средств соответственно. Сумма доступных средств по краткосрочным кредитным линиям, предоставленным Группе различными международными банками, составила 4'407 млн рублей (150 млн долл. США) и 4'148 млн рублей (169 млн долл. США) на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно. Условия использования кредитных линий предусматривают фиксированную либо переменную процентную ставку в зависимости от конкретных условий финансирования.

Кроме того, Группа располагает доступными средствами на сумму до 2'938 млн рублей (100 млн долл. США) по кредитной линии сроком на два года с ноября 2007 года, полученной от «ЮниКредит Банка» с процентной ставкой, подлежащей обсуждению на каждую дату получения денежных средств.

14 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 31 декабря:	
	2008	2007
<i>Финансовые обязательства</i>		
Торговая кредиторская задолженность	3'863	1'327
Прочая кредиторская задолженность	450	375
Проценты, подлежащие уплате	92	9
<i>Нефинансовые обязательства</i>		
Авансы, полученные от покупателей	1'192	1'535
Задолженность по заработной плате	626	352
Прочая кредиторская задолженность	-	1
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	6'223	3'599

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 2008 и 2007 гг. Общее количество объявленных обыкновенных акций составило 10'593'682'000 штук по состоянию на обе даты.

Выкупленные собственные акции. В течение 2008 года в соответствии с программой выкупа собственных акций, одобренной Советом Директоров 11 февраля 2008 г., Группа периодически приобретала обыкновенные акции ОАО «НОВАТЭК» в форме Глобальных Депозитарных Расписок (далее «ГДР») на Лондонской Фондовой бирже через независимых брокеров.

По состоянию на 31 декабря 2008 г. на балансе 100%-го дочернего общества Группы Novatek Equity (Surgus) Limited находилось 419'233 ГДР (4'192 тыс. обыкновенных акций) общей покупной стоимостью 599 млн рублей. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участия в голосовании.

15 УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Дивиденды. Суммы объявленных и выплаченных дивидендов представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Дивиденды, подлежащие выплате на 1 января	1	1
Итого дивиденды объявленные	7'651	5'860
Дивиденды выплаченные	(7'652)	(5'860)
Дивиденды, подлежащие выплате на 31 декабря	-	1
Дивиденды на акцию, объявленные в течение года (в рублях)	2,52	1,93
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение года (в рублях)	25,2	19,3

Группа объявляет и выплачивает дивиденды в российских рублях. Дивиденды, объявленные в 2008 и 2007 годах, представлены ниже:

Окончательные за 2007 год: 1,52 руб. на акцию или 15,2 руб. на ГДР объявлены в мае 2008 года	4'615
Промежуточные за 2008 год: 1,00 руб. на акцию или 10,00 руб. на ГДР объявлены в октябре 2008 года	3'036
Итого дивиденды, объявленные в 2008 году	7'651
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
Итого дивиденды, объявленные в 2007 году	5'860

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 чистую прибыль. По состоянию на дату подготовки настоящей консолидированной финансовой отчетности чистая прибыль «НОВАТЭК» определяемая в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета была не окончательной. За 2007 год «НОВАТЭК» отразил в бухгалтерской отчетности, подготовленной в соответствии с требованиями российского законодательства, прибыль в размере 16'242 млн рублей и сальдо накопленной нераспределенной прибыли, включая прибыль отчетного периода, составило 41'213 млн рублей.

16 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Реализация природного газа	45'650	35'605
Реализация стабильного газового конденсата	19'374	17'106
Реализация сжиженного углеводородного газа	6'376	4'926
Реализация нефтепродуктов	2'633	967
Реализация нефти	2'043	1'802
Итого выручка от реализации нефти и газа	76'076	60'406

17 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Транспортировка природного газа покупателям	11'080	9'077
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	4'384	3'376
Транспортировка стабильного газового конденсата танкерами	2'168	1'690
Транспортировка нестабильного газового конденсата от месторождений до перерабатывающих заводов по трубопроводам третьих сторон	232	115
Транспортировка нефти покупателям	123	127
Расходы на страхование	10	7
Прочие	156	29
Итого транспортные расходы	18'153	14'421

18 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ

Помимо налога на прибыль Группа выплачивает налоги, представленные ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Налог на добычу полезных ископаемых	6'424	5'703
Налог на имущество	670	544
Акциз	8	36
Прочие налоги	84	96
Итого налоги, кроме налога на прибыль	7'186	6'379

В 2008 и 2007 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 blend) 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.

19 МАТЕРИАЛЫ, УСЛУГИ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Оплата труда	2'169	1'897
Сырье и материалы	1'766	1'521
Расходы за услуги третьим сторонам (по операторским договорам)	721	68
Услуги по ремонту и эксплуатации	405	367
Расходы на услуги по переработке	341	213
Расходы на электроэнергию и топливо	308	216
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	168	263
Прочие	454	379
Итого материалы, услуги и прочие расходы	6'332	4'924

20 ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Оплата труда	3'053	1'961
Расходы на спонсорство и благотворительность	499	559
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	319	404
Расходы на командировки сотрудников	216	199
Расходы по аренде	184	146
Амортизация административных зданий	103	66
Расходы на страхование	90	117
Прочие	600	421
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	5'064	3'873

Вознаграждения и услуги аудиторов. ЗАО «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» оказывало услуги Группе в качестве независимого внешнего аудитора Группы в течение каждого отчетного 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:	
	2008	2007
Вознаграждение за аудиторские услуги (аудит консолидированной финансовой отчетности Группы и обязательный российский аудит материнской компании)	33	28
Вознаграждение за услуги, кроме аудиторских (налоговые и прочие услуги)	2	3
Итого вознаграждения и услуги аудиторов	35	31

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:	
	2008	2007
Прибыль до налога на прибыль (исключая долю в прибыли зависимых обществ, за вычетом налога на прибыль)	28'736	25'489
Теоретический расход по налогу на прибыль по ставке 24%	6'896	6'117
Причины увеличения (уменьшения):		
Затраты, не принимаемые для уменьшения налогооблагаемой базы	509	364
Налогообложение иностранных дочерних обществ по более низкой ставке налога на прибыль	(99)	(107)
Налог на дивиденды, удержанный при получении дивидендов от дочерних обществ	-	193
Изменение в установленной ставке налога на прибыль	(1'289)	-
Прочие постоянные разницы	(355)	194
Расходы по налогу на прибыль	5'662	6'761

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная ставка налога на прибыль в 2008 и 2007 годах составляла 24%. За годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг., эффективная ставка налога на прибыль составила 19,7 % и 26,5 % соответственно.

20 ноября 2008 г. Правительством Российской Федерации принято изменение в законодательстве, касающееся уменьшения ставки налога на прибыль с 24% до 20%. Так как ставка налога была законодательно утверждена до 31 декабря 2008 г., эффект от изменений на закрытие отложенных налоговых обязательств составил 1'289 млн рублей и был признан в настоящей консолидированной финансовой отчетности. Эффективная ставка налога на прибыль Группы в 2008 году составила 24,2% без учета эффекта снижения налоговой ставки.

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:	
	2008	2007
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль (прочие долгосрочные активы)	328	532
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(6'720)	(8'083)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(6'392)	(7'551)

Активы по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали возмещению в течение 12 месяцев по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг., составляли 81 млн и 608 млн рублей соответственно. Обязательства по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали возмещению в течение 12 месяцев по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг., составляли 86 млн и 348 млн рублей соответственно.

21 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Изменение сумм активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль в течение 2008 и 2007 годов представлено в таблице ниже:

	На 31 декабря 2008 г.	Переклассификация в (активы) обязательства, удерживаемые для продажи	Влияние на отчет о прибылях и убытках	На 31 декабря 2007 г.	Влияние на отчет о прибылях и убытках	На 31 декабря 2006 г.
Обязательства						
Основные средства	(7'473)	70	1'177	(8'720)	226	(8'946)
Товарно-материальные запасы	(56)	7	(20)	(43)	(3)	(40)
Прочие текущие активы	(10)	-	302	(312)	17	(329)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(25)	-	(22)	(3)	13	(16)
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(7'564)	77	1'437	(9'078)	253	(9'331)
Активы						
Товарно-материальные запасы	430	(19)	(112)	561	170	391
Торговая и прочая дебиторская задолженность	45	-	21	24	1	23
Торговая и прочая кредиторская задолженность	389	(93)	(103)	585	69	516
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	226	(11)	(82)	319	81	238
Прочие	82	(25)	69	38	(34)	72
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	1'172	(148)	(207)	1'527	287	1'240
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(6'392)	(71)	1'230	(7'551)	540	(8'091)

По состоянию на 31 декабря 2008 г. Группа отразила активы по отложенному налогу на прибыль в размере 226 млн рублей (на 31 декабря 2007 г.: 319 млн рублей) в виде налоговых убытков, перенесенных на будущее, в размере 1'130 млн рублей (на 31 декабря 2007 г.: 1'329 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.

22 АКТИВЫ, УДЕРЖИВАЕМЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ

Активы и обязательства ООО «Пурнефть», 100%-го дочернего общества Группы, основной деятельностью которого является добыча нефти на Усть-Пурпейском месторождении, были представлены как удерживаемые для продажи в соответствии с решением ОАО «НОВАТЭК» в декабре 2008 года о продаже дочернего общества. Общество входит в сегмент Группы «Разведка и добыча». Сделка не была завершена к моменту подготовки данной финансовой отчетности, однако руководство считает, что эта сделка будет завершена в 2009 году. Дальнейшая добыча на этом месторождении была признана экономически нецелесообразной для Группы.

Внеоборотные активы, классифицированные как удерживаемые для продажи, отражены по наименьшей из учетной стоимости и справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу. Решение о продаже не повлекло за собой необходимость начисления резерва под обесценение данных активов.

Ниже приведена таблица по основным классам активов и обязательств относящимся к активам, удерживаемым для продажи:

	На 31 декабря 2008 г.
Основные средства	696
Отложенные налоговые активы	71
Товарно-материальные запасы	34
Прочие активы	100
Итого активы, удерживаемые для продажи	901
Обязательства по ликвидации активов	321
Прочие обязательства	14
Итого обязательства, относящиеся к активам, удерживаемым для продажи	335

23 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>	
	На 31 декабря:	
	2008	2007
<i>Долгосрочные</i>		
Долгосрочные займы выданные	413	412
Торговая и прочая дебиторская задолженность	323	269
Долгосрочные депозиты и аккредитивы	52	175
<i>Текущие</i>		
Краткосрочные займы выданные	3	36
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2'485	3'267
Краткосрочные банковские депозиты	5	-
Денежные средства и их эквиваленты	10'992	3'982
Итого учетная стоимость	14'273	8'141

<i>Финансовые обязательства</i>	<i>Оценены по амортизируемой стоимости</i>	
	На 31 декабря:	
	2008	2007
<i>Долгосрочные</i>		
Долгосрочные заемные средства	19'935	42
<i>Текущие</i>		
Текущая часть долгосрочных заемных средств	3'403	282
Краткосрочные заемные средства	2'939	6'278
Торговая и прочая кредиторская задолженность	4'405	1'711
Итого учетная стоимость	30'682	8'313

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.

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.

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 покупкам, долговые инструменты и прочие операции, деноминированные в валюте, отличной от российского рубля, а также некоторые нерублевые активы и обязательства.

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

На 31 декабря 2008 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	413	-	-	-	413
Торговая и прочая дебиторская задолженность	323	-	-	-	323
Долгосрочные депозиты и аккредитивы	49	1	-	2	52
<i>Текущие</i>					
Краткосрочные займы выданные	3	-	-	-	3
Торговая и прочая дебиторская задолженность	1'860	602	-	23	2'485
Краткосрочные банковские депозиты	-	-	5	-	5
Денежные средства и их эквиваленты	3'748	7'162	74	8	10'992
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	-	(19'935)	-	-	(19'935)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(3'358)	(45)	-	(3'403)
Краткосрочная кредиторская задолженность	-	(2'939)	-	-	(2'939)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(4'162)	(152)	(87)	(4)	(4'405)
Подверженность риску (нетто) на 31 декабря 2008 г.	2'234	(18'619)	(53)	29	(16'409)
<hr/>					
На 31 декабря 2007 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные займы выданные	412	-	-	-	412
Торговая и прочая дебиторская задолженность	269	-	-	-	269
Долгосрочные депозиты и 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
Финансовые обязательства					
<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)
Подверженность риску (нетто) на 31 декабря 2007 г.	4'905	(4'824)	(273)	20	(172)

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает возможные убытки от изменения справедливой стоимости финансовых инструментов, которые возникнут в случае увеличения курсов валют на 30%, притом, что портфель инструментов и другие переменные остаются неизменными по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно.

Эффект на прибыль до налога на прибыль	Увеличение курсов валют	На 31 декабря:	
		2008	2007
российский рубль / доллар США	30%	(5'586)	(1'446)
российский рубль / Евро	30%	(16)	(81)

Снижение курсов валют на 30% дает противоположное по значению изменение справедливой стоимости финансовых инструментов.

(b) 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 и с 1 января 2009 года за первый квартал 2009 года на 5%. В рамках этой программы ФСТ объявила свои планы по дальнейшему повышению регулируемых цен в начале каждого квартала 2009 года на 7%, 7% и 6,2% соответственно. 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. Группа не использовала товарные производные финансовые инструменты в торговых целях для снижения риска изменения цены по состоянию на 31 декабря 2008 г. или в течение 2008 года.

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

(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.

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:	
	2008	2007
С переменной ставкой	23'293	6'278
С фиксированной ставкой	2'984	324
Итого заемные средства	26'277	6'602

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 базисных пунктов, предполагая, что все остальные переменные остались неизменными, прибыль до налога на прибыль за 2008 год уменьшилась бы на суммы, указанные ниже.

Группа рассматривает различные способы управления, денежными потоками, связанными с риском изменения процентных ставок путем изменения курса фиксированной процентной ставки. Никаких своп контрактов или других аналогичных инструментов по состоянию на 31 декабря 2008 г. или в течение 2008 года не использовалось.

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Эффект на прибыль до налога на прибыль	На 31 декабря:	
	2008	2007
Увеличение на 100 базисных пунктов	233	63

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.

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%-ной предоплаты. Группа также требует 100%-ную 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:	
	2008	2007
С рейтингом инвестиционной категории	1'088	499
Без рейтинга инвестиционной категории	51	1'071
Без независимого рейтинга	1'346	1'697
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	2'485	3'267

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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:	
	2008	2007
С рейтингом инвестиционной категории	9'985	2'528
Без рейтинга инвестиционной категории	875	1'303
Без независимого рейтинга	132	151
Итого денежные средства и их эквиваленты	10'992	3'982

Кредитные рейтинги инвестиционного уровня соответствуют Ааа до Ваа3 по Moody's и ААА до ВВВ- по Fitch соответственно.

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 наличии 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.

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

На 31 декабря 2008 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>	2'984	-	-	2'984
<i>Проценты</i>	2	-	-	2
Заемные средства с переменной процентной ставкой				
<i>Основная сумма</i>	3'358	13'242	6'693	23'293
<i>Проценты</i>	785	477	61	1'323
Торговая и прочая кредиторская задолженность	4'405	-	-	4'405
Итого финансовые обязательства	11'534	13'719	6'754	32'007

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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
Итого финансовые обязательства	8'469	44	-	8'513

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+ (стабильный) 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.

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.

Группа определяет термин «капитал» как капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК» за вычетом чистого долга (общая сумма задолженности минус денежные средства и их эквиваленты). В течение года изменений в подходе Группы к управлению капиталом не было.

24 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Условия ведения деятельности. Экономике Российской Федерации по-прежнему присущи некоторые характерные особенности развивающегося рынка. 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. Существующее российское налоговое, валютное и таможенное законодательство подвержено интерпретациям и частым изменениям. Кроме того, организации, осуществляющие свою деятельность на территории Российской Федерации в настоящее время, сталкиваются и с другими фискальными и нормативно-правовыми препятствиями. 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.

24 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа осуществляет свою финансово-хозяйственную деятельность преимущественно на территории Российской Федерации и поэтому подвергается рискам, связанным с состоянием экономики и финансовых рынков Российской Федерации.

Волатильность, присущая мировому и российскому финансовым рынкам в последнее время. Мировой кризис ликвидности, начавшийся в середине 2007 года, оказал сильное негативное влияние на мировые рынки капитала, что, среди прочего, привело к снижению активности на рынках привлечения капитала, более низкому уровню ликвидности в международном и российском банковском секторе и повышению ставок межбанковского кредитования. Существующая на мировом финансовом рынке неопределенность также привела к банкротству ряда банков и принятию ряда мер по спасению банков в США, Западной Европе, России и других странах. Сверх того, Федеральная Резервная Система и Казначейство США наряду с Центральными Банками стран по всему миру, включая Центральный Банк Российской Федерации, инициировали скоординированные действия по стимулированию мировых финансовых рынков.

Текущая рыночная ситуация может оказать влияние на возможность Группы привлечь новые заемные средства и/или рефинансировать существующие займы на условиях, которые применялись к аналогичным сделкам в предыдущие периоды. Кроме того, общее снижение ликвидности может оказать негативное влияние на положение дебиторов Группы и их способность погасить свою задолженность перед Группой. Ухудшение операционного и финансового положения дебиторов Группы может также оказать влияние на прогнозы руководства в отношении потоков денежных средств и оценку справедливой стоимости (обесценения) финансовых и нефинансовых активов. С учетом имеющейся информации руководство соответствующим образом отразило пересмотренные оценки ожидаемых будущих денежных потоков в своей оценке обесценения активов.

Руководство считает, что оно предпринимает все необходимые корректирующие и превентивные меры, направленные на поддержание устойчивости и дальнейшего развития деятельности Группы в сложившейся рыночной ситуации. Применяемая в течение последних нескольких лет финансовая политика Группы укрепила показатели консолидированного баланса путем предотвращения необоснованного привлечения заемных средств для финансирования капитальных затрат и прочей непрофильной деятельности. В частности, Группа поддерживала адекватный уровень денежных средств и их эквивалентов, использовала диверсифицированные источники финансирования, требовала внесения предоплаты за поставки углеводородов и придерживалась жестко установленных показателей ликвидности и соотношения заемного и собственного капитала.

Несмотря на эти усилия, руководство признает нынешнюю неопределенность по поводу направления и продолжительности текущей изменчивости рынка и, следовательно, не может предсказать последствия любого дальнейшего ухудшения положения на глобальном и российском финансовых рынках.

Тест на обесценение активов. Принимая во внимание глобальный экономический кризис, кризис ликвидности и продолжающиеся снижение цен на сырьевые товары, в частности, нефть, стабильный газовый конденсат, сжиженный нефтяной газ и нефтепродукты, являющиеся индикаторами возможного обесценения активов в соответствии с МСФО 36, «Обесценение активов», руководство провело тестирование всех активов на обесценение.

Анализ показал, что обесценение активов Группы по состоянию на 31 декабря 2008 г. не требуется.

24 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Договорные обязательства. По состоянию на 31 декабря 2008 г. Группа приняла на себя договорные обязательства произвести капитальные затраты на общую сумму приблизительно 16'991 млн рублей (на 31 декабря 2007 г.: 21'744 млн рублей), направленные на продолжение второй очереди разработки Юрхаровского месторождения (до конца 2011 года), на развитие Восточно-Таркосалинского и Ханчейского месторождений (до конца 2009 года и 2010 года соответственно) и продолжение строительства второй очереди Пуровского завода стабилизации газового конденсата (до конца 2011 года) в соответствии с подписанными договорами. Кроме того, Группа приняла на себя минимальные капитальные обязательства по финансированию геологоразведочных работ на шельфе Эль-Ариш в соответствии с заключенным Концессионным соглашением (см. Примечание 5).

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. Кроме того 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 2008 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.

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.

24 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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-Таркосаленнефтегаз»	2043
Ханчейское	«НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2019
Стерховое (Олимпийский лицензионный участок)	«ПурНоваГаз»	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, такие обязательства незамедлительно начисляет их в качестве расходов, если получение будущих выгод маловероятно. 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 движение 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.

25 КРУПНЕЙШИЕ ДОЧЕРНИЕ И ЗАВИСИМЫЕ ОБЩЕСТВА

Крупнейшие дочерние и зависимые общества Группы по состоянию на 31 декабря 2008 г. и соответствующие доли участия в их уставном капитале представлены ниже:

	Доля участия на 31 декабря 2008 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 «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 (филиал в Египте)	Разведка и добыча
Novatek Equity (Cyprus) Limited	100,0%	Кипр	Приобретение акций Группы
<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

26 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.

Группа пересмотрела свой подход к определению компаний, подпадающих под понятие связанная сторона. В частности, предполагается, что дочерние компании всех обществ, рассматриваемых как связанные стороны, также, будут являться связанными сторонами Группы.

26 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

Ниже представлены операции с ОАО «Газпром» - акционером со значительным влиянием на «НОВАТЭК» с октября 2006 года и его дочерними обществами.

<i>Связанные стороны – ОАО «Газпром» и его дочерние общества</i>	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Операции		
Продажа нефтепродуктов и газа	6'144	4'099
Покупка природного газа	1'549	1'446
Транспортировка природного газа покупателям	11'544	9'140
Услуги по переработке сырья	342	213
Прочие производственные расходы	33	27
Прочие прибыли (убытки)	221	(39)
Прочая выручка	3	-
Сальдо по расчетам		
Денежные средства	-	13
Торговая и прочая дебиторская задолженность	232	413
Предоплаты и прочие текущие активы	1'065	1'517
Торговая и прочая кредиторская задолженность	276	261
<hr/>		
<i>Связанные стороны – зависимые общества</i>	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Операции		
Прочая выручка	805	22
Доходы в виде процентов	51	16
Сальдо по расчетам		
Долгосрочная дебиторская задолженность	410	409
Проценты по займам выданным	33	16
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	489	324

26 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)*Связанные стороны – компании под значительным влиянием ключевого руководящего персонала Группы*

По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2008 г.

Операции

Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе осн. ср-в)	6'980
Продажа нефтепродуктов	245
Продажа полимерной продукции	3
Прочая выручка	38
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	42

Сальдо по расчетам

Предоплаты и авансы поставщикам (на строительство)	-
Предоплаты и прочие текущие активы	21
Денежные средства и их эквиваленты	337
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	55

Операции со связанными сторонами – компаниями под значительным влиянием ключевого руководящего персонала Группы произошли, начиная с 1 января 2008 г.

Вознаграждение основному руководству. В течение 2008 и 2007 годов Группа осуществила выплаты ключевым сотрудникам (членам Правления и Совета директоров, некоторые из которых имеют прямую или косвенную заинтересованность в Группе) в виде краткосрочных вознаграждений, включающих заработную плату и бонусы, не учитывая выплаченных дивидендов, в сумме 817 млн и 403 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 2008 и 2007 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.

27 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.

27 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация по сегментам по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. представлена ниже:

На 31 декабря 2008 г.	Разведка и добыча	Корпоративная и прочая деятельность	Итого
Активы по сегментам	117'592	7'212	124'804
Вложения в зависимые общества	1'416	-	1'416
Нераспределенные активы:			
Текущий и отложенный налог на прибыль			2'189
Долгосрочные займы выданные			413
Торговая и прочая дебиторская задолженность			2
Прочие долгосрочные активы			52
Предоплаты и прочие текущие активы			10
Денежные средства и их эквиваленты			11'021
Итого активы			139'907
Обязательства по сегментам	8'924	1'019	9'943
Нераспределенные обязательства:			
Текущий и отложенный налог на прибыль			6'955
Долгосрочные и краткосрочные заемные средства			26'277
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства			92
Итого обязательства			43'267
На 31 декабря 2007 г.			
Активы по сегментам	92'965	4'344	97'309
Вложения в ассоциированные компании	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
Итого активы			103'975
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
Итого обязательства			22'163

27 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация по сегментам за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг., представлена ниже:

За год, закончившийся 31 декабря 2008 г.	Разведка и добыча	Корпоративная и прочая деятельность	Итого
Доходы сегмента			
Внешняя реализация и прочие доходы	76'633	2'395	79'028
Межсегментная реализация	13	134	147
Итого выручка от реализации и прочие доходы сегмента	76'646	2'529	79'175
Расходы сегмента			
Внешние расходы	(41'228)	(5'688)	(49'916)
Межсегментные расходы	(19)	(13)	(32)
Итого расходы сегмента	(41'247)	(5'701)	(46'948)
Результаты по сегменту	35'399	(3'172)	32'227
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений			8
Нереализованная прибыль в активах сегмента			(115)
Прибыль от операционной деятельности			32'120
Доходы (расходы) в виде процентов, нетто			(3'384)
Доля в прибыли зависимых обществ, за вычетом налога на прибыль			(147)
Прибыль до налога на прибыль			28'589
Расходы по налогу на прибыль			(5'662)
Прибыль отчетного года			22'927
Капитальные затраты за период	30'145	1'665	31'810
Износ, истощение и амортизация	(4'412)	(169)	(4'581)
Расходы по обесценению активов	(60)	(45)	(105)

27 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

За год, закончившийся 31 декабря 2007 г.	Разведка и добыча	Корпоративная и прочая деятельность	Итого
Доходы сегмента			
Внешняя реализация и прочие доходы	60'527	1'858	62'385
Межсегментная реализация	11	51	62
Итого выручка от реализации и прочие доходы сегмента	60'538	1'909	62'447
Расходы сегмента			
Внешние расходы	(32'559)	(4'556)	(37'115)
Межсегментные расходы	(51)	(11)	(62)
Итого расходы сегмента	(32'610)	(4'567)	(37'177)
Результаты по сегменту	27'928	(2'658)	25'270
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений			95
Прибыль от операционной деятельности			25'365
Доходы (расходы) в виде процентов, нетто			124
Прибыль до налога на прибыль			25'489
Расходы по налогу на прибыль			(6'761)
Прибыль отчетного года			18'728
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)

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

27 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Географические сегменты. Оба сегмента основной деятельности Группы действуют на трех основных географических территориях. В Российской Федерации – стране нахождения основных активов, 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 2008 г.	Россия	Европа	США	Прочие	Итого
Итого активы сегмента	123'873	74	840	17	124'804
Вложения в зависимые общества	1'416				1'416
Внешняя реализация и прочие доходы	55'540	2'754	19'924	810	79'028
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений					8
Итого выручка от реализации и прочие доходы, отраженные в консолидированном отчете о прибылях и убытках					79'036
Капитальные затраты	31'729	5	-	76	31'810
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	42'250	5'693	13'377	1'065	62'385
Нераспределенная прибыль от выбытия финансовых вложений					95
Итого выручка от реализации и прочие доходы, отраженные в консолидированном отчете о прибылях и убытках					62'480
Приобретение дочерних обществ	254	-	-	-	254
Капитальные затраты	19'440	-	-	26	19'466

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.

28 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 2008 и 2007 гг.

	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Активы	4'995	3'881
Обязательства	(22)	(12)
Расходы	(1'117)	(486)
Денежные средства, использованные в операционной деятельности	(1'005)	(449)
Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(1'081)	(2'463)

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. Расходы на геологоразведку включают в себя затраты на геологические и геофизические работы, 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.

29 СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

29 января 2009 г. Правительство Российской Федерации установило нулевую ставку экспортной пошлины на реализацию сжиженного углеводородного газа, вступающую в силу с 1 января 2009 г. Позже Правительство продлило срок действия нулевой ставки до марта 2009 года включительно. Группа ожидает дальнейшего продления действия нулевой ставки на экспортные поставки сжиженного углеводородного газа в течение большей части 2009 года.

20 февраля 2009 г. ФСТ объявило о планируемом снижении тарифов на железнодорожные перевозки сжиженного углеводородного газа и стабильного газового конденсата от станции Лимбей, расположенной в непосредственной близости от нашего Пуровского ЗПК, до конца 2009 года. Снижение тарифов планируется осуществить путем применения следующих коэффициентов к существующим тарифам на железнодорожные перевозки:

- 35% – в отношении сжиженного углеводородного газа в части объемов, превышающих 90 тыс. тонн, и при расстояниях свыше 3'500 км;
- 72% – в отношении стабильного газового конденсата при расстояниях свыше 4'000 км.

Снижение тарифов вступит в силу после публикации документа в установленном действующим законодательством порядке.

Группа реализует практически весь объем стабильного газового конденсата и часть сжиженного углеводородного газа на международные рынки и ожидает, что снижение экспортной пошлины и уменьшение транспортных тарифов увеличит доходность продаж.

30 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 января 2008 г. Группа применила следующие новые интерпретации МСФО:

- 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 (IFRIC) 11 рассматривает особенности отражения операций, которые может совершить компания для выполнения принятых ранее обязательств перед сотрудниками по оплате труда 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 (IFRIC) 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 (IFRIC) 13 дает разъяснения по правилам учета различного рода бонусов, предоставляемых 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;
- Интерпретация (IFRIC) 16 «МСФО 16 – Хеджирования от чистых инвестиций в иностранные операции» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 октября 2008 г. или позже). Толкование объясняет, какой валютный риск имеет право на учет хеджирования и положения, что перевод из функциональной валюты в валюту представления не создает учет хеджирования, который может быть применены. МСФО позволяет инструменту хеджирования быть застрахованным в любом органе или органах в рамках Группы, за исключением иностранных операций, которые сами в настоящее время застрахованы. Толкование также разъясняет, как прибыль или убыток рециркулированных от валюты перевода резерва на прибыль или убыток рассчитывается на распоряжение зарубежными хеджируемыми операциями. Группа будет применять МСФО 39, в случае если их не удовлетворяют критерии учета хеджирования, описанные в МСФО 16.

Принятие данных новых интерпретаций, в случае наличия соответствующих операций, 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.

30 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- 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 транзакции с капиталом, источником которых не являются владельцы компании, такие как переоценка финансовых инструментов имеющихся 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 транзакций и сальдо статей баланса;
- МСФО (IFRS) 8 «Операционные сегменты деятельности» (действителен для годовых отчетных периодов, начиная с или после 1 января 2009 г.). МСФО (IFRS) 8 требует от организации представлять финансовую и описательную информацию о своей деятельности в виде сегментной информации, подготовленной на основе аналогичный тому, который используется для внутренней отчетности. Руководство в настоящее время проводит оценку того, какое воздействие стандарт окажет на раскрытие информации в сегменте Группы финансовой отчетности;
- Дополнения к МСФО (IAS) 32 и МСФО (IAS) 1 «Отзывные финансовые инструменты и обязательства, возникающие при ликвидации» (действительны с 1 января 2009 г.). Дополнения касаются требований раскрывать в составе капитала некоторые финансовые инструменты, соответствующие определению финансового обязательства;
- 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. Изменение в стоимости этого обязательства после даты приобретения будет 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;

30 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- МСФО (IAS) 27 «Консолидированная и самостоятельная финансовая отчетность» (пересмотренный в январе 2008 года, действителен для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 июля 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;
- Дополнение к МСФО (IFRS) 2 «Выплаты с использованием акций» (выпущен 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 расходов по займам» (пересмотрен в марте 2007 года). Основным изменением в МСФО (IAS) 23 является отмена возможности немедленного признания расходов по займам, полученным с целью приобретения активов, требующих значительного времени для подготовки к использованию в производстве или продаже. Соответственно предприятие обязано капитализировать такие расходы как часть стоимости приобретенного актива. Пересмотренный стандарт применяется к расходам по займам, связанным с соответствующими активами, для которых дата начала капитализации наступила на или после 1 января 2009 г.;

30 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- Совершенствование Международных стандартов финансовой отчетности (выпущено в мае 2008 года). В 2007 году Комитет по международным стандартам финансовой отчетности (IASB) принял решение о начале реализации проекта по ежегодному совершенствованию стандартов, с помощью которого можно будет вносить необходимые, хотя и несрочные дополнения в МСФО. Дополнения, принятые в мае 2008 года, представляют собой сочетание изменений по существу, разъяснений и уточнений в терминологии различных стандартов. Изменения по существу коснулись следующих вопросов: классификация активов как предназначенных для продажи согласно МСФО (IFRS) 5 в случае потери контроля над дочерней компанией; возможность представления финансовых инструментов, предназначенных для торговли, в составе долгосрочных активов согласно МСФО (IAS) 1; отражение в соответствии с МСФО (IAS) 16 продажи активов, которые ранее отражались как предназначенные для аренды, и классификация соответствующих потоков денежных средств в составе потоков денежных средств от операционной деятельности согласно МСФО (IAS) 7; разъяснение определения секвестра в соответствии с МСФО (IAS) 19; учет государственных займов, выданных по ставкам ниже рыночных, в соответствии с МСФО (IAS) 20; приведение определения стоимости заемных средств в МСФО (IAS) 23 в соответствие с методом эффективной процентной ставки; разъяснение порядка учета дочерних компаний, предназначенных для продажи, в соответствии с МСФО (IAS) 27 и МСФО (IFRS) 5; сокращение требований к раскрытию информации об ассоциированных компаниях и совместных предприятиях в соответствии с МСФО (IAS) 28 и МСФО (IAS) 31; расширение требований к раскрытию информации в соответствии с МСФО (IAS) 36; разъяснения по порядку учета затрат на рекламу в соответствии с МСФО (IAS) 38; корректировка определения категории активов, отражаемых по справедливой стоимости с учетом изменений в отчете о прибылях и убытках в соответствии с учетом хеджирования согласно МСФО (IAS) 39; введение порядка учета незавершенного строительства инвестиционной собственности в соответствии с МСФО (IAS) 40; сокращение ограничений, касающихся порядка определения справедливой стоимости биологических активов в соответствии с МСФО (IAS) 41. Дальнейшие поправки к МСФО (IAS) 8, 10, 18, 20, 29, 34, 40, 41 и МСФО (IFRS) 7 представляют терминологию или только редакционные изменения, которые, по мнению КМСФО, не имеют или имеют минимальное воздействие на учет;
- Дополнение к МСФО (IFRS) 1 и МСФО (IAS) 27 «*Стоимость инвестиций в дочернюю, совместно контролируемую или ассоциированную компанию*» (пересмотрено в мае 2008 года; применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся 1 января 2009 г. или после указанной даты). В соответствии с этим дополнением компании, применяющие МСФО впервые, могут оценивать инвестиции в дочерние, совместно контролируемые или ассоциированные компании по справедливой стоимости или по балансовой стоимости в соответствии с применявшимися прежде национальными стандартами в качестве исходной стоимости в неконсолидированной финансовой отчетности. Дополнение также требует отражать выплаты из чистых активов объекта инвестиций до приобретения на счете прибылей и убытков, а не как возмещение инвестиций;

30 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- Дополнение к МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка*». Данное дополнение должно применяться компаниями ретроспективно к годовым отчетным периодам, начинающимся 1 июля 2009 г. или после указанной даты; при этом разрешается ее применение в более ранних периодах. В дополнении разъясняется, каким образом принципы, определяющие отнесение риска или части потоков денежных средств к хеджируемым, должны применяться в конкретных ситуациях;
- Дополнение к МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка*» и МСФО (IAS) 7 «*Финансовые инструменты: раскрытие информации*». В соответствии с этим дополнением компании могут воспользоваться следующими вариантами: (а) если в ближайшем будущем актив не будет удерживаться с целью продажи или перепродажи, то в исключительных случаях компания имеет право переклассифицировать финансовый актив из категории удерживаемый для продажи в другую категорию, и (б) если организация имеет намерение и возможность удержания финансовых активов в обозримом будущем или до погашения (при условии выполнения иным активом определения кредитов или дебиторской задолженности), то компания имеет право переклассифицировать такие финансовые активы, в категорию имеющиеся в наличии для продажи или активы, классифицируемые как займы и дебиторская задолженность. Эти переклассификации могут быть применены ретроспективно с 1 июля 2008 г. для любых переклассификаций, сделанных в начале периода до 1 ноября 2008 г. Любые переклассификации финансовых активов в периоды начиная с или после 1 ноября 2008 г. вступает в силу только с момента, когда переклассификация была проведена;
- Интерпретация (IFRIC) 15 «*Соглашения на строительство недвижимости*» (применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся 1 января 2009 г. или после указанной даты). Интерпретация распространяется на учет доходов и расходов связанных юридических лиц, осуществляющих строительство объектов недвижимости напрямую или через субподрядчиков, а также содержатся рекомендации для определения соглашений о строительстве объектов недвижимости находящихся в пределах сферы применения МСФО 11 и МСФО 18. Она также предусматривает критерии для определения того, когда следует признавать доходы от таких сделок;
- Интерпретация (IFRIC) 17 «*Распределение неденежных активов для собственников*» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 июля 2009 г. или позже). Дополнение уточняет, когда и каким образом распределения неденежных активов в качестве дивидендов владельцам должно быть признано. Компания должна измерить ответственность для распределения неденежных активов в качестве дивидендов ее владельцам по справедливой стоимости активов, которые должны быть распределены. Прибыли или убытки от выбытия безналичных активов будут признаны в прибылях или убытках, когда компания решит выплатить дивиденды. Интерпретация (IFRIC) 17 не имеет отношения к операциям Группы, так как Группа не распространяет безналичные активы владельцам;
- Интерпретация (IFRIC) 18 «*Передача активов от клиентов*» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 июля 2009 г. или позже). Интерпретация уточняет порядок учета передачи активов от клиентов, а именно: условий, в которых определение актива соблюдено; признание актива и оценка его стоимости при первоначальном признании; определение отдельно идентифицируемых услуг (одна или более услуга в обмен на передаваемые активы); признание доходов и учет денежных переводов от клиентов.

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

30 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

По состоянию на 31 декабря 2008 г. Комиссия по ценным бумагам (SEC) опубликовала окончательные правила о «Модернизации отчетности по нефтяной и газовой деятельности» (далее – «Окончательные правила»), которые дополняют раскрытие информации, необходимой для нефтяных и газовых компаний. Хотя данные правила по раскрытию не обязательны к применению, Группа решила принять изменения, описанные в окончательных правилах как часть раскрытия информации, специфичной для нефтяной и газовой отрасли. Окончательные правила изменили требования к компании по раскрытию резервов. В дополнение к изменениям в определениях и требованиях к раскрытию по запасам нефти и газа, окончательные правила также изменили требования к количественному определению объемов запасов нефти и газа, что позволит компаниям отчитываться как по доказанным, так и по вероятным запасам. Новые правила представляют собой первый значительный пересмотр требований к раскрытию информации для нефтяных и газовых компаний за последние 25 лет, и должны быть применены для годовой финансовой отчетности за период, закончившийся 31 декабря 2009 г. Новые правила для нефтяных и газовых компаний не могут быть применены ранее указанной даты.

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 главным образом 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 принадлежат доли участия в уставном капитале других нефтегазодобывающих компаний, которые являются зависимыми обществами и отражаются 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 2008 и 2007 гг. (суммы указаны в млн рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2008	2007
Затраты на разведку и разработку месторождений		
Затраты на приобретение	-	2'835
Затраты на геологоразведку	2'119	1'605
Затраты на разработку	29'063	16'077
Итого затраты на разведку и разработку месторождений	31'182	20'517
	На 31 декабря:	
	2008	2007
Капитализированные затраты, относящиеся к добыче нефти и газа		
Скважины и сопутствующее оборудование и сооружения	73'514	60'674
Вспомогательное оборудование и сооружения	20'820	9'824
Строящиеся скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	23'835	18'312
Итого капитализированные затраты, относящиеся к добыче нефти и газа	118'169	88'810
Минус: накопленный износ, истощение и амортизация	(15'015)	(10'909)
Итого чистые капитализированные затраты, относящиеся к добыче нефти и газа	103'154	77'901

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА – НЕАУДИРОВАННАЯ
(ПРОДОЛЖЕНИЕ)*Результаты деятельности по добыче нефти и газа*

Результаты деятельности по добыче 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:	
	2008	2007
Доходы от реализации нефти и газа	76'076	60'406
Прямые расходы на добычу	(3'581)	(3'072)
Транспортные расходы	(16'013)	(13'138)
Налоги, кроме налога на прибыль	(7'062)	(6'222)
Износ, истощение и амортизация	(4'234)	(3'446)
Расходы на геологоразведку	(1'117)	(486)
Итого затраты на добычу	(32'007)	(26'364)
Покупка нефти, газового конденсата и природного газа	(4'665)	(3'242)
Транспортные расходы, относящиеся к покупке нефти, газового конденсата и природного газа	(2'114)	(1'269)
Прибыль до налога на прибыль от деятельности, связанной с добычей нефти и газа	37'290	29'531
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(8'950)	(7'087)
Результаты деятельности связанной с добычей нефти и газа	28'340	22'444

Доказанные запасы нефти и газа

Подсчет 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.

Группа производит оценку доказанных запасов нефти и газа в соответствии с правилами, установленными Комиссией по ценным бумагам и биржам США (SEC). 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 2008 и 2007 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.

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
На 31 декабря 2006 г.	18'984	538	4'006	113	22'990	651
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)
На 31 декабря 2007 г.	22'382	634	685	19	23'067	653
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	211	5	82	3	293	8
Расширению и открытию новых запасов	2'070	59	-	-	2'070	59
Добыче	(1'073)	(30)	-	-	(1'073)	(30)
На 31 декабря 2008 г.	23'590	668	767	22	24'357	690
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
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
31 декабря 2008 г.	19'014	538	95	3	19'109	541

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	
	<i>Миллионов баррелей</i>	<i>Миллионов метр. тонн</i>	<i>Миллионов баррелей</i>	<i>Миллионов метр. тонн</i>	<i>Миллионов баррелей</i>	<i>Миллионов метр. тонн</i>
На 31 декабря 2006 г.	337	41	70	9	407	50
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)
На 31 декабря 2007 г.	397	48	9	1	406	49
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	4	-	2	1	6	1
Расширению и открытию новых запасов	61	7	-	-	61	7
Добыче	(21)	(2)	-	-	(21)	(2)
На 31 декабря 2008 г.	441	53	11	2	452	55
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2006 г.	199	24	11	1	210	25
31 декабря 2007 г.	259	31	4	1	263	32
31 декабря 2008 г.	267	32	5	1	272	33

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

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

>> Ценные бумаги

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 акциям 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 144A (символ NVATY), на Франкфуртской фондовой бирже (символ N10) и на бирже PLUS Markets в Лондоне (символ NVTK.GB).

>> Контактная информация

АДРЕС

629850, Россия,
Ямало-Ненецкий автономный округ,
г. Тарко-Сале, ул. Победы, 22А

ОФИС В МОСКВЕ

117420, Россия, Москва,
ул. Наметкина, 12А

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

АУДИТОР

PricewaterhouseCoopers
150054, Россия, Москва,
Космодамианская наб., 52/5
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, United States
Тел: +1 214 368-6391
Факс: +1 214 369-4061
E-mail: degolyer@demac.com

РЕГИСТРАТОР

Национальная регистрационная
компания (НРК)
121357, Россия, Москва,
ул. Вересаева, 6
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, United States
Лондон +44 20 7547 6500
Нью-Йорк +1 212 250 9100
Москва +7 501 797 5209

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 (русская версия) и www.novatek.ru/eng (английская версия)

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

>> Аббревиатуры и сокращения

УВ	углеводороды
БНЭ(1)	баррель нефтяного эквивалента
КУБ. М	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)

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

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

>> Ограничение ответственности

Данный обзор содержит некоторые заявления в отношении хозяйственной деятельности Компании, которые по сути не относятся к свершившимся фактам, а являются «прогнозами в значении», в соответствии с Разделом 27А Закона о ценных бумагах, а также Разделом 21 Е Закона о биржах США от 1934 (далее – «Закон о биржах»).

Прогнозы включают в себя заявления Компании относительно планов, проектов и будущих результатов, а также итогов производственной и экономической деятельности Компании, финансового состояния, капитальных затрат и издержек, финансовых потребностей, планов или намерений в отношении возможных приобретений, конкурентных преимуществ и недостатков, а также планируемых объемов производства и оценки запасов, бизнес-стратегии развития Компании, экономических прогнозов в отношении отрасли и рынков, политических и правовых условий деятельности Компании, 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 указывают на прогнозный характер заявлений, но не являются единственным средством идентификации таких заявлений.

Заявления в отношении прогнозов, содержащиеся в настоящем обзоре, в значительной степени основаны на ожиданиях Компании, отражающих оценки и предположения, сделанные менеджментом Компании, и основанные на известных в настоящее время экономических, социальных и правовых условиях и других факторах, некоторые из которых обсуждаются в этом Обзоре.

Несмотря на тот факт, что Компания считает эти оценки и предположения разумными, прогнозные заявления по своей природе и в силу своей специфики связаны с риском и неопределенностью, как частного так и общего характера, находящимися вне контроля Компании. 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. Кроме того, предположения менеджмента относительно будущих событий могут оказаться неверными. Компания предупреждает, что заявления в отношении прогнозов, содержащиеся в настоящем Обзоре, не являются гарантиями в отношении будущих результатов деятельности, и Компания не может гарантировать, что такие заявления будут реализованы или что прогнозируемые события или обстоятельства осуществятся. 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;
- способность Компании успешно осуществлять какую-либо из стратегических задач;
- влияние расширения производства Компании на потенциальные доходы, издержки и прибыль;
- способность Компании обеспечивать плановые объемы добычи в случае, среди прочего, ограничения нашего доступа к транспортной инфраструктуре;
- влияние изменений планов Компании по капитальным затратам на рост производства;
- возможность более низких, чем текущие оценки менеджмента и/или независимых инженеров в области топливных запасов, уровней будущей добычи;
- естественная неопределенность в интерпретации геофизических данных;
- изменения проектных сроков и предполагаемых дат завершения проектов;
- успешное выявление рисков, связанных с деятельностью Компании, 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.

Приведенный перечень важных факторов не является исчерпывающим. Полагаясь на прогнозы, стоит уделять особое внимание вышеуказанным факторам и прочим неопределенным обстоятельствам и событиям, особенно в свете политических, экономических, социальных и правовых условий, в рамках которых Компания осуществляет деятельность. Такие прогнозы зависят от даты, когда они были сделаны. Соответственно, Компания не несет никаких обязательств по обновлению или пересмотру каких-либо из указанных прогнозов в результате появления новой информации, будущих событий или иных обстоятельств. Компания не предоставляет никаких заверений, гарантий и не делает 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 имени Компании.

>> [Для заметок](#)

Эта страница намеренно оставлена пустой.

www.NOVATEK.ru //