



НОВАТЭК

ДВИЖЕНИЕ ВПЕРЁД!



Годовой обзор 2009

Содержание

КРАТКИЙ ОБЗОР.....	2
Обзор деятельности и финансового положения за 2009 год.....	2
Обращение к акционерам.....	6
Ключевые события и достижения.....	9
О КОМПАНИИ.....	10
«НОВАТЭК» сегодня.....	10
Стратегия.....	13
ОБЗОР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	14
Разведка и добыча.....	14
Основные месторождения.....	16
Перспективные лицензионные участки и месторождения.....	24
Прочие лицензионные участки и месторождения.....	26
Переработка.....	27
Маркетинг.....	28
Реализация газа.....	28
Реализация жидких углеводородов.....	30
Производство.....	33
ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	34
Персонал.....	34
Социальная политика и благотворительность.....	37
Формирование корпоративной культуры.....	39
Охрана окружающей среды.....	40
Охрана труда и промышленная безопасность.....	42
МЕНЕДЖМЕНТ И КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ.....	44
Корпоративное управление.....	44
Совет директоров.....	45
Комитеты при Совете директоров.....	47
Ревизионная комиссия.....	49
Правление.....	50
Взаимодействие с акционерами.....	50
Имиджевое позиционирование, работа со СМИ.....	51
Ценные бумаги.....	52
Дивиденды.....	53
АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	54
КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ, подготовленная в соответствии с МСФО, и отчет независимого аудитора за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг.....	88
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ.....	166
Контактная информация.....	166
Информация для акционеров.....	166
Аббревиатуры и сокращения.....	167



^ Буровая установка на Юрхаровском месторождении

01

КРАТКИЙ ОБЗОР

Обзор деятельности и финансового положения за 2009 год

	Финансовый год		Изменение
в миллионах рублей, если не указано другое	2009	2008	%
Финансовые показатели деятельности			
Выручка от реализации нефти и газа ⁽¹⁾	86 903	76 076	14,2%
Выручка от реализации	89 954	79 272	13,5%
Операционные расходы	56 130	46 916	19,6%
Чистая прибыль	25 722	22 927	12,2%
ЕБИТДА ⁽²⁾	39 566	36 702	7,8%
ЕБИТДАХ ⁽³⁾	40 132	37 819	6,1%
Прибыль на акцию, руб.	8,59	7,54	13,9%
Операционные показатели деятельности			
Суммарные доказанные запасы (SEC), млн бнэ	6 853	4 963	38,1%
Реализация газа, млрд куб. м	32, 937	33, 274	(1,0%)
Реализация жидких углеводородов, тыс. тонн	3 128	2 630	18,9%
в т.ч. реализация стабильного газового конденсата с Пуровского ЗПК	2 170	1 583	37,1%
Собственный капитал и ликвидность			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	36 454	31 514	15,7%
Капитальные вложения	17 872	31 810	(43,8%)
Чистый долг ⁽⁴⁾	27 171	15 285	77,8%
Отношение общего долга к капиталу, ⁽⁵⁾ %	28,3%	27,2%	4%

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

(2) ЕБИТДА 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) ЕБИТДАХ представляет собой ЕБИТДА за вычетом расходов на геологоразведку.

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

(5) Отношение общего долга к капиталу рассчитано как отношение суммы долгосрочных заемных средств, краткосрочных заемных средств и текущей части долгосрочных заемных средств к значению строки «Итого капитал» Консолидированного баланса.

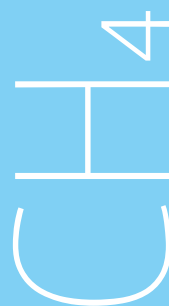


ПРИРОДНЫЙ ГАЗ является наиболее чистым среди органических видов топлива. При его сгорании выделяется меньше углекислого газа на единицу энергии. Основными потребителями нашего газа являются энергетические компании и предприятия металлургической промышленности.

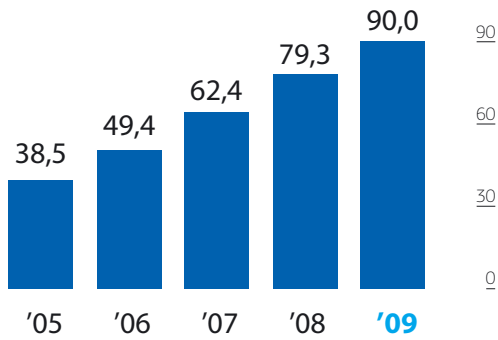
в горячих сланцах, газа плотных коллекторов и угольных пластов.

В ПРИРОДНОМ ГАЗЕ «НОВАТЭК» содержится до 98% метана. Метан — простейший углеводород, бесцветный газ без запаха. Не токсичен для человека.

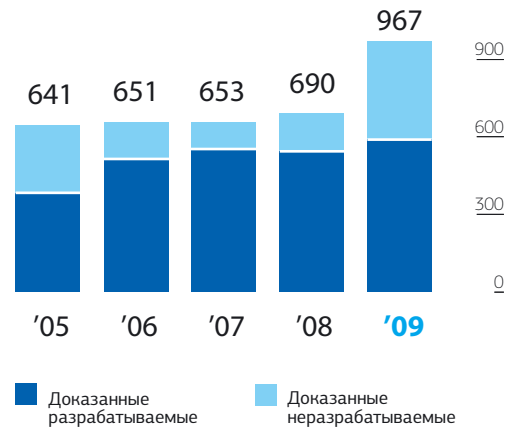
ПРИРОДНЫЙ ГАЗ — смесь газов, образовавшаяся в недрах Земли при анаэробном разложении органических веществ. Относится к полезным ископаемым. Газ, добываемый на месторождениях «НОВАТЭК», находится в виде отдельных скоплений — газовых залежей или в виде газовой шапки в нефтяном пласте, в отличие от сланцевого газа, содержащегося



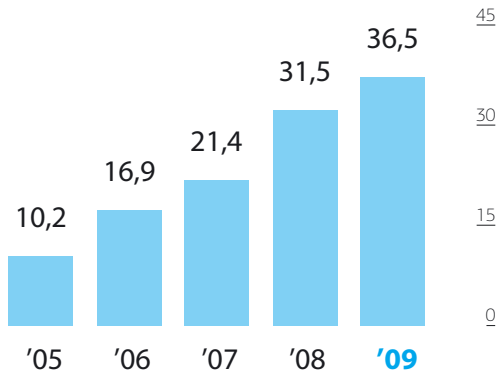
ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ,
млрд руб.



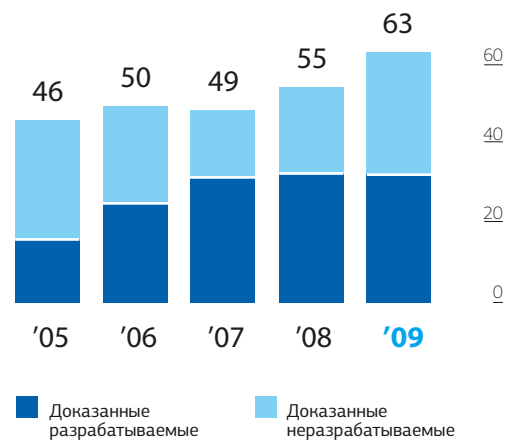
ЗАПАСЫ ГАЗА (SEC),
млрд куб. м



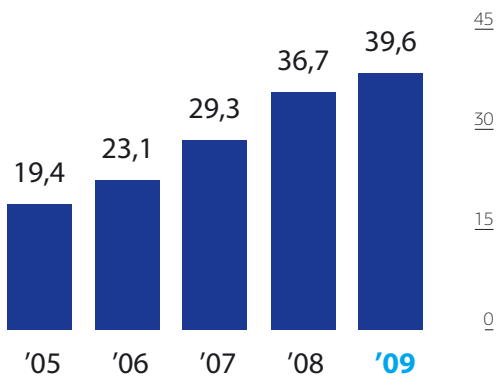
ОПЕРАЦИОННЫЙ ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК,
млрд руб.



ЗАПАСЫ ЖИДКИХ УВ (SEC),
млн тонн



ЕБИТДА,
млрд руб.*

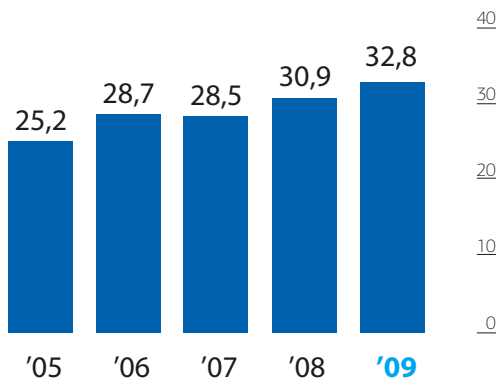


СУММАРНЫЕ ЗАПАСЫ (SEC),
млн бнэ

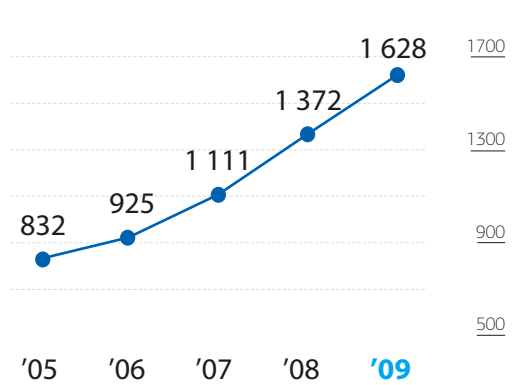


* За 2005 г. приведена скорректированная ЕБИТДА, не включающая единовременную прибыль от реализации финансовых вложений. ЕБИТДА с учетом реализации финансовых вложений составила 23,02 млрд руб.

ВАЛОВАЯ ДОБЫЧА ГАЗА,
млрд куб. м



СРЕДНИЕ ЦЕНЫ РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗА,
руб. / 1000 куб. м*

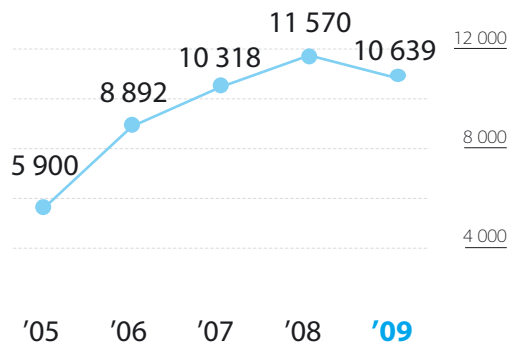


* Без учета НДС

ВАЛОВАЯ ДОБЫЧА ЖИДКИХ УВ,
млн тонн

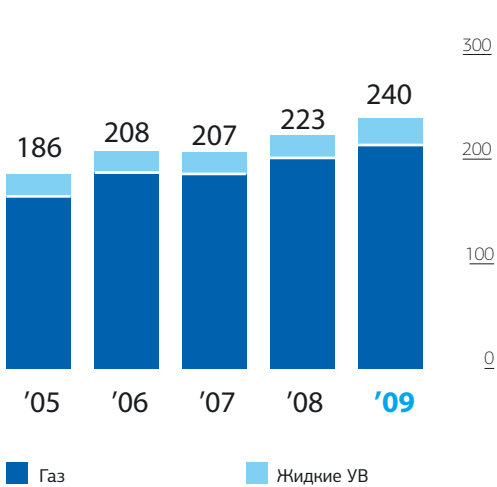


СРЕДНИЕ ЦЕНЫ РЕАЛИЗАЦИИ ЖИДКИХ УВ,
руб. / тонна*

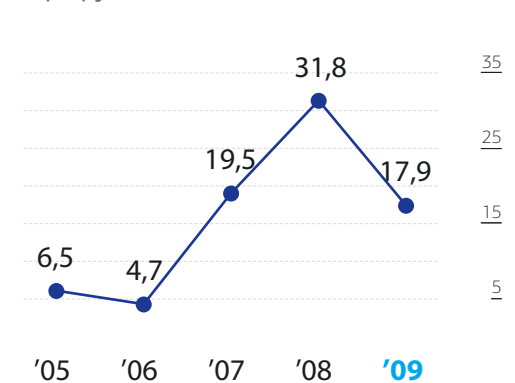


* Без учета НДС, акцизов и экспортных пошлин

СУММАРНАЯ ВАЛОВАЯ ДОБЫЧА,
млн бнэ



КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ,
млрд руб.



ОБРАЩЕНИЕ К АКЦИОНЕРАМ

УВАЖАЕМЫЕ АКЦИОНЕРЫ,

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ИНВЕСТИЦИИ И ОРГАНИЧЕСКИЙ РОСТ являются основными принципами стратегии развития «НОВАТЭКа» и отличительными чертами нашего успеха в течение последних 15 лет. Эффективность нашей стратегии и приверженность нашим основным принципам никогда не проявлялись более очевидно, чем в прошедшем 2009 году, в течение которого мы продолжили расширение нашей деятельности, несмотря на сложные экономические условия. Продолжение разработки и обустройства Юрхаровского месторождения, успешное проведение геологоразведочных работ на наших лицензионных участках, а также своевременное приобретение Южно-Тамбейского месторождения будут способствовать достижению наших долгосрочных стратегических целей и задач. Несмотря на сложную экономическую ситуацию, мы продолжили инвестировать средства в расширение ресурсной базы и оптимизацию добывающих мощностей Компании с целью максимизации выручки от реализации углеводородов. Все это в сочетании со строгим контролем издержек, расширением коммерческой деятельности и увеличением объемов реализации позволило нам в очередной раз достичь впечатляющих финансовых и производственных результатов.

В 2009 ГОДУ МИРОВЫЕ И ВНУТРЕННИЕ РЫНКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА испытывали снижение спроса из-за продолжающегося экономического спада. Столкнувшись с подобной конъюнктурой рынка, мы приняли правильное решение продолжать инвестиции в развитие второй очереди Юрхаровского месторождения для увеличения мощностей по добыче природного газа и жидких углеводородов. Нам удалось с учетом оптимизации каналов реализации природного газа сохранить плановые показатели роста добычи газового конденсата и показать небольшой рост по добыче газа. Кроме того, нам удалось выйти на новые географические рынки, поставляя растущие объемы стабильного газового конденсата в Азиатско-Тихоокеанский регион, что способствовало дополнительной диверсификации клиентской базы и оптимизации маржинального дохода. Благодаря приверженности основополагающим принципам Компании, в 2009 году мы сумели увеличить объемы добычи природного газа и жидких углеводородов на 6,2% и 17,9% соответственно по сравнению с предыдущим годом.

МЫ СОХРАНИЛИ ЛИДИРУЮЩУЮ ПОЗИЦИЮ ПО УРОВНЮ ЗАТРАТ, которые являются одними из самых низких в отрасли. В 2009 году себестоимость добычи на основных месторождениях «НОВАТЭКа» осталась на уровне 2008 года и составила всего 16,0 рублей (0,50 доллара США) на баррель нефтяного эквивалента (бнэ). В течение всего года при реализации программы капитальных вложений Компания использовала преимущества снижения цен на материалы и услуги, вследствие чего стоимость разведки и разработки в очередной раз стала одной из самых низких по сектору — 20,9 рубля (0,66 доллара США) на бнэ. В течение последних пяти лет «НОВАТЭК» постоянно находился в числе пяти ведущих нефтегазовых компаний мира по ключевым показателям себестоимости. Средняя стоимость разведки и разработки за три последовательных

года составила 44,9 рубля (1,70 доллара США) на бнэ; стоимость возмещения запасов — 26,3 рубля (0,93 доллара США) на бнэ, что отражает стратегическое и разумное распределение капиталовложений и успешное наращивание ресурсной базы. Наши усилия, направленные на строгий контроль затрат, в сочетании с рекордной выручкой от реализации газа и жидких углеводородов позволили нам сохранить показатели рентабельности по EBITDA и рентабельности продаж на уровне показателей предыдущих лет и в полном соответствии с поставленными целями. Мы также завершили отчетный период с положительным свободным денежным потоком, вследствие чего Совет директоров уже шестой год подряд рекомендовал выплату дивидендов по акциям Компании с увеличением размера дивидендов до 2,75 рублей на акцию.

СОВЕРШИВ В ИЮНЕ 2009 ГОДА СТРАТЕГИЧЕСКОЕ ПРИОБРЕТЕНИЕ 51% акций ОАО «Ямал СПГ», владеющего лицензией на геологическое изучение и добычу углеводородов на Южно-Тамбейском месторождении, мы вступили на новый путь развития, который в конечном итоге полностью изменит структуру деятельности Компании. Приобретение одного из крупнейших в мире месторождений природного газа создает основу для роста добычи и будущей диверсификации поступлений от реализации. Южно-Тамбейское месторождение, расположенное в северо-восточной части полуострова Ямал, является одним из стратегических центров будущей разработки запасов природного газа и дополнит добычу имеющихся месторождений «НОВАТЭКа» в Надым-Пур-Тазовском районе. Правительство РФ определило, что создание мощностей по производству сжиженного природного газа (СПГ) на полуострове Ямал станет одним из приоритетов развития региона, и пилотный СПГ-проект «НОВАТЭКа» на базе Южно-Тамбейского месторождения является важной частью этой программы. Мы с большим энтузиазмом относимся к перспективам развития этого богатого газом месторождения и возможностям, которые оно предоставляет для создания мощностей по сжижению природного газа, и надеемся стать одной из ключевых компаний на полуострове Ямал.

ОДНОЙ ИЗ НАШИХ КЛЮЧЕВЫХ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ЦЕЛЕЙ является продолжение наращивания ресурсной базы, и мы считаем, что в этом смысле в 2009 году были достигнуты исключительные результаты. По состоянию на конец 2009 года доказанные запасы «НОВАТЭКа» составили 6,9 млрд бнэ, прирост запасов составил 38,1% (без учета добычи) по сравнению с 2008 годом. Средний коэффициент возмещения добычи за три года составил 431%, в то время как коэффициент обеспеченности запасами углеводородов увеличился с 23 до 29 лет. В настоящее время Компания является одной из крупнейших в мире и второй в России по доказанным запасам природного газа.

НАШЕЙ ОСНОВНОЙ ЦЕЛЬЮ ЯВЛЯЕТСЯ НЕПРЕРЫВНЫЙ РОСТ КОМПАНИИ и достижение наилучших показателей в отрасли при любой конъюнктуре рынка и независимо от экономических циклов. Мы четко понимаем, что строгий контроль издержек, разумные инвестиции в проекты с быстрой окупаемостью при различных сценариях и диверсификация коммерческой деятельности — все эти факторы в совокупности способствуют росту нашей Компании. Наш успех в достижении поставленных целей был оценен фондовым рынком в 2009 году: с начала года стоимость ценных бумаг Компании увеличилась на 245%, в то время как индекс РТС, один из основных показателей российского рынка



АЛЕКСАНДР НАТАЛЕНКО

Председатель Совета директоров



ЛЕОНИД МИХЕЛЬСОН

Председатель Правления



МАРК ДЖЕТВЕЙ

Директор по финансам
и стратегии развития

ценных бумаг, вырос на 129%. Ни одно из наших достижений в 2009 году не было бы возможным без целеустремленности и самоотдачи наших сотрудников. Командный дух, взаимодействие опытных специалистов Компании, корпоративная культура достижения успеха и внедрения новых технологий в сочетании с последовательной и четкой реализацией бизнес-стратегии стали неотъемлемой частью исключительных результатов, достигнутых в 2009 году.

ОТ ИМЕНИ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЯ, мы хотели бы поблагодарить всех акционеров за неизменное доверие и поддержку, оказываемые «НОВАТЭК» на протяжении этого трудного года. Вне всякого сомнения, взлеты и падения на рынке в 2009 году стали серьезной проверкой на прочность для всех компаний и отчетливо выделили компании с сильными балансовыми показателями и разумными инвестиционными программами, которым посредством финансовой дисциплины удалось добиться показателей, превышающих общеотраслевые результаты. Мы остались верны стратегии Компании и строго придерживаемся принципов устойчивого развития, корпоративного управления и создания акционерной стоимости. Оглядываясь назад, можно с уверенностью сказать, что две тысячи девятый год подтвердил обоснованность принципов бизнес-модели «НОВАТЭК» и продемонстрировал способность Компании следовать выбранной стратегии развития. Продолжая ДВИЖЕНИЕ ВПЕРЕД в реализации планов «НОВАТЭК», мы будем информировать наших акционеров о дальнейшей деятельности Компании.

С УВАЖЕНИЕМ,



АЛЕКСАНДР НАТАЛЕНКО



ЛЕОНИД МИХЕЛЬСОН



МАРК ДЖЕТВЕЙ

Ключевые события и достижения



- Введен в эксплуатацию второй пусковой комплекс второй очереди Юрхаровского месторождения, позволивший увеличить производственную мощность месторождения до 23 млрд куб. м газа и до 2 млн тонн нестабильного газового конденсата.
- Накопленный объем добычи на основных месторождениях «НОВАТЭКа» достиг 200 млрд куб. м природного газа.
- Переработано 10 млн тонн деэтанализованного газового конденсата с момента начала работы Пуровского ЗПК.
- Совокупные доказанные запасы углеводородов (SEC) увеличены на 38% до 6 853 млн бнэ.
- Получены лицензии на разведку и добычу по факту открытия четырех месторождений в ЯНАО.
- Приобретен 51% акций ОАО «Ямал СПГ», владеющего лицензией на геологическое изучение и добычу углеводородов на Южно-Тамбейском месторождении.
- Достигнуты договоренности между «НОВАТЭКом» и компанией «TOTAL» о совместной разведке и разработке Термокарстового месторождения. В декабре 2009 года подписаны Договор купли-продажи акций и Соглашение акционеров.
- Достигнуты рекордные финансовые и производственные показатели: объемы реализации жидких углеводородов увеличились на 18,9%, а выручка от реализации нефти и газа возросла на 14,2% по сравнению с 2008 годом.



- Акции «НОВАТЭКа» включены в котировальный список «А1» фондовой биржи ММВБ.
- Присвоен кредитный рейтинг инвестиционного уровня «BBB-» (прогноз «Стабильный») международным рейтинговым агентством Fitch Ratings.
- Директор по финансам и стратегии развития «НОВАТЭКа» Марк Джетвей награжден в номинации «За наибольший вклад в IR со стороны генерального/ финансового директора» журнала «IR Magazine Russia & CIS Awards 2009».
- Подписано Соглашение о сотрудничестве и социальном партнерстве с администрацией Ямальского района ЯНАО.



^ Резервуары для хранения СУГ на Пуровском ЗПК

02

О КОМПАНИИ

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.

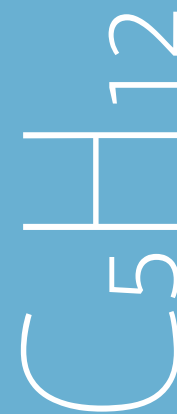
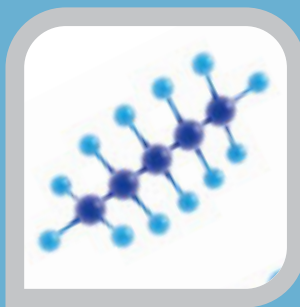
«НОВАТЭК» сегодня

«НОВАТЭК» — крупнейший российский независимый производитель природного газа и второй по добыче природного газа в России после ОАО «Газпром». Компания входит в десятку крупнейших в мире публичных нефтегазовых компаний по объему доказанных запасов газа (около 967 млрд куб. м по стандартам SEC), а уровень стоимости возмещения запасов является одним из самых низких в мире.

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КОМПАНИИ включает в себя разведку и добычу, переработку, транспортировку и реализацию природного газа и жидких углеводородов. Основные добывающие и перерабатывающие активы Компании сосредоточены в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО), что позволяет «НОВАТЭКу» экономически эффективно разрабатывать месторождения.

КОМПАНИЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНО УВЕЛИЧИВАЕТ ДОБЫЧУ ПРИРОДНОГО ГАЗА и ежегодно осуществляет возмещение сырьевой базы. Коэффициент возмещения доказанных запасов углеводородов в 2009 году составил 898%, коэффициент возмещения за последние пять лет — 315%, а коэффициент обеспеченности запасами — 29 лет. На 31 декабря 2009 года доказанные запасы углеводородов составили 6 853 млн бнэ (SEC), из которых около 92% приходилось на запасы природного газа.

«НОВАТЭК» играет важную роль в энергетическом секторе России: по итогам 2009 года на долю Компании пришлось около 6% общероссийской добычи природного газа, около 27% добычи природного газа независимыми производителями и 9,7% общероссийских поставок газа, транспортируемого через Единую Систему Газоснабжения (ЕСГ).



<< Печь по стабилизации газового конденсата на Пуровском ЗПК

ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ — жидкая смесь высококипящих углеводородов различного строения, выделяемая из природных газов при их добыче на газоконденсатных месторождениях.

ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ при температуре конденсации из газа выделяется нестабильный газовый конденсат.

ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ в основном содержит углеводороды C5 и выше, а также растворённые газы пропан-бутановой фракции.

В СТАБИЛЬНОМ ГАЗОВОМ КОНДЕНСАТЕ «НОВАТЭКА» содержится высокая концентрация легких фракций. Основными потребителями являются предприятия нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.

В 2009 году затраты на разведку и разработку месторождений и лицензионных участков «НОВАТЭКа» составили 16,7 млрд рублей или 20,9 рубля (0,66 доллара США)* на бнз, что является одним из лучших показателей в отрасли.

НЕСМОТРЯ НА НЕСТАБИЛЬНУЮ ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СИТУАЦИЮ как в России, так и на мировом рынке, в 2009 году Компания увеличила валовую добычу природного газа на 6,2% до 32,8 млрд куб. м и жидких углеводородов на 17,9% до 3,0 млн тонн. Выручка от реализации углеводородов в 2009 году составила 86,9 млрд рублей.

БОЛЬШАЯ ЧАСТЬ ЗАПАСОВ КОМПАНИИ приходится на конденсатосодержащий газ, разработка таких месторождений требует наличия мощностей по переработке газового конденсата, добываемого совместно с газом. В рамках реализации стратегии развития «НОВАТЭК» построил собственный завод по переработке газового конденсата Пуровский ЗПК, позволяющий наиболее эффективно использовать добываемое сырье и максимизировать его потребительские качества.

Завод мощностью 5 млн тонн в год, построенный в рекордные сроки, позволяет перерабатывать весь добываемый газовый конденсат и является неотъемлемым звеном производственной цепочки Компании. Продуктами переработки Пуровского ЗПК являются стабильный газовый конденсат (СГК) и сжиженные углеводородные газы (СУГ), отвечающие высоким мировым стандартам качества. В настоящее время мощности Пуровского ЗПК полностью покрывают текущие потребности Компании в переработке и позволяют наращивать добычу газового конденсата без привлечения мощностей по переработке третьих сторон.

«НОВАТЭК» эффективно диверсифицирует сбыт углеводородов по регионам и потребителям, что позволяет оперативно реагировать на изменения рыночной конъюнктуры и выбирать наиболее оптимальные каналы реализации природного газа и жидких углеводородов.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМПАНИИ находятся в непосредственной близости от ЕСГ, по которой «НОВАТЭК» поставляет

добываемый газ потребителям. В 2009 году «НОВАТЭК» поставлял природный газ в 35 регионов России.

Дочернее общество ООО «НОВАТЭК-Трансервис» располагает парком собственных и арендованных железнодорожных цистерн для транспортировки жидких углеводородов с Пуровского ЗПК. Жидкие углеводороды с Пуровского ЗПК транспортируются железнодорожным транспортом, экспорт СГК осуществляется через реконструированный Компанией круглогодично действующий морской порт Витино в Мурманской области (Белое море). В 2009 году «НОВАТЭК» вышел на новые рынки сбыта жидких углеводородов, осуществив первые поставки СГК в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, включая Южную Корею, Сингапур и Китай, а также значительно увеличил долю реализации СУГ на экспорт в период действия нулевой экспортной пошлины на СУГ.

«НОВАТЭК» активно развивает сеть собственных автомобильных газозаправочных станций. На конец 2009 года Компания владеет пятью многопливными автозаправочными станциями, шестью автомобильными газозаправочными станциями, а также использует одну собственную газонаполнительную станцию и одну арендованную.

В УСЛОВИЯХ СНИЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА и потребления газа в России в 2009 году Компании удалось сохранить объем реализации природного газа на уровне 2008 года. Объем реализации жидких углеводородов вырос на 19% за счет роста добычи на Юрхаровском месторождении после ввода в эксплуатацию второго пускового комплекса второй очереди обустройства. Доля поставок жидких углеводородов на экспорт увеличилась до 83% по сравнению с 68% в 2008 году.

В РАМКАХ РЕАЛИЗАЦИИ СТРАТЕГИИ по наращиванию ресурсной базы в июне 2009 года «НОВАТЭК» приобрел 51% акций ОАО «Ямал СПГ», владеющего лицензией на Южно-Тамбейское месторождение. Доказанные запасы природного газа месторождения (SEC), приходящиеся на долю «НОВАТЭКа», по состоянию на 31 декабря 2009 года составляют 194 млрд куб. м или около 20% от суммарных доказанных запасов природного газа Компании.

* Средний курс 31,72 руб./долл. США

«НОВАТЭК» СОТРУДНИЧАЕТ с международными компаниями путем создания совместных предприятий. С 2007 года Компания владеет 50% долей участия в концессии на разведку и разработку углеводородов на шельфовом блоке Эль-Ариш в Арабской Республике Египет. В декабре 2009 года «НОВАТЭК» и компания «TOTAL Termokarstovoye B.V.» (аффилированная

с компанией «TOTAL») подписали Договор купли-продажи акций и Соглашение акционеров, предусматривающие приобретение компанией «TOTAL» до конца 2010 года 49% пакета акций в ЗАО «Тернефтегаз» (100% дочернее общество ОАО «НОВАТЭК»), владеющего лицензией на геологическое изучение и добычу углеводородов на Термокарстовом месторождении.

Стратегия

В УСЛОВИЯХ НЕСТАБИЛЬНОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ СИТУАЦИИ, следуя стратегии эффективного наращивания производственных мощностей и увеличения объемов добычи углеводородов, а также придавая особое значение вопросам экологической и социальной ответственности, Компания намерена:

- **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 природный 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 природного газа и газового конденсата, и продолжает инвестировать существенные средства в расширение производственных мощностей.
- **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 2009 году показатели себестоимости добычи и затрат на воспроизводство запасов остались одними из самых низких в мире среди производителей нефти и газа. Геогра-

фическая 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. В связи с увеличением объемов добычи жидких углеводородов мы продолжаем расширять базу потребителей, географически диверсифицировать рынки сбыта СНГ и СУГ, а также увеличивать мощности по переработке для повышения глубины передела.
- **Наращивать ресурсную базу и эффективно управлять запасами.** Рациональное использование ресурсной базы позволяет реализовывать комплексный подход к разработке месторождений и способствует росту доказанных запасов по мере освоения месторождений. Расположение существующих месторождений в Надым-Пур-Тазовском районе в непосредственной близости к транспортной и перерабатывающей инфраструктуре, а также приобретение нового месторождения на полуострове Ямал позволят Компании эффективно использовать существующий потенциал для дальнейшего расширения ресурсной базы.



^ Газоконденсатная скважина

03

ОБЗОР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

«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.

Разведка и добыча

В 2009 ГОДУ «НОВАТЭК» ДОСТИГ СУЩЕСТВЕННОГО РОСТА запасов углеводородов за счет органического роста запасов Юрхаровского месторождения, а также приобретения Южно-Тамбейского месторождения. Совокупные запасы газа «НОВАТЭКа» после приобретения значительно увеличились: доля запасов (SEC) Компании по Южно-Тамбейскому месторождению оценивается в 194 млрд куб. м газа на конец 2009 года, что составляет 70% от прироста доказанных запасов.

НА 31 ДЕКАБРЯ 2009 ГОДА объем доказанных запасов (SEC) природного газа составил 967 млрд куб. м, жидких углеводородов — 63 млн тонн. Суммарный объем доказанных запасов (SEC) увеличился на 38% или 1 890 млн бнэ и составил 6 853 млн бнэ. Коэффициент возмещения доказанных запасов в 2009 году составил 898%. Коэффициент возмещения запасов в пятилетнем периоде (с 2005 по 2009 гг.) составил 315% на прошедших аудит месторождениях «НОВАТЭКа» по стандарту SEC. На конец 2009 года коэффициент обеспеченности запасами углеводородов Компании составил 29 лет, коэффициент обеспеченности запасами газа составил почти 30 лет.

В 2009 ГОДУ «НОВАТЭК» продолжил наращивать ресурсную базу за счет осуществления стратегических инвестиций, поддерживая низкий уровень себестоимости разведки и разработки, что обеспечило Компании сохранение одной из лидирующих позиций по достигнутому низкому уровню затрат в отрасли. В 2009 году Компания инвестировала в разведку и разработку месторождений и лицензионных участков 56,6 млрд рублей (с учетом затрат на приобретение активов), при этом затраты на воспроизводство за-



**СЖИЖЕННЫЙ УГЛЕВОДОРОД-
НЫЙ ГАЗ (СУГ)** — смесь сжатых под
давлением лёгких углеводородов с
температурой кипения от -50 до 0 °С.

«НОВАТЭК» ПРОИЗВОДИТ СУГ
в процессе стабилизации добытого
нестабильного газового конденса-
та, содержащего пропан-бутановую
смесь. СУГ транспортируется и хра-
нится в баллонах и газгольдерах.
Из-за низкого содержания углерода
и низкого уровня загрязнения окру-

жающей среды использование СУГ
способно уменьшить выбросы парни-
ковых газов.

**ПРИМЕНЯЕТСЯ В КАЧЕСТВЕ ИС-
ТОЧНИКА ТЕПЛА**, топлива для авто-
транспорта и пр.

пасов снизились до 16,6 рубля (0,52 доллара США)* на бнэ, по сравнению с 61,9 рубля (2,5 доллара США)* на бнэ в 2008 году. Сокращение затрат на воспроизводство запасов в 2009 году произошло, прежде всего, за счет приобретения 51% акций ОАО «Ямал СПГ».

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 и до ввода эксплуатационных скважин и динамического моделирования. Затраты на поиск и геологическую разведку на всех месторождениях «НОВАТЭКа» в 2009 году составили 770 млн рублей, осуществлено 4,2 тыс. м разведочного бурения и выполнено 310 кв. км сейсморазведочных работ 3D. Инвестиции на поиск и оценку месторождений на лицензионных участках зависимых компаний составили 624 млн рублей. Геологоразведочные работы на наших месторождениях в основном нацелены на поиск и разведку газоконденсатных залежей в нижнемеловых отложениях на глубине от 2 300 до 4 300 метров.

В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРОВЕДЕНИЯ геологоразведочных работ в 2009 году открыто одно нефтегазоконденсатное месторождение (Северо-Юбилейное) и 9 залежей на прочих разрабатываемых месторождениях. В 2009 году на месторождениях «НОВАТЭКа» было добыто 240 млн бнэ углеводородов, около 89% составила добыча газа.

В 2009 ГОДУ валовая добыча составила 32,8 млрд куб. м природного газа и 3 049 тыс. тонн жидких углеводородов. По сравнению с 2008 годом добыча природного газа увеличилась на 1,9 млрд куб. м или на 6,2%, добыча жидких углеводородов выросла на 463 тыс. тонн или на 17,9%. Себестоимость добычи в 2009 году осталась на неизменном уровне в рублевом выражении по сравнению с 2008 годом и составила 16 рублей на бнэ, но снизилась в долларовом выражении с 0,64 доллара США в 2008 году до 0,50 доллара США на бнэ в 2009 году. Мощности по подготовке газа «НОВАТЭКа» на конец года составили 120 млн куб. м в сутки, что соответствует годовому объему 44 млрд куб. м.

В 2009 ГОДУ основной объем добычи пришелся на Юрхаровское месторождение. С вводом первого пускового комплекса второй очереди обустройства Юрхаровского месторождения в 2008 году «НОВАТЭК» приобрел возможность управлять структурой добычи углеводородов и выручки на своих месторождениях: Компания сократила добычу из сеноманских залежей Восточно-Таркосалинского и Ханчейского месторождений и увеличила добычу природного газа из конденсатосодержащих пластов Юрхаровского месторождения, таким образом, повысив добычу нестабильного газового конденсата.

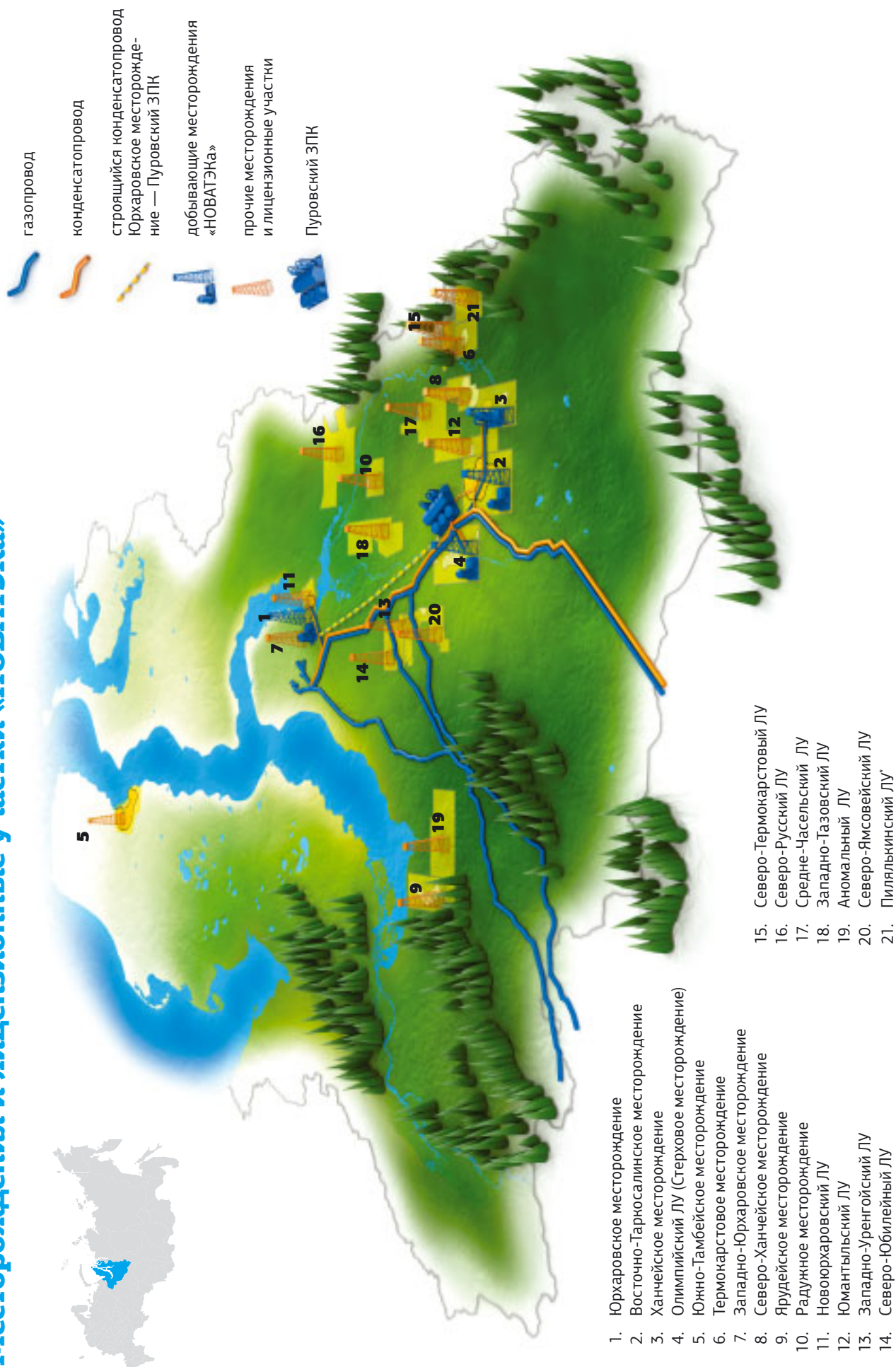
Основные месторождения

ОСНОВНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «НОВАТЭКА» расположены в Ямало-Ненецком автономном округе Российской Федерации — крупнейшем в мире регионе по добыче природного газа, на долю которого приходится более 87% российского и приблизительно 18% мирового объема добычи газа. Концентрация промыслов и перерабатывающих мощностей в этом богатом газодобывающем регионе обеспечивает благоприятные возможности для увеличения акционерной стоимости Компании при минимальном уровне рисков, низкой себестоимости добычи и эффективном воспроизводстве запасов. Имея многолетний опыт работы в регионе, Компания выгодно позиционирована для эффективного использования своей ресурсной базы и имеющихся возможностей.

В 2009 ГОДУ на три основные месторождения, Юрхаровское, Восточно-Таркосалинское и Ханчейское, пришлось 99% всей добычи, запасы этих месторождений составляют 75% от общего объема доказанных запасов на конец года. Все три месторождения расположены в непосредственной географической близости от крупнейшей в мире газотранспортной инфраструктуры — Единой системы газоснабжения, владельцем и оператором которой является ОАО «Газпром». Возможности основных месторождений обеспечат стабильный рост добычи углеводородов в краткосрочной и среднесрочной перспективе.

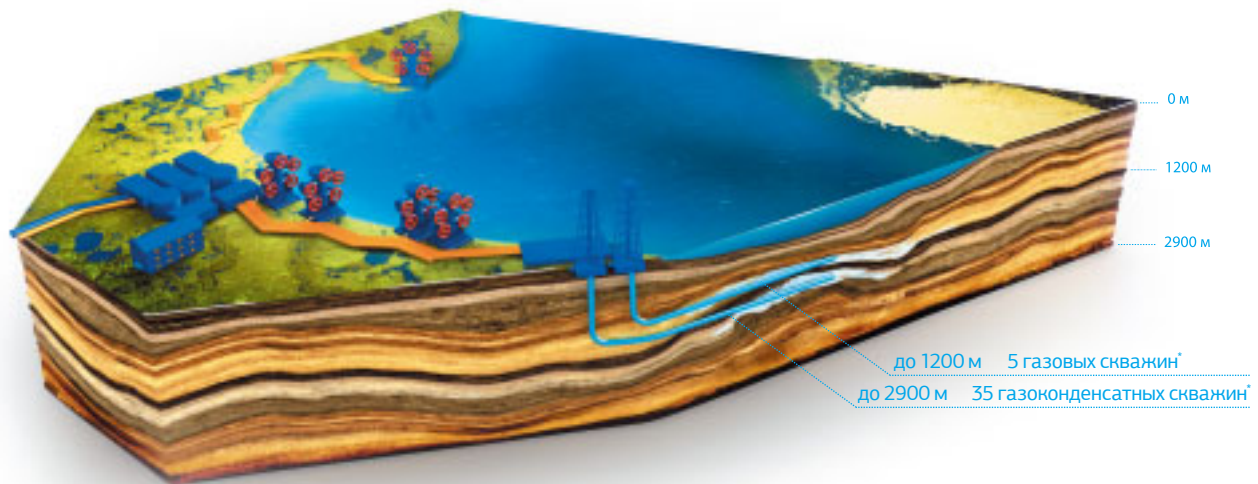
* Средний курс 31,72 руб./долл. США






Месторождения и лицензионные участки «НОВАТЭК»



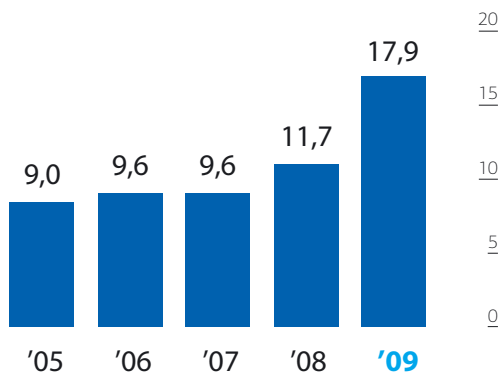
* Лицензия на геологоразведку и добычу на территории ЛУ получена в январе 2010 г.

Юрхаровское месторождение

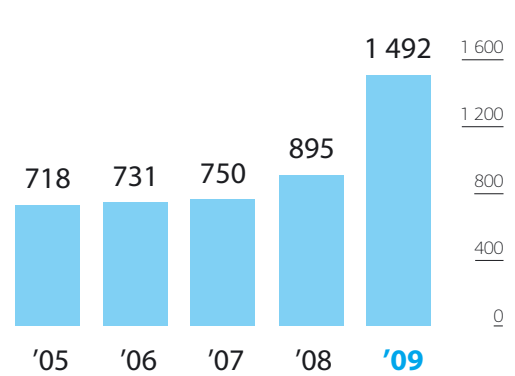


-  газопровод
-  конденсатопровод
-  установка комплексной подготовки газа
-  жилой комплекс
-  устье газоконденсатной и газовой скважин

ЮРХАРОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
ВАЛОВАЯ ДОБЫЧА ГАЗА,
 млрд куб. м



ЮРХАРОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
ВАЛОВАЯ ДОБЫЧА ГАЗОКОНДЕНСАТА,
 тыс. тонн



ОТКРЫТО в 1970 году, расположено за северным Полярным кругом в юго-восточной части Тазовского полуострова. Лицензией на разведку и добычу углеводородов на месторождении, действующей до 2034 года, владеет ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ», 100% дочернее общество ОАО «НОВАТЭК». Добыча газа и газового конденсата ведется с 2003 года. Месторождение подключено к ЕСГ составным газопроводом, который позволяет транспортировать до 34 млрд куб. м газа ежегодно. В сентябре 2008 года был введен в эксплуатацию газопровод диаметром 1 420 мм и протяженностью 87 км. Общая длина участков газопровода подключения месторождения к ЕСГ, диаметром 1 420 мм и 1 220 мм, составляет 103 км.

ЮРХАРОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ — первое по запасам и объему добычи среди месторождений «НОВАТЭКа» и основной источник роста добычи. На месторождении открыто 22 залежи углеводородов, в том числе 1 газовая, 18 газоконденсатных и 3 нефтегазоконденсатных. Глубины залегания продуктивных горизонтов составляют от 1 000 до 2 950 м.

В ОКТЯБРЕ 2009 ГОДА состоялся ввод в эксплуатацию второго пускового комплекса второй очереди обустройства Юрхаровского месторождения производительностью 7 млрд куб. м газа и 600 тысяч тонн конденсата в год. В результате производственная мощность месторождения увеличилась до 23 млрд куб. м газа и 2 млн тонн конденсата в год.

МЫ ИСПОЛЬЗУЕМ СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ с целью снижения себестоимости добычи и роста производительности. В 2009 году на Юрхаровском месторождении были модернизированы сепараторы одной из технологических ниток первой очереди обустройства, что увеличило производительность по добыче нестабильного газового конденсата ориентировочно на 5 тыс. тонн в год. Последующая модернизация сепараторов остальных 6 технологических ниток позволит увеличить производительность Юрхаровского промысла приблизительно на 36 тыс. тонн в год по нестабильному газовому конденсату.

В 2009 ГОДУ на месторождении велись строительные-монтажные работы по

двум технологическим ниткам установки деэтанзации конденсата общей производительностью 3 млн тонн в год и собственному конденсатопроводу, соединяющему месторождение с Пуровским ЗПК. В 2010 году «НОВАТЭК» планирует ввод данных объектов в эксплуатацию, в результате чего Компания сможет самостоятельно подготавливать и транспортировать газовый конденсат для дальнейшей переработки на Пуровском ЗПК.

В ПЕРВОМ КВАРТАЛЕ 2010 ГОДА на Юрхаровском месторождении введена в эксплуатацию установка по производству метанола мощностью 40 тыс. тонн в год, что позволит Компании полностью отказаться от закупок метанола. Производство метанола непосредственно на месторождении позволяет снизить операционную себестоимость добычи и минимизировать экологические риски, связанные с доставкой химически активного продукта. По мере реализации проекта строительства новой установки учитывался опыт эксплуатации опытной установки по производству метанола мощностью 12,5 тыс. тонн в год: использованы более устойчивые к коррозии марки стали и более эффективные типы компрессоров контактного газа.

В СООТВЕТСТВИИ СО СТРАТЕГИЕЙ наращивания добычи в 2010 году планируется ввод третьего пускового комплекса второй очереди обустройства Юрхаровского месторождения производительностью 7 млрд куб. м газа в год.

Общий объем товарной добычи в 2009 году:

Газ:	17,7 млрд куб. м (626,2 млрд куб. футов)
Жидкие углеводороды:	1 484 тыс. тонн (12,8 млн бнэ)
Суммарная добыча:	128,7 млн бнэ

Доказанные запасы (SEC) на 31.12.2009 г.:

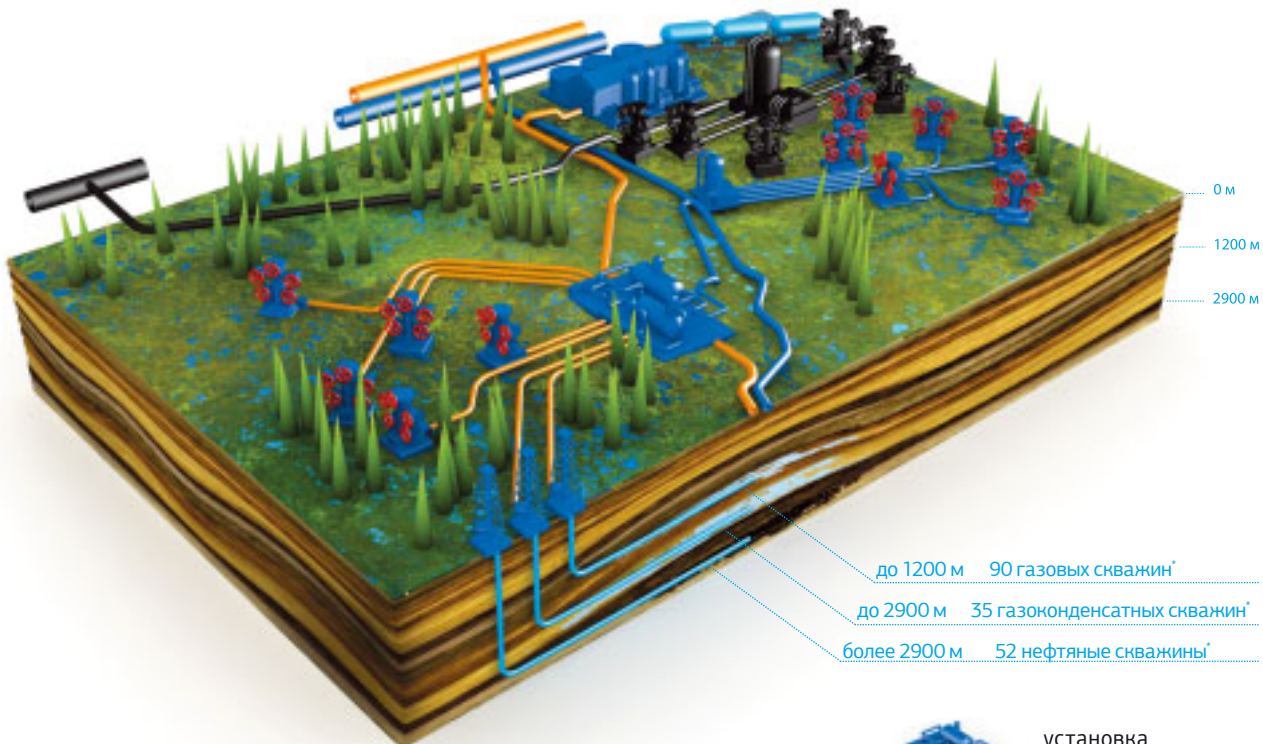
Газ:	443,6 млрд куб. м (15,7 трлн куб. футов)
Жидкие углеводороды:	22,4 млн тонн (192,8 млн бнэ)
Суммарные запасы:	3 094 млн бнэ

Запасы (ABC1+C2)* на 31.12.2009 г.:

Газ:	672,6 млрд куб. м (23,8 трлн куб. футов)
Жидкие углеводороды:	47,9 млн тонн (411,9 млн бнэ)
Суммарные запасы:	4 810,8 млн бнэ

* по Российской системе классификации запасов

Восточно-Таркосалинское месторождение



до 1200 м 90 газовых скважин*

до 2900 м 35 газоконденсатных скважин*

более 2900 м 52 нефтяные скважины*

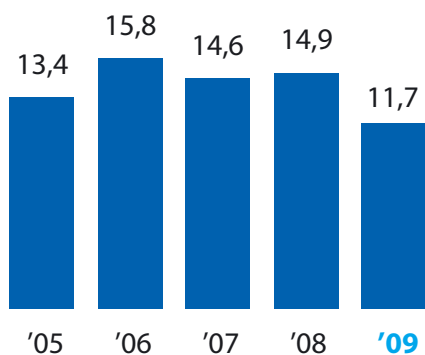
- газопровод
- конденсатопровод
- нефтепровод

- ж/д станция
- Пуровский ЗПК

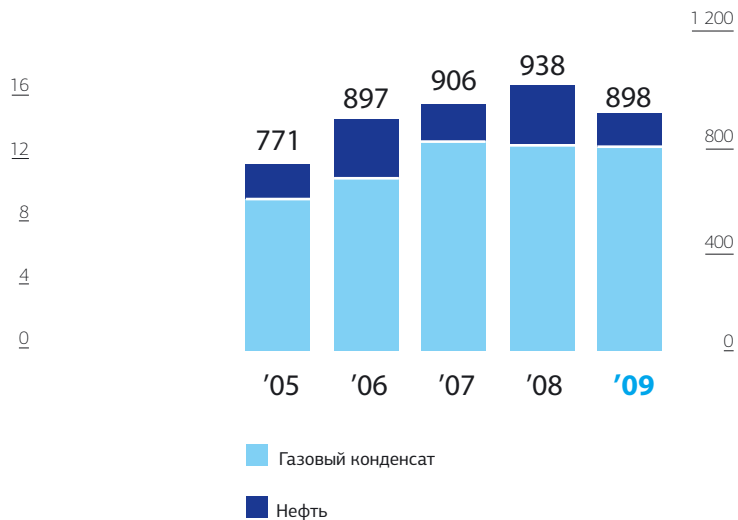
- установка подготовки нефти
- установка комплексной подготовки газа

- установка низкотемпературной сепарации
- устье нефтяной скважины
- устье газоконденсатной и газовой скважины

ВОСТОЧНО-ТАРКОСАЛИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
ВАЛОВАЯ ДОБЫЧА ГАЗА,
 млрд куб. м



ВОСТОЧНО-ТАРКОСАЛИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
ВАЛОВАЯ ДОБЫЧА ЖИДКИХ УВ,
 ТЫС. ТОНН



* эксплуатационный фонд скважин на 31 декабря 2009 года.

ОТКРЫТО в 1971 году, расположено в 40 км к востоку от города Тарко-Сале. Лицензией на разведку и добычу углеводородов на месторождении, действующей до 2043 года, владеет ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», 100% дочернее общество ОАО «НОВАТЭК». Добыча нефти ведется с 1994 года, природного газа — с 1998 года, 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. Месторождение подключено к ЕСГ газопроводом диаметром 1 020 мм и протяженностью 22,4 км, который позволяет транспортировать ежегодно до 20 млрд куб. м газа, добываемого на Восточно-Таркосалинском и Ханчейском месторождениях.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ имеет одну залежь природного газа площадью приблизительно 950 кв. км. Сводовая часть залежи находится на уровне 1 200 м.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ НАСЧИТЫВАЕТ 13 залежей газового конденсата с глубиной залегания от 2 850 до 3 000 м и наибольшей площадью газоконденсатной залежи около 125 кв. км; 11 залежей сырой нефти с глубиной залегания от 3 000 до 3 200 м и общей площадью залежей около 1 100 кв. км.

НА ГАЗОВОМ ПРОМЫСЛЕ Восточно-Таркосалинского месторождения в декабре 2009 года введена в эксплуатацию вторая очередь дожимной компрессорной станции мощностью 48 МВт, позволяющая Компании поддерживать добычу газа на проектном уровне несмотря на снижение пластового давления и падение давления на устьях эксплуатационных скважин.

Общий объем товарной добычи в 2009 году:

Природный газ:	11,5 млрд куб. м (406,4 млрд куб. футов)
Жидкие углеводороды:	896 тыс. тонн (7,2 млн бнэ)
Суммарная добыча:	82,5 млн бнэ

Доказанные запасы (SEC) на 31.12.2009 г.:

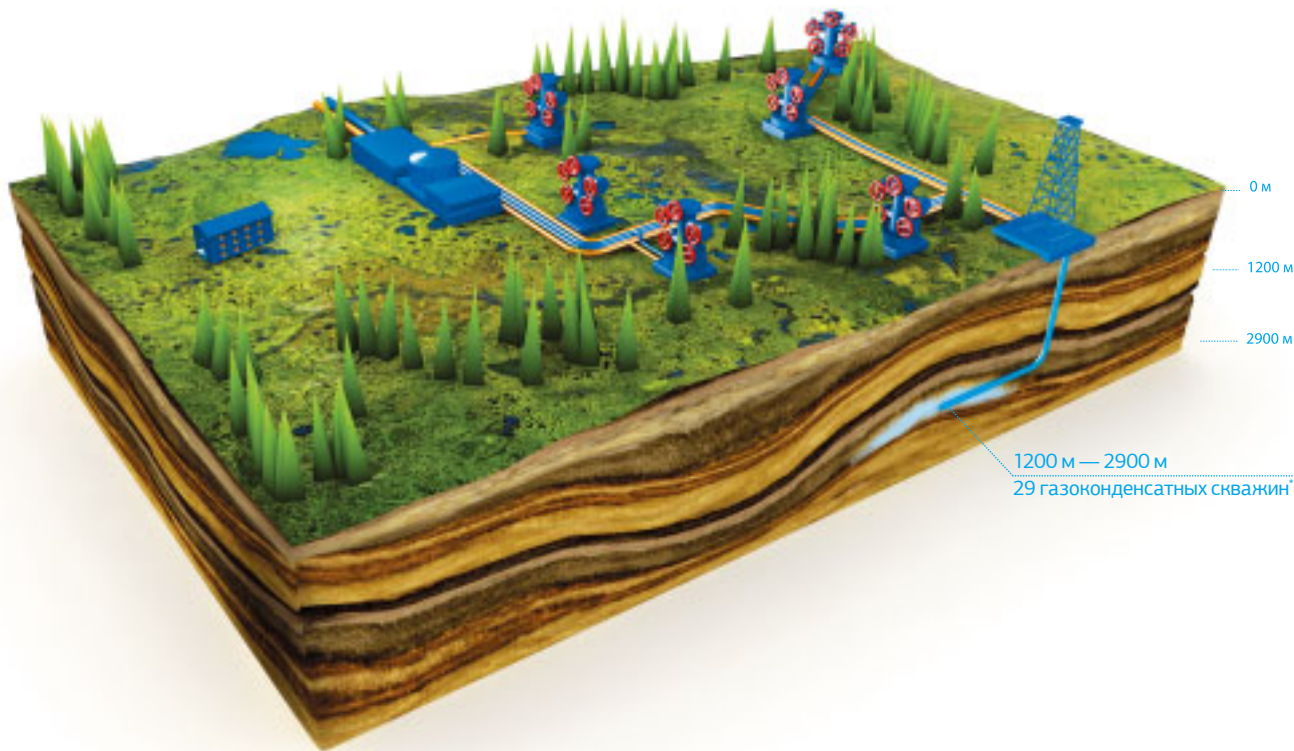
Природный газ:	246,8 млрд куб. м (8,7 трлн куб. футов)
Жидкие углеводороды:	18,6 млн тонн (148,8 млн бнэ)
Суммарные запасы:	1 762,9 млн бнэ






Запасы (ABC1+C2)* на 31.12.2009 г.:

Газ:	334,4 млрд куб. м (11,8 трлн куб. футов)
Жидкие углеводороды:	69,9 млн тонн (541,0 млн бнэ)
Суммарные запасы:	2 728,3 млн бнэ

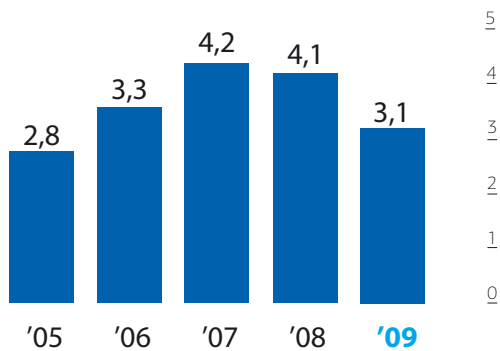
* по Российской системе классификации запасов

Ханчейское месторождение

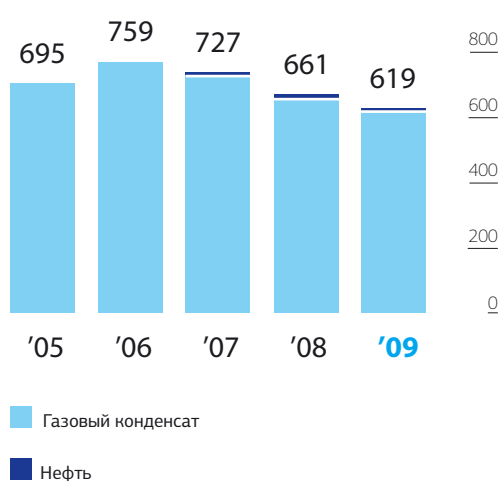


-  газопровод
-  конденсатопровод
-  установка комплексной подготовки газа
-  жилой комплекс
-  устье газоконденсатной скважины

ХАНЧЕЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
ВАЛОВАЯ ДОБЫЧА ГАЗА,
 млрд куб. м



ХАНЧЕЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
ВАЛОВАЯ ДОБЫЧА ЖИДКИХ УВ,
 тыс. тонн



* эксплуатационный фонд скважин на 31 декабря 2009 года.

ОТКРЫТО в 1990 году, расположено в 65 км к востоку от Восточно-Таркосалинского месторождения. Лицензия на разведку и добычу углеводородов на месторождении, действующая до 2019 года, принадлежит ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ». Добыча природного газа и газового конденсата на месторождении ведется с 2001 года, нефти — с 2007 года. Месторождение подключено к транспортной инфраструктуре Восточно-Таркосалинского месторождения газопроводом диаметром 720 мм и протяженностью 70 км, который позволяет транспортировать до 7,5 млрд куб. м газа ежегодно.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ НАСЧИТЫВАЕТ 32 залежи углеводородов, в том числе 2 газовые, 23 газоконденсатные, 5 нефтяных и 2 газоконденсатные с нефтяной оторочкой. Наибольшая площадь залежи приблизительно 113 кв. км. Глубина залегания продуктивных горизонтов от 1 100 до 3 200 м.

В НОЯБРЕ 2009 ГОДА произведена модернизация теплообменников подогрева сырья установок деэтанзации конденсата Восточно-Таркосалинского и Ханчейского месторождений. В результате увеличена производительность установок на 10% до 1,8 млн тонн в год, период между плановыми ремонтами увеличен с года до 2 лет. При этом за счет снижения суммарного содержания этана и метана в деэтанализованном конденсате, его качество значительно повысилось.

Общий объем товарной добычи в 2009 году:

Газ:	3,0 млрд куб. м (107,5 млрд куб. футов)
Жидкие углеводороды:	618 тыс. тонн (5,0 млн бнэ)
Суммарная добыча:	24,9 млн бнэ

Доказанные запасы (SEC) на 31.12.2009 г.:

Газ:	41,2 млрд куб. м (1,5 трлн куб. футов)
Жидкие углеводороды:	5,1 млн тонн (41,7 млн бнэ)
Суммарные запасы:	311,1 млн бнэ

Запасы (ABC1+C2)* на 31.12.2009 г.:

Газ:	89,2 млрд куб. м (3,4 трлн куб. футов)
Жидкие углеводороды:	12,6 млн тонн (100,3 млн бнэ)
Суммарные запасы:	683,9 млн бнэ

* по Российской системе классификации запасов

Перспективные лицензионные участки и месторождения

Мы продолжаем геологоразведочные работы на прочих месторождениях и лицензионных участках, расположенных в ЯНАО. На сегодняшний день наиболее перспективными являются Южно-Тамбейское и Термокарстовое месторождения, Олимпийский лицензионный участок и шельфовый блок Эль-Ариш (в Арабской Республике Египет). Данные активы содержат значительный потенциал увеличения роста объемов доказанных запасов и добычи Компании в долгосрочной перспективе.

Южно-Тамбейское месторождение

ОТКРЫТО в 1974 году, расположено на северо-востоке полуострова Ямал. Лицензия на геологическое изучение и добычу углеводородного сырья, действующая до 2045 года, принадлежит ОАО «Ямал СПГ», дочернему обществу ОАО «НОВАТЭК». Месторождение отличается высокой степенью изученности: пробурено 55 поисково-разведочных скважин, проведены 3D сейсморазведочные работы в объеме 1 060 кв. км, а также 2D сейсморазведочные работы. На месторождении

установлена промышленная продуктивность 72 залежей в 33 горизонтах, в том числе 5 верхних горизонтов с газовым насыщением и 28 с газоконденсатным. Глубины залегания продуктивных горизонтов от 900 до 2 850 м. Около 80% запасов подготовлено к промышленному освоению. На месторождении продолжают сейсмические работы 2D и комплексная обработка данных сейсморазведки для построения надежной геологической модели месторождения.

Доказанные запасы (SEC) на 31.12.2009 г.

с учетом доли «НОВАТЭКа»:

Газ:	193,8 млрд куб. м (6,8 трлн куб. футов)
Жидкие углеводороды:	7,0 млн тонн (60,0 млн бнэ)
Суммарные запасы:	1 327,5 млн бнэ

Запасы (ABC1+C2)* на 31.12.2009 г.

с учетом доли «НОВАТЭКа»:

Газ:	640,6 млрд куб. м (22,6 трлн куб. футов)
Жидкие углеводороды:	26,3 млн тонн (226,2 млн бнэ)
Суммарные запасы:	4 415,6 млн бнэ

Термокарстовое месторождение

ОТКРЫТО в 1988 году, расположено в 30 км к югу от поселка Красноселькуп. Лицензия на геологическое изучение, добычу газа и газового конденсата на месторождении, действующая до 2021 года, принадлежит ЗАО «Тернефтегаз», 100% дочернему обществу «НОВАТЭКа». Месторождение имеет 5 залежей газового конденсата, находящихся на глубине от 2 550 до 3 000 м. Наибольшая площадь залежи 80 кв. км. В 2009 году «НОВАТЭК» и компания «TOTAL» договорились о совместной разведке и разработке Термокарстового месторождения. В течение

двух лет планируется завершить геологоразведочные работы и подготовить новый проектный документ на разработку и обустройство месторождения с целью принятия финального инвестиционного решения к концу 2011 года. В соответствии с Договором купли-продажи акций и Соглашением акционеров, подписанными между «НОВАТЭКом» и компанией «TOTAL Termokarstovoye V.V.» (аффилированная с компанией «TOTAL») в декабре 2009 года пакет акций «НОВАТЭКа» в ЗАО «Тернефтегаз» до конца 2010 года уменьшится до 51%.

Доказанные запасы (SEC) на 31.12.2009 г.**:

Газ:	24,6 млрд куб. м (0,9 трлн куб. футов)
Жидкие углеводороды:	4,6 млн тонн (39,6 млн бнэ)
Суммарные запасы:	200,8 млн бнэ

Запасы (ABC1+C2)* на 31.12.2009 г.:

Газ:	47,3 млрд куб. м (1,7 трлн куб. футов)
Жидкие углеводороды:	10,2 млн тонн (87,5 млн бнэ)
Суммарные запасы:	396,8 млн бнэ

** Запасы указаны с учетом 100% доли ОАО «НОВАТЭК» в ЗАО «Тернефтегаз»

* по Российской системе классификации запасов

Олимпийский лицензионный участок

ЛИЦЕНЗИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ И ДОБЫЧУ углеводородного сырья в пределах данного лицензионного участка принадлежит ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», 100% дочернему обществу «НОВАТЭКа». В пределах Олимпийского лицензионного участка находятся Стерховое месторождение и южная часть Уренгойского месторождения, запасы которых проходят ежегодный аудит и учитываются в суммарных запасах Компании.

УРЕНГОЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ в пределах Олимпийского лицензионного участка имеет 6 газоконденсатных залежей на глубинах от 3 600 до 3 900 м. Стерховое месторождение состоит из двух газоконденсатных залежей на глубине от 3 400 до 3 600 м. Продолжается изучение данных

сейсморазведки в северной части участка и в течение следующих двух лет планируется рост объемов эксплуатационного бурения.

НА СТЕРХОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ построена и введена в эксплуатацию установка комплексной подготовки газа мощностью 0,7 млрд куб. м в год. Первые поставки товарной продукции со Стерхового месторождения начались в апреле 2009 года. Месторождение подключено к ЕСГ газопроводом диаметром 530 мм протяженностью 14 км, который позволяет транспортировать до 3,1 млрд куб. м газа в год. Деэтанализованный конденсат со Стерхового месторождения направляется по трубопроводу диаметром 219 мм протяженностью 12 км в конденсатопровод «Юрхаровское месторождение — Пуровский ЗПК».

Общий объем товарной добычи в 2009 году:

Газ:	63,0 млн куб. м (2,2 млрд куб. футов)
Жидкие углеводороды:	32,4 тыс. тонн (0,3 млн бнэ)
Суммарная добыча:	676,3 тыс. бнэ

Запасы (ABC1+C2)* на 31.12.2009 г.:

Газ:	79,6 млрд куб. м (2,8 трлн куб. футов)
Жидкие углеводороды:	15,5 млн тонн (124,9 млн бнэ)
Суммарные запасы:	645,6 млн бнэ

Доказанные запасы (SEC) на 31.12.2009 г.:

Газ:	13,4 млрд куб. м (0,5 трлн куб. футов)
Жидкие углеводороды:	5,1 млн тонн (41,6 млн бнэ)
Суммарные запасы:	129,5 млн бнэ

Шельфовый блок Эль-Ариш (Арабская Республика Египет)

«НОВАТЭК» владеет 50% долей участия в концессионном соглашении на разведку и разработку углеводородов на шельфовом блоке Эль-Ариш в Арабской Республике Египет. В 2009 году Компания продолжила поиск и геологоразведку на шельфовом блоке. Инвестиции в геологоразведочные работы в 2009 году составили 3,7 млн рублей. Основная часть затрат пришлась на финансирование обработки и интер-

претации данных сейсморазведочных работ. В 2010 году планируется завершить обработку и интерпретацию данных сейсморазведки 3D, выполнить необходимые экологические исследования, провести морские инженерно-геологические изыскания для бурения первой разведочной скважины и подготовки к бурению второй скважины.

* по Российской системе классификации запасов

Прочие лицензионные участки и месторождения

НА КОНЕЦ 2009 ГОДА «НОВАТЭК» владеет также 2 лицензиями на геологическое изучение, разведку и добычу (Юмантыльский, Западно-Уренгойский лицензионные участки) и 3 лицензиями на геологическое изучение (Северо-Термокарстовый, Северо-Юбилейный и Новоюрхаровский лицензионные участки).

В 2009 ГОДУ в Министерстве природных ресурсов и экологии Российской Федерации получены лицензии на право добычи углеводородов на Северо-Ханчейском, Западно-Юрхаровском, Ярудейском и Радужном месторождениях, которые были открыты в 2007-2008 годах.

ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ на Западно-Юрхаровском, Северо-Ханчейском и Ярудейском месторождениях и Западно-Уренгойском лицензионном участке включены в аудит запасов за 2009 год, суммарные запасы углеводородов на месторождениях составляют 27,4 млн бнэ (SEC) или 468,1 млн бнэ (ABC1+C2).

В 2009 ГОДУ открыто Северо-Юбилейное месторождение, запасы которого прошли государственную экспертизу и оценены по российским стандартам. В настоящий момент ведутся работы по получению лицензии на добычу углеводородов.

СУММАРНЫЕ ЗАПАСЫ семи месторождений и лицензионных участков (Ярудейское, Радужное, Северо-Ханчейское, Северо-Юбилейное и Западно-Юрхаровское месторождения, Западно-Уренгойский и Юмантыльский лицензионные участки) по российской классификации составляют 115,0 млрд куб. м природного газа и 52,0 млн тонн жидких углеводородов (ABC1+C2).

Кроме того, на конец 2009 года Компания владела 25% долей участия в проектах по геологическому изучению пяти лицензионных участков: Средне-Часельский, Северо-Русский, Западно-Тазовский, Аномальный, Северо-Ямсовейский. Операторами по ведению геологоразведочных работ на этих лицензионных участках являются дочерние предприятия «НОВАТЭКа» — ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» и ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ». В 2008 году в пределах Средне-Часельского лицензионного участка открыто Западно-Часельское месторождение. В феврале 2010 года получена лицензия на разведку и добычу углеводородов Западно-Часельского месторождения.

В 2009 ГОДУ велись работы по геологическому изучению на Северо-Русском лицензионном участке, пробурена поисково-оценочная скважина и проведены геофизические исследования.

РЕАЛИЗУЯ СТРАТЕГИЮ, направленную на наращивание ресурсной базы, Компания увеличила доли в пяти проектах в первом квартале 2010 года.

Переработка

ОСНОВНЫМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ АКТИВОМ КОМПАНИИ в области переработки углеводородного сырья является Пуровский ЗПК, расположенный в ЯНАО вблизи Восточно-Таркосалинского месторождения.

В РАМКАХ РЕАЛИЗАЦИИ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ по дальнейшему повышению глубины переработки жидких углеводородов и увеличению доли высокомаржинальной продукции «НОВАТЭК» в июне 2005 года запустил первую очередь Пуровского ЗПК мощностью 2 млн тонн в год. В ноябре 2008 года в промышленную эксплуатацию была введена вторая очередь Пуровского ЗПК, которая позволяет увеличить объем переработки до 5 млн тонн деэтанализованного газового конденсата в год, а объем резервуарного парка для хранения стабильного газового конденсата — до 90 тыс. куб. м. Товарной продукцией завода является стабильный конденсат (до 3,7 млн тонн в год) и сжиженные углеводородные газы (до 1,3 млн тонн в год).

В 2009 ГОДУ ПУРОВСКИЙ ЗПК переработал 2,8 млн тонн деэтанализованного газового конденсата, что на 28% больше показателя 2008 года, и произвел более 2,1 млн тонн стабильного газового конденсата, 760 тыс. тонн СУГ и 6,3 тыс. тонн регенерированного метанола. В настоящее время завод загружен менее чем на 60%, что позволяет Обществу продолжать реализацию своих планов по разработке сложных газоконденсатных месторождений.

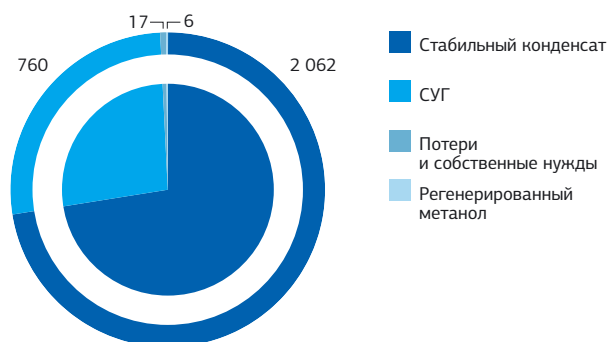
В 2009 ГОДУ НА ПУРОВСКОМ ЗПК введена в эксплуатацию установка осушки СУГ производительностью 1,3 млн тонн в год по сырью, не имеющая аналогов в Российской Федерации. Технологическая схема установки позволяет доводить показатель содержания водометанольного раствора в СУГ до европейских стандартов. Получаемый при осушке метанол используется для промышленных целей на месторождениях «НОВАТЭКа». Мощности завода по хранению СУГ в 2009 году были увеличены более чем в два раза до 15 600 куб. м.

В ЦЕЛЯХ СНИЖЕНИЯ ЗАВИСИМОСТИ КОМПАНИИ от услуг сторонних организаций в 2009 году «НОВАТЭК» продолжил строительство конденсатопровода между Юрхаровским месторождением и Пуровским ЗПК. Использование собственного конденсатопровода позволит повысить качество производимой продукции за счет того, что поставляемый с Юрхаровского месторождения конденсат не будет смешиваться с конденсатом других производителей в коллекторном конденсатопроводе.

ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ КОНДЕНСАТОПРОВОДА между Юрхаровским месторождением и Пуровским ЗПК планируется в 2010 году. В результате «НОВАТЭК» сможет полностью отказаться от услуг сторонних организаций по транспортировке газового конденсата, оптимизировать производственные затраты и повысить качество производимой продукции.

ВВОД ПУРОВСКОГО ЗПК позволил оптимизировать каналы реализации газового конденсата и создал основу для перехода к следующему стратегическому этапу — повышению глубины передела. В 2009 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, нефту и иные продукты.

ВЫПУСК ПРОДУКЦИИ ПУРОВСКИМ ЗПК В 2009 ГОДУ, ТЫС. ТОНН



Маркетинг

НА ПРОТЯЖЕНИИ последних пяти лет выручка «НОВАТЭКа» от реализации демонстрировала быстрые темпы роста (средние темпы роста выручки составили 30,1%), что было обусловлено как увеличением объемов продаж продукции, так и ростом цен реализации и благоприятной рыночной конъюнктурой.

В 2009 ГОДУ мы сделали значительные шаги по оптимизации каналов реализации

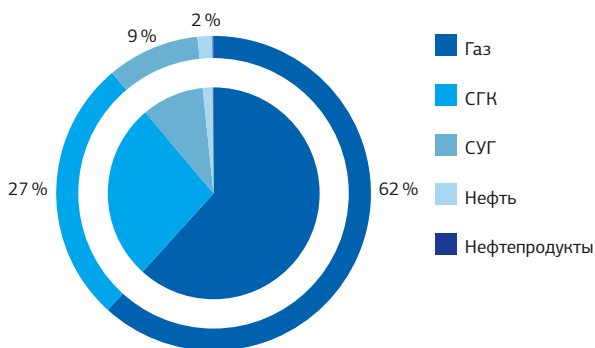
газа и жидких углеводородов. В прошедшем году география поставок газа «НОВАТЭКа» составила 35 регионов. В части реализации стабильного газового конденсата осуществлен выход на новый экспортный рынок углеводородного сырья Азиатско-Тихоокеанского региона, в части реализации СУГ увеличен объем экспорта как более доходного направления реализации и осуществлен выход на новые экспортные рынки Турции, Словакии и Румынии.

Реализация газа

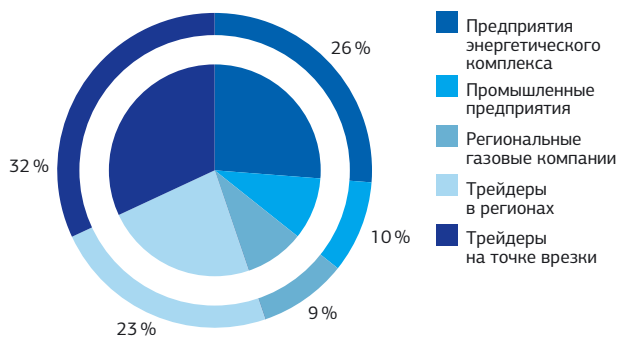
РОССИЯ ЗАНИМАЕТ ВТОРОЕ МЕСТО в мире по потреблению природного газа, при этом в настоящее время доля газа в энергетическом балансе России составляет более 50%. В 2009 году наряду с сокращением объема потребления природно-

го газа на 4,6% до 394 млрд куб. м снизился объем производства газа в России на 12,3% до 583 млрд куб. м. Несмотря на неблагоприятное влияние рыночной конъюнктуры, доля «НОВАТЭКа» в общероссийских поставках газа, транспортируемого через ЕСГ, увеличилась с 9,4% в 2008 году до 9,7% в 2009 году.

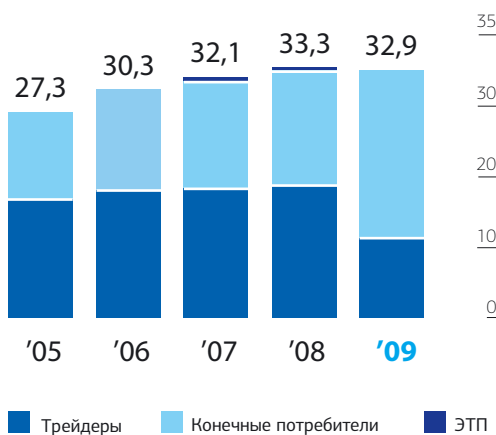
ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ В 2009 ГОДУ, %



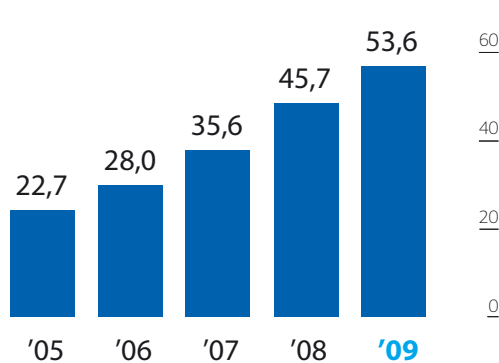
СТРУКТУРА РЕАЛИЗАЦИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В 2009 ГОДУ, %



ОБЪЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА, млрд куб. м

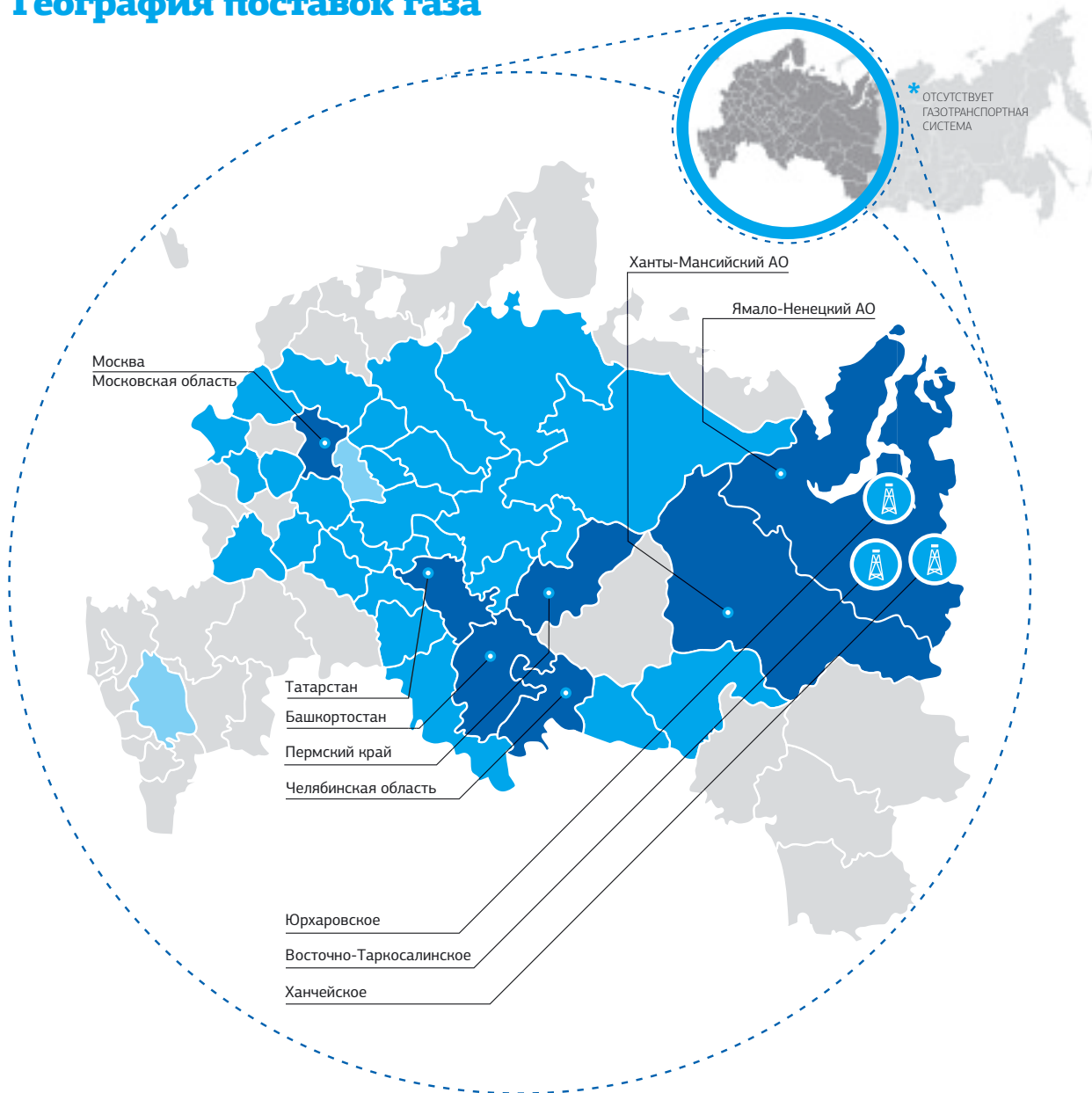


ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА, млрд руб*



* Без учета НДС

География поставок газа



- Основные регионы
- Новые регионы
- Остальные регионы



Основные месторождения «НОВАТЭКа»



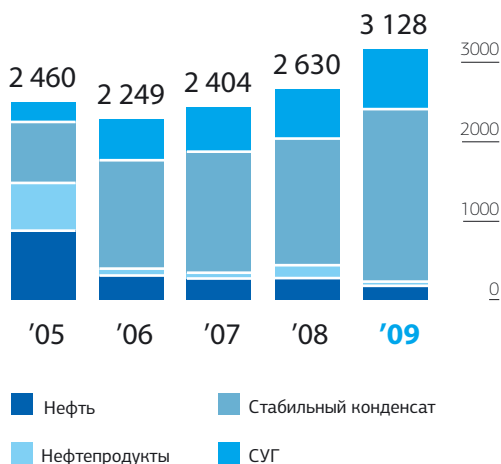
Столицы основных регионов поставки

В 2009 ГОДУ объем реализации газа снизился на 1% и составил 32,9 млрд куб. м (по сравнению с 33,3 млрд куб. м в 2008 году), из которых конечным потребителям было поставлено 22,4 млрд куб. м газа и 10,5 млрд куб. м реализовано трейдерам на входе в ЕСГ. Снижение объемов реализации связано, главным образом, с сокращением закупок у третьих сторон и увеличением остатка запасов в под-

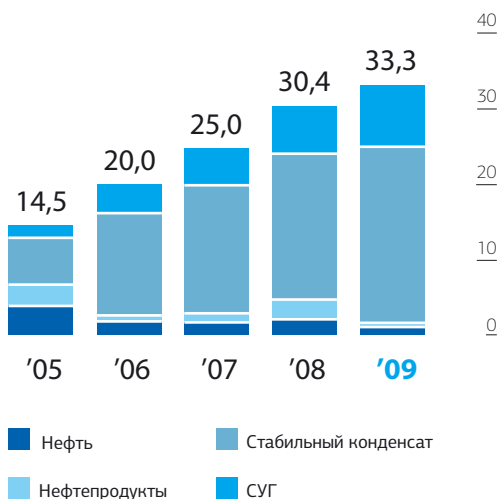
земных хранилищах газа. Сокращение закупок газа у третьих сторон позволило увеличить валовую добычу на 6,2% или до 32,8 млрд куб. м по сравнению с 30,9 млрд куб. м в 2008 году.

В АПРЕЛЕ 2009 ГОДА пересмотрены условия договора о реализации газа с ООО «Межрегионгаз». Продажи переведены на базис поставок непосредственно

ОБЪЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ ЖИДКИХ УВ,
тыс. тонн

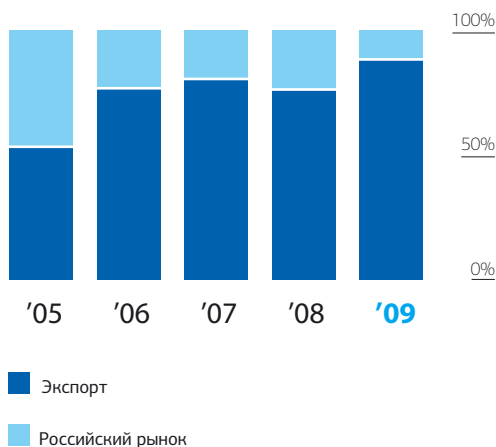


ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ЖИДКИХ УВ,
млрд руб.*



* Без учета НДС, акцизов и экспортных пошлин

СТРУКТУРА ВЫРУЧКИ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ЖИДКИХ УВ,
%



в регионах потребления. В результате доля объемов продаж конечным потребителям по итогам 2009 года возросла до 68% по сравнению с 47% в 2008 году.

ОКОЛО 82% ПОСТАВОК ГАЗА пришлось на Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский автономные округа, Челябинскую, Пермскую и Московскую области, республики Башкортостан и Татарстан, город Москва. Потребителями природного газа, добываемого «НОВАТЭКом», являются энергогенерирующие компании, предприятия металлургической промышленности, а также другие промышленные потребители и региональные дистрибьюторы газа.

ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗА в 2009 году увеличилась на 17,5% по сравнению с 2008 годом до 53,6 млрд рублей.

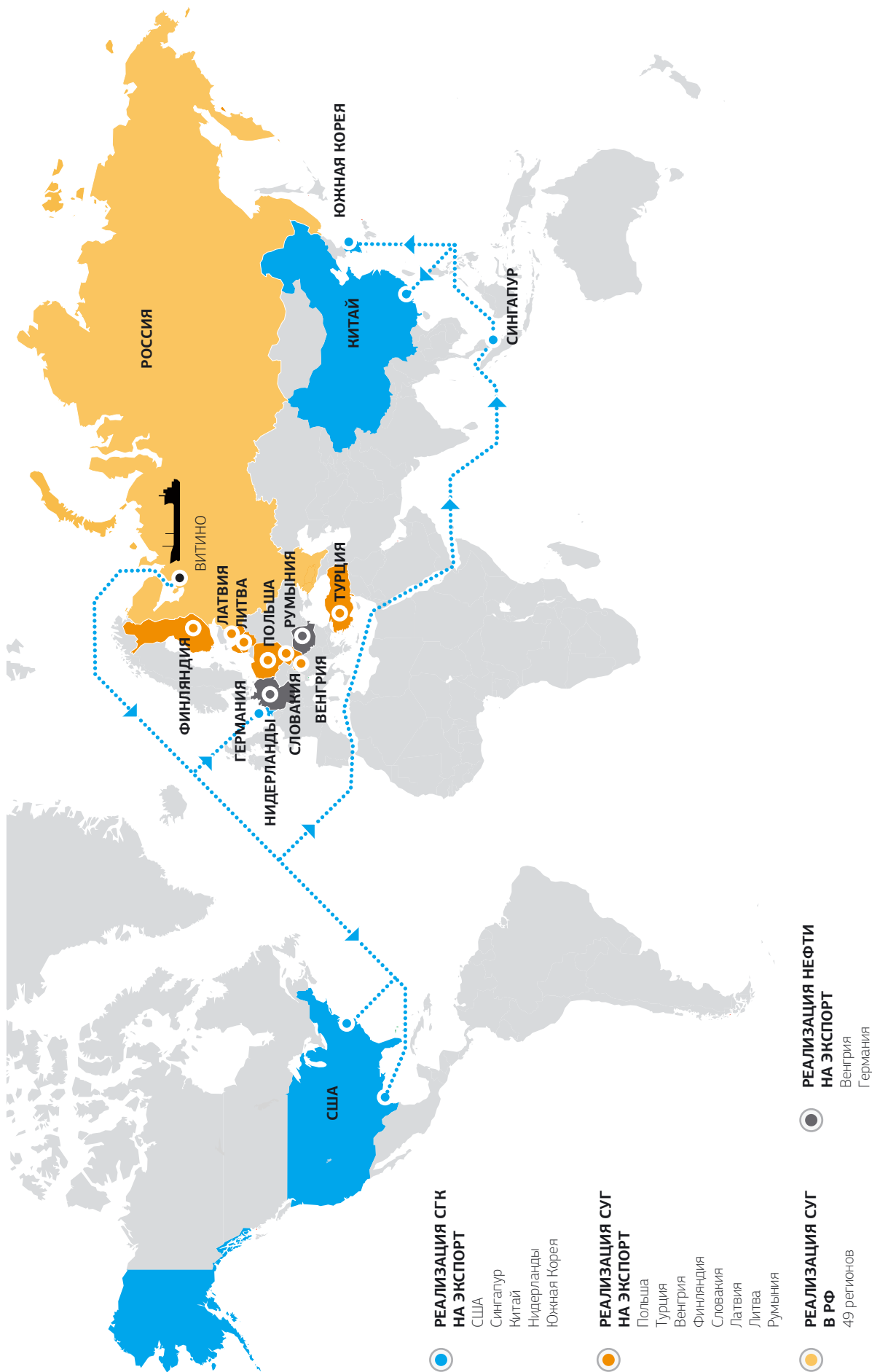
ДЛЯ ВЫРАВНИВАНИЯ СЕЗОННЫХ КОЛЕБАНИЙ СПРОСА НА ГАЗ Компания заключила договор с ОАО «Газпром» на оказание услуг по организации закачки, хранения и отбора газа из подземных хранилищ газа (ПХГ) при наличии свободных объемов в хранилищах. Газ, помещенный в ПХГ на период традиционного снижения спроса в течение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

В 2009 ГОДУ отбор газа из ПХГ в период высокого спроса составил 225 млн куб. м при закачке 509 млн куб. м газа в период низкого спроса. Имеющийся на конец 2009 года остаток газа в объеме 584 млн куб. м будет использован в качестве дополнительного ресурсного обеспечения в будущем.

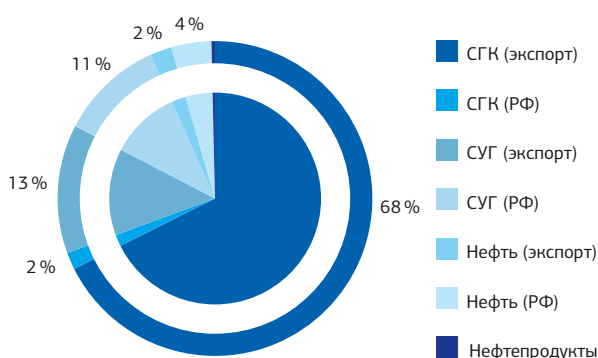
Реализация жидких углеводородов

ОСНОВНЫМИ ВИДАМИ жидких углеводородов, производимых «НОВАТЭКом», являются стабильный газовый конденсат и сжиженные углеводородные газы. Стабильный газовый конденсат используется в нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности в качестве альтернативы ультралегкой нефти и нафте. Сжиженный углеводородный газ получает все большее распространение в коммунальном секторе и промышленности благодаря высокой теплотворной способности, экологической безопасности,

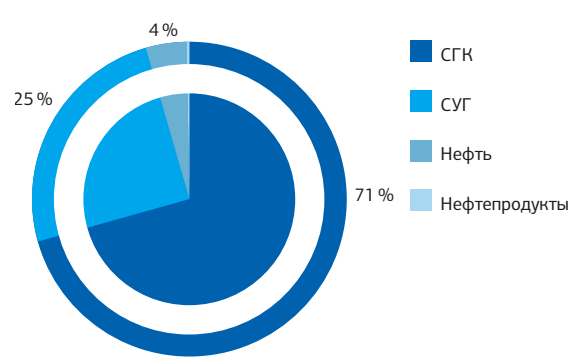
География поставок жидких углеводородов



ОБЪЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ ЖИДКИХ УВ В 2009 ГОДУ, %



ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ В 2009 ГОДУ, %



удобству хранения и транспортировки, а также возможности дальнейшей химической переработки.

РЕЗУЛЬТАТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

демонстрируют достижения Компании по увеличению добавленной стоимости путем диверсификации направлений реализации продукции и расширения базы потребителей. Запуск Пуровского ЗПК позволил применить маркетинговую стратегию, основанную на стабильных поставках высококачественных продуктов переработки углеводородов как на внутренний рынок, так и на экспорт. В соответствии с данной стратегией, в 2009 году «НОВАТЭК» продолжил сотрудничество с надежными зарубежными партнерами в Европе и США и вышел на рынок углеводородного сырья Азиатско-Тихоокеанского региона. В период снижения экспортных пошлин на СУГ до нулевого уровня в 2009 году Компании также удалось выйти на рынки Турции, Словакии и Румынии, в дополнение к существующим рынкам сбыта стран Восточной Европы и СНГ.

ОБЩИЕ ПРОДАЖИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

в 2009 году составили 3 128 тыс. тонн, что на 19% выше, чем в 2008 году, в то время как выручка от реализации жидких углеводородов в 2009 году увеличилась на 9,4% по сравнению с 2008 годом до 33,3 млрд рублей. На экспорт было реализовано 36 танкерных партий стабильного газового конденсата, из которых 67% было отправлено на рынок США, 8% — на рынки Европы и 25% в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. На экспорт в 2009 году реализовано более 97% стабильного газового конденсата.

МЫ РЕАЛИЗУЕМ СУГ

как за рубежом, так и на внутреннем рынке. Экспорт СУГ в 2009 году, включая рынки СНГ, составил 55%, основная доля поставок приходится на страны Восточной Европы. На внутреннем рынке «НОВАТЭК» активно развивает сеть розничной и мелкооптовой реализации СУГ. На конец 2009 года Компания владеет пятью многотопливными автозаправочными станциями, шестью автомобильными газозаправочными станциями, а также использует одну собственную газонаполнительную станцию и одну арендованную. В 2009 году реализация СУГ и нефтепродуктов через собственную сеть составила 14,4 тыс. тонн и 1,6 тыс. тонн соответственно.

НА КОНЕЦ 2009 ГОДА

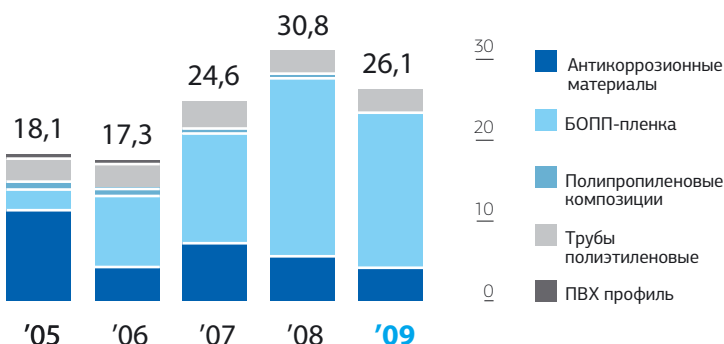
парк железнодорожных цистерн для транспортировки жидких углеводородов составил 4 536 цистерн, из них 2 387 — для перевозки СУГ (в т.ч. 420 собственных), остальные используются для перевозки конденсата. Увеличение парка цистерн в пользовании «НОВАТЭКа» в 2009 году направлено на обеспечение бесперебойной отгрузки продукции возросших мощностей Пуровского ЗПК.

ЭКСПОРТ СТАБИЛЬНОГО ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

осуществляется через все-сезонный морской порт Витино (Белое море), в котором «НОВАТЭК» совместно с ОАО «Беломорская нефтебаза» создали комплекс по хранению и перевалке конденсата. В 2009 году объем перевалки стабильного газового конденсата в порту Витино составил 2 060 тыс. тонн, что на 40% больше чем в 2008 году.

ОБЪЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА ПОЛИМЕРНОЙ ПРОДУКЦИИ,

ТЫС. ТОНН



Производство

ООО «НОВАТЭК-ПОЛИМЕР», 100% дочернее общество «НОВАТЭКа», является одним из крупнейших российских производителей изоляционных антикоррозийных материалов для подземных трубопроводов в нефтегазовой отрасли. Предприятие производит более десяти видов изоляционных лент на основе полиэтилена, включая полимерные и термоусаживающиеся ленты, манжеты для защиты сварных стыков труб.

В ИЮНЕ 2005 ГОДА мы ввели в эксплуатацию завод по производству биаксиально-ориентированной полипропиленовой (БОПП) пленки, широко применяемой в качестве упаковочного материала в пищевой, табачной, парфюмерной, медицинской и текстильной промышленности.

НА РЫНКЕ АНТИКОРРОЗИЙНЫХ МАТЕРИАЛОВ в настоящий момент продолжается тенденция по сокращению объемов продаж лент холодного нанесения и рост спроса на термоусаживающиеся материалы. Объем производства изоляционных материалов в 2009 году снизился на 26% в результате снижения темпов строительства в российской нефтегазовой отрасли и общего спада промышленного производства. Потребителями изоляционных антикоррозийных материалов являются в основном российские нефтегазодобывающие компании. Продукция также экспортируется в республики Казахстан и Узбекистан.

ОСНОВНЫМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ БОПП ПЛЕНКИ являются крупные типографии

в России, Белоруссии и Казахстане. Спрос на БОПП пленку в 2009 году со стороны ряда крупных потребителей существенно снизился. На протяжении всего года Компания вела активную работу по привлечению потребителей и трейдеров среднего звена. В 2009 году Компания также начала производство трех новых видов пленки. Сокращение объемов производства БОПП пленки в 2009 году составило около 13%.

ПОЛИЭТИЛЕНОВЫЕ ТРУБЫ, используемые для газификации, водоснабжения и канализации, реализуются в основном на территории Российской Федерации. В 2009 году основными потребителями были Самарская и Ульяновская области, республика Башкортостан, а также республика Казахстан. Компания увеличила производство труб большого диаметра, продажи которых в 2009 году значительно возросли по сравнению с прошлым периодом.

КОМПАНИЯ ПРОДОЛЖАЕТ РАБОТЫ по увеличению производственных мощностей, расширению ассортимента выпускаемой продукции и улучшению ее качества, несмотря на то, что данный вид деятельности не является основным для нас. Мы считаем, что производство полимерной продукции будет являться дополнительным видом деятельности, дающим прирост стоимости в рамках общей стратегии в промышленном секторе.



^ Установка по переработке буровых шламмов



ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

«НОВАТЭК» ПРИДЕРЖИВАЕТСЯ ПОЛИТИКИ СОЦИАЛЬНОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ И РУКОВОДСТВУЕТСЯ САМЫМИ ВЫСОКИМИ СТАНДАРТАМИ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ, ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ.

СЛЕДУЯ ПРИНЦИПАМ ЭФФЕКТИВНОГО И ОТВЕТСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ БИЗНЕСА, «НОВАТЭК» считает своим долгом заботиться о сотрудниках и членах их семей, вносить вклад в развитие экономики, обеспечение экологической и производственной безопасности и формирование стабильной и благоприятной социальной среды. Объем прямого финансирования, направленного на поддержку коренных малочисленных народов севера, реализацию благотворительных проектов и образовательных программ в 2009 году составил 533 млн рублей.

Персонал

«НОВАТЭК» в своей текущей деятельности и в перспективных планах развития учитывает то, что важнейшим ресурсом Компании являются люди. Система управления персоналом в «НОВАТЭКе» основана на принципах справедливости, уважения, равных возможностей профессионального роста, диалога руководства с персоналом, а также на принципе непрерывного и всестороннего обучения и развития работников Компании всех уровней.

НА КОНЕЦ 2009 ГОДА численность работников «НОВАТЭКа» составила 4 417 человек, из которых 46% занято в сфере разведки и добычи и 42% в сфере производства, переработки, транспортировки и сбыта.

Обучение и развитие персонала

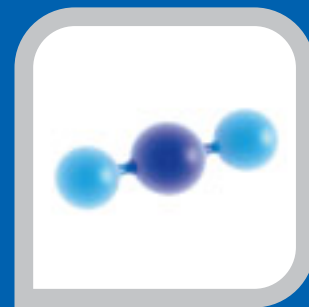
В «НОВАТЭКЕ» СОЗДАНА МНОГОУРОВНЕВАЯ СИСТЕМА подготовки и повышения квалификации персонала, в рамках которой реализуются целевые программы развития



УГЛЕКИСЛЫЙ ГАЗ — бесцветный газ, без запаха, со слегка кисловатым вкусом. Токсичен для человека. Является одним из парниковых газов.

«НОВАТЭК» является одной из первых компаний, участвовавших в проекте по раскрытию информации о выбросах углекислого газа. Компания начала реализацию проекта по признанию возобновляемых источников энергии на своем производстве.

ПРОДУКЦИЯ КОМПАНИИ является экологически чистой с низким уровнем выбросов, что помогает снизить содержание парниковых газов в атмосфере.



<< Солнечная батарея на Юрхаровском месторождении

работников Компании без отрыва от производства и с отрывом от производства в специализированных учебных заведениях и прочих учреждениях в России: Московская школа управления «СКОЛКОВО», Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, Компания «ПрайсвогтерхаусКуперс Раша Б.В.», а также за рубежом. Программы обучения и повышения квалификации доступны в равной степени всем сотрудникам в соответствии с их профессиональной специализацией.

В 2009 ГОДУ «НОВАТЭК» продолжил работу, направленную на повышение квалификации работников, улучшение условий труда и обучение безопасным приемам и методам выполнения работ на производственных объектах. Более 27% работников прошли обучение на сертифицированных курсах по охране труда и промышленной безопасности, 21% инженерно-технических работников, специалистов и рабочих повысили квалификацию.

«НОВАТЭК» ПРОДОЛЖИЛ РЕАЛИЗАЦИЮ программы развития кадрового резерва «Горизонты лидерства», в рамках которой в 2009 году 110 работников прошли обучение по двум модулям: «Управление задачами» и «Основы финансов и управленческие решения».

В СЕНТЯБРЕ 2009 ГОДА в Москве состоялась IV Межрегиональная научно-практическая конференция молодых специалистов «НОВАТЭКа», в которой приняли участие 28 сотрудников. По результатам конкурса 6 победителей награждены поездкой в зарубежный учебный нефтегазовый центр в Норвегии, а занявшие второе и третье места поощрены денежными премиями. Лучшие работы выдвинуты на Конкурс молодежных разработок по проблемам топливно-энергетического комплекса «ТЭК-2009», проводимый Министерством энергетики РФ.

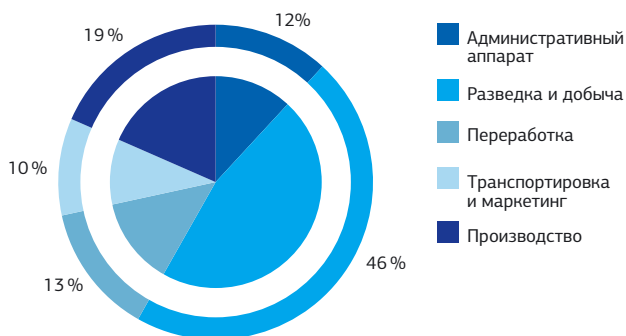
В 2009 ГОДУ три молодых специалиста «НОВАТЭКа» — победители Конкурса молодежных разработок «ТЭК-2008» — отмечены благодарностью Министерства энергетики Российской Федерации.

Социальные программы

ОТЛИЧИТЕЛЬНОЙ ЧЕРТОЙ социальной политики «НОВАТЭКа» является системный подход к решению социальных задач. В соответствии с Основной концепцией социальной политики Компании, принятой в 2006 году, социальный пакет работников включает следующие программы:

- добровольное медицинское страхование работников;
- санаторно-курортное оздоровление работников и членов их семей;
- предоставление целевых краткосрочных займов;
- предоставление целевых компенсаций и социально-значимых выплат;
- предоставление беспроцентных целевых займов на приобретение жилых помещений;
- пенсионная программа.

СТРУКТУРА ПЕРСОНАЛА
на 31 декабря 2009 года



Социальная политика и благотворительность

В ТЕЧЕНИЕ 2009 ГОДА «НОВАТЭК» продолжил реализацию стратегии, направленной на социально-экономическое развитие регионов производственной деятельности. Особое внимание уделялось выполнению долговременных соглашений с муниципальными образованиями ЯНАО и Самарской области по финансированию образовательных, детско-юношеских и молодежных программ, строительства и модернизации объектов социальной инфраструктуры, сохранения национальных традиций и духовного наследия народов Севера и России в целом.

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С КОРЕННЫМИ НАРОДАМИ СЕВЕРА. В течение года «НОВАТЭК» финансировал проекты по сохранению самобытной культуры и образа жизни коренных малочисленных народов Севера, а также проекты по развитию инфраструктуры населенных пунктов, включая строительство жилья и социально-культурных объектов.

В 2009 ГОДУ Компанией была оказана спонсорская помощь:

- Ассоциации коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока РФ, в том числе в целях участия в постоянном Форуме ООН, международных конференциях;
- Администрации ЯНАО на реализацию программы «Культура, язык, традиционный образ жизни коренных малочис-

ленных народов Севера» по созданию условий для перехода к устойчивому развитию на основе комплексного решения проблем духовного и национально-культурного развития, укрепления традиционного жизнеобеспечения и содействия занятости;

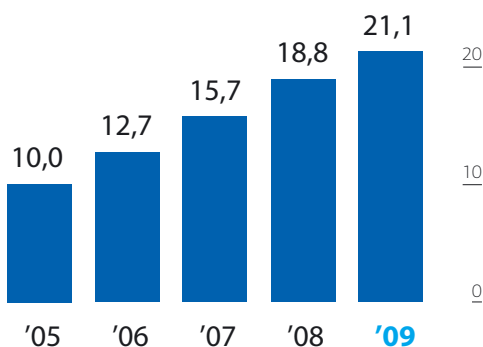
- Ассоциации «Ямал-потомкам!» и ее районным отделениям на поддержку Центра Адаптации студентов из числа коренных народов Севера и национальных поселков;
- Сельскохозяйственной территориально-соседской общине «Ича» для приобретения топлива.

В СЕНТЯБРЕ 2009 ГОДА, в связи с планами Компании по освоению Южно-Тамбейского месторождения, подписано Соглашение о социальном партнерстве между ОАО «НОВАТЭК» и Ямальским районом ЯНАО.

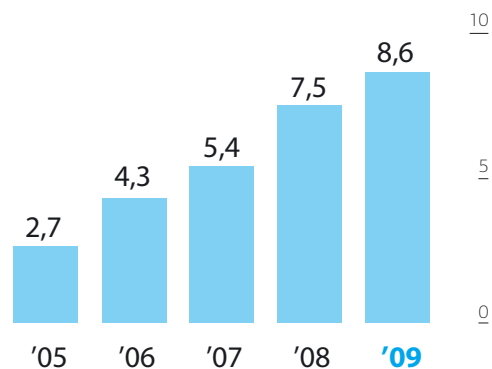
ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ.

В рамках реализации программы «Одаренные дети» на конкурсной основе формируются специализированные классы из наиболее талантливых учеников в городах Тарко-Сале и Новокуйбышевск. Программа, рассчитанная на учеников 10-11 классов, имеющих высокий средний балл по результатам обучения, позволяет им участвовать в районных, областных и федеральных конкурсах по большинству школьных предметов.

ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ, млн руб. на одного сотрудника



ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, млн руб. на одного сотрудника



ПРОГРАММА «ГРАНТЫ» является еще одной инициативой Компании для школьников. В целях интеллектуального и творческого развития учащихся, стимулирования их ответственного отношения к учебе с 2004 года школьникам 5-11 классов, проживающим в Пуровском районе ЯНАО, два раза в год на конкурсной основе вручаются гранты Компании.

ПРОГРАММА «ГРАНТЫ» ДЛЯ УЧИТЕЛЕЙ Пуровского района стартовала с 2008 года с целью повышения престижности профессии педагога, создания условий для раскрытия новых талантов.

СТРЕМЯСЬ к созданию условий эффективного использования возможностей ВУЗов при подготовке учащихся к будущей профессиональной деятельности, Компания разработала и успешно реализует программу «НОВАТЭК-ВУЗ», сотрудничая с Санкт-Петербургским Государственным Горным институтом и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина на основании соглашений о взаимовыгодном сотрудничестве, в рамках которых проводится довузовская подготовка школьников, предметные олимпиады, работа по профориентации.

СОХРАНЕНИЕ КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ. Продолжилось укрепление партнерских отношений с ведущими культурно-просветительскими учреждениями, творческими коллективами и благотворительными фондами страны. Компания является Генеральным партнером концертной деятельности камерного ансамбля «Солисты Москвы» под управлением солиста и дирижера Юрия Башмета.

НА ДОЛГОСРОЧНОЙ ОСНОВЕ мы сотрудничаем с Государственным Русским музеем (Санкт-Петербург), Самарским областным художественным музеем, музеем-заповедником «Московский Кремль», ландшафтным музеем-заповедником «Царицыно», музейно-выставочным комплексом «Московский дом фотографии», Московским музеем современного искусства.

В 2009 ГОДУ Компания организовала и спонсировала проведение ряда выставок совместно с музеями Московского Кремля, Русским музеем, «Московским домом фотографии» и Самарским област-

ным художественным музеем. В 2009 году «НОВАТЭК» являлся спонсором российской экспозиции на Венецианской биеналле.

СПОРТИВНЫЕ ПРОЕКТЫ. Важное значение для «НОВАТЭКа» имеют социальные программы, направленные на развитие массового спорта и спорта высоких достижений. Компания является Генеральным партнером баскетбольного клуба «Спартак» (Санкт-Петербург), волейбольной команды «НОВА» (Новокуйбышевск), хоккейного клуба МВД (Москва).

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

В 2009 ГОДУ «НОВАТЭК» также продолжил активную поддержку донорского движения фонда, в рамках которого дважды в год в московском представительстве Компании проводятся выездные акции по сдаче крови для детей из Российской детской клинической больницы.

ВОЛОНТЕРСКАЯ РАБОТА. В 2008 году в Компании создано волонтерское движение «ВСЕ ВМЕСТЕ», благодаря которому сотрудники «НОВАТЭКа» непосредственно участвуют в благотворительных акциях и проектах. Основными направлениями деятельности волонтерского движения являются оказание помощи детям без попечения родителей и детям с различными заболеваниями, поддержка донорского движения, организация благотворительной помощи. С середины 2008 года волонтерское движение на постоянной основе оказывает помощь школе-интернату в Тверской области, а с сентября 2009 года поддерживает приюты для бездомных животных.

Формирование корпоративной культуры

«НОВАТЭК» РЕАЛИЗУЕТ ПРОГРАММУ, направленную на формирование корпоративной культуры и обоснованного чувства причастности каждого сотрудника к деятельности Компании, развитие инициативности, конкурентоспособности и творческого мышления у менеджеров, специалистов и рабочих. В целях обеспечения реализации программы по формированию корпоративной культуры в 2009 году большое внимание уделялось развитию и расширению внутрикорпоративных коммуникационных каналов.

КОРПОРАТИВНЫЕ СМИ. Основными задачами корпоративных СМИ являются расширение аудитории, повышение интереса сотрудников и членов их семей к жизни Компании. Значимым коммуникативным инструментом внутри Компании является корпоративная газета «НОВАТЭК». В 2009 году проведена регистрация газеты, как федерального средства массовой информации, что позволило увеличить её тираж, оптимизировать систему распространения.

РАЗРАБОТАНА КОНЦЕПЦИЯ и начат выпуск приложения к корпоративной газете, которое ориентировано на членов семей сотрудников, в том числе детей: «НОВАТЭК-СЕМЬЯ».

ЗАВЕРШЕНЫ РАБОТЫ по разработке концепции сайта, официально зарегистрировано доменное имя «NOVATEKPLUS.RU». Новый интернет-ресурс предполагает механизм обратной связи с пользователями.

ПРЯМЫЕ ВСТРЕЧИ РУКОВОДИТЕЛЕЙ КОМПАНИИ С СОТРУДНИКАМИ.

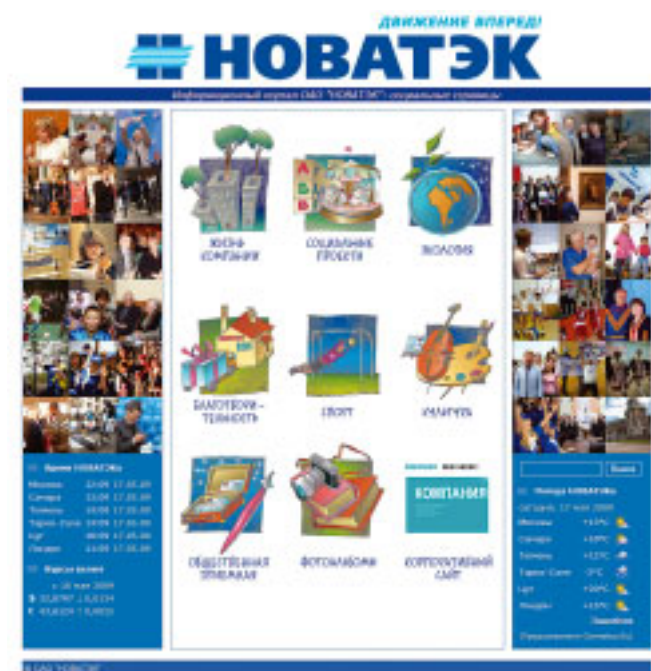
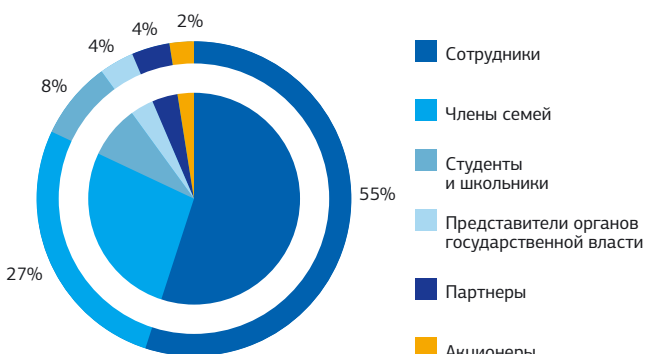
В 2009 году существенно расширилась практика организации прямых встреч с первыми руководителями Компании. В течение года в таких встречах приняли участие Председатель Правления Л.В. Михельсон, Первый Заместитель Председателя Правления М.В. Попов, Заместитель Председателя Правления В.А. Смирнов, члены Правления К.Н.Яновский, А.М.Фридман и В.И. Гиря.

КОРПОРАТИВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ: СПОРТ, КУЛЬТУРА, ОБРАЗОВАНИЕ.

В течение 2009 года продолжалась работа по созданию условий для занятий всех сотрудников «НОВАТЭКа» спортом, участия в спортивно-массовых и культурно-просветительских мероприятиях.

В 2009 ГОДУ количество сотрудников, принимавших участие в корпоративных мероприятиях, увеличилось более чем на 10%.

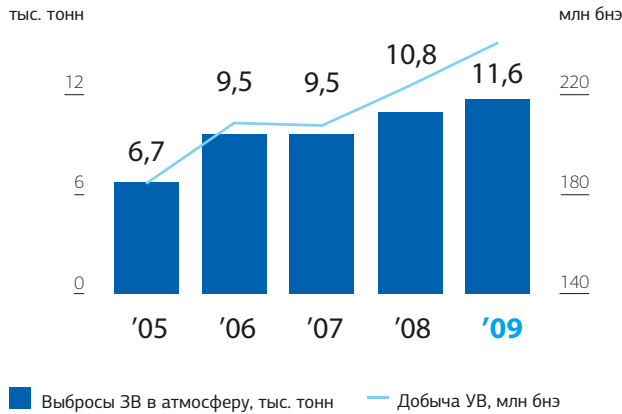
СТРУКТУРА ЧИТАТЕЛЬСКОЙ АУДИТОРИИ КОРПОРАТИВНОЙ ГАЗЕТЫ



↑ Главная страница сайта NOVATEKPLUS.RU

Охрана окружающей среды

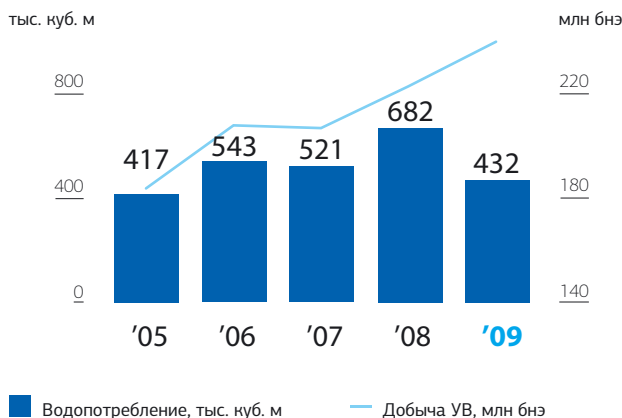
ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ (ЗВ) В АТМОСФЕРУ ДОБЫВАЮЩИМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ «НОВАТЭКА»



«НОВАТЭК» стремится осуществлять свою деятельность в полном соответствии с национальным законодательством и международными стандартами в области охраны окружающей среды и рационального природопользования, путем снижения негативного воздействия на окружающую среду и эффективного энергопотребления.

В РАМКАХ РЕАЛИЗАЦИИ экологической политики, утвержденной в Компании, «НОВАТЭК» не осуществляет деятельность на территориях и акваториях, относящихся к государственным природным заповедникам, национальным природным паркам, заказникам, памятникам природы, биосферным резерватам ЮНЕСКО и Рамсарским водно-болотным угодьям.

ДИНАМИКА ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ «НОВАТЭКА»



РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ, общемировой рост энергопотребления и повышенное внимание общественности к проблеме изменения климата создают быстро растущие рынки для низкоуглеродистых источников энергии, участие в которых «НОВАТЭК» рассматривает как важную часть своей бизнес-стратегии. Так, в 2009 году «НОВАТЭК» одним из первых участвовал в Проекте по раскрытию информации о выбросах углекислого газа (Carbon Disclosure Project). Данный проект является международным инвестиционным партнерством, тесно сотрудничающим с Глобальной инициативой по отчетности (Global Reporting Initiative), целью которого является упрощение диалога между акционерами и корпорациями посредством предоставления качественной информации по производственной деятельности и энергоэффективности производства.

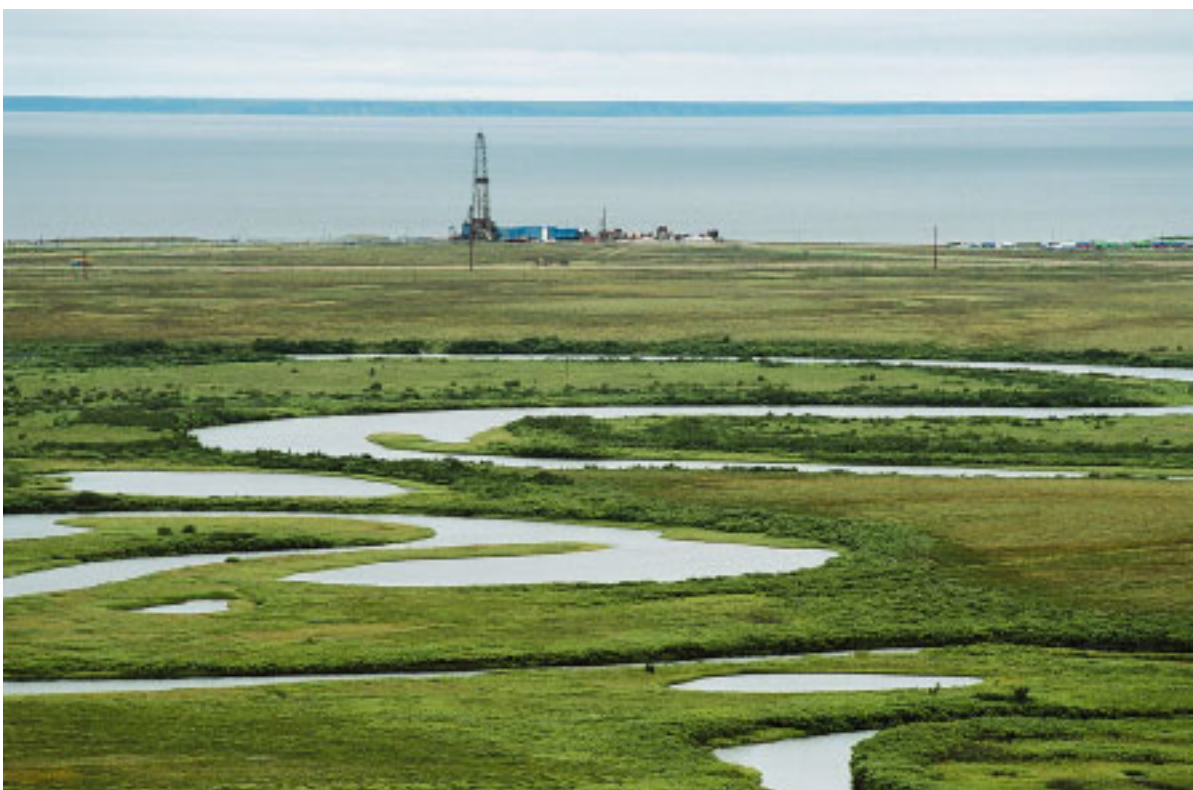
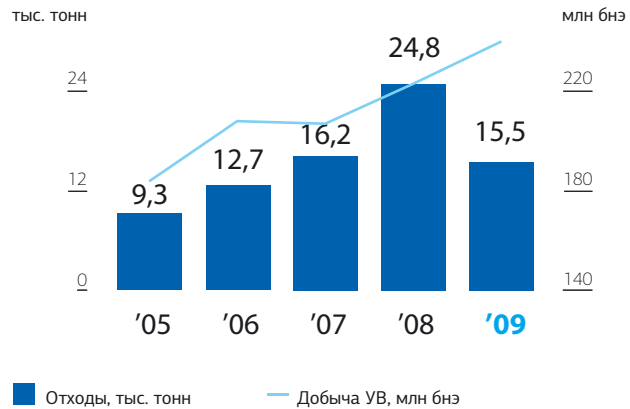
«НОВАТЭК» АКТИВНО ВНЕДРЯЕТ в свое производство источники альтернативной энергии: ветрогенераторы и солнечные панели для конденсатопровода от Юрхаровского месторождения до Пуровского ЗПК. Реализация данного проекта позволила отказаться от строительства линии электропередачи для обслуживания системы телемеханики длиной 300 км, что существенно снизило негативное воздействие на хрупкие экосистемы Севера.

В 2009 ГОДУ добывающие и перерабатывающие предприятия «НОВАТЭКА» успешно прошли надзорные и ресертификационные аудиты систем менеджмента в области охраны окружающей среды в соответствии со стандартом ISO14001:2004. По результатам аудитов системы экологического менеджмента рекомендованы к продлению сертификации.

В ЦЕЛЯХ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ и освоения новых методов решения профессиональных задач в сфере экологической безопасности в 2009 году 105 специалистов и руководителей Компании прошли подготовку и аттестацию в области обеспечения экологической безопасности.

ДОСТИЖЕНИЯ «НОВАТЭКА» в области охраны окружающей среды, промышленной экологии и энергоэффективности получили высокую оценку общественности. В конце 2009 года сотрудники экологической службы Компании были удостоены звания «Эколог года Европы», ежегодно присуждаемого Европейским научным обществом.

ДИНАМИКА ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ ДОБЫВАЮЩИМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ «НОВАТЭКА»



^ Буровая установка на Юрхаровском месторождении

Охрана труда и промышленная безопасность

В 2009 ГОДУ деятельность Компании в области промышленной безопасности и охраны труда осуществлялась на основе программ, формируемых в соответствии с Политикой Компании в данной сфере и принятыми стандартами Интегрированной системы управления охраной окружающей среды, промышленной безопасностью и охраной труда.

В «НОВАТЭКЕ» и его дочерних обществах прошел надзорный аудит, подтвердивший их соответствие стандарту OHSAS 18001-2007.

Во исполнение требований законодательства Российской Федерации и реализации Политики в области охраны окружающей среды, промышленной безопасности и охраны труда в «НОВАТЭКЕ» и его дочерних обществах разработаны, утверждены и реализуются:

- положения по организации и проведению производственного контроля за

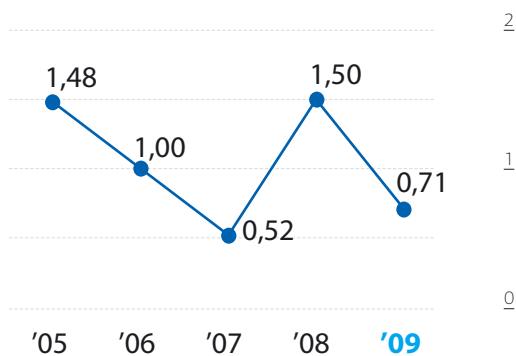
соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;

- мероприятия по улучшению и оздоровлению условий труда на рабочих местах с учетом профессиональных рисков;
- мероприятия по проведению аттестации рабочих мест;
- программы контроля производственных объектов.

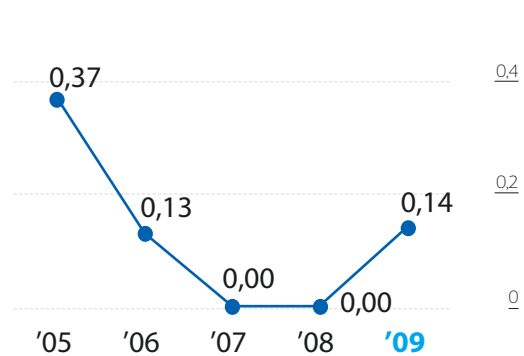
КОНТРОЛЬ ЗА ПОДГОТОВЛЕННОСТЬЮ

дочерних обществ к возможным авариям, инцидентам и адекватному реагированию на них, а также за соблюдением требований законодательства в области охраны труда, промышленной, пожарной безопасности осуществляется посредством ежегодных комплексных проверок комиссиями «НОВАТЭКа» с выездом на производственные объекты. Для обмена наилучшим опытом в состав комиссий включаются представители дочерних обществ.

КОЭФФИЦИЕНТ ЧАСТОТЫ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ
(количество НС/млн рабочих часов)



КОЭФФИЦИЕНТ ЧАСТОТЫ ТЯЖЕЛЫХ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ
(количество тяжелых НС/млн рабочих часов)



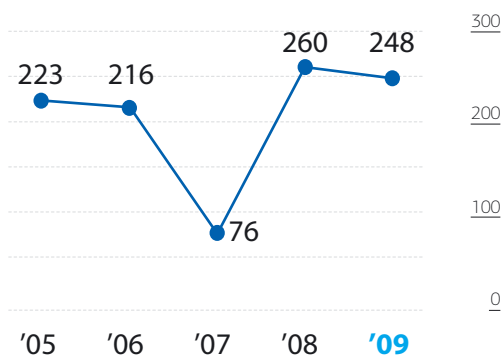
В ЦЕЛЯХ СНИЖЕНИЯ РИСКОВ возникновения пожаров и повышения эффективности их ликвидации, в соответствии с заблаговременно разработанными планами, в 2009 году в «НОВАТЭКе» успешно проведены пожарно-технические и командно-штабные учения пожарно-спасательных служб, в том числе для проверки готовности к паводковому и пожароопасному весенне-летнему периоду, отработки мероприятий по обеспечению безопасности людей, внедрения современных средств профилактики пожаров и пожаротушению.

В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРОДЕЛАННОЙ РАБОТЫ по приведению объектов защиты к нормативным требованиям пожарной безопасности на объектах «НОВАТЭКа» в 2009 году не было допущено пожаров и серьезных нарушений пожарной безопасности.

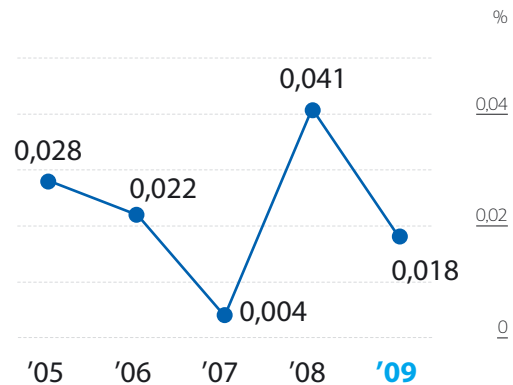
В 2009 ГОДУ весь персонал пожарно-спасательной службы «НОВАТЭКа» прошел обучение по смежной специальности — спасателей и ликвидаторов аварийного разлива нефти и нефтепродуктов регионального уровня, а Пуровский ЗПК получил свидетельство на право ведения аварийно-спасательных работ и ликвидации разливов нефти на суше в чрезвычайных ситуациях.

КОЭФФИЦИЕНТ ТЯЖЕСТИ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ

(количество часов нетрудоспособности/
количество НС)



ПРОЦЕНТ ПОТЕРЬ РАБОЧЕГО ВРЕМЕНИ ВСЛЕДСТВИЕ НС





05

МЕНЕДЖМЕНТ И КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

НАША ПРИВЕРЖЕННОСТЬ ПРОЗРАЧНОМУ И ОТВЕТСТВЕННОМУ УПРАВЛЕНИЮ БИЗНЕСОМ БЫЛА ПРИЗНАНА И ОТМЕЧЕНА ИНВЕСТИЦИОННЫМ СООБЩЕСТВОМ И ЯВЛЯЕТСЯ ОТЛИЧИТЕЛЬНЫМ КАЧЕСТВОМ «НОВАТЭКА» СРЕДИ СРАВНИМЫХ КОМПАНИЙ.

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 принципов 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 практику, предусмотренную Объединенным кодексом корпоративного управления.

НАШЕЙ ЦЕЛЮ является создание компании мирового уровня, эффективной при любой конъюнктуре рынка.

Совет директоров

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.

СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ СОСТОИТ из 9 человек. Председателем Совета директоров избран Наталенко Александр Егорович, который осуществляет руководство и организует эффективную работу Совета директоров. Совет директоров включает 6 независимых директоров, которые признаются независимыми в соответствии с Кодексом корпоративного поведения, утвержденного ФСФР. 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, стратегии развития и основных рисков члены Совета

СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ

ДИРЕКТОР	УЧАСТИЕ В КОМИТЕТАХ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ
Наталенко А.Е. ^{1,2}	Комитет по стратегии и инвестициям (председатель) Комитет по корпоративному управлению и компенсациям
Михельсон Л.В.	
Акимов А.И. ²	Комитет по аудиту
Бергманн Б. ²	Комитет по корпоративному управлению и компенсациям Комитет по стратегии и инвестициям Подкомитет по развитию СПГ-проектов и рынков газа (председатель)
Джетвей М.А.	Комитет по стратегии и инвестициям Подкомитет по развитию СПГ-проектов и рынков газа
Дмитриев В.А. ^{1,2}	Комитет по аудиту (председатель)
Селезнев К.Г. ²	Комитет по стратегии и инвестициям
Варданян Р.К. ^{1,2}	Комитет по корпоративному управлению и компенсациям (председатель) Комитет по аудиту
Тимченко Г.Н. ²	Комитет по стратегии и инвестициям Подкомитет по развитию СПГ-проектов и рынков газа

¹ Независимый директор согласно Объединенному кодексу по корпоративному управлению Великобритании

² Независимый директор согласно Федеральному закону «Об акционерных обществах»

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.

Деятельность Совета директоров в течение года

ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ РАБОТЫ заседания Совета директоров созываются регулярно, но не реже одного раза в два месяца. В 2009 году проведено 14 заседаний Совета директоров, из которых 8 заседаний проведено в заочной форме.

В ТЕЧЕНИЕ 2009 ГОДА Совет директоров рассмотрел и принял решения по следующим вопросам:

Производственные и финансовые показатели деятельности Компании

Совет директоров рассмотрел и утвердил результаты производственной и финансовой деятельности Компании за 2008 год. Советом директоров также были рассмотрены и одобрены финансовая отчетность и результаты производственной деятельности за первое полугодие 2009 года и приняты соответствующие поправки к бизнес-плану Компании на 2009 год. Совет директоров рассмотрел и одобрил бизнес-план «НОВАТЭКа» на 2010 год.

Совет директоров также одобрил эмиссионные документы по выпуску биржевых неконвертируемых облигаций, с общим объемом программы выпуска 30 млрд рублей.

Сделки

Совет директоров одобрил приобретение 51% акций ОАО «Ямал СПГ», владеющего лицензией на геологическое изучение и добычу углеводородов на Южно-Тамбейском месторождении.

ОТЧЕТ ОБ УЧАСТИИ В ЗАСЕДАНИЯХ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И КОМИТЕТОВ

Член Совета директоров	Совет директоров	Комитет по аудиту	Комитет по корпоративному управлению и компенсациям	Комитет по стратегии и инвестициям
Наталенко А.Е. ¹	14/14		2/2	5/5
Михельсон Л.В.	14/14			
Акимов А.И.	13/14	5/5		
Бергманн Б. ²	13/14		2/2	1/1
Джетвей М.А. ³	14/14		3/3	4/4
Дмитриев В.А.	14/14	5/5		
Селезнев К.Г.	10/14			4/5
Варданян Р.К.	13/14	5/5	5/5	
Тимченко Г.Н. ⁴	10/10			4/4
Южанов И.А. ⁵	4/4		3/3	1/1

¹ Наталенко А.Е. избран в состав Комитета по корпоративному управлению и компенсациям 27 мая 2009 года.

² Бергманн Б. избран в состав Комитета по корпоративному управлению и компенсациям 27 мая 2009 года. Бергманн Б. являлся членом Комитета по стратегии и инвестициям со 2 октября 2008 года по 27 мая 2009 года, 3 декабря 2009 года повторно избран в состав Комитета по стратегии и инвестициям.

³ Джетвей М. являлся членом Комитета по корпоративному управлению и компенсациям до 27 мая 2009 года; 27 мая 2009 года избран в состав Комитета по стратегии и инвестициям.

⁴ Тимченко Г.Н. избран в состав Совета директоров и Комитета по стратегии и инвестициям 27 мая 2009 года.

⁵ Южанов И.А. перестал быть членом Совета директоров 27 мая 2009 года.

Дивиденды

Совет директоров рекомендовал принять решение о выплате дивидендов по результатам деятельности за 2008 финансовый год, а также промежуточные дивиденды за первую половину 2009 года по результатам финансовой отчетности за этот период.

Комитеты при Совете директоров

25 МАРТА 2005 ГОДА Совет директоров «НОВАТЭКа» одобрил создание трех комитетов Совета директоров: Комитета по аудиту, Комитета по стратегии и инвестициям и Комитета по корпоративному управлению и компенсациям.

4 ДЕКАБРЯ 2009 ГОДА Совет директоров «НОВАТЭКа» принял решение о создании подкомитета по развитию СПГ-проектов и рынков газа в составе Комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров.

КОМИТЕТЫ ИГРАЮТ ВАЖНУЮ РОЛЬ в поддержании высоких стандартов корпоративного управления, обеспечивая всесторонний анализ возможных решений до заседания 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.

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 информацию 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,

СОСТАВ КОМИТЕТОВ НА 31.12.2009 Г.

	Комитет по аудиту	Комитет по корпоративному управлению и компенсациям	Комитет по стратегии и инвестициям	Подкомитет по развитию СПГ-проектов
Председатель	В.А. Дмитриев	Р.К. Варданян	А.Е. Наталенко	Б. Бергманн
Члены	Р.К. Варданян	А.Е. Наталенко	М. Джетвей	М. Джетвей
	А.И. Акимов	Б. Бергманн	Б. Бергманн	Г.Н. Тимченко
			Г.Н. Тимченко	
			К.Г. Селезнев	

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 взаимодействует 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 2009 году было проведено 5 заседаний Комитета.

РУКОВОДСТВО «НОВАТЭКА» осознает и принимает рекомендации о независимости внешнего аудитора Компании посредством ограничений на привлечение данного аудитора для предоставления неаудиторских услуг. Вознаграждение основным аудиторам Компании за услуги аудита и прочие услуги указано в примечании 21 к консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО за 2009 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 Управления внутреннего аудита Компании.

В АВГУСТЕ 2009 ГОДА была принята новая редакция Положения о внутреннем контроле ОАО «НОВАТЭК», которая более широко освещает работу Управления внутреннего аудита по контролю исполнения процедур внутреннего контроля, установленных в Компании. Положение устанавливает, что численный состав и организационная структура Управления внутреннего аудита утверждается Председателем Правления по согласованию с Комитетом по аудиту Совета директоров.

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 инвести-

ционных 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 2009 году проведено 4 заседания Комитета.

В СВЯЗИ С РАЗВИТИЕМ новых активов в конце 2009 года при Комитете создан подкомитет по развитию СПГ- проектов и рынков газа. В состав подкомитета были избраны следующие члены Комитета: Буркхард Бергманн (председатель подкомитета), Марк Джетвей и Геннадий Тимченко. Положение о Комитете по стратегии и инвестициям, регламентирующее его деятельность, размещено на интернет-сайте Компании.

Комитет по корпоративному управлению и компенсациям

ОСНОВНОЙ ЦЕЛЬЮ Комитета по корпоративному управлению и компенсациям является совершенствование системы корпоративного управления и контроль соответствия деловой практики и внутренних регулирующих документов Компании 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.

В ЦЕЛЯХ СОДЕЙСТВИЯ СОВЕТУ ДИРЕКТОРОВ Компании Комитет выполняет следующие функции:

- разработка и периодический пересмотр документов Компании, касающихся корпоративного управления, и документов, регулирующих корпоративные конфликты;
- подготовка рекомендаций в области дивидендной политики и распределения чистой прибыли;
- оценка политики Компании в области отношений с инвесторами и акционерами;
- разработка процедур и проведение ежегодной оценки работы Совета директоров;
- определение ежегодного вознаграждения членам Совета директоров и Ревизионной Комиссии.

ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ надлежащего выполнения Комитетом своих функций заседания проводятся не реже четырех раз в год. В 2009 году проведено 5 заседаний 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 кон-

троля финансово-хозяйственной деятельности Компании, ее органов, должностных лиц, подразделений и служб, филиалов и представительств.

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.

Члены Правления:

- Михельсон Л.В. (Председатель)
- Басков В.А.
- Гиря В.И.
- Джетвей М.А.
- Кот Е.А.*
- Кузнецова Т.С.
- Левинзон И.Л.*
- Попов М.В.
- Протосеня С.В.
- Ретивов В.Н.*
- Смирнов В.А.
- Титаренко Н.Н.
- Феодосьев Л.В.*
- Фридман А.М.
- Яновский К.Н.

В ДЕКАБРЕ 2009 ГОДА в связи с развитием новых направлений деятельности Совет директоров «НОВАТЭКА» принял решение об увеличении численного состава Правления с 11 до 15 человек.

Взаимодействие 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.

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ с акционерами ведется через Председателя Правления и Директора по финансам и стратегии развития, координация которого осуществляется Управлением по связям с инвесторами и Управлением корпоративного обеспечения 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 законодательства Российской Федерации и Великобритании.

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.

СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ КОМПАНИИ 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, пред-

назначенная для акционеров «НОВАТЭКа», а также контактная информация доступна на интернет-сайте Компании.

Имиджевое позиционирование, работа со СМИ

ИМИДЖЕВОЕ ПОЗИЦИОНИРОВАНИЕ

Компанию предполагает ее открытость общественности, раскрытие информации по темам, имеющим общественную значимость, оперативное предоставление ответов на интересующие общественность вопросы, продвижение бренда «НОВАТЭК».

ПРЕЗЕНТАЦИОННО-ИМИДЖЕВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КОМПАНИИ.

«НОВАТЭК» сегодня - это уверенность в собственных силах, целостность бизнеса, широкое использование инноваций и новых технологий, четко очерченная перспектива и забота о людях и окружающей среде.

В ТЕЧЕНИЕ 2009 ГОДА разработаны и подготовлены следующие виды презентационных продуктов:

- малый презентационный буклет;
- большой презентационный буклет;
- видеоролики «Опережая время», «Мы добываем газ в России»;

- книга «Люди, опередившие время» и другие.

ВЫСТАВОЧНАЯ И КОНФЕРЕНЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ.

На протяжении 2009 года сотрудники «НОВАТЭКа» приняли участие в работе более 20 выставок, конференций и круглых столов, выступили с докладами по ключевым вопросам отраслевой деятельности.

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ СО СМИ.

Придерживаясь в своей деятельности принципов открытости и прозрачности, Компания ведет открытый диалог со средствами массовой информации. Взаимодействие со СМИ определяется Положением «Об информационной политике ОАО «НОВАТЭК», утвержденным Советом директоров Компании.

СОДЕРЖАНИЕ ИНФОРМАЦИИ,

раскрываемой СМИ, охватывает все стороны деятельности Компании, включая финансовые и производственные результаты, реализуемые проекты, социально значимые и экологические аспекты.

В 2009 ГОДУ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОТРАСЛЕВОГО КОНКУРСА «КОНТЭКСТ»

Министерства энергетики РФ «НОВАТЭК» получил премию «Лучшая пресс-служба отрасли».



^ Стенд Компании на Всемирном газовом конгрессе в Буэнос-Айресе

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.

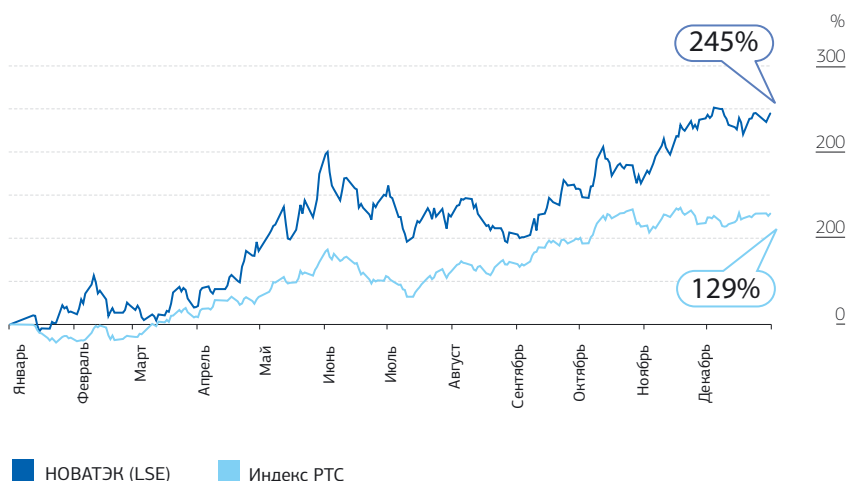
АКЦИИ «НОВАТЭКА» котируются в долларах США и российских рублях на фондовой бирже РТС в котировальном списке «Б» (символы NVTK и NVTKG), в российских рублях — на ММВБ в котировальном списке «А1» (символ NOTK).

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

Регистратор

ЗАО «Национальная регистрационная компания»
 121357, Россия, Москва, ул. Вересаева, д.6
 Тел: +7 495 440-6345,
 Факс: +7 495 440-6355
 E-mail: info@nrcreg.ru

ДИНАМИКА ГДР НОВАТЭКА В 2009 ГОДУ



ДИНАМИКА ГДР НОВАТЭКА С IPO

(Цена закрытия на LSE, долл. США)



НАЧИСЛЕННЫЕ И ВЫПЛАЧЕННЫЕ ДИВИДЕНДЫ ПО АКЦИЯМ ОАО «НОВАТЭК» ЗА 2004-2009 ГГ.

Отчетный период, за который начислялись дивиденды	Размер дивидендов, руб. на 1 акцию	Общий размер начисленных дивидендов, руб.	Общий размер выплаченных дивидендов, руб.
2004 год	898,00	2 221 775 101	2 221 775 101
2005 год	900,00	2 732 675 400	2 732 675 400
2006 год*	1,65	5 009 904 900	5 009 904 867
2007 год	2,35	7 135 319 100	7 135 319 100
2008 год	2,52	7 651 491 120	7 651 183 381
первое полугодие 2009 года	1,00	3 036 306 000	3 022 270 396

* В июле 2006 года Компания произвела дробление акций в пропорции 1:1000

Администратор программы ГДР

Deutsche Bank Trust
60 Wall Street, New York,
NY 100056 USA
Лондон +44 20 7547 6500
Нью-Йорк +1 212 250 9100
Москва +7 495 797 5209

Дивиденды

ОСНОВОЙ ДИВИДЕНДНОЙ ПОЛИТИКИ

«НОВАТЭка» является соблюдение баланса интересов Компании и ее акционеров. Решение о выплате дивидендов, размере дивиденда, сроке, форме его выплаты принимается Общим собранием акционеров по рекомендации Совета директоров. Дивиденды выплачиваются два раза в год, размер дивидендов зависит от рыночных условий, денежного потока от операционной деятельности и структуры капитала Компании.

СУММА ВЫПЛАЧЕННЫХ ДИВИДЕНДОВ,

начисленных по результатам 2006-2008 гг. и первого полугодия 2009 года, приведена по состоянию на 31.12.2009 г. Причины, вызвавшие выплату начисленных дивидендов не в полном объеме:

- указание акционерами (номинальными держателями) неверных почтовых и/или банковских реквизитов;
- отсутствие банковских или почтовых реквизитов акционеров.

25 МАРТА 2010 ГОДА Совет директоров ОАО «НОВАТЭК» рекомендовал Общему собранию акционеров выплатить дивиденды по результатам 2009 финансового года в размере 1,75 рубля на 1 акцию (без учета дивидендов по результатам первого полугодия 2009 года в размере 1,0 рубля на 1 акцию).

ТАКИМ ОБРАЗОМ, в случае одобрения величины дивидендов Общим собранием акционеров, дивиденды за 2009 год составят 2,75 рубля на 1 акцию, общая сумма средств, направленных на выплату дивидендов за 2009 год, составит 8 349 841 500 рублей.

ПОРЯДОК И КРИТЕРИИ определения размеров вознаграждения и компенсации расходов членов Совета директоров ОАО «НОВАТЭК» установлены Уставом и Положением о Совете директоров ОАО «НОВАТЭК».

06

АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Прилагаемый документ является переводом с английского языка оригинала документа «Анализ и оценка руководством финансового положения и результатов деятельности» ОАО «НОВАТЭК»

СОДЕРЖАНИЕ

Краткая информация о Группе	1
Основные показатели деятельности	2
Основные макроэкономические показатели	3
Некоторые факторы, влияющие на финансовые результаты деятельности	4
Текущая ситуация на финансовых рынках	4
Цены на природный газ	4
Цены на сырую нефть, стабильный газовый конденсат, сжиженный углеводородный газ и нефтепродукты	6
Тарифы на транспортировку	8
Транспортные услуги от связанных сторон	9
Налоговая нагрузка	9
Запасы природного газа и жидких углеводородов	10
Ключевые показатели операционной деятельности	13
Расходы на производство углеводородов	13
Объемы реализации углеводородов	14
<i>Объем реализации природного газа</i>	14
<i>Объем реализации жидких углеводородов</i>	15
Финансовые результаты операционной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2008 года	17
Выручка от реализации	18
<i>Выручка от реализации природного газа</i>	18
<i>Выручка от реализации стабильного газового конденсата</i>	19
<i>Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа</i>	19
<i>Выручка от реализации сырой нефти</i>	20
<i>Выручка от реализации нефтепродуктов</i>	20
<i>Выручка от реализации полимерной продукции</i>	20
<i>Прочая выручка</i>	21
Операционные расходы	21
<i>Неконтролируемые расходы</i>	22
<i>Транспортные расходы</i>	22
<i>Налоги, кроме налога на прибыль</i>	23
<i>Материалы, услуги и прочие расходы</i>	24
<i>Износ, истощение и амортизация</i>	25
<i>Общехозяйственные и управленческие расходы</i>	26
<i>Покупка природного газа и жидких углеводородов</i>	27
<i>Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов, полимерной продукции и незавершенного производства</i>	27
Прочие операционные прибыли (убытки) и чистая прибыль (убыток) от выбытия	27
Прибыль от операционной деятельности	28
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	28
Доля в прибыли (убытке) зависимых обществ	28
Расходы по налогу на прибыль	28
Прибыль, относящаяся к акционерам, и доход на одну акцию	28
Ликвидность и капитальные затраты	29
<i>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</i>	29
<i>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</i>	29
<i>Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности</i>	29
Оборотный капитал	30
Капитальные затраты	30
Заемные средства	30
Количественная и качественная информация и рыночные риски	31
Риск изменения курсов иностранных валют	31
Риск изменения цен на рынке товаров	31
Доступ к трубопроводам	32
Способность к инвестированию	32
Активы и обязательства, отраженные за балансом	32

АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Настоящий анализ финансового положения и результатов деятельности за 2009 год должен рассматриваться в контексте аудированной консолидированной финансовой отчетности по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 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 (Petroleum Resources Management System – PRMS), по объемам доказанных запасов природного газа мы являемся вторыми в Российской Федерации после «Газпрома».

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. Периодически мы осуществляем операции по покупке и продаже нефтепродуктов на международных рынках через Runitek, наше 100%-ное дочернее общество, зарегистрированное в Швейцарии.

В 2009 году мы расширили географию поставок стабильного газового конденсата, начав его поставки в Азиатско-Тихоокеанский регион (в Южную Корею, Китай и Сингапур). Диверсификация продаж стабильного газового конденсата позволяет гарантировать нам стабильность сбыта, увеличивает возможности выхода на новые рынки и получение максимально возможной доходности от его реализации. Возможность поставок стабильного газового конденсата на различные рынки приобретает все более важный характер в связи с недавним расширением возможностей по добыче «жирного» газа на наших месторождениях и увеличением производительной мощности Пуровского завода по переработке конденсата (Пуровского ЗПК).

В результате проведения геологоразведочных работ на наших месторождениях в 2009 году были открыты две новые газоконденсатные залежи на Юрхаровском месторождении и одна новая газоконденсатнонефтяная залежь на Ярудейском месторождении. Мы также завершили оценку запасов на Северо-Юбилейном лицензионном участке в соответствии с российской классификацией резервов.

В ноябре 2009 года мы создали в Польше 100%-ное дочернее общество «Novatek Polska Sp.z.o.o.» с целью расширения нашей торговой деятельности по сжиженному углеводородному газу в этой стране. Общество начало коммерческую деятельность в январе 2010 года.

В июне 2009 года мы приобрели 100%-ую долю участия в компании ООО «ЭкропромСтрой» – компании, владеющей строящимся офисным зданием в Москве, в котором мы планируем разместить весь административно-управленческий персонал, работающий в Москве, по предварительной оценке в четвертом квартале 2010 года. Покупка и строительство данного офисного здания позволит нам удовлетворить наши увеличивающиеся потребности в офисных помещениях вследствие расширения деятельности Группы.

В мае 2009 года мы приобрели 51%-ую долю участия в компании ОАО «Ямал СПГ», владеющей лицензией на разведку и разработку Южно-Тамбейского месторождения с доказанными запасами природного газа и газового конденсата согласно методике американской Комиссии по ценным бумагам и биржам (SEC) на 31 декабря 2009 г. в размере 380 миллиардов кубических метров (млрд куб. м.) и 14 млн

тонн соответственно. Приобретение Южно-Тамбейского месторождения существенно увеличивает нашу ресурсную базу, что соответствует нашей долгосрочной стратегии развития, а также является основой для обеспечения дополнительного прироста добычи в будущем и диверсификации продаж природного газа.

В ноябре 2008 года мы завершили строительство и ввели в промышленную эксплуатацию вторую очередь Пуровского ЗПК, что позволяет нам перерабатывать приблизительно до 5 млн тонн нестабильного газового конденсата в год.

В сентябре 2008 года мы завершили обустройство и ввели в эксплуатацию первый пусковой комплекс второй очереди обустройства Юрхаровского месторождения общей проектной мощностью более 7 млрд куб. метров в год. В октябре 2009 года Группа ввела в эксплуатацию второй пусковой комплекс второй очереди обустройства Юрхаровского месторождения, который также позволит нам в дальнейшем увеличить на этом месторождении годовую проектную мощность по добыче природного газа на 7 млрд куб. метров и по нестабильному газовому конденсату приблизительно на 600 тыс. тонн.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

<i>млн рублей, если не указано иное</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2009	2008	
Финансовые показатели			
Выручка от реализации (без НДС и экспортных пошлин)	89'954	79'272	13,5%
Операционные расходы	(56'130)	(46'916)	19,6%
Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	26'043	22'899	13,7%
ЕБИТДА ⁽¹⁾	39'566	36'702	7,8%
ЕБИТДАХ ⁽²⁾	40'132	37'819	6,1%
Прибыль на акцию (в рублях)	8,59	7,54	13,9%
Операционные показатели			
Объем реализации природного газа (млн куб. м)	32'937	33'274	(1,0%)
Объем реализации стабильного газового конденсата (тыс. тонн)	2'170	1'583	37,1%
Объем реализации сжиженного углеводородного газа (тыс. тонн)	749	618	21,2%
Объем реализации нефти (тыс. тонн)	198	270	(26,7%)
Объем реализации нефтепродуктов (тыс. тонн)	11	66	(83,3%)
Объем реализации нефтепродуктов (экспортная трейдинговая деятельность) (тыс. тонн)	-	93	н/п
Движение денежных средств			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	36'454	31'514	15,7%
Капитальные затраты	17'872	31'810	(43,8%)
Свободный денежный поток ⁽³⁾	18'582	(296)	н/п

⁽¹⁾ ЕБИТДА 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⁾ ЕБИТДАХ представляет собой ЕБИТДА, как определено выше, без учета расходов на геологоразведку.

⁽³⁾ Свободный денежный поток представляет собой превышение чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, над капитальными затратами.

ОСНОВНЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Обменный курс рубля к доллару США	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год		Изменение, %
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	
На начало периода	29,38	24,55	34,01	23,52	31,29	23,46	30,09	25,25	29,38	24,55	19,7%
На конец периода	34,01	23,52	31,29	23,46	30,09	25,25	30,24	29,38	30,24	29,38	2,9%
Средний за период	33,93	24,26	32,21	23,63	31,33	24,25	29,47	27,26	31,72	24,85	27,6%

Мировые цены на нефть, долл. США / барр. нефт. экв.	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год		Изменение, %
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	
WTI ⁽¹⁾											
На конец периода	49,7	101,6	69,9	140,0	70,6	100,6	79,4	44,6	79,4	44,6	78,0%
Средняя за период	43,3	97,8	59,8	123,8	68,2	118,2	76,1	59,1	62,1	99,8	(37,8%)
Brent ⁽²⁾											
На конец периода	46,5	102,7	68,1	138,9	65,7	93,7	77,7	36,6	77,7	36,6	112,3%
Средняя за период	44,5	96,7	59,1	121,2	68,1	115,1	74,5	55,5	61,7	97,3	(36,6%)
Urals ⁽²⁾											
На конец периода	45,5	99,8	68,0	135,4	65,8	92,4	77,0	35,9	77,0	35,9	114,5%
Средняя за период	43,7	93,2	58,5	117,4	67,8	113,4	74,2	54,6	61,2	94,8	(35,4%)

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

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

Экспортные пошлины, долл. США / тонну ⁽¹⁾	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год		Изменение, %
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	
Сырая нефть, стабильный газовый конденсат											
На конец периода	115,3	333,8	152,8	398,1	238,6	495,9	271,0	192,1	271,0	192,1	41,1%
Средняя за период	111,8	314,3	133,5	359,4	224,4	463,3	247,6	283,9	179,3	355,2	(49,5%)
Сжиженный углеводородный газ											
На конец периода	0,0	237,2	0,0	280,5	0,0	346,4	105,0	141,8	105,0	141,8	(26,0%)
Средняя за период	0,0	224,1	0,0	254,4	0,0	324,4	35,0	203,6	8,8	251,6	(96,5%)

⁽¹⁾ Ставка вывозной таможенной пошлины устанавливается Правительством РФ в долл. США и оплачивается в рублях.

НЕКОТОРЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Текущая ситуация на финансовых рынках

Развитие мирового и/или регионального финансового кризиса может оказывать негативное влияние на способность заемщиков привлекать средства на рынках капитала, несмотря на некоторые попытки финансового рынка реально оценивать конкретные операции. Даже если ожидания продолжающегося падения не оправдаются, консенсус мирового и российского банковского сообщества сводится к жестким кредитным условиям на рынке и увеличению стоимости заемных средств, несмотря на то, что на рынках капитала наблюдается готовность эмитентов рассматривать компании с высокими кредитными рейтингами. Кроме того, нарастает озабоченность высоким уровнем заемного капитала, потенциальными проблемами с ликвидностью и требованиями к показателям финансовой отчетности, необходимым для устойчивости в продолжительный период сильных рыночных колебаний.

Мы продолжаем внимательно следить за ситуацией на кредитных рынках и 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.

Мы рассмотрели нашу программу капитального строительства на предстоящий год и пришли к выводу, что имеющиеся в нашем распоряжении операционные денежные потоки, краткосрочные займы и кредитные линии являются достаточными для финансирования нашей основной деятельности по добыче природного газа и программы капитального строительства. В результате этой оценки мы не произвели существенных поправок к нашей инвестиционной программе на 31 декабря 2009 г. Некоторые наши проекты капитального строительства, начавшиеся в 2009 году, будут завершены в 2010 году.

Руководство Группы продолжит внимательно следить за экономической ситуацией в Российской Федерации, за ситуацией на российском и международных фондовых рынках для принятия дальнейших корректирующих или предупредительных решений с целью преодоления сложившегося финансового кризиса и последующего роста. Кроме того, мы продолжим следить за тенденциями на фондовых рынках с целью оценки условий для привлечения долгосрочного финансирования с умеренными затратами для Группы в соответствии с нашим кредитным рейтингом и потребностями в капитале.

Цены на природный газ

Как независимый производитель природного газа, мы не подлежим российскому государственному регулированию цен на природный газ. Исторически мы продавали большую часть природного газа по ценам, которые превышают установленные государством цены на газ, добываемый компаниями, входящими в систему «Газпром». Тем не менее, возможные для нас цены реализации на внутреннем рынке существенно зависят от цен, регулируемых Федеральной службой по тарифам (далее – «ФСТ»), федеральным органом исполнительной власти, и от текущих рыночных условий. В 2009 году средневзвешенная цена ФСТ для основных регионов, в которые мы поставляли природный газ, выросла на 213 рублей за тыс. куб. метров (или 13,6%) до 1'776 рублей за тыс. куб. метров с 1'563 рублей за тыс. куб. метров в 2008 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 газа позволяет нам диверсифицировать продажи природного газа без дополнительных коммерческих расходов. Исторически мы продавали 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. Тем не менее, недавние изменения в нашей пропорции реализуемого природного газа продемонстрировали, что исторические тенденции могут быть как подтверждены, так и опровергнуты в текущей или будущей рыночной ситуации.

В апреле 2009 года мы пересмотрели условия договора на реализацию природного газа с одним из крупнейших трейдеров и перевели продажи с ним на базис поставок непосредственно в регионах потребления природного газа. Данные объемы были классифицированы как реализация трейдерам в

регионах в составе продаж конечным потребителям. Новые условия поставки привели к снижению нашей средней чистой приведенной цены (за вычетом транспортных расходов) в 2009 году в целом по всем поставкам на 1,8% по сравнению с 2008 годом, что было преимущественно вызвано увеличением транспортных расходов, понесенным по этим поставкам, в результате увеличения дальности транспортировки (см. раздел «Транспортные расходы» ниже). На фоне экономического кризиса и его влияния на снижение спроса на природный газ, изменение условий договора с трейдером позволило нам увеличить объемы добычи природного газа в 2009 году на 6,3% относительно 2008 года, и, соответственно, увеличить объемы реализации стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа. Измененные условия договоров действовали до конца 2009 года и на текущий момент мы не планируем поставки природного газа трейдерам в регионах на описанных выше условиях в 2010 году.

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 в декабре 2008 года ФСТ утвердила увеличение регулируемых цен на природный газ в 2009 году в среднем на 15,9%, которое проводилось в четыре этапа. Кроме того, в декабре 2009 года ФСТ одобрило разовое повышение регулируемых цен на природный газ на 15% с 1 января 2010 г. 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 регулируемые цены и оставляет за собой право вносить изменения в заявленный темп роста, основываясь на состоянии рынка и прочих факторах.

В условиях продолжающейся экономической нестабильности как на международных, так и на внутренних рынках, наша ценовая политика в отношении природного газа в 2009 году была направлена на увеличение доли на рынке и сохранение роста объемов добычи. В 2009 году наши средние цены реализации природного газа конечным потребителям без учета продаж трейдерам в регионах и продаж трейдерам на точке врезки выросли на 6,3% и 7,2% соответственно по сравнению с 2008 годом (см. раздел «Выручка от реализации природного газа» ниже).

В следующей таблице приведены наши средние цены реализации природного газа (без НДС) за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг.:

<i>рублей за тыс. куб. метров</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2009	2008	
Средняя цена реализации газа⁽¹⁾:			
<i>Потребителям в регионах</i>	1'933	1'818	6,3%
<i>Трейдерам в регионах</i>	1'836	-	н/п
<i>Покупателям на ЭТП</i>	-	1'412	н/п
Итого средняя цена реализации газа конечным потребителям	1'900	1'806	5,2%
Средний расход на транспортировку газа:			
<i>Потребителям в регионах</i>	(809)	(718)	12,7%
<i>Трейдерам в регионах</i>	(1'054)	-	н/п
<i>Покупателям на ЭТП</i>	-	(132)	н/п
Итого средний расход на транспортировку газа конечным потребителям	(893)	(701)	27,4%
Средняя приведенная цена реализации газа:			
<i>Потребителям в регионах</i>	1'124	1'100	2,2%
<i>Трейдерам в регионах</i>	782	-	н/п
<i>Покупателям на ЭТП</i>	-	1'280	н/п
Итого средняя приведенная цена реализации газа конечным потребителям	1'007	1'105	(8,9%)
Средняя цена реализации газа трейдерам на точке врезки	1'049	979	7,2%
Общая средняя цена реализации газа за вычетом транспортировки	1'020	1'039	(1,8%)

(1) Включает покрытие расходов на транспортировку.

В 2009 году торги природным газом на электронной торговой площадке не проводились в связи с окончанием в конце 2008 года срока действия законодательного акта, регулирующего электронную торговлю природным газом, который в настоящее время находится в стадии рассмотрения.

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 (или исторически) 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.

Резкие колебания цен на сырую нефть могут иметь положительное и/или отрицательное влияние на наши контрактные цены жидких углеводородов, реализуемых нами как на внутреннем, так и на международных рынках, среди многих прочих факторов. В 2009 году средние мировые цены на сырую нефть были более чем на 35% ниже соответствующих цен в 2008 году.

Наши цены реализации стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа (за исключением обязательных поставок по регулируемым ценам на внутреннем рынке), сырой нефти и нефтепродуктов на международных и внутреннем рынках включают покрытие транспортных расходов в соответствии с договорами поставок.

В 2009 году стабильный газовый конденсат, продаваемый нами на экспорт, реализовывался на условиях «поставка с судна» (DES), «стоимость и фрахт» (CFR) и «стоимость, страхование и фрахт» (CIF); в 2008 году стабильный газовый конденсат реализовывался на условиях DES или CFR. Наша средняя контрактная цена реализации стабильного газового конденсата на международных рынках, включая экспортные пошлины, в 2009 году составила приблизительно 530 долл. США по сравнению с 853 долл. США за тонну в 2008 году.

В 2009 году сырая нефть, поставляемая нами на экспорт, реализовывалась на условиях «поставка до границы» (DAF Фенешлитке, Венгрия, и Адамова Застава, Германия); в 2008 году сырая нефть поставлялась нами на экспорт на условиях DAF Адамова Застава, Германия. Наша средняя экспортная контрактная цена реализации сырой нефти, включая экспортные пошлины, составила приблизительно 441 долл. США по сравнению с 419 долл. США за тонну в 2008 году. Рост наших средних контрактных цен реализации произошел в результате того, что поставки сырой нефти на международные рынки в 2008 году осуществлялись нами только в четвертом квартале, когда мировые цены на нефть были существенно ниже уровня среднегодовых цен 2009 года.

В 2009 году мы приобрели 13 тыс. тонн сырой нефти у третьих сторон по средней цене 6'423 рубля за тонну и реализовали эти объемы на внутреннем рынке.

В следующей таблице приведены наши средние цены реализации стабильного газового конденсата и сырой нефти (без НДС и экспортных пошлин) за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг. (цены в долларах США переведены из рублей по среднегодовому обменному курсу):

<i>рублей или долл. США за тонну</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2009	2008	
Стабильный газовый конденсат			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну	10'989	12'249	(10,3%)
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	346,4	492,9	(29,7%)
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	6'483	8'135	(20,3%)
Сырая нефть			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну	8'093	2'925	176,7%
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	255,1	117,7	116,7%
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	6'051	7'881	(23,2%)

В 2009 году сжиженный углеводородный газ, поставляемый нами на экспорт, реализовывался на условиях «поставка до границы» (DAF) – на границе страны покупателя и на условиях «фрахт/перевозка оплачены до» (CPT) в порту Темрюк, юг России; в 2008 году сжиженный углеводородный газ поставлялся нами на экспорт на условиях DAF – на границе страны покупателя. В 2009 году средняя контрактная цена реализации на экспорт, включая экспортные пошлины, составила приблизительно 439 долл. США по сравнению с 745 долл. США за тонну в 2008 году. В 2009 году, как и в 2008 году, мы реализовывали сжиженный углеводородный газ в страны СНГ на условиях DAF – на границе страны покупателя. В течение 2008 года и втором полугодии 2009 года мы были обязаны реализовать часть сжиженного углеводородного газа на внутреннем рынке по ценам, регулируемым ФСТ, при этом оставшаяся часть продавалась нами на коммерческих условиях. В 2009 году мы продали 301 тыс. тонн сжиженного углеводородного газа по средней коммерческой цене 8'112 рублей за тонну и 20 тыс. тонн по регулируемой цене 5'750 рублей за тонну на внутреннем рынке, по сравнению с 437 тыс. тонн по средней коммерческой цене 10'393 рублей за тонну и 48 тыс. тонн по регулируемой цене 4'500 рублей за тонну в 2008 году соответственно. Кроме этого, в 2009 году наше 100%-ное дочернее общество ООО «НОВАТЭК-Автозаправочные комплексы» реализовало 14 тыс. тонн сжиженного углеводородного газа, произведенного на Пуровском ЗПК, по средней цене 11'745 рублей за тонну.

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

В 2009 году ООО «НОВАТЭК-Автозаправочные комплексы» приобрело у третьих сторон 2'361 тонну сжиженного углеводородного газа, дизельного топлива и бензина и впоследствии перепродало мелким оптом и в розницу 2'238 тонн по средней цене 19'684 рубля за тонну. В 2008 году мы приобрели у третьих сторон 77 тонн сжиженного углеводородного газа, дизельного топлива и бензина и впоследствии перепродали 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 исключением операций по покупке и продаже нефтепродуктов за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг. (цены в долларах США переведены из рублей по среднегодовому обменному курсу):

<i>рублей или долл. США за тонну</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2009	2008	
Сжиженный углеводородный газ			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну	13'416	12'333	8,8%
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	422,9	496,2	(14,8%)
Цена по СНГ, рублей за тонну	10'694	11'853	(9,8%)
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	7'962	9'810	(18,8%)
Цена на внутреннем рынке (мелкий опт и в розницу), рублей за тонну	11'745	-	н/п
Нефтепродукты			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну	9'498	3'720	155,3%
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	299,4	149,7	100,0%
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	5'419	7'026	(22,9%)

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 километров (км). Ставка за пользование магистральным газопроводом устанавливается для независимых производителей при транспортировке газа конечным потребителям в зависимости от зон входа и выхода в/из магистрального газопровода и включает постоянную часть ставки за пользование 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».

В декабре 2008 года ФСТ одобрила увеличение тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам в 2009 году в среднем на 15,7%. Увеличение осуществлялось в четыре этапа.

В декабре 2009 года ФСТ одобрила увеличение тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам на 2010 год в среднем на 12,3% с 1 января 2010 г. Увеличение относится как к ставке за пользование магистральным газопроводом, так и к ставке по перемещению одной тыс. куб. метров на 100 км, которые по состоянию на 31 декабря 2009 г. составляли от 29,21 до 1'630,97 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров и 9,15 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров на 100 км соответственно. 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. 27 марта 2009 г. ФСТ установила понижающие коэффициенты к тарифам на железнодорожные перевозки сжиженного углеводородного газа и стабильного газового конденсата на экспорт от ж/д станции Лимбей, расположенной в месте нахождения нашего Пуровского ЗПК. С 7 апреля 2009 г. мы применяли коэффициент 0,72 к установленному ж/д тарифу при транспортировке стабильного газового конденсата на экспорт; с середины апреля 2009 г. мы применяли коэффициент 0,35 к установленному ж/д тарифу при транспортировке сжиженного углеводородного газа на экспорт через пограничные передаточные станции Российской Федерации в отношении объемов, превышающих 90 тыс. тонн. Понижающие коэффициенты применялись нами до конца 2009 года.

В январе 2010 года ФСТ пересмотрела понижающие коэффициенты к тарифам на железнодорожные перевозки сжиженного углеводородного газа и стабильного газового конденсата на экспорт от ж/д станции Лимбей. Понижающий коэффициент для стабильного газового конденсата был установлен в размере 0,89 для компаний, чей годовой объем транспортировки составляет 2'235 тыс. тонн и более; для сжиженного углеводородного газа был установлен понижающий коэффициент 0,35 в отношении экспортных объемов, превышающих 105 тыс. тонн. Ожидается, что пересмотренные коэффициенты будут действовать до конца 2010 года.

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 стран Азиатско-Тихоокеанского региона. 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 нашего природного газа конечным потребителям по тарифам, установленным ФСТ.

Налоговая нагрузка

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

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

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

ЗАПАСЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

В декабре 2008 года Комиссия по ценным бумагам и биржам США (SEC) выпустила финальное Правило по Улучшению Отчетности о Запасах нефти и газа, которое предусматривает раскрытие доказанных запасов по существенным географическим областям, используя вместо цен на конец отчетного года цены, рассчитанные как средняя величина цен на начало каждого из 12 месяцев отчетного года. Правило разрешает использование проверенных технологий для оценки запасов нефти и газа, которые продемонстрировали надежные оценки запасов. Кроме того, компании обязаны отчитываться о независимости и профессионализме как аудиторов, так и оценщиков запасов, и выпускать отчеты в случаях, когда для оценки резервов привлекалась третья сторона или проводился аудит запасов компании.

У ОАО «НОВАТЭК» нет обязанности отчитываться перед SEC или выпускать отчеты о запасах в соответствии с классификацией SEC. Однако, мы последовательно раскрывали информацию о доказанных запасах нефти и газа в консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО. Для улучшения информированности инвесторов и обеспечения прозрачности раскрываемой нами информации по запасам Группы ниже представлены данные о запасах, подготовленные согласно методологии определения резервов Системы управления нефтяными ресурсами (Petroleum Resources Management System – PRMS), которая помимо доказанных запасов содержит информацию о возможных и вероятных запасах Группы.

Оценка доказанных запасов Группы производится независимым оценщиком компанией «ДеГольер энд МакНотон» (D&M). Оценки доказанных запасов Группы, состоящих из доказанных разрабатываемых и доказанных неразрабатываемых запасов, на 31 декабря 2009 и 2008 гг. были подготовлены согласно методике оценки запасов SEC и недавно опубликованной классификации резервов PRMS. В «Дополнительной информации о запасах нефти и газа (неаудированной)» в составе консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО, представлены доказанные запасы отчетного года согласно методике SEC, которая требует учитывать 100% резервов дочерних обществ (вне зависимости от доли владения), входящих в состав консолидации.

Представленные ниже таблицы дают возможность сравнить доказанные запасы Группы по классификациям SEC и PRMS, исходя из доли владения Группы в соответствующих месторождениях.

	Природный газ			
	SEC		PRMS	
	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров	Миллиарды кубических футов	Миллиарды кубических метров
<i>Основываясь на нашей доле владения в месторождениях</i>				
Доказанные запасы на 31 декабря 2007 г.	23'067	653	24'856	704
Изменения, относящиеся к:				
Пересмотру предыдущих оценок, расширению и разведке	2'363	67	2'154	60
Добыче	(1'073)	(30)	(1'073)	(30)
Доказанные запасы на 31 декабря 2008 г.	24'357	690	25'937	734
Изменения, относящиеся к:				
Пересмотру предыдущих оценок, расширению и разведке	4,091	115	2'778	79
Приобретениям	6'844	194	10'551	299
Добыче	(1'142)	(32)	(1'142)	(32)
Доказанные запасы на 31 декабря 2009 г.	34'150	967	38'124	1'080

<i>Основываясь на нашей доле владения в месторождениях</i>	Нефть, газовый конденсат и жидкие газовые фракции			
	SEC		PRMS	
	<i>Миллионы баррелей</i>	<i>Миллионы метр. тонн</i>	<i>Миллионы баррелей</i>	<i>Миллионы метр. тонн</i>
Доказанные запасы на 31 декабря 2007 г.	406	49	497	61
Изменения, относящиеся к:				
Пересмотру предыдущих оценок, расширению и разведке	67	8	75	8
Добыче	(21)	(2)	(21)	(2)
Доказанные запасы на 31 декабря 2008 г.	452	55	551	67
Изменения, относящиеся к:				
Пересмотру предыдущих оценок, расширению и разведке	42	4	33	4
Приобретениям	60	7	91	11
Добыче	(25)	(3)	(25)	(3)
Доказанные запасы на 31 декабря 2009 г.	529	63	650	79

<i>Основываясь на нашей доле владения в месторождениях</i>	Природный газ, нефть, газовый конденсат и жидкие газовые фракции в баррелях нефтяного эквивалента			
	SEC		PRMS	
Доказанные запасы:				
На 31 декабря 2007 г.	4'678		5'100	
На 31 декабря 2008 г.	4'963		5'354	
На 31 декабря 2009 г.	6'853		7'711	

В отличие от классификации запасов по стандартам SEC, которая предусматривает раскрытие только доказанных запасов, классификация запасов по стандартам PRMS предусматривает раскрытие вероятных и возможных запасов, которые представлены в таблице ниже:

<i>Классификация PRMS (основываясь на нашей доле владения в месторождениях)</i>	Природный газ		Нефть, газовый конденсат и жидкие газовые фракции	
	<i>Миллиарды кубических футов</i>	<i>Миллиарды кубических метров</i>	<i>Миллионы баррелей</i>	<i>Миллионы метр. тонн</i>
Вероятные запасы:				
На 31 декабря 2007 г.	11'476	325	338	41
На 31 декабря 2008 г.	9'969	282	298	36
На 31 декабря 2009 г.	13'520	383	375	46
Возможные запасы:				
На 31 декабря 2007 г.	8'394	238	585	75
На 31 декабря 2008 г.	8'958	254	612	78
На 31 декабря 2009 г.	9'416	267	696	89

По состоянию на 31 декабря 2009 г. согласно классификации PRMS Группа располагала доказанными запасами природного газа в размере приблизительно 1,08 трлн куб. метров и запасами газового конденсата и сырой нефти в размере 79 млн тонн. В совокупности эти доказанные запасы составили приблизительно 7,7 млрд баррелей нефтяного эквивалента.

Согласно классификации PRMS наши доказанные запасы выросли на 44,0% в 2009 году главным образом за счет приобретения в мае 2009 года 51%-ой доли участия в компании ОАО «Ямал СПГ», владеющей Южно-Тамбейским месторождением, и продолжающейся разработки Юрхаровского месторождения.

Увеличение вероятных и возможных запасов Группы согласно классификации PRMS в течение 2009 года произошло главным образом за счет приобретения ОАО «Ямал СПГ» и новых открытий на Юрхаровском и Ярудейском месторождениях.

Запасы Группы расположены на территории Российской Федерации, в Ямало-Ненецком Автономном Округе (Западная Сибирь), тем самым представляя одну географическую область.

В приведенной ниже таблице представлена информация об обеспеченности Группы запасами согласно двум классификациям за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг.:

<i>Количество лет (основываясь на нашей доле владения в месторождениях)</i>	SEC		PRMS	
	На 31 декабря: 2009	2008	На 31 декабря: 2009	2008
Обеспеченность доказанными запасами	29	23	33	24
Обеспеченность доказанными и вероятными запасами	-	-	45	34
Обеспеченность доказанными, вероятными и возможными запасами	-	-	55	45

Подсчет запасов нефти и газа Группы и процесс составления отчетов по их оценке включают в себя привлечение на ежегодной основе сторонних 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. Группа периодически обновляет оценки запасов в течение года, основываясь на оценках новых скважин, эффективности использования скважин, поступлении новой технической информации и результатах других исследований.

Группа каждый год предоставляет независимым инженерам-оценщикам «D&M» технические, геологические и геофизические сведения, данные по добыче и другую информацию, необходимую для оценки запасов. Стандарт или набор стандартов, используемые для анализа каждой скважины, применяются с учетом опыта по схожим участкам, стадиям разработки, качества и полноты исходных данных и хронологии добычи. Оценка наших запасов проводилась с использованием геологических и инженерных стандартов, широко применяемых в нефтегазовой отрасли. Технический персонал Группы и инженеры-оценщики «D&M» проводят совещания, на которых происходит обсуждение предоставленной информации, и затем, основываясь на результатах проведенных совещаний, высшее руководство анализирует данные и утверждает окончательную оценку запасов, составленную оценщиками «D&M».

Группа по оценке резервов (Reserve Management and Assessment Group – RMAG) состоит из квалифицированных представителей различных департаментов, таких, как: департамент геологии, реализации природного газа и жидких углеводородов, инжиниринга и инвестиций, добычи газа и конденсата, финансового планирования и анализа, а также представителей дочерних обществ ОАО «НОВАТЭК», владеющих лицензиями. Член Правления является ответственным лицом, курирующим деятельность группы RMAG.

Утверждение окончательных оценок запасов является прямой обязанностью высшего руководства.

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 за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 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 («барр. нефт. экв.»):

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2009	2008	
Расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	3'797	3'525	7,7%
Налоги, кроме налога на прибыль	7'840	7'062	11,0%
Транспортные расходы	28'482	16'013	77,9%
Итого расходы на производство углеводородов до амортизации	40'119	26'600	50,8%
Износ, истощение и амортизация	5'139	4'234	21,4%
Итого расходы на производство углеводородов	45'258	30'834	46,8%

рублей / барр. нефт. экв.	За год, закончившийся 31 декабря		Изменение %
	2009	2008	
Удельные расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	16,0	16,0	0,0%
Налоги, кроме налога на прибыль	33,1	32,0	3,4%
Транспортные расходы	120,1	72,6	65,4%
Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации	169,2	120,6	40,3%
Износ, истощение и амортизация	21,7	19,2	13,0%
Общие удельные расходы на производство углеводородов	190,9	139,8	36,6%

долл. США / барр. нефт. экв.	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2009	2008	
Удельные расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	0,50	0,64	(21,9%)
Налоги, кроме налога на прибыль	1,04	1,29	(19,4%)
Транспортные расходы	3,78	2,92	29,5%
Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации	5,32	4,85	9,7%
Износ, истощение и амортизация	0,68	0,77	(11,7%)
Общие удельные расходы на производство углеводородов	6,00	5,62	6,8%

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 полезных ископаемых), расходы на страхование и расходы на погрузку/транспортировку/разгрузку конечным потребителям. Средние расходы на производство углеводородов на 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 незначительно уменьшились за счет снижения покупок газа у третьих сторон и увеличения объемов закачки природного газа в подземные хранилища в 2009 году. Наши объемы реализации жидких углеводородов (сырой нефти, стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов) увеличились в основном за счет роста добычи нестабильного газового конденсата.

Объем реализации природного газа

млн куб. метров	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2009	2008	
Добыча:			
Юрхаровское м/р	17'731	11'540	53,6%
Восточно-Таркосалинское м/р	11'509	14'744	(21,9%)
Ханчейское м/р	3'043	4'115	(26,1%)
Прочие м/р	70	31	125,8%
Итого добыча природного газа	32'353	30'430	6,3%
Покупка:			
«Газпром»	-	1'905	н/п
Прочие	1'000	980	2,0%
Итого покупка природного газа	1'000	2'885	(65,3%)
Итого добыча и покупка	33'353	33'315	0,1%
Расходы на нужды Пууровского ЗПК и собственные нужды	(43)	(39)	10,3%
Уменьшение (увеличение) остатка в трубе и ПХГ	(373)	(2)	н/п
Итого объем реализации природного газа	32'937	33'274	(1,0%)
<i>Потребителям в регионах</i>	<i>14'751</i>	<i>15'357</i>	<i>(3,9%)</i>
<i>Трейдерам в регионах</i>	<i>7'668</i>	-	<i>н/п</i>
<i>Покупателям на ЭТП</i>	-	<i>438</i>	<i>н/п</i>
Итого продажи «конечным потребителям»	22'419	15'795	41,9%
Трейдерам на точке врезки	10'518	17'479	(39,8%)

В 2009 году общий объем добытого нами природного газа вырос на 1'923 млн куб. метров (или 6,3%) по сравнению с 2008 годом за счет увеличения добычи на Юрхаровском месторождении в результате ввода в эксплуатацию объектов первых двух пусковых комплексов второй очереди в сентябре 2008 года и октябре 2009 года соответственно. В 2009 году мы оптимизировали вырубку от реализации нефти и газа, управляя операционной и производственной гибкостью наших месторождений и инфраструктуры. Уменьшая добычу главным образом сухого сеноманского газа на Восточно-Таркосалинском месторождении и, в меньшей степени, «жирного» газа из валанжинских залежей на Восточно-Таркосалинском и Ханчейском месторождениях, мы смогли нарастить объемы добычи природного газа на Юрхаровском месторождении, обеспечив тем самым увеличение добычи нестабильного газового конденсата. Решение по уменьшению добычи было принято в результате снижения спроса на природный газ со стороны конечных потребителей, приостановки торгов природным газом на ЭТП и сезонным сокращением потребления.

По состоянию на 31 декабря 2009 г. объем природного газа, закачанного нами в подземные хранилища газа «Газпрома» (ПХГ), составил 584 млн куб. метров, увеличившись на 284 млн куб. метров в 2009 году. По состоянию на 31 декабря 2008 г. объем нашего природного газа в ПХГ составил 300 млн куб. метров, увеличившись на 260 млн куб. метров в 2008 году. На 31 декабря 2009 г. остаток природного газа в ПХГ, системе магистральных газопроводов и в наших собственных системах составил 744 млн куб. метров по сравнению с 372 млн куб. метров на 31 декабря 2008 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 развития по поддержанию и/или увеличению добычи во время сезонных колебаний.

В 2009 году покупки природного газа сократились на 1'885 млн куб. метров (или 65,3%) по сравнению с 2008 годом в основном в связи с возможностью Группы удовлетворить спрос на природный газ на внутреннем рынке за счет собственной добычи.

Объем реализации жидких углеводородов

тыс. тонн	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2009	2008	
Добыча:			
Юрхаровское м/р	1'484	889	66,9%
Восточно-Таркосалинское м/р	896	932	(3,9%)
Ханчейское м/р	618	651	(5,1%)
Прочие м/р	40	91	(56,0%)
Итого добыча жидких углеводородов	3'038	2'563	18,5%
Покупка:			
Прочие	13	98	(86,7%)
Итого покупка жидких углеводородов	13	98	(86,7%)
Итого добыча и покупка	3'051	2'661	14,7%
Потери и расходы на собственные нужды ⁽¹⁾	(21)	(21)	0,0%
Уменьшение (увеличение) остатка запасов	98	(10)	n/n
Итого объем реализации жидких углеводородов	3'128	2'630	18,9%
<i>Стабильный газовый конденсат на экспорт</i>	<i>2'115</i>	<i>1'578</i>	<i>34,0%</i>
<i>Стабильный газовый конденсат на внутренний рынок</i>	<i>55</i>	<i>5</i>	<i>n/n</i>
<i>Итого стабильный газовый конденсат</i>	<i>2'170</i>	<i>1'583</i>	<i>37,1%</i>
<i>Сжиженный углеводородный газ на экспорт</i>	<i>405</i>	<i>90</i>	<i>350,0%</i>
<i>Сжиженный углеводородный газ в страны СНГ</i>	<i>9</i>	<i>43</i>	<i>(79,1%)</i>
<i>Сжиженный углеводородный газ на внутренний рынок</i>	<i>321</i>	<i>485</i>	<i>(33,8%)</i>
<i>Сжиженный углеводородный газ на внутренний рынок (мелкий опт и в розницу)</i>	<i>14</i>	<i>-</i>	<i>n/n</i>
<i>Итого сжиженный углеводородный газ</i>	<i>749</i>	<i>618</i>	<i>21,2%</i>
<i>Сырая нефть на экспорт</i>	<i>69</i>	<i>17</i>	<i>305,9%</i>
<i>Сырая нефть на внутренний рынок</i>	<i>129</i>	<i>253</i>	<i>(49,0%)</i>
<i>Итого сырая нефть</i>	<i>198</i>	<i>270</i>	<i>(26,7%)</i>
<i>Нефтепродукты на экспорт (трейдинговая деятельность)</i>	<i>-</i>	<i>93</i>	<i>(100,0%)</i>
<i>Нефтепродукты на экспорт</i>	<i>1</i>	<i>20</i>	<i>(95,0%)</i>
<i>Нефтепродукты на внутренний рынок</i>	<i>10</i>	<i>46</i>	<i>(78,3%)</i>
<i>Итого нефтепродукты</i>	<i>11</i>	<i>159</i>	<i>(93,1%)</i>

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

В 2009 году добыча жидких углеводородов увеличилась на 475 тыс. тонн (или 18,5%) до 3'038 тыс. тонн по сравнению с 2'563 тыс. тонн в 2008 году за счет увеличения добычи газового конденсата на

Юрхаровском месторождении в результате ввода в эксплуатацию объектов первых двух пусковых комплексов второй очереди в сентябре 2008 года и октябре 2009 года соответственно. Рост добычи был компенсирован уменьшением добычи нестабильного газового конденсата на Восточно-Таркосалинском и Ханчейском месторождениях вследствие уменьшения объема добычи природного газа на этих месторождениях (см. раздел «Объемы реализации природного газа» выше) и уменьшением добычи сырой нефти на Усть-Пурпейском лицензионном участке в результате его выбытия в апреле 2009 года.

По состоянию на 31 декабря 2009 г. 111 тыс. тонн стабильного газового конденсата были отражены нами как «товары в пути» и «остатки готовой продукции» в составе запасов до момента их доставки до покупателей по сравнению с 220 тыс. тонн по состоянию на 31 декабря 2008 г. В 2009 году остаток стабильного газового конденсата, отраженного как «товары в пути» и «остатки готовой продукции», уменьшился на 109 тыс. тонн по сравнению с уменьшением остатка на 4 тыс. тонн в 2008 году. Оставшееся изменение остатков запасов было связано с изменениями в запасах прочих видов жидких углеводородов.

ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2009 ГОДА, В СРАВНЕНИИ С ГОДОМ, ЗАКОНЧИВШИМСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2008 ГОДА

Следующая таблица с дальнейшими пояснениями к ней представляет собой свод консолидированных результатов операционной деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг. Для всех показателей в каждой строке таблицы показан процент от общей выручки.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2009	% от общей выручки	2008	% от общей выручки
Выручка от реализации (без НДС и экспортных пошлин)	89'954	100,0%	79'272	100,0%
<i>в том числе:</i>				
реализация природного газа	53'623	59,6%	45'650	57,6%
реализация жидких углеводородов	33'280	37,0%	30'426	38,4%
Операционные расходы	(56'130)	(62,4%)	(46'916)	(59,2%)
Прочие операционные прибыли (убытки)	(291)	(0,3%)	(236)	(0,3%)
Прибыль от операционной деятельности	33'533	37,3%	32'120	40,5%
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	(831)	(0,9%)	(3'384)	(4,3%)
Доля в прибыли (убытке) зависимых обществ	(202)	(0,3%)	(147)	(0,2%)
Прибыль до налога на прибыль	32'500	36,1%	28'589	36,1%
Расходы по налогу на прибыль	(6'778)	(7,5%)	(5'662)	(7,1%)
Прибыль (убыток)	25'722	28,6%	22'927	28,9%
Убыток (прибыль), относящиеся к неконтролирующим акционерам дочерних обществ	321	0,4%	(28)	(0,0%)
Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	26'043	29,0%	22'899	28,9%

Выручка от реализации

В представленной ниже таблице приведены данные о выручке (без НДС и экспортных пошлин) за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг.:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2009	2008	
Выручка от реализации природного газа	53'623	45'650	17,5%
<i>Потребителям в регионах</i>	28'513	27'915	2,1%
<i>Трейдерам в регионах</i>	14'080	-	н/п
<i>Покупателям на ЭТП</i>	-	619	н/п
Итого продажи конечным потребителям	42'593	28'534	49,3%
Трейдерам на точке врезки	11'030	17'116	(35,6%)
Выручка от реализации стабильного газового конденсата	23'599	19'374	21,8%
<i>Экспорт</i>	23'245	19'334	20,2%
<i>Внутренний рынок</i>	354	40	н/п
Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа	8'253	6'376	29,4%
<i>Экспорт</i>	5'429	1'112	388,2%
<i>СНГ</i>	99	507	(80,5%)
<i>Внутренний рынок</i>	2'725	4'757	(42,7%)
Выручка от реализации сырой нефти	1'335	2'043	(34,7%)
<i>Экспорт</i>	554	48	н/п
<i>Внутренний рынок</i>	781	1'995	(60,9%)
Выручка от реализации нефтепродуктов	93	2'633	(96,5%)
<i>Экспорт</i>	10	2'186	(99,5%)
<i>Внутренний рынок</i>	83	447	(81,4%)
Итого выручка от реализации нефти и газа	86'903	76'076	14,2%
Выручка от реализации полимерной продукции	1'873	2'098	(10,7%)
Прочая выручка	1'178	1'098	7,3%
Итого выручка от реализации	89'954	79'272	13,5%

Выручка от реализации природного газа

В 2009 году выручка от реализации природного газа выросла на 7'973 млн рублей (или 17,5%) по сравнению с 2008 годом в основном за счет роста цен реализации при относительно неизменных годовых объемах реализации. Доля выручки от реализации природного газа составила 59,6% и 57,6% от нашей общей выручки в 2009 и 2008 годах соответственно. Увеличение доли реализации природного газа от общей выручки произошло главным образом в результате роста средних цен реализации природного газа при снижении цен реализации жидких углеводородов, что было частично компенсировано увеличением объемов реализации жидких углеводородов.

В 2009 году наша средняя цена реализации природного газа выросла на 256 рублей (или 18,7%) до 1'628 рублей за тыс. куб. метров по сравнению с 1'372 рублями за тыс. куб. метров в 2008 году. Доля объемов реализации природного газа конечным потребителям (включая трейдеров в регионах потребления и покупателей на ЭТП) от общего объема реализации природного газа увеличилась с 47,5% в 2008 году до 68,1% в 2009 году главным образом за счет перевода с апреля 2009 года продаж природного газа одному из крупных трейдеров на базис поставок непосредственно в регионах потребления газа. В 2009 году средняя цена реализации природного газа конечным потребителям и трейдерам в регионах (включая расходы на транспортировку) и трейдерам на точке врезки выросла соответственно на 5,2% и 7,2% по сравнению с 2008 годом. В 2008 году природный газ, реализованный конечным потребителям, главным образом поставлялся компаниям энергетического сектора и крупным промышленным предприятиям. Основными покупателями природного газа, реализованного конечным потребителям в 2009 году, были компании энергетического сектора и трейдеры в регионах потребления (ранее учитываемые как трейдеры на точке врезки).

С 1 января 2009 г. торговля на ЭТП была приостановлена до дальнейшего распоряжения правительства Российской Федерации о пролонгации постановления, регулирующего электронную торговлю природным газом. Вследствие этого, в 2009 году мы не продавали природный газ на ЭТП по сравнению с реализацией 438 млн куб. метров в 2008 году.

Выручка от реализации стабильного газового конденсата

В 2009 году выручка от реализации стабильного газового конденсата выросла на 4'225 млн рублей (или 21,8%) по сравнению с 2008 годом в основном за счет увеличения объемов реализации при существенном уменьшении средних цен реализации в результате снижения мировых цен на сырую нефть.

В 2009 году мы реализовали 2'170 тыс. тонн стабильного газового конденсата, из которых 2'115 тыс. тонн (или 97,5%) мы экспортировали на рынки США, Европы и стран Азиатско-Тихоокеанского региона, а оставшиеся 55 тыс. тонн были реализованы на внутреннем рынке. В 2008 году мы экспортировали 1'578 тыс. тонн стабильного газового конденсата (или 99,7%) на рынки США и Европы. В 2009 году общий объем реализации стабильного газового конденсата увеличился на 587 тыс. тонн (или 37,1%) в основном в результате увеличения объемов добычи нестабильного газового конденсата и, в меньшей степени, за счет уменьшения остатков стабильного газового конденсата.

Мы поставляли стабильный газовый конденсат на международные рынки, используя терминал в порту Витино на Белом море и арендованные танкеры.

В 2009 году наша средняя цена реализации стабильного газового конденсата на экспорт (без экспортных пошлин) уменьшилась на 146,5 долл. США за тонну (или 29,7%) до 346,4 долл. США за тонну (DES, CFR и CIF) с 492,9 долл. США за тонну (DES и CFR) в 2008 году в результате уменьшения на 37,9% нашей средней экспортной контрактной цены, что было частично компенсировано снижением наших средних экспортных пошлин на тонну на 49,2%. Уменьшение наших средних контрактных цен было обусловлено общим среднегодовым снижением цен на сырую нефть и продукты ее переработки на международных рынках в 2009 году по сравнению с 2008 годом.

Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа

В 2009 году наша выручка от реализации сжиженного углеводородного газа увеличилась на 1'877 млн рублей (или 29,4%) по сравнению с 2008 годом в основном за счет увеличения объемов реализации. В 2009 году общий объем реализации сжиженного углеводородного газа увеличился на 131 тыс. тонн (или 21,2%) до 749 тыс. тонн с 618 тыс. тонн в 2008 году.

В 2009 году мы получили возможность более успешно конкурировать с иностранными производителями сжиженного углеводородного газа на международных рынках вследствие обнуления соответствующих экспортных пошлин до 1 декабря 2009 г. В силу этого, в 2009 году мы увеличили объемы реализации сжиженного углеводородного газа на экспорт в 4,5 раза до 405 тыс. тонн по сравнению с 2008 годом, что составило 54,1% от нашего общего объема реализации этого продукта. Наша средняя цена реализации на экспорт в 2009 году уменьшилась на 73,3 долл. США за тонну (или 14,8%) до 422,9 долл. США за тонну (DAF и CPT, без экспортных пошлин) по сравнению с 496,2 долл. США за тонну (DAF, без экспортных пошлин) в 2008 году. Уменьшение наших средних цен реализации сжиженного углеводородного газа на экспорт (без экспортных пошлин) было в основном обусловлено уменьшением средних контрактных цен на 41,1%, что было частично компенсировано обнулением средних экспортных пошлин на тонну большую часть 2009 года.

Оставшиеся объемы сжиженного углеводородного газа были реализованы следующим образом: 44,7% было реализовано на внутреннем рынке по средней цене 8'125 рублей за тонну (FCA, без НДС), при этом уменьшение составило 1'685 рублей за тонну (или 17,2%) по сравнению с 2008 годом, и 1,2% объема было реализовано в страны СНГ по средней цене 10'694 рублей за тонну (DAF), при этом снижение составило 1'159 рублей за тонну (или 9,8%) по сравнению с 2008 годом.

В 2008 году мы реализовали 78,5% наших объемов сжиженного углеводородного газа на внутреннем рынке, 14,6% на международных рынках и 6,9% в странах СНГ. Увеличение доли поставок сжиженного углеводородного газа на экспорт с 14,6% в 2008 году до 54,1% в 2009 году произошло в основном в результате снижения потребления на внутреннем рынке, преимущественно предприятиями нефтехимического сектора, и, как следствие, уменьшения доходности продаж на внутреннем рынке.

Выручка от реализации сырой нефти

В 2009 году выручка от реализации сырой нефти уменьшилась на 708 млн рублей (или 34,7%) по сравнению с 2008 годом в результате снижения объемов и цен реализации.

В 2009 году наши объемы реализации сырой нефти уменьшились на 72 тыс. тонн (или 26,7%) до 198 тыс. тонн с 270 тыс. тонн в 2008 году главным образом в результате уменьшения объемов добычи. В 2009 году 65,2% объемов нашей сырой нефти было реализовано на внутреннем рынке по средней цене 6'051 рублей за тонну (без НДС), что представляет снижение на 1'830 рублей за тонну (или 23,2%) по сравнению с 2008 годом. Уменьшение наших средних цен реализации произошло в результате снижения цен на сырую нефть на внутреннем рынке в 2009 году. Оставшиеся 34,8% объемов нашей сырой нефти были реализованы на международных рынках по средней цене 255,1 долл. США за тонну (DAF, за вычетом экспортных пошлин), что представляет увеличение на 137,4 долл. США за тонну (или 116,7%) по сравнению с 2008 годом. Увеличение наших средних цен реализации на экспорт (за вычетом экспортных пошлин) было обусловлено увеличением нашей средней экспортной контрактной цены на 5,3% и снижением наших средних экспортных пошлин на тонну на 42,0%. Рост наших средних контрактных цен реализации произошел в результате того, что поставки сырой нефти на международные рынки в 2008 году осуществлялись нами только в четвертом квартале, когда мировые цены на нефть были существенно ниже уровня среднегодовых цен 2009 года.

Выручка от реализации нефтепродуктов

В 2009 году выручка от реализации нефтепродуктов уменьшилась на 2'540 млн рублей (или 96,5%) по сравнению с 2008 годом главным образом в результате прекращения с декабря 2008 года операций по покупке и продаже нефтепродуктов (нафты) на международных рынках нашим зарубежным дочерним обществом.

В 2009 году мы не поставляли нефтепродукты (нафту) на международные рынки по сравнению с реализацией 93 тыс. тонн в 2008 году по средней контрактной цене 938,6 долл. США за тонну (DES и FOB).

В 2009 году мы реализовали 1 тыс. тонн нефтепродуктов (дистиллят) по сравнению с реализацией 20 тыс. тонн в 2008 году, произведенных из нашего нестабильного газового конденсата, на международных рынках через наше зарубежное дочернее общество по средней цене 299,4 долл. США за тонну и 149,7 долл. США за тонну (за вычетом экспортных пошлин, FOB Витино) соответственно.

В 2009 году выручка от реализации нефтепродуктов, произведенных на Сургутском ЗСК, уменьшилась до 46 млн рублей с 260 млн рублей в 2008 году. Объемы реализации нефтепродуктов, произведенных из нашего нестабильного газового конденсата, составили 8 тыс. тонн в 2009 году по сравнению с 37 тыс. тонн в 2008 году. Наши цены реализации уменьшились на 1'607 рублей за тонну (или 22,9%) до 5'419 рублей за тонну в 2009 году, с 7'026 рублей за тонну в 2008 году главным образом в результате снижения цен на нефтепродукты на внутреннем рынке в 2009 году.

В 2009 году выручка от реализации приобретенных для продажи в розницу на внутреннем рынке нефтепродуктов составила 36 млн по сравнению с 1 млн рублей в 2008 году. В 2009 году мы реализовали в розницу 2 тыс. тонн нефтепродуктов (дизельное топливо и бензин) по средней цене 22'356 рублей за тонну. В 2008 году подобные операции были незначительными. Кроме этого, в 2008 году мы реализовали 9 тыс. тонн нефтепродуктов, приобретенных для перепродажи на внутреннем рынке, по средней цене 20'794 рублей за тонну.

Выручка от реализации полимерной продукции

Выручка от реализации полимерной продукции уменьшилась на 225 млн рублей (или 10,7%) до 1'873 млн рублей в 2009 году по сравнению с 2'098 млн рублей в 2008 году в основном за счет уменьшения производства полимерной продукции и средних цен реализации.

Выручка от реализации БОПП-пленки уменьшилась на 61 млн рублей (или 4,6%) с 1'335 млн рублей в 2008 году до 1'274 млн рублей в 2009 году в результате уменьшения спроса на внутреннем рынке. Доля выручки от реализации БОПП-пленки в общей выручке от реализации полимерной продукции увеличилась на 4,4% до 68,0% в 2009 году по сравнению с 63,6% в 2008 году.

Выручка от реализации антикоррозийных материалов уменьшилась на 105 млн рублей (или 19,9%) с 527 млн рублей в 2008 году до 422 млн рублей в 2009 году за счет уменьшения объемов реализации. Выручка от реализации полиэтиленовых труб уменьшилась на 55 млн рублей (или 26,8%) с 205 млн рублей в 2008 году до 150 млн рублей в 2009 году за счет уменьшения объемов и цен реализации. Оставшаяся выручка от реализации в размере 28 млн и 30 млн рублей в 2009 и 2008 годах соответственно относилась к реализации прочей полимерной продукции.

Прочая выручка

Прочая выручка включает выручку от оказания услуг по геологоразведке, выручку от аренды, оказания услуг по переработке давальческого полимерного сырья, транспортных услуг, услуг по погрузке-разгрузке и хранению товаров, а также прочих услуг. В 2009 году прочая выручка увеличилась на 80 млн рублей (или 7,3%) до 1'178 млн рублей с 1'098 млн рублей в 2008 году. Увеличение главным образом произошло за счет выручки от аренды, составившей в 2009 году 345 млн рублей, по сравнению со 111 млн рублей в 2008 году. Кроме того, выручка от оказания услуг по геологоразведке нашим зависимым обществам и третьим сторонам увеличилась на 34 млн рублей (или 4,5%) до 798 млн рублей в 2009 году, по сравнению с 764 млн рублей в 2008 году.

В 2009 году выручка от оказания транспортных услуг, услуг по погрузке-разгрузке и хранению товаров уменьшилась на 144 млн рублей в результате выбытия нашего непрофильного дочернего общества ООО «Пуровский терминал» в декабре 2008 года. Кроме того, выручка от услуг по переработке давальческого полимерного сырья уменьшилась на 33 млн рублей. Оставшееся уменьшение прочей выручки на 11 млн рублей относилось к различным несущественным статьям.

Операционные расходы

В 2009 году операционные расходы увеличились на 9'214 млн рублей (или 19,6%) до 56'130 млн рублей по сравнению с 46'916 млн рублей в 2008 году преимущественно за счет роста транспортных расходов и расходов на износ, истощение и амортизацию, что было частично компенсировано уменьшением расходов на покупку природного газа и жидких углеводородов. Доля неконтролируемых расходов, таких, как транспортные расходы и налоги, кроме налога на прибыль, в общей сумме операционных расходов увеличилась на 12,0% и составила 66,0% в 2009 году по сравнению с 54,0% в 2008 году. В 2009 году общий объем операционных расходов от общей выручки увеличился до 62,4% по сравнению с 59,2% в 2008 году, что видно из таблицы, представленной ниже.

Увеличение доли операционных расходов от общей выручки произошло в основном в результате роста расходов на транспортировку природного газа в связи со значительным увеличением объемов продаж конечным потребителям в результате изменения условий договоров и соответствующей переклассификацией объемов, реализованных трейдерам на точке врезки, в регионы потребления, а также ростом тарифов на транспортировку природного газа.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2009	% от общей выручки	2008	% от общей выручки
Транспортные расходы	29'026	32,3%	18'153	22,9%
Налоги, кроме налога на прибыль	8'042	8,9%	7'186	9,1%
Итого неконтролируемые расходы	37'068	41,2%	25'339	32,0%
Материалы, услуги и прочие расходы	6'259	7,0%	6'332	8,0%
Износ, истощение и амортизация	5'588	6,2%	4'478	5,6%
Общехозяйственные и управленческие расходы	5'126	5,7%	5'064	6,4%
Покупка природного газа и жидких углеводородов	1'143	1,3%	4'665	5,9%
Расходы на геологоразведку	566	0,6%	1'117	1,4%
Расходы (сторнирование расходов) по обесценению активов, нетто	125	<i>n/n</i>	105	<i>n/n</i>
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов, полимерной продукции и незавершенного производства	255	<i>n/n</i>	(184)	<i>n/n</i>
Итого операционные расходы	56'130	62,4%	46'916	59,2%

Неконтролируемые расходы

Значительная часть наших операционных расходов в большей степени характеризуется как неконтролируемые расходы, так как мы не имеем возможности влиять на рост регулируемых тарифов на транспортировку углеводородов, а также на налоговые ставки, устанавливаемые федеральными, региональными или местными органами власти. В 2009 году неконтролируемые расходы, такие, как транспортные расходы и налоги, кроме налога на прибыль, увеличились на 11'729 млн рублей (или 46,3%) до 37'068 млн рублей по сравнению с 25'339 млн рублей в 2008 году. Изменение в транспортных расходах было в основном вызвано ростом объемов природного газа, доставленных до конечных потребителей (включая трейдеров в регионах потребления, ранее классифицированных как трейдеры на точке врезки, не требующих расходов на транспортировку), тарифа на транспортировку природного газа и увеличением объемов реализации жидких углеводородов на экспорт. Налоги, кроме налога на прибыль, увеличились в основном за счет налога на имущество. Процент наших неконтролируемых расходов от общей выручки увеличился на 9,2% до 41,2% в 2009 году по сравнению с 32,0% в 2008 году.

Транспортные расходы

Транспортные расходы в 2009 году выросли на 10'873 млн рублей (или 59,9%) по сравнению с 2008 годом.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2009	2008	
Транспортировка природного газа покупателям	20'019	11'080	80,7%
Транспортировка стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов ж/д транспортом	5'820	4'384	32,8%
Транспортировка стабильного газового конденсата танкерами	2'675	2'168	23,4%
Транспортировка нестабильного газового конденсата от месторождений до перерабатывающих заводов по трубопроводам третьих сторон	340	232	46,6%
Транспортировка нефти покупателям	160	123	30,1%
Прочие транспортные расходы	12	166	(92,8%)
Итого транспортные расходы	29'026	18'153	59,9%

Наши расходы на транспортировку природного газа в 2009 году увеличились на 8'939 млн рублей (или 80,7%) до 20'019 млн рублей с 11'080 млн рублей в 2008 году. Изменение произошло в основном в результате увеличения на 41,9% объемов транспортировки природного газа конечным потребителям (включая трейдеров в регионах потребления), для которых стоимость транспортировки включена в цену реализации, а также за счет увеличения тарифа на транспортировку (см. раздел «Тарифы на транспортировку» выше). Наша средняя дальность транспортировки природного газа конечным потребителям изменяется от периода к периоду в зависимости от местонахождения потребителей и особенностей маршрутов транспортировки.

Общие расходы на транспортировку ж/д транспортом увеличились на 1'436 млн рублей (или 32,8%) в основном в результате увеличения объемов реализации жидких углеводородов. В течение 2009 года наши суммарные объемы реализации стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов, перевозка которых осуществлялась ж/д транспортом, увеличились на 695 тыс. тонн (или 31,2%) до 2'923 тыс. тонн с 2'228 тыс. тонн в 2008 году.

Расходы на транспортировку стабильного газового конденсата на экспорт ж/д транспортом выросли на 498 млн рублей (или 19,0%) до 3'124 млн рублей с 2'626 млн рублей в 2008 году, в результате увеличения на 34,0% объемов реализации. В 2009 году средний тариф на транспортировку стабильного газового конденсата снизился на 11,2% до 1'477 рублей за тонну с 1'664 рублей за тонну в 2008 году в результате применения с 7 апреля 2009 г. и до конца 2009 года коэффициента 0,72 к установленному ж/д тарифу при транспортировке на экспорт. В соответствии с приказом ФСТ данный коэффициент применялся к тарифам на железнодорожные перевозки стабильного газового конденсата на экспорт от ж/д станции Лимбей, расположенной в месте нахождения нашего Пуровского ЗПК (см. раздел «Тарифы на транспортировку» выше). Снижение среднего тарифа на транспортировку было частично нивелировано ростом ж/д тарифа, установленного ФСТ, на 5,0% и 5,7% с 1 января и 1 июля 2009 г. соответственно.

В 2009 году расходы на транспортировку сжиженного углеводородного газа ж/д транспортом выросли на 905 млн рублей (или 53,1%) в основном за счет увеличения объемов реализации. В 2009 году расходы на транспортировку сжиженного углеводородного газа ж/д транспортом составили 2'608 млн рублей, из которых 1'767 млн рублей относились к экспортным поставкам, 26 млн рублей – к поставкам в страны СНГ и 815 млн рублей – к поставкам на внутренний рынок, или 4'365 рублей, 2'855 рублей и 2'431 рубль за тонну соответственно. 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. В соответствии с решением ФСТ (см. раздел «Тарифы на транспортировку» выше), начиная с середины апреля 2009 года (когда наши объемы реализации сжиженного углеводородного газа на экспорт превысили 90 тыс. тонн с начала 2009 года) и до конца 2009 года, мы применяли коэффициент 0,35 к установленному ж/д тарифу при транспортировке сжиженного углеводородного газа на экспорт через пограничные передаточные станции Российской Федерации.

В 2009 году мы понесли расходы в сумме 75 млн рублей, относящиеся к ж/д транспортировке стабильного газового конденсата, реализованного на внутреннем рынке, по сравнению с 4 млн рублей в 2008 году. Транспортный тариф вырос с 761 рубля в 2008 году до 1'378 рублей на тонну в 2009 году за счет увеличения средней дальности транспортировки и ж/д тарифа.

В 2009 году мы понесли 2 млн рублей ж/д расходов, относящихся к реализации на экспорт нефтепродуктов, произведенных из нашего нестабильного газового конденсата, по сравнению с 41 млн рублей в 2008 году. Транспортный тариф составил 1'383 рубля на тонну в 2009 году по сравнению с 2'057 рублями на тонну в 2008 году.

Оставшиеся 11 млн рублей расходов на ж/д транспортировку в 2009 году и 10 млн рублей в 2008 году относились к транспортировке нефтепродуктов, реализованных 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 507 млн рублей (или 23,4%) до 2'675 млн рублей в 2009 году с 2'168 млн рублей в 2008 году. Изменение было вызвано в основном увеличением объемов реализации на 34,0%, что было частично компенсировано незначительным уменьшением средней ставки по фрахту. В 2009 году мы реализовали 66,5% экспортных объемов стабильного газового конденсата на рынки США по сравнению с 93,0% в 2008 году.

Налоги, кроме налога на прибыль

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2009	2008	
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	6'699	6'558	2,2%
Налог на имущество	1'155	670	72,4%
Прочие налоги	188	92	104,3%
Итого	8'042	7'320	9,9%
Минус: сторнирование резервов по дополнительным налогам (НДПИ)	-	(134)	н/п
Итого налоги, кроме налога на прибыль	8'042	7'186	11,9%

В 2009 году налоги, кроме налога на прибыль, увеличились на 856 млн рублей (или 11,9%), главным образом за счет увеличения налога на имущество.

В 2009 году налог на добычу газового конденсата и природного газа увеличился на 308 млн и 265 млн рублей соответственно в результате роста объемов добычи этих продуктов. Уменьшение налога на добычу сырой нефти на 432 млн рублей было обусловлено уменьшением объемов добычи и снижением средней ставки налога на добычу, зависящей от котировок сырой нефти марки «Юралс». Наша средняя ставка налога на добычу сырой нефти снизилась с 3'347 рублей за тонну в 2008 году, до 2'255 рублей в 2009 году. Ставка налога на добычу природного газа не изменилась и составляла в 2009 и 2008 годах 147 рублей за тыс. куб. метров.

В 2009 году налог на имущество увеличился на 485 млн рублей (или 72,4%) до 1'155 млн рублей по сравнению с 670 млн рублей в 2008 году в основном в результате ввода в эксплуатацию объектов основных средств в наших производственных дочерних обществах.

В 2009 году прочие налоги увеличились на 96 млн рублей (или 104,3%) главным образом в результате списания невозмещаемого НДС.

Материалы, услуги и прочие расходы

В 2009 году расходы по статье «материалы, услуги и прочие расходы» уменьшились на 73 млн рублей (или 1,2%) до 6'259 млн рублей по сравнению с 6'332 млн рублей в 2008 году. В 2009 году основными составляющими этих расходов являлись расходы на оплату труда и сырье и материалы, которые соответственно составляли 39,3% и 23,2% от общей суммы материалов, услуг и прочих расходов.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2009	2008	
Оплата труда	2'457	2'169	13,3%
Сырье и материалы	1'455	1'766	(17,6%)
Расходы на услуги по переработке	556	341	63,0%
Услуги по ремонту и эксплуатации	396	405	(2,2%)
Расходы на электроэнергию и топливо	331	308	7,5%
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	186	168	10,7%
Прочие	254	454	(44,1%)
Материалы, услуги и прочие расходы	5'635	5'611	0,4%
Расходы по операторским услугам	624	721	(13,5%)
Итого материалы, услуги и прочие расходы	6'259	6'332	(1,2%)

В 2009 году расходы по статье «материалы, услуги и прочие расходы» без учета расходов по операторским услугам увеличились на 24 млн рублей (или 0,4%) до 5'635 млн рублей по сравнению с 5'611 млн рублей в 2008 году.

Расходы на оплату труда увеличились на 288 млн рублей (или 13,3%) до 2'457 млн рублей по сравнению с 2'169 млн рублей в 2008 году главным образом в результате увеличения средней заработной платы и численности производственного персонала на Пуровском ЗПК, ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз» и ООО «НОВАТЭК-Автозаправочные комплексы», что явилось результатом значительного расширения их производственной деятельности. Увеличение расходов на оплату труда в производственных дочерних обществах было частично компенсировано уменьшением выплат по заработной плате в результате выбытия нашего непрофильного дочернего общества ООО «Пуровский терминал» в декабре 2008 года.

Расходы на сырье и материалы снизились на 311 млн рублей (или 17,6%) главным образом за счет уменьшения объемов производства полимерной продукции и изоляционной пленки, что привело к снижению покупок сырья, составивших 260 млн рублей (или 83,6%) от общей суммы уменьшения расходов на сырье и материалы. Кроме того, уменьшение расходов на сырье и материалы на 72 млн рублей произошло в основном благодаря экономии, связанной с внешними покупками метанола, в результате уменьшения добычи природного газа на Восточно-Таркосалинском и Ханчейском месторождениях.

Расходы на услуги по переработке, оказываемые сторонними организациями, выросли на 215 млн рублей (или 63,0%) в результате увеличения на 66,9% объемов переработки (деэтанзации) нестабильного газового конденсата, добываемого на Юрхаровском месторождении, и увеличения на 10,2% тарифа на переработку, которые в сумме составили 236 млн рублей от общего увеличения расходов на услуги по переработке. Кроме того, в 2009 году мы понесли дополнительные расходы в размере 25 млн рублей, относящиеся к подготовке сырой нефти к транспортировке с Восточно-Таркосалинского месторождения. Увеличение было компенсировано уменьшением расходов на услуги по переработке на Сургутском ЗСК на 46 млн рублей в результате снижения объемов нестабильного газового конденсата, отправленных в переработку.

В 2009 году расходы на электроэнергию и топливо выросли на 23 млн рублей (или 7,5%) до 331 млн рублей по сравнению с 308 млн рублей в 2008 году главным образом за счет увеличения потребления электроэнергии на Юрхаровском месторождении и Пуровском ЗПК в результате ввода в эксплуатацию новых объектов. Рост расходов был частично компенсирован снижением расходов на топливо на Восточно-Таркосалинском и Ханчейском месторождениях за счет значительного снижения цен на горюче-смазочные материалы на внутреннем рынке в 2009 году.

Наши расходы на пожарную безопасность и охрану объектов выросли на 18 млн рублей (или 10,7%) до 186 млн рублей по сравнению со 168 млн рублей в 2008 году главным образом за счет роста с 1 января 2009 г. стоимости услуг компаний, оказывающих охранную деятельность.

В 2009 году операторские услуги составили 10,0% от статьи «материалы, услуги и прочие расходы» и представляли собой услуги по геологоразведке, оказываемые в основном нашим зависимым обществам. В 2009 году мы понесли затраты по предоставлению операторских услуг нашим зависимым обществам на общую сумму 624 млн рублей по Аномальному, Северо-Русскому, Западно-Тазовскому, Средне-Часельскому и Южно-Заполярному участкам недр по сравнению с 713 млн рублей в 2008 году. Соответствующая выручка, полученная от наших зависимых обществ и третьих сторон за предоставленные операторские услуги, отражена в составе прочей выручки в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Износ, истощение и амортизация

В 2009 году сумма износа, истощения и амортизации выросла на 1'110 млн рублей (или 24,8%) по сравнению с 2008 годом. Амортизация, начисленная методом пропорционально объемам добытой продукции, по основным средствам, задействованным в добыче нефти и газа, увеличилась на 615 млн рублей (или 15,5%) в результате увеличения базы для расчета амортизации, а также за счет роста добычи углеводородов на 7,5% в баррелях нефтяного эквивалента (барр. нефт. экв). Амортизация, начисляемая линейным методом, увеличилась на 495 млн рублей (или 104,0%) в основном за счет завершения работ и капитализации соответствующих расходов, относящихся к введенной в эксплуатацию в четвертом квартале 2008 года второй очереди Пуровского ЗПК.

В 2009 году наши расходы на амортизацию на барр. нефт. экв. составили 19,4 рублей по сравнению с 18,1 рублями в 2008 году, увеличившись на 7,2%. Рост удельных расходов на баррель нефтяного эквивалента произошел главным образом в результате увеличения базы для расчета амортизации за счет завершения программы капитального строительства второго пускового комплекса второй очереди обустройства Юрхаровского месторождения в октябре 2009 года.

Наши резервы, используемые в качестве базы для расчета амортизации методом пропорционально объемам добытой продукции, оцениваются ежегодно и не изменяются в течение года, в то время как стоимость основных средств изменяется ежеквартально по мере капитализации наших расходов.

Общехозяйственные и управленческие расходы

В 2009 году общехозяйственные и управленческие расходы выросли на 62 млн рублей (или 1,2%) до 5'126 млн рублей по сравнению с 5'064 млн рублей в 2008 году. Основными составляющими этих расходов являлись оплата труда, расходы на спонсорство и юридические, аудиторские и консультационные услуги, составившие в совокупности 71,7% и 74,0% от общей суммы общехозяйственных и административных расходов в 2009 и 2008 гг. соответственно.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2009	2008	
Оплата труда	2'840	2'940	(3,4%)
Расходы на спонсорство	533	499	6,8%
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	301	309	(2,6%)
Расходы по аренде	245	175	40,0%
Административные расходы, относящиеся к концессионному соглашению	225	182	23,6%
Расходы на командировки	207	216	(4,2%)
Амортизация административных зданий	150	103	45,6%
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	143	139	2,9%
Расходы на страхование	90	90	0,0%
Прочие	392	411	(4,6%)
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	5,126	5'064	1,2%

Расходы на оплату труда уменьшились на 100 млн рублей (или 3,4%) до 2'840 млн рублей по сравнению с 2'940 млн рублей в 2008 году в основном в результате уменьшения премий, начисленных в течение года и зависящих от результатов деятельности, а также уменьшения количества административного персонала на 1,7%.

В 2009 году расходы на спонсорство выросли на 34 млн рублей (или 6,8%) до 533 млн рублей по сравнению с 499 млн рублей в 2008 году и были в основном направлены на поддержку благотворительных и социальных программ в регионах, где мы осуществляем свою деятельность. Расходы на спонсорство будут колебаться от периода к периоду в зависимости от нужд и этапов реализации отдельных поддерживаемых нами программ.

Расходы на юридические, аудиторские и консультационные услуги уменьшились на 8 млн рублей (или 2,6%) до 301 млн рублей по сравнению с 309 млн рублей в 2008 году главным образом в результате уменьшения расходов по сопровождению и поддержке информационных систем.

В 2009 году наши расходы по аренде выросли на 70 млн рублей (или 40,0%) в основном в результате увеличения ставок аренды нашего московского офиса с июля 2009 года.

Административные расходы, относящиеся к концессионному соглашению, представляют собой расходы, понесенные компанией Tharwa Petroleum S.A.E, являющейся оператором по концессионному соглашению на Эль Ариш в республике Египет. В 2009 году наши административные расходы, относящиеся к концессионному соглашению, увеличились на 43 млн рублей (или 23,6%) по сравнению с 2008 годом в основном за счет начала разведочных работ на этом концессионном участке со второго полугодия 2008 года.

В течение года мы продолжали тщательно контролировать наши расходы и в результате расходы на командировки уменьшились на 9 млн рублей (или 4,2%) с 216 млн рублей в 2008 году до 207 млн рублей в 2009 году.

В 2009 году прочие общехозяйственные и управленческие расходы уменьшились на 19 млн рублей (или 4,6%) по сравнению с 2008 годом в основном за счет уменьшения рекламных расходов на 15 млн рублей, транспортных расходов административного назначения на 13 млн рублей и расходов на материалы, используемые в общехозяйственных целях, на 7 млн рублей. Уменьшение расходов было компенсировано увеличением расходов на банковские услуги на 26 млн рублей и увеличением расходов на ремонт и содержание административных зданий на 23 млн рублей. Оставшееся уменьшение в размере 33 млн рублей относилось к различным статьям общепроизводственных и управленческих расходов, увеличение которых по отдельности не являлось существенным.

Покупка природного газа и жидких углеводородов

В 2009 году покупки природного газа и жидких углеводородов уменьшились на 3'522 млн рублей (или 75,5%) до 1'143 млн рублей с 4'665 млн рублей в 2008 году. Снижение произошло преимущественно в результате прекращения операций по покупке/продаже нефтепродуктов (нафты) на международных рынках нашим зарубежным дочерним обществом. В 2008 году покупки нафты составили 1'886 млн рублей.

Мы также продолжили сокращать наши покупки природного газа у третьих сторон в результате увеличения собственных объемов добычи на наших месторождениях. Покупки природного газа снизились на 1'572 млн рублей (или 60,6%) с 2'593 млн рублей в 2008 году до 1'021 млн рублей в 2009 году в основном в результате уменьшения объемов закупок у других производителей, что было частично нивелировано ростом цен.

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

В 2009 году мы отразили 255 млн рублей по строке «изменения остатков природного газа, жидких углеводородов, полимерной продукции и незавершенного производства» в увеличение операционных расходов по сравнению со 184 млн рублей в уменьшение операционных расходов в 2008 году.

В 2009 году мы отразили 281 млн рублей в увеличение наших операционных расходов в результате уменьшения остатков стабильного газового конденсата на 109 тыс. тонн, отраженных нами как «товары в пути» и «остатки готовой продукции». Кроме того, в 2009 году мы отразили 82 млн и 62 млн рублей в увеличение наших операционных расходов в результате уменьшения остатков полимерной продукции и изоляционной пленки и уменьшения остатков незавершенного производства соответственно. В течение того же периода, мы отразили 127 млн рублей в уменьшение наших операционных расходов в результате увеличения остатков природного газа на 372 млн куб. метров. Оставшееся увеличение расходов по строке «изменения остатков природного газа, жидких углеводородов, полимерной продукции и незавершенного производства» в размере 43 млн рублей относилось к изменениям остатков прочих продуктов.

В 2008 году мы отразили 72 млн и 70 млн рублей в уменьшение наших операционных расходов в результате увеличения остатков сырой нефти и полимерной продукции и изоляционной пленки. Мы также отразили 55 млн и 20 млн рублей в уменьшение наших операционных расходов в результате увеличения стоимости остатков стабильного газового конденсата и увеличения остатков природного газа, что было компенсировано отражением 82 млн рублей в увеличение расходов в результате уменьшения стоимости нафты, приобретенной для перепродажи. Оставшееся уменьшение расходов по строке «изменения остатков природного газа, жидких углеводородов, полимерной продукции и незавершенного производства» в размере 49 млн рублей относилось к изменениям остатков прочих продуктов и незавершенного производства.

Прочие операционные прибыли (убытки) и чистая прибыль (убыток) от выбытия

В 2009 году нами был получен прочий операционный убыток в размере 291 млн рублей, из которых убыток 190 млн рублей был получен в результате торговли своп-контрактами, которые не были квалифицированы как хеджирование в соответствии с МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: Признание и оценка*» и убыток 303 млн рублей – в результате выбытия объектов незавершенного строительства, преимущественно в нашем дочернем обществе ОАО «Энергетическая северная компания». Кроме того, в 2009 году мы отразили 52 млн и 63 млн рублей прочей операционной прибыли в результате выбытия нашего дочернего общества ООО «Пурнефть» в апреле 2009 года и начисления доходов в виде штрафов от наших покупателей в результате невыполнения ими контрактных обязательств соответственно. Оставшаяся прочая прибыль в размере 87 млн рублей относилась к различным статьям, увеличение которых по отдельности не являлось существенным.

В 2008 году мы отразили прочие операционные убытки в размере 236 млн рублей, из которых 212 млн рублей относились к досрочному прекращению долгосрочного лизинга с ОАО «Газпром».

Прибыль от операционной деятельности

В результате факторов, описанных выше, прибыль от операционной деятельности выросла на 1'413 млн рублей (или 4,4%) до 33'533 млн рублей в 2009 году по сравнению с 32'120 млн рублей в 2008 году. В 2009 году прибыль от операционной деятельности как процент от общей выручки уменьшилась до 37,3% по сравнению с 40,5% в 2008 году. Уменьшение произошло в основном за счет более высоких транспортных расходов, возникших в результате увеличения объемов реализации, а также существенного снижения мировых цен на нефть на международных и внутреннем рынках.

Доходы (расходы) от финансовой деятельности

В 2009 году чистый убыток от финансовой деятельности составил 831 млн рублей по сравнению с 3'384 млн рублей в 2008 году. Уменьшение убытка главным образом произошло в результате снижения убытков от курсовых разниц вследствие обесценения рубля по отношению к доллару США в течение 2009 года более низкими темпами, чем в 2008 году.

В течение года наши расходы в виде процентов выросли на 597 млн рублей (или 268,9%) главным образом за счет увеличения суммы наших заимствований и более высоких процентных ставок. В 2009 году доходы в виде процентов увеличились на 120 млн рублей (или 29,5%) в основном за счет процентов по займам, выданным нами третьим сторонам.

Кроме того, мы отразили чистый убыток от курсовых разниц в сумме 539 млн рублей по сравнению с 3'569 млн рублей в 2008 году в результате укрепления американской валюты к российскому рублю на 2,9% и 19,7% в 2009 и 2008 гг. соответственно и его эффектом на наши полученные займы, деноминированные в долларах США.

Доля в прибыли (убытке) зависимых обществ

В 2009 году доля Группы в убытках зависимых обществ составила 202 млн рублей по сравнению с убытком 147 млн рублей в 2008 году. Убытки, возникшие в зависимых обществах в обоих отчетных периодах, были вызваны списанием на расходы понесенных затрат на геологоразведку в соответствии с методом продуктивных (успешных) 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 20,7% и 19,7% в 2009 и 2008 годах соответственно. Наша эффективная ставка налога на прибыль, исключая эффект иностранных дочерних компаний, составила 21,3% в 2009 году. Наша эффективная ставка налога на прибыль, исключая эффект от снижения в 2008 году ставки налога на прибыль, установленной законом, и эффект иностранных дочерних компаний, составила 24,5% в 2008 году. В 2009 году установленная законом ставка налога на прибыль составляла 20% по сравнению с 24% в 2008 году. 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, в 2009 году прибыль выросла на 2'795 млн рублей (или 12,2%) до 25'722 млн рублей с 22'927 млн рублей в 2008 году. Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», увеличилась на 3'144 млн рублей (или 13,7%) до 26'043 млн рублей в 2009 году по сравнению с 22'899 млн рублей в 2008 году.

Средневзвешенная базовая и разводненная прибыль на одну акцию, рассчитанная от прибыли, относящейся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», увеличилась на 1,05 рублей (или 13,9%) до 8,59 рублей на акцию в 2009 году с 7,54 рублей на акцию в 2008 году.

ЛИКВИДНОСТЬ И КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ

В приведенной ниже таблице представлено движение денежных средств по нашей операционной, инвестиционной и финансовой деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг.:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2009	2008	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	36'454	31'514	15,7%
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(36'025)	(31'886)	13,0%
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности	(1'006)	8'143	н/п

Показатели ликвидности	На 31 декабря 2009 г.	На 31 декабря 2008 г.	Изменение %
Коэффициент текущей ликвидности	1,14	1,79	(36,3%)
Отношение общего долга к капиталу	0,33	0,27	22,2%
Отношение долгосрочного долга к долгосрочному долгу и капиталу	0,173	0,172	0,6%
Отношение чистого долга к общей капитализации ⁽¹⁾	0,17	0,12	41,7%

⁽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 4'940 млн рублей (или 15,7%) до 36'454 млн рублей в 2009 году по сравнению с 31'514 млн рублей в 2008 году. Увеличение главным образом произошло за счет уменьшения уплаченного налога на прибыль, что было частично компенсировано уменьшением притока денежных средств от изменения оборотного капитала.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

Объем чистых денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, увеличился на 4'139 млн рублей (или 13,0%) до 36'025 млн рублей в 2009 году по сравнению с 31'886 млн рублей в 2008 году. В 2009 году мы направили 17'096 млн рублей денежными средствами на погашение задолженности за приобретенную 51%-ную долю участия в ОАО «Ямал СПГ» и 12'569 млн рублей на дальнейшее обустройство Юрхаровского месторождения и Пуровский ЗПК. В 2008 году мы использовали приблизительно 22'433 млн рублей на обустройство Юрхаровского месторождения (первый пусковой комплекс второй очереди) и Пуровский ЗПК (вторая очередь).

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

В 2009 году суммы, направленные на погашение наших займов в течение года, а также выплату дивидендов, превысили полученные денежные средства от привлеченных долгосрочных и краткосрочных займов. В 2008 году большая часть денежных средств, полученных от финансовой деятельности, относилась к привлечению долгосрочных займов, что было частично компенсировано погашением краткосрочных займов и выплатой дивидендов. Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности будут варьироваться от периода к периоду в зависимости от величины полученных займов или размера погашения краткосрочных и/или долгосрочных займов.

Оборотный капитал

Показатель чистого оборотного капитала (превышение текущих активов над текущими обязательствами) уменьшился с 11'259 млн рублей на 31 декабря 2008 г. до 3'274 млн рублей на 31 декабря 2009 г. Изменение нашей позиции по чистому оборотному капиталу стало следствием увеличения наших краткосрочных займов (главным образом текущей части долгосрочных займов) и кредиторской задолженности и начисленных обязательств вместе с уменьшением предоплат и прочих текущих активов и предоплат по текущему налогу на прибыль, что было частично компенсировано увеличением торговой и прочей дебиторской задолженности.

В связи с высокими затратами на привлечение заемных средств в первом полугодии 2009 года Группа предпочла не прибегать к существенным заимствованиям в этом периоде и, напротив, максимально использовала имеющиеся на балансе денежные средства для финансирования операционной деятельности и приобретения доли участия в ОАО «Ямал СПГ», несмотря на то, что банковское финансирование было нам доступно. По мнению руководства, Группа имеет возможности и способна привлечь финансирование на рынках капитала как путем выпуска долговых ценных бумаг, так и путем дополнительного кредитования у финансовых институтов. Ситуация на рынке заимствований во втором полугодии 2009 года продемонстрировала продолжающиеся признаки улучшения, вследствие чего Группа сумела привлечь у различных зарубежных и российских банков долгосрочные займы в сумме 16'926 млн рублей.

Капитальные затраты

Общая величина капитальных затрат за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг., составила:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2009	2008	
Разведка, добыча и маркетинг	17'823	30'145	(40,9%)
Производство и реализация полимерной продукции	49	1'665	(97,1%)
Итого	17'872	31'810	(43,8%)

Капитальные затраты на разведку, добычу и маркетинг 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 и Пуровского ЗПК. В 2009 году мы произвели затраты в сумме 432 млн, 2'024 млн и 11'401 млн рублей на дальнейшую разработку Ханчейского, Восточно-Таркосалинского и Юрхаровского месторождений соответственно и 1'168 млн рублей на дальнейшее строительство Пуровского ЗПК. Мы смогли уменьшить сумму общих капитальных затрат в 2009 году в результате проведения успешных переговоров по снижению стоимости оборудования и оказанных услуг по сравнению с произведенными работами в 2008 году.

Заемные средства

По состоянию на 31 декабря 2009 г. сумма неиспользованных краткосрочных кредитных линий в виде банковских овердрафтов, предоставленных Группе, составила 6'048 млн рублей (200 млн долл. США) с фиксированной либо переменной процентной ставкой, зависящей от конкретных условий финансирования.

Кроме того, Группа располагает доступными средствами на сумму до 3'024 млн рублей (100 млн долл. США) и 6'048 млн рублей (200 млн долл. США) по двум кредитным линиям от «ЮниКредит Банка» сроком до февраля 2010 года и октября 2012 года соответственно. Однако, максимальная сумма кредита по данным кредитным линиям не может превышать 250 млн долл. США. Процентные ставки подлежат обсуждению на каждую дату получения денежных средств. В ноябре 2009 года в рамках данных соглашений Группа получила 200 млн долл. США в виде долгосрочного займа.

Группа также располагает доступными кредитными средствами по соглашению с Коммерческим и Инвестиционным Банком «КАЛИОН РУСБАНК» на сумму 100 млн долл. США сроком до июля 2010 года, с банком ЗАО «БНП Париба» в сумме 100 млн долл. США сроком до декабря 2010 года со ставками, подлежащими обсуждению на каждую дату получения денежных средств, и кредитными

средствами по соглашению с Газпромбанком в сумме 3'894 млн рублей сроком до марта 2012 года с годовой процентной ставкой 13%.

Руководство уверено в том, что Группа способна генерировать достаточные денежные потоки и имеет доступ к внешним источникам заимствований (краткосрочные и долгосрочные) для финансирования программы капитального строительства, обслуживания полученных займов, а также для удовлетворения текущих обязательств по мере их возникновения.

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 2009 г. 12'846 млн рублей (или 34,1%) наших долгосрочных займов были деноминированы в долларах США (от общей суммы займов 37'703 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, ослабляется тем фактом, что примерно 32,5% нашей выручки в 2009 году было деноминировано в долларах США. По состоянию на 31 декабря 2009 г. рубль обесценился по отношению к доллару США по сравнению с 1 января 2009 г. примерно на 2,9%.

Предположительное и мгновенное укрепление российского рубля по отношению к доллару США на 10% на 31 декабря 2009 г. привело бы к возникновению оценочной прибыли в виде курсовых разниц на сумму около 2'667 млн рублей по полученным займам в иностранной валюте, не выплаченным по состоянию на эту дату.

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 операционные прибыли (убытки)», если не квалифицируются как хеджирование.

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ
ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ,
подготовленная в соответствии
с МСФО, и отчет независимого
аудитора за годы,
закончившиеся 31 декабря
2009 и 2008 гг.**

СОДЕРЖАНИЕ	стр.
Отчет независимого аудитора	3
Консолидированный отчет о финансовом положении	4
Консолидированный отчет о прибылях и убытках	5
Консолидированный отчет о движении денежных средств	6
Консолидированный отчет о совокупном доходе	7
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	8-9
Примечания к консолидированной финансовой отчетности	10-72
Дополнительная информация о запасах нефти и газа (неаудированная)	73-77
Контактная информация	78

ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Акционерам и Совету директоров ОАО «НОВАТЭК»

- 1 Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности ОАО «НОВАТЭК» и его дочерних обществ (далее – «Группы»), представленной на страницах 4-72, которая включает консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2009 г., консолидированный отчет о прибылях и убытках, консолидированный отчет о движении денежных средств, консолидированный отчет о совокупном доходе 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 2009 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
11 марта 2010 года

ОАО «НОВАТЭК»
Консолидированный отчет о финансовом положении
(в миллионах рублей)

	Прим.	На 31 декабря:	
		2009	2008
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	7	161'448	108'714
Вложения в зависимые общества		1'214	1'416
Долгосрочные займы выданные и дебиторская задолженность		933	736
Прочие долгосрочные активы		2'669	2'712
Итого долгосрочные активы		166'264	113'578
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	8	1'790	2'156
Предоплата по текущему налогу на прибыль		241	1'765
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9	8'504	2'485
Предоплаты и прочие текущие активы	10	5'800	8'030
Денежные средства и их эквиваленты	11	10'532	10'992
Итого текущие активы		26'867	25'428
Активы, удерживаемые для продажи	6	508	901
Итого активы		193'639	139'907
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ			
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные заемные средства	12	23'876	19'935
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	22	7'460	6'720
Прочие долгосрочные обязательства		3'034	593
Обязательства по ликвидации активов		2'232	1'515
Итого долгосрочные обязательства		36'602	28'763
Текущие обязательства			
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	14	13'827	6'342
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	15	7'335	6'223
Задолженность по текущему налогу на прибыль		386	231
Задолженность по налогам, кроме налога на прибыль		2'045	1'373
Итого текущие обязательства		23'593	14'169
Обязательства, относящиеся к активам, удерживаемым для продажи	6	4	335
Итого обязательства		60'199	43'267
Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»			
Обыкновенные акции		393	393
Выкупленные собственные акции		(599)	(599)
Добавочный капитал		30'609	30'433
Курсовые разницы		(112)	(91)
Доход от переоценки активов в результате приобретений		5'617	5'617
Нераспределенная прибыль		78'393	60'316
Итого капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	16	114'301	96'069
Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ		19'139	571
Итого капитал		133'440	96'640
Итого обязательства и капитал		193'639	139'907

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Утверждено и подписано от имени Совета директоров 11 марта 2010 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:	
		2009	2008
Выручка от реализации			
Выручка от реализации нефти и газа	17	86'903	76'076
Выручка от реализации полимерной продукции		1'873	2'098
Прочая выручка		1'178	1'098
Итого выручка		89'954	79'272
Операционные расходы			
Транспортные расходы	18	(29'026)	(18'153)
Налоги, кроме налога на прибыль	19	(8'042)	(7'186)
Материалы, услуги и прочие расходы	20	(6'259)	(6'332)
Износ, истощение и амортизация	7	(5'588)	(4'478)
Общехозяйственные и управленческие расходы	21	(5'126)	(5'064)
Покупка нефти, газового конденсата и природного газа		(1'143)	(4'665)
Расходы на геологоразведку		(566)	(1'117)
Прибыли (убытки) от обесценения активов, нетто		(125)	(105)
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов, полимерной продукции и незавершенного производства		(255)	184
Итого операционные расходы		(56'130)	(46'916)
Прибыль (убыток) от выбытия долей участия в дочерних обществах, нетто		52	8
Прочие прибыли (убытки)		(343)	(244)
Прибыль от операционной деятельности		33'533	32'120
Доходы (расходы) от финансовой деятельности			
Расходы в виде процентов		(819)	(222)
Доходы в виде процентов		527	407
Положительные (отрицательные) курсовые разницы		(539)	(3'569)
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности		(831)	(3'384)
Доля в прибыли (убытках) зависимых обществ, за вычетом налога на прибыль		(202)	(147)
Прибыль до налога на прибыль		32'500	28'589
Расходы по налогу на прибыль			
Расходы по текущему налогу на прибыль		(5'896)	(6'892)
Льготы (расходы) по отложенному налогу на прибыль, нетто		(882)	1'230
Итого расходы по налогу на прибыль	22	(6'778)	(5'662)
Прибыль отчетного года		25'722	22'927
Прибыль (убыток), относящиеся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(321)	28
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»		26'043	22'899
Прибыль на акцию базовая и разводненная (в рублях)		8,59	7,54
<i>Средневзвешенное количество акций в обращении (тысяч шт.)</i>		<i>3'032'114</i>	<i>3'035'279</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:	
		2009	2008
Прибыль до налога на прибыль		32'500	28'589
Корректировки к прибыли до налога на прибыль:			
Износ, истощение и амортизация		5'738	4'581
Расходы по обесценению активов, нетто		125	105
Отрицательные (положительные) курсовые разницы, нетто		539	3'569
Убыток (прибыль) от выбытия активов, нетто		233	315
Вознаграждения с использованием акций	26	176	176
Расходы в виде процентов		819	222
Доходы в виде процентов		(527)	(407)
Доля в убытках (прибыли) зависимых обществ, за вычетом налога на прибыль		202	147
Изменения прочих долгосрочных активов, нетто		223	467
Прочие корректировки		(62)	26
Изменения оборотного капитала			
Уменьшение (увеличение) торговой и прочей дебиторской задолженности, предоплат и прочих текущих активов		(1'298)	430
Уменьшение (увеличение) остатков товарно-материальных запасов		334	(421)
Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств без учета задолженности по выплате процентов и дивидендов		992	2'406
Увеличение (уменьшение) задолженности по налогам, кроме налога на прибыль		724	100
Итого изменения оборотного капитала		752	2'515
Налог на прибыль уплаченный		(4'264)	(8'791)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		36'454	31'514
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(16'218)	(30'455)
Приобретение материалов для строительства		(20)	(1'141)
Дополнительный вклад в уставный капитал, приобретение дочерних, зависимых обществ и долей неконтролирующих акционеров дочерних обществ за вычетом приобретенных денежных средств		(18'874)	(457)
Поступления от выбытия активов дочерних, зависимых обществ и долей неконтролирующих акционеров дочерних обществ за вычетом выбывших денежных средств		419	264
Проценты уплаченные и капитализированные		(1'280)	(474)
Предоставление займов		(427)	(445)
Погашение займов выданных		80	442
Проценты полученные		295	380
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от инвестиционной деятельности		(36'025)	(31'886)
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Получение долгосрочных займов		16'926	19'308
Получение краткосрочных займов		5'385	6'618
Погашение долгосрочных займов		(6'758)	(279)
Погашение краткосрочных займов		(8'348)	(9'134)
Проценты уплаченные		(584)	(119)
Приобретение собственных акций	16	-	(599)
Дивиденды выплаченные	16	(7'627)	(7'652)
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности		(1'006)	8'143
Чистое влияние изменений курсов валют на денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты		141	635
Увеличение (уменьшение) денежных средств, их эквивалентов и банковских овердрафтов, нетто		(436)	8'406
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного года		10'991	2'614
Денежные средства и их эквиваленты реклассифицированные в активы, удерживаемые для продажи		(52)	(29)
Чистое уменьшение (увеличение) денежных средств и их эквивалентов реклассифицированных в активы, удерживаемые для продажи		(23)	(29)
Денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты на конец отчетного года		10'532	10'991

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «НОВАТЭК»
Консолидированный отчет о совокупном доходе
(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря:	
		2009	2008
Прочий совокупный доход (расход) после налога на прибыль:			
Курсовые разницы		(21)	(91)
Прочий совокупный доход (расход)		(21)	(91)
Прибыль отчетного года		25'722	22'927
Итого совокупный доход		25'701	22'836
Итого совокупный доход (расход), относящийся к:			
Неконтролирующим акционерам дочерних обществ		(321)	28
Акционерам ОАО «НОВАТЭК»		26'022	22'808

Прилагаемые примечания составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности.

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

	<i>Количество обыкновенных акций (тысяч шт.)</i>	Уставный капитал обыкновен- ные акции	Выкуп- ленные собствен- ные акции	Добавочный капитал	Доход от переоценки активов в результате приоб- ретений	Накоплен- ные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	Нераспре- деленная прибыль	Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	Доля неконтро- лирующих акционеров дочерних обществ	Итого капитал
Сальдо на 31 декабря 2007 г.	3'036'306	393	-	30'257	5'617	-	45'068	81'335	477	81'812
Курсовые разницы	-	-	-	-	-	(91)	-	(91)	-	(91)
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	22'899	22'899	28	22'927
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	-	(91)	22'899	22'808	28	22'836
Дивиденды (см. Примечание 16)							(7'651)	(7'651)	-	(7'651)
Выкуп собственных акций (см. Примечание 16)	(4'192)	-	(599)	-	-	-	-	(599)	-	(599)
Влияние дополнительной эмиссии акций (капитала) дочерних обществ на долю неконтролирующих акционеров дочерних обществ	-	-	-	-	-	-	-	-	108	108
Продажа дочерних обществ	-	-	-	-	-	-	-	-	(42)	(42)
Вознаграждения с использованием собственных акций	-	-	-	176	-	-	-	176	-	176
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.

ОАО «НОВАТЭК»

Консолидированный отчет об изменениях в капитале
(в миллионах рублей, кроме количества акций)

	<i>Количество обыкновенных акций (тысяч шт.)</i>	Уставный капитал обыкновенные акции	Выкупленные собственные акции	Добавочный капитал	Доход от переоценки активов в результате операций	Накопленные разницы от пересчета валют зарубежных дочерних обществ	Нераспределенная прибыль	Капитал, относящийся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ	Итого капитал
Сальдо на 31 декабря 2008 г.	3'032'114	393	(599)	30'433	5'617	(91)	60'316	96'069	571	96'640
Курсовые разницы	-	-	-	-	-	(21)	-	(21)	-	(21)
Прибыль (убыток)	-	-	-	-	-	-	26'043	26'043	(321)	25'722
Итого совокупный доход (расход)	-	-	-	-	-	(21)	26'043	26'022	(321)	25'701
Дивиденды (см. Примечание 16)	-	-	-	-	-	-	(7'641)	(7'641)	-	(7'641)
Влияние дополнительной эмиссии акций (капитала) дочерних обществ на долю неконтролирующих акционеров дочерних обществ	-	-	-	-	-	-	-	-	160	160
Приобретение дочерних обществ (см. Примечание 5)	-	-	-	-	-	-	-	-	18'729	18'729
Стоимость опциона на покупку долевых ценных бумаг (см. Примечание 5)	-	-	-	-	-	-	(325)	(325)	-	(325)
Вознаграждения с использованием акций	-	-	-	176	-	-	-	176	-	176
Сальдо на 31 декабря 2009 г.	3'032'114	393	(599)	30'609	5'617	(112)	78'393	114'301	19'139	133'440

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. Перечень крупнейших дочерних и зависимых обществ Группы приведен в Примечании 25.

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.

В ноябре 2009 года Группа образовала 100%-ое дочернее общество Novatek Polska (зарегистрировано в Польше), целью которого является управление и продвижение продаж сжиженного углеводородного газа на европейских рынках. С января 2010 года Группа начала осуществлять экспортные продажи через это дочернее общество.

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Настоящая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО) исходя из принципов учета по первоначальной стоимости. 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.

2 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Функциональная валюта и валюта представления отчетности. Консолидированная финансовая отчетность представлена в российских рублях, являющихся валютой отчетности (представления) и функциональной валютой большинства дочерних обществ Группы. Активы и обязательства (как денежные, так и неденежные) дочерних обществ Группы, функциональной валютой которых не является российский рубль, переводятся в российские рубли по обменному курсу на каждую отчетную дату. Статьи, включенные в акционерный капитал, за исключением прибылей (убытков), пересчитываются по историческому курсу. Результаты деятельности этих обществ переводятся в российские рубли по среднему обменному курсу для каждого отчетного периода. Курсовые разницы, относящиеся к чистым активам на начало отчетного периода и прибыли за отчетный период, отражаются в виде отдельной составляющей капитала до момента выбытия иностранного общества как курсовые разницы в консолидированном отчете об изменениях в капитале и в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Ниже представлены обменные курсы, используемые при подготовке данной консолидированной финансовой отчетности для дочерних обществ, функциональной валютой которых не является российский рубль:

Рублей за одну единицу валюты	На 31 декабря:		Средний курс за год	
	2009	2008	2009	2008
Доллар США	30,24	29,38	31,72	24,85
Польский злотый	10,32	-	10,64	-

Обменный курс, ограничения и контроль. Официальный обменный курс российского рубля к доллару США на 31 декабря 2009 и 2008 гг. составил 30,24 рублей и 29,38 рублей за 1 доллар США соответственно. Официальный обменный курс российского рубля к Евро на 31 декабря 2009 и 2008 гг. составил 43,39 рублей и 41,44 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 1 января 2009 г. «прибыль (убыток) от выбытия долей участия в дочерних обществах, нетто» и «прочие прибыли (убытки)» показываются в составе прочих операционных прибылей (убытков) после статьи «операционные расходы» в консолидированном отчете о прибылях и убытках, поскольку такое представление более точно отражает природу этих статей. Соответственно 8 млн и 244 млн рублей по статьям «прибыль (убыток) от выбытия долей участия в дочерних обществах, нетто» и «прочие прибыли (убытки)», были переклассифицированы из статьи «выручка от реализации и прочие доходы» в статью «прочие операционные прибыли (убытки)» за год закончившийся 31 декабря 2008 г.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Применение стандарта МСФО (IAS) 1. Начиная с 1 января 2009 г., Группа применила МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» (пересмотренный в сентябре 2007 года). В связи с применением стандарта Группа представила отчет о финансовом положении вместо баланса и заменила отчет о прибылях и убытках двумя отчетами: отдельным отчетом о прибылях и убытках и отчетом о совокупном доходе. Кроме того, доля неконтролирующих акционеров в чистых активах дочерних обществ Группы и их финансовых результатах представлена как «доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ» (ранее «доля меньшинства»). Принятие МСФО (IAS) 1 оказало влияние на официальное представление финансовой отчетности Группы, но не повлияло на признание оценки конкретных транзакций и сальдо.

Применение стандарта МСФО (IFRS) 8. Начиная с 1 января 2009 г., Группа применила МСФО (IFRS) 8 «Операционные сегменты деятельности», который заменяет собой МСФО (IAS) 14 «Сегментная отчетность». МСФО (IFRS) 8 ввел новые требования, касающиеся раскрытия информации об операционных сегментах. Для отчетных периодов до 1 января 2009 г. требовалось осуществлять оценку и раскрытие совокупных активов сегмента для всех сегментов независимо от предоставления этой информации ответственному лицу, принимающему операционные решения. В декабре 2007 года Комитет по международным стандартам финансовой отчетности (IASB) (далее – КМСФО) принял решение, что в МСФО (IFRS) 8 необходимо внести изменения, устанавливающие требование, что раскрытие активов сегмента должно осуществляться только, если такая информация предоставляется ответственному лицу, принимающему операционные решения. Это изменение было включено в состав годового проекта улучшения стандартов МСФО 2009, выпущенного КМСФО в апреле 2009 года и было применено Группой с 1 января 2009 г.

Операционные сегменты определяются как компоненты Группы, в отношении которых имеется отдельная финансовая информация, которая предоставляется ответственному лицу, принимающему операционные решения (далее именуемое как «ответственное лицо», представленное Правлением ОАО «НОВАТЭК»), которое решает, как распределить ресурсы и оценить операционную и финансовую деятельность на основании представляемой информации.

Группа осуществляет свою деятельность через свой основной сегмент «разведка, добыча и маркетинг», так как по существу вся деятельность Группы связана с разведкой, добычей и маркетингом природного газа и газового конденсата, включая расходы головного офиса. В значительно меньшей степени Группа занимается производством и реализацией полимерной продукции, которая рассматривается как отдельный операционный сегмент.

Ответственное лицо оценивает эффективность отчетных сегментов, основываясь на прибыли до налога на прибыль, поскольку налог на прибыль по сегментам не распределяется. Данные об активах и обязательствах в разрезе сегментов ответственному лицу не предоставляются (за исключением капитальных расходов за период).

Предыдущие сравнительные периоды были пересчитаны в соответствии с представлением текущего периода.

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, в этом случае консолидация осуществляется с начала первого отчетного периода. 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Когда доля участия в обществах, в которых ранее Группе не принадлежал контрольный пакет акций, достигает размера контрольного пакета, идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства приобретенного общества 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 унификации политики, 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 обществами Группы с убытком, это событие рассматривается руководством как признак обесценения актива.

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ представляет собой чистые результаты деятельности и чистые активы дочернего общества (включая поправки, приводящие стоимость активов к справедливой стоимости), приходящуюся на долю, которой напрямую или косвенно не владеет «НОВАТЭК». Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ образует отдельный компонент капитала Группы.

Приобретение долей неконтролирующих акционеров дочерних обществ. При учете приобретения долей неконтролирующих акционеров дочерних обществ разница между ценой покупки и учетной стоимостью приобретенной доли неконтролирующих акционеров дочерних обществ отражается в составе капитала.

Финансовые вложения в зависимые общества. Зависимые общества являются обществами, 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. Разница стоимости приобретения и доли в справедливой стоимости чистых активов зависимого общества представляет собой деловую репутацию при приобретении зависимого общества. 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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. Руководство должно 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.

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 такого 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. Все составные части, которые были заменены, подлежат списанию.

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 активов, задействованных в добыче нефти и газа и оборудования (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 полагает, что действующее законодательство и предыдущие результаты (опыт) позволяют по инициативе Группы продлить сроки действия лицензий и намереваются воспользоваться этим правом в отношении активов, по которым ожидается добыча и после истечения срока действия имеющихся лицензий.

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

Предполагаемые сроки полезного использования основных средств Группы, кроме активов, задействованных в добыче нефти и газа и оборудования, 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 финансового инструмента и в дальнейшем переоцениваются по справедливой стоимости. Порядок признания полученных в результате прибылей или убытков зависит от того, определен ли производный финансовый инструмент в качестве инструмента хеджирования, и если да, то от характера хеджируемой статьи. Группа определяет некоторые производные финансовые инструменты как:

- (i) хеджирование справедливой стоимости признанных активов, обязательств или безусловного обязательства (хеджирование справедливой стоимости); или
- (ii) 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 операций хеджирования. Группа также документирует свои оценки эффективности, используемые в операциях хеджирования производных инструментов, в компенсации изменений в справедливой стоимости хеджируемых статей или в связанных с ними денежных потоков, которые проводятся на дату возникновения инструмента и в последующие периоды.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

В течение года, закончившегося 31 декабря 2009 г., Группа заключила своп-контракты на контрактные объемы 3 млн баррелей стабильного газового конденсата. Физический обмен предусмотренными в контрактах объемами не осуществлялся, расчеты по ним производились денежными средствами на нетто-основе. Ни один из контрактов не был квалифицирован как хеджирование в соответствии с МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: Признание и оценка». Группа полностью исполнила обязательства по контрактам, признав совокупный чистый убыток в сумме 190 млн рублей. Общий результат по своп-контрактам был отражен по статье прочие операционные прибыли (убытки) консолидированного отчета о прибылях и убытках.

(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 операционных 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 2009 и 2008 гг. и в течение 2008 и 2009 годов хеджирование справедливой стоимости не осуществлялось.

(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 операционных прибылей (убытков).

Суммы, отраженные в составе собственного капитала, перераспределяются в отчете о прибылях и убытках в периоды, когда хеджируемая статья оказывает влияние на прибыль или убыток (к примеру, при осуществлении хеджируемой прогнозируемой продажи). 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 операционных 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 2009 и 2008 гг. и в течение 2009 и 2008 годов хеджирование денежных потоков не осуществлялось.

(с) 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 операционных прибылей (убытков). По состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. и в течение 2009 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.

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

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

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

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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, деноминированных в иностранной валюте и классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, распределяются между курсовыми разницеми, связанными с изменением амортизируемой стоимости ценной бумаги и прочими изменениями ее учетной стоимости. Курсовые разницы по монетарным ценным бумагам отражаются в составе консолидированного отчета о прибылях и убытках; курсовые разницы по неденежным ценным бумагам, отражаются в составе консолидированного отчета об изменениях в капитале. 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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, имеющих 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, имеющих 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. По состоянию на отчетные даты у Группы не было финансовых обязательств, классифицируемых как финансовые инструменты для хеджирования. 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 отчете о финансовом положении 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.

(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 в консолидированной отчете о финансовом положении.

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 отчете о финансовом положении.

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 консолидированной 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) отгрузке 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 отдельно, 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.

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

Проценты по кредитам и займам, полученным для финансирования строительства основных средств, капитализируются в составе стоимости 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 в виде процентов. 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. Обязательства по ликвидации активов признаются, когда у Группы есть правовое или иное обязательство, возникающее из сложившейся деловой практики по демонтажу объектов основных средств. Обязательства представляют 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 обязательств с течением времени признается в консолидированном отчете о прибылях и убытках по статье расходы в виде процентов. Изменение суммы обязательств, которые переоцениваются на каждую отчетную дату в связи с изменением предполагаемых способов исполнения обязательств, предполагаемой суммы обязательств или ставок дисконтирования, трактуется как изменение бухгалтерской оценки в текущем отчетном периоде. Такие изменения отражаются как корректировки учетной стоимости основных средств и соответствующих обязательств.

Деятельность Группы по геологоразведке, разработке и добыче нефти и газа связана с использованием таких активов как: скважины, оборудование и прилегающие площади, установки по сбору и первичной переработке нефти и трубопроводы на месторождениях. Как правило, лицензии и прочие регулирующие документы устанавливают требования по ликвидации данных активов после окончания добычи, т.е. Группа обязана произвести ликвидацию скважин, демонтаж оборудования, рекультивацию земель и прочие сопутствующие действия. Оценка Группой данных обязательств основывается на действующем законодательстве или лицензионных требованиях, а также фактических расходах по ликвидации данных активов и других необходимых действий.

Руководство Группы полагает, что принимая во внимание ограниченность истории использования объектов по переработке газового конденсата и производству полимерной продукции, срок полезного использования данных объектов в целом определить невозможно (несмотря на то, что некоторые компоненты таких комплексов и оборудование имеют определенные сроки полезного использования). По этим причинам, а также ввиду отсутствия четких законодательных требований к признанию обязательств, справедливая стоимость обязательств по ликвидации данных производственных комплексов не может быть точно оценена и, как следствие, законодательные и договорные обязательства по ликвидации этих активов нами не были признаны.

В связи с постоянными изменениями законодательства Российской Федерации в будущем возможны изменения требований и потенциальных обязательств, связанных с ликвидацией долгосрочных активов.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Операции в иностранной валюте. Операции в иностранной валюте переводятся в функциональную валюту каждого общества Группы по курсу обмена, действующему на дату совершения операции. Отрицательные и положительные курсовые разницы, связанные с пересчетом иностранной валюты в функциональные валюты, включаются в состав прибыли (убытков) отчетного периода.

Денежные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, переводятся в функциональную валюту каждого общества 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 каждого общества 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, при этом цена должна быть зафиксирована или определяема, и право собственности должно быть передано. 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.

3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

Обязательства по пенсионной программе. Группа реализует программу, не предусматривающую предварительных взносов, с установленными выплатами работникам после выхода на пенсию, сумма которых зависит от стажа работы и средней заработной платы работников (см. Примечание 13).

Задолженность, отраженная в консолидированном отчете о финансовом положении 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.

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.

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.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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.

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.

4 НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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.

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 ОБЪЕДИНЕНИЯ, ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ

В декабре 2008 года Группа продала непрофильное дочернее общество ООО «Пуровский Терминал» третьим сторонам за 235 млн рублей, из которых 186 млн рублей были отражены в составе дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2009 г., 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 «разведка, добыча и маркетинг».

В апреле 2009 года Группа продала 100%-ное дочернее общество ООО «Пурнефть» третьим сторонам за 425 млн рублей, выплаченных полностью в 2009 году, отразив прибыль в сумме 42 млн рублей за вычетом налога на прибыль в сумме 10 млн рублей. До выбытия Группа включала сальдо расчетов и результаты деятельности выбывшего дочернего общества в состав сегмента «разведка, добыча и маркетинг».

В июне 2009 года Группа осуществила присоединение 100%-ого дочернего общества ООО «ПурНоваГаз», владеющего лицензией на геологическое изучение и добычу углеводородного сырья в пределах Олимпийского участка недр, к своему 100%-ому дочернему обществу ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз».

В сентябре 2009 года Группа осуществила присоединение 100%-ого дочернего общества ООО «НОВАСИБ», владеющего лицензией на геологическое изучение и добычу углеводородного сырья в пределах Радужного участка недр, к своему 100%-ому дочернему обществу ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз».

Оба вышеупомянутых присоединения не оказали влияния на консолидированные финансовые и операционные результаты деятельности Группы.

Приобретение ОАО «Ямал СПГ»

26 мая 2009 г. Группа заключила договор на приобретение 51%-ой доли участия в компании ОАО «Ямал СПГ», находящейся на стадии разведки нефтегазовых ресурсов, расположенных в северо-восточной части полуострова Ямал, ЯНАО. Компания владеет лицензией на разведку и разработку Южно-Гамбейского месторождения (изначально лицензия была действительна до 2020 года, но в декабре 2009 года была продлена до 2045 года) с запасами природного газа и газового конденсата в соответствии с российской классификацией резервов (категории C1 + C2) в размере 1,26 трлн куб. метров и 51,6 млн тонн соответственно. Приобретение Южно-Гамбейского месторождения значительно увеличивает ресурсную базу Группы и позволит прирастить добычу природного газа и газового конденсата в будущем.

Поскольку ОАО «Ямал СПГ» не имело существенной операционной деятельности до и по состоянию на дату покупки и находится на начальной стадии разработки месторождения, данное приобретение не удовлетворяет определению «бизнеса» в соответствии с МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса».

Стоимость приобретения была распределена на основании справедливой стоимости активов (главным образом лицензии на месторождение) и обязательств приобретенной компании.

Ниже в таблице представлена общая стоимость покупки ОАО «Ямал СПГ»:

	млн долл. США	Обменный курс	млн рублей
Денежные средства	250	30,51	7'628
Векселя ОАО «НОВАТЭК»	300	30,73	9'219
Отложенный денежный платеж	100	30,51	2'546 ^(*)
Общая стоимость покупки	650		19'393

(*) – продисконтировано по ставке 7,5% годовых.

5 ОБЪЕДИНЕНИЯ, ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В соответствии с условиями договора приобретения Группа выплатила продавцам 200 млн долл. США денежными средствами в июне 2009 года, дополнительная сумма в размере 50 млн долл. США была выплачена в октябре 2009 года.

4 июня 2009 г. НОВАТЭК выпустил рублевые векселя на сумму 9'219 млн рублей (эквивалентную 300 млн долл. США по согласованному обменному курсу 30,73 рублей за 1 долл. США) с процентной ставкой 14,0% годовых и сроком предъявления к погашению по требованию, но не ранее 1 февраля 2010 г. 8 июня 2009 г. Группа досрочно погасила 320 млн рублей и перевыпустила векселя на непогашенную сумму в размере 8'899 млн рублей по ставке 13,9% годовых с тем же сроком погашения. В сентябре 2009 года векселя были полностью погашены досрочно по взаимной договоренности с векселедержателем.

Обусловленная компенсация (отложенный денежный платеж) обязывает Группу выплатить бывшим владельцам ОАО «Ямал СПГ» 100 млн долл. США (не дисконтированных) по факту заключения соглашения между ОАО «Ямал СПГ» и ОАО «Газпром», определяющего основные параметры продажи сжиженного природного газа, произведенного в рамках освоения Южно-Тамбейского месторождения. Данное соглашение должно быть заключено не позднее 30 декабря 2011 г., в противном случае сумма не будет выплачена.

Расходы, связанные с приобретением (юридические услуги и услуги по оценке), в размере 100 млн рублей были включены в первоначальную стоимость актива.

Учетная стоимость идентифицируемых активов и предполагаемых обязательств представлена ниже:

<i>ОАО «Ямал СПГ»</i>	млн рублей
Финансовые активы	886
Основные средства	818
Прочие нефинансовые активы	807
Долгосрочные заемные средства	(2'833)
Прочие финансовые обязательства	(271)
Обязательства по ликвидации активов	(587)
Прочие нефинансовые обязательства	(150)
Итого идентифицируемые чистые обязательства	(1'330)

В ноябре 2009 года, Группа досрочно полностью выплатила сумму долгосрочных заемных средств, имевшихся у ОАО «Ямал СПГ» на момент приобретения.

Ниже в таблице представлена полная учетная стоимость приобретенного актива:

	млн рублей
Стоимость покупки	19'393
Увеличение стоимости до 100% отражения	18'704
Юридические услуги и услуги по оценке	100
Плюс: идентифицируемые чистые обязательства	1'330
Стоимость актива	39'527

В мае 2009 года Группа подписала с одним из продавцов контракт на опцион, который предоставляет Группе возможность приобрести дополнительно 23,9% ОАО «Ямал СПГ» за 450 млн долл. США в течение трех лет после приобретения контроля. В июле 2009 года для вступления контракта в силу Группа выплатила 326 млн рублей (10 млн долл. США), которые были отражены как уменьшение нераспределенной прибыли в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

5 ОБЪЕДИНЕНИЯ, ПРИОБРЕТЕНИЯ И ВЫБЫТИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В соответствии с российским законодательством, в ноябре 2009 года Группа выпустила банковскую гарантию (через АКБ «Банк Москвы») на сумму 19,4 млрд рублей в пользу миноритарных владельцев обыкновенных акций ОАО «Ямал СПГ». Гарантия была предоставлена в качестве финансового обеспечения права этих миноритарных акционеров продать свои акции Группе по фиксированной цене, и действует до августа 2010 года. Руководство полагает, что никто из держателей миноритарного пакета акций не заявит о желании реализовать свои акции в ответ на указанное предложение; в связи с этим никаких обязательств на балансе Группы по состоянию на 31 декабря 2009 г. признано не было.

Финансовая и операционная деятельность ОАО «Ямал СПГ» была незначительной по отношению к выручке и результатам деятельности Группы по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2009 г.

Приобретение ООО «ЭкропромСтрой»

19 июня 2009 г. Группа приобрела 100%-ую долю участия в ООО «ЭкропромСтрой» у нескольких членов ключевого руководящего персонала Группы на общую сумму 1'999 млн рублей, выплаченных в 2009 году. Группа произвела независимую оценку данного актива и полагает, что сумма сделки полностью соответствует рыночным условиям. Компания руководит строительством нового офисного здания Группы, расположенного в Москве, и не имеет никакой деятельности кроме руководства строительством и владения правом собственности на построенное здание. Таким образом, данное приобретение не попадает под определение «бизнеса» в соответствии с МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса». Стоимость приобретения была распределена на основании справедливой стоимости активов (главным образом офисного здания) и обязательств приобретенной компании.

Учетная стоимость идентифицируемых активов и предполагаемых обязательств представлена ниже:

<i>ООО «ЭкропромСтрой»</i>	млн рублей
Денежные средства и их эквиваленты	75
Основные средства	562
Прочие нефинансовые активы	97
Долгосрочные заемные средства	(468)
Прочие финансовые обязательства	(12)
Нефинансовые обязательства	(10)
Итого идентифицируемые чистые активы	244

В результате этого приобретения Группа приняла обязательства по долгосрочному займу, имевшемуся у ООО «ЭкропромСтрой» на момент приобретения в размере 468 млн рублей. В июле 2009 года Группа полностью досрочно погасила этот займ (см. Примечание 26).

Финансовая и операционная деятельность ООО «ЭкропромСтрой» была незначительной по отношению к выручке и результатам деятельности Группы по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2009 г.

6 АКТИВЫ, УДЕРЖИВАЕМЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ

24 июня 2009 г. ОАО «НОВАТЭК» и TOTAL E&P ACTIVITIES PETROLIERES (далее – «TOTAL») подписали Базовые условия соглашения (далее – «Соглашение»), устанавливающее основные положения совместной деятельности по реализации проекта разведки и разработки Термокарстового газоконденсатного месторождения, расположенного в ЯНАО.

Соглашение предусматривает создание совместного предприятия путем приобретения компанией «TOTAL» 49%-ой доли участия в компании ЗАО «Тернефтегаз» (ранее общество с ограниченной ответственностью, ООО «Тернефтегаз»), – 100% дочернего общества Группы, владеющего лицензией на геологическое изучение, добычу газа и газового конденсата на Термокарстовом месторождении. По условиям соглашения в течение двух лет совместное предприятие должно завершить геологоразведочные работы и подготовить проект разработки и обустройства месторождения с целью принятия финального инвестиционного решения в 2011 году. Соглашение также определяет, что:

- финансирование проекта до принятия финального инвестиционного решения будет осуществляться на 74,5% компанией «TOTAL» и на 25,5% Группой;
- общая сумма затрат на разработку месторождения будет определена в момент принятия финального инвестиционного решения и будет финансироваться в той же пропорции;
- любые расходы свыше данной суммы будут распределены между участниками совместного предприятия пропорционально долям владения.

В ноябре 2009 года «TOTAL» получил одобрение Федеральной Антимонопольной Службы Российской Федерации на данную сделку, и в декабре Группа подписала контракт купли-продажи с компанией TOTAL Termokarstovoye B.V., аффилированной компанией «TOTAL», на:

- продажу 28%-ой доли компании ЗАО «Тернефтегаз» за 24,1 млн долл. США, из которых 16 млн долл. США выплачиваются в момент перехода права собственности, а оставшиеся 8,1 млн долл. США (отложенный платеж) будут выплачены лишь в случае принятия окончательного положительного инвестиционного решения со стороны TOTAL;
- последующее увеличение доли «TOTAL» в компании ЗАО «Тернефтегаз» до 49% путем подписки и выкупа акций дополнительной эмиссии общества за 18 млн долл. США.

Исходя из вышеизложенного, Группа сохранит 51%-ю долю владения в компании ЗАО «Тернефтегаз»; однако, Соглашение предусматривает, что основные финансовые и операционные решения, касающиеся деятельности совместного бизнеса должны быть единогласно утверждены обоими участниками, и ни один из участников не имеет права привилегированного голоса. Руководство полагает, что по закрытию сделки Группа утратит право эффективного контроля над ЗАО «Тернефтегаз» и будет учитывать результаты деятельности ЗАО «Тернефтегаз» по методу долевого участия.

Сделка не была завершена по состоянию на отчетную дату. Руководство полагает, что сделка будет завершена в течение 2010 года, поэтому по состоянию на 31 декабря 2009 г. активы и обязательства ЗАО «Тернефтегаз» были отражены как активы, удерживаемые для продажи, в данной консолидированной финансовой отчетности. Необходимость начисления резерва под обесценение данных активов вследствие принятия решения о продаже дочернего общества не выявлена.

6 АКТИВЫ, УДЕРЖИВАЕМЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

<i>ЗАО «Тернефтегаз»</i>	На 31 декабря 2009 г.
Основные средства	390
Денежные средства и их эквиваленты	52
Отложенные налоговые активы	34
Прочие активы	32
Итого активы, удерживаемые для продажи	508
Прочие обязательства	4
Итого обязательства, относящиеся к активам, удерживаемым для продажи	4

7 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Ниже в таблице представлено движение основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг.:

	Активы, задействован- ные в добыче нефти и газа	Объекты незавершенного строительства и авансы по капитальному строительству	Прочие	Итого
Первоначальная стоимость	71'404	18'842	4'098	94'344
Накопленный износ, истощение и амортизация	(11'006)	-	(669)	(11'675)
Остаточная стоимость на 1 января 2008 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
Приобретение дочерних обществ	40'141	2'463	4	42'608
Поступление и приобретение	943	16'927	2	17'872
Ввод в эксплуатацию	21'650	(23'431)	1'781	-
Износ, истощение и амортизация	(5'221)	-	(578)	(5'799)
Переклассификация в активы, удерживаемые для продажи	(65)	(323)	(2)	(390)
Выбытие, нетто	(5)	(522)	(1'030)	(1'557)
Первоначальная стоимость	157'955	19'885	5'319	183'159
Накопленный износ, истощение и амортизация	(20'436)	-	(1'275)	(21'711)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 г.	137'519	19'885	4'044	161'448

По состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. активы, задействованные в добыче нефти и газа, включают стоимость доказанных запасов углеводородного сырья в сумме 65'086 млн и 26'755 млн рублей соответственно за вычетом накопленной амортизации в сумме 7'730 млн и 6'470 млн рублей соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. активы, задействованные в добыче нефти и газа, включают стоимость, связанную с приобретением прав на недоказанные запасы в сумме 99 млн и 75 млн рублей соответственно. Руководство Группы полагает, что данные затраты являются окупаемыми и у Группы существуют определенные планы по разработке и оценке соответствующих месторождений.

В состав объектов незавершенного строительства и авансов по капитальному строительству за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг., включены авансы по капитальному строительству в сумме 1'217 млн и 2'720 млн рублей соответственно.

7 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В состав поступления и приобретения основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг., включены капитализированные проценты в размере 1'481 млн и 622 млн рублей соответственно. Ставки капитализированных процентов за 2009 и 2008 годы, использованные для поступлений, были 6% и 4% соответственно.

В течение 2009 года ввод в эксплуатацию активов, задействованных в добыче нефти и газа, включает в себя завершение второй фазы Пуровского завода стабилизации газового конденсата на сумму 5'268 млн рублей, завершение строительства второй фазы второй очереди разработки Юрхаровского месторождения на сумму 8'390 млн рублей и завершение второй фазы Ханчейского месторождения на сумму 2'412 млн рублей.

В течение 2008 года ввод в эксплуатацию и приобретение активов, задействованных в добыче нефти и газа, включает в себя завершение строительства первой фазы 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 Пуровского завода стабилизации газового конденсата на сумму 3'468 млн рублей, что позволило увеличить перерабатывающую мощность завода на дополнительные 3 млн тонн до 5 млн тонн в год, включая заводские резервуары для хранения продукции.

Сумма износа, истощения и амортизации в течение года, закончившегося 31 декабря 2009 г., включает в себя амортизационные отчисления в размере 5'588 млн рублей, отраженных в составе операционных расходов, износ зданий и сооружений административного назначения в размере 150 млн рублей, отраженных в составе общехозяйственных и управленческих расходов (см. Примечание 21), и 61 млн рублей амортизационных отчислений, капитализированных в ходе оказания строительных услуг внутри Группы. 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 21), и 28 млн рублей амортизационных отчислений, капитализированных в ходе оказания строительных услуг внутри Группы.

По состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг., никакие объекты основных средств не были переданы в залог под обеспечение кредитов Группы. Обесценение основных средств не было выявлено в обоих годах.

Обязательства капитального характера раскрыты в Примечании 24.

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, составила 1'235 млн и 1'284 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 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.

8 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	На 31 декабря:	
	2009	2008
Сырье и материалы по чистой цене реализации (за вычетом резерва под обесценение на сумму 29 млн и 32 млн рублей на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно)	236	418
Сырье и материалы по себестоимости	614	508
Природный газ и жидкие углеводороды по себестоимости	705	856
Полимерная продукция и изоляционная лента (за вычетом резерва под обесценение на сумму ноль млн и 4 млн рублей на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно)	174	253
Прочие товарно-материальные запасы	61	121
Итого товарно-материальные запасы	1'790	2'156

Группа отразила расход по обесценению товарно-материальных запасов в силу утраты ими потребительских свойств в сумме 46 млн и 25 млн рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно. По состоянию на обе отчетные даты не было товарно-материальных запасов переданных в залог под обеспечение кредитов или кредиторской задолженности Группы.

9 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

	На 31 декабря:	
	2009	2008
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 7 млн и 9 млн рублей на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно)	6'440	1'819
Проценты по займам выданным	292	-
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере ноль млн и 25 млн рублей на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно)	1'772	666
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	8'504	2'485

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) за исключением торговой дебиторской задолженности на сумму 2'627 млн рублей, под обеспечение которой были открыты аккредитивы в банках с рейтингом инвестиционной категории.

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 188 млн и 162 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно была просроченной, но не была обесценена. Даная задолженность относится к ряду независимых покупателей, у которых не было случаев неисполнения обязательств в прошлом. Анализ по срокам возникновения данной просроченной, но не обесцененной торговой и прочей дебиторской задолженности представлен ниже:

9 ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

	На 31 декабря:	
	2009	2008
Просроченная до 90 дней	77	84
Просроченная от 91 до 360 дней	103	67
Просроченная более 360 дней	8	11
Итого просроченная, но не обесцененная торговая и прочая дебиторская задолженность	188	162
Не просроченная и не обесцененная торговая и прочая дебиторская задолженность	8'316	2'323
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	8'504	2'485

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
На 1 января	34	55
Создание резерва	51	67
Списание нереальной к взысканию задолженности	(72)	(84)
Списание неиспользованного резерва на прибыль	(6)	(4)
На 31 декабря	7	34

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

10 ПРЕДОПЛАТЫ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

	На 31 декабря:	
	2009	2008
Финансовые активы		
Краткосрочные займы выданные	1'477	3
Краткосрочные банковские депозиты	111	5
Нефинансовые активы		
НДС, подлежащий возмещению	955	1'174
Предоплаты и авансы поставщикам (за вычетом резерва по сомнительным долгам в размере 77 млн и 4 млн рублей на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно)	1'814	2'808
Отложенные таможенные пошлины по экспорту стабильного газового конденсата	-	299
Предоплаты по налогам, кроме налога на прибыль	660	3'004
Отложенные расходы на транспортировку стабильного газового конденсата	78	318
Отложенные расходы на транспортировку природного газа	581	351
Прочие текущие активы	124	68
Итого предоплаты и прочие текущие активы	5'800	8'030

11 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	На 31 декабря:	
	2009	2008
Денежные средства на расчетных счетах	2'944	5'304
Процентные депозиты, размещенные в банках	7'588	5'614
Прочие депозиты	-	74
Итого денежные средства и их эквиваленты, отраженные в консолидированном отчете о финансовом положении	10'532	10'992
Минус: банковские овердрафты (см. Примечание 14)	-	(1)
Итого денежные средства, их эквиваленты и банковские овердрафты, отраженные в консолидированном отчете о движении денежных средств	10'532	10'991

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

12 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

	На 31 декабря:	
	2009	2008
Заемные средства, деноминированные в долларах США	26'673	23'293
Заемные средства, деноминированные в рублях	11'030	-
Заемные средства, деноминированные в Евро	-	45
Итого	37'703	23'338
Минус: текущая часть долгосрочных заемных средств	(13'827)	(3'403)
Итого долгосрочные заемные средства	23'876	19'935

По состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. долгосрочные заемные средства с разбивкой по заимодавцам представлены ниже:

	На 31 декабря:	
	2009	2008
Синдицированные заемные средства	20'646	23'293
Газпромбанк	6'106	-
ЮниКредит Банк	6'027	-
Сбербанк	4'924	-
Прочие заемные средства	-	45
Итого	37'703	23'338

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 + 1,25% годовых в течение первых 18 месяцев, далее ставка увеличивается до ЛИБОР + 1,50% годовых (1,78% и 3,4% по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг.). Условия предоставления кредитной линии включают в себя необходимость соблюдения ряда ограничительных финансовых условий. По состоянию на 31 декабря 2009 г. по данной кредитной линии задолженность Группы составляла 20'646 млн рублей (683 млн долл. США) без учета транзакционных издержек в сумме 94 млн рублей.

12 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Газпромбанк. 3 ноября 2009 г. Группа заключила кредитное соглашение с ОАО «Газпромбанк», сумма доступных кредитных средств по которому составляет 10 млрд рублей с годовой процентной ставкой 13% и сроком погашения до ноября 2012 года. По состоянию на 31 декабря 2009 г. по данной кредитной линии Группа получила денежные средства в сумме 6'106 млн рублей. 14 января 2010 г. Группа заключила дополнительное соглашение с ОАО «Газпромбанк» о снижении годовой процентной ставки с 13% до 11,5%.

ЮниКредит Банк. 15 ноября 2009 г. Группа получила денежные средства в сумме 200 млн долларов США по кредитному соглашению с ЗАО «ЮниКредит Банк» с годовой процентной ставкой ЛИБОР + 6,5% (6,73% по состоянию на 31 декабря 2009 г.) и сроком погашения до октября 2012 года (см. Примечание 14). Условия предоставления кредитной линии включают в себя необходимость соблюдения ряда ограничительных финансовых условий. По состоянию на 31 декабря 2009 г. по данной кредитной линии Группа выбрала сумму 6'027 млн рублей без учета транзакционных издержек в сумме 22 млн рублей. 25 февраля 2010 г. Группа заключила дополнительное соглашение с ЗАО «ЮниКредит Банк» о снижении годовой процентной ставки ЛИБОР + 6,5% до ЛИБОР + 4,65%.

Сбербанк. 28 августа 2009 г. Группа получила денежные средства от ОАО «Сбербанк» в сумме 5 млрд рублей на общекорпоративные цели, включая финансирование программ капитального строительства. Годовая процентная ставка по кредиту составляет 12,37%, срок погашения наступает в январе и феврале 2011 года. По состоянию на 31 декабря 2009 г. по данной кредитной линии Группа выбрала полную сумму 4'924 млн рублей без учета транзакционных издержек в сумме 75 млн рублей. 15 февраля 2010 г. Группа заключила дополнительное соглашение с ОАО «Сбербанк» о снижении годовой процентной ставки с 12,37% до 11%.

Прочие заемные средства. По состоянию на 31 декабря 2008 г. прочие заемные средства Группы включали заемные средства, деноминированные в Евро, на общую сумму 45 млн рублей (1,1 млн Евро). Средневзвешенная эффективная процентная ставка по займам составляла 13,6% годовых. Займы были выплачены в течение 2009 года.

Справедливая стоимость долгосрочных заемных средств по состоянию на 31 декабря 2009 г. представлена ниже:

	<u>На 31 декабря 2009 г.</u>
Синдицированные заемные средства	20'092
Газпромбанк	7'003
ЮниКредит Банк	6'222
Сбербанк	5'268
Итого	38'585

Учетная стоимость долгосрочных заемных средств соответствует их справедливой стоимости по состоянию на 31 декабря 2008 г.

Таблица с погашенными долгосрочными займами по состоянию на 31 декабря 2009 г. представлена ниже:

12 месяцев, заканчивающихся 31 декабря:

С 1 января 2011 г. по 31 декабря 2011 г.	11'726
С 1 января 2012 г. по 31 декабря 2012 г.	12'150
Итого долгосрочные заемные средства	23'876

13 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 отчете о финансовом положении в составе прочих долгосрочных обязательств, рассчитаны следующим образом:

	На 31 декабря:	
	2009	2008
Текущая стоимость установленных пенсионных обязательств	620	468
Непризнанная часть стоимости прошлых услуг	(228)	(256)
Обязательства по программе выплат работникам, признанные в консолидированном отчете о финансовом положении	392	212

Ниже представлено изменение текущей стоимости установленных пенсионных обязательств:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
На 1 января	468	492
Расходы в виде процентов	30	24
Выплачено пенсий	(5)	(2)
Текущие расходы по пенсионной программе	60	67
Актuarные (прибыли) убытки	67	(113)
На 31 декабря	620	468

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
Текущие расходы по пенсионной программе	60	67
Расходы в виде процентов	30	24
Актuarные (прибыли) убытки	67	(113)
Амортизация стоимости прошлых услуг	28	18
Затраты по программе выплат работникам, признанные в составе операционных расходов	185	(4)
<i>из которых следующие суммы были включены в расходы на оплату труда в составе статей:</i>		
Материалы, услуги и прочие	85	(2)
Общехозяйственные и управленческие расходы	100	(2)

13 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПЕНСИОННОЙ ПРОГРАММЕ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В результате корректировки обязательств по программе, основанной на полученном опыте, Группа признала прибыль в сумме 2 млн рублей и убыток в сумме 27 млн рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг. в составе актуарных (прибылей) убытков.

Далее приведены основные актуарные допущения, принятые на 31 декабря 2009 и 2008 гг.:

	На 31 декабря:	
	2009	2008
Средневзвешенная ставка дисконтирования	7,8%	9,6%
Прогнозируемое увеличение вознаграждений работников	10%	10%
Ожидаемый рост пенсионных выплат	5%	6,7%

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 8,2% в 2010 году до 6,2% в 2014 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 отчете о финансовом положении.

14 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЗАЕМНЫХ СРЕДСТВ

	На 31 декабря:	
	2009	2008
Заемные средства, деноминированные в долларах США	-	2'938
Банковские овердрафты, деноминированные в долларах США	-	1
Итого	-	2'939
Плюс: текущая часть долгосрочных заемных средств	13'827	3'403
Итого краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	13'827	6'342

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). Кредит был полностью погашен в сентябре 2009 года.

Доступные кредитные линии и банковские овердрафты. По состоянию на 31 декабря 2008 г. Группа использовала в качестве банковских овердрафтов 1 млн рублей кредитных средств. Сумма доступных средств по краткосрочным кредитным линиям, предоставленным Группе различными международными банками, составила 6'048 млн рублей (200 млн долл. США) и 4'407 млн рублей (150 млн долл. США) на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно. Условия использования кредитных линий предусматривают фиксированную либо переменную процентную ставку в зависимости от конкретных условий финансирования.

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

Кроме того, Группа располагала доступными средствами на сумму до 3'024 млн рублей (100 млн долл. США) и 6'048 млн рублей (200 млн долл. США) по двум кредитным линиям от ЗАО «ЮниКредит Банка» сроком до февраля 2010 и октября 2012 года соответственно. Однако, максимальная сумма кредита по данным соглашениям не может превышать 250 млн долл. США, с процентными ставками подлежащими обсуждению на момент привлечения денежных средств. В ноябре 2009 года Группа привлекла денежные средства в сумме 200 млн долл. США по данному кредитному соглашению в качестве долгосрочных заемных средств (см. Примечание 12).

Группа также располагает доступными кредитными средствами по соглашению с ЗАО Коммерческим и Инвестиционным Банком «КАЛИОН РУСБАНК» на сумму 100 млн долл. США сроком до июля 2010 года (процентные ставки подлежат обсуждению на момент привлечения денежных средств), с ЗАО «БНП ПАРИБА Банк» на сумму 100 млн долл. США сроком до декабря 2010 года с годовой процентной ставкой ЛИБОР + 4,15%, и с ОАО «Газпромбанк» на сумму 3'894 млн рублей сроком до марта 2012 года с годовой процентной ставкой 13% (см. Примечание 12).

15 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	На 31 декабря:	
	2009	2008
Финансовые обязательства		
Торговая кредиторская задолженность	2'483	3'863
Прочая кредиторская задолженность	1'979	450
Проценты, подлежащие уплате	100	92
Нефинансовые обязательства		
Авансы, полученные от покупателей	2'041	1'192
Задолженность по заработной плате	719	626
Прочая кредиторская задолженность	13	-
Итого кредиторская задолженность и начисленные обязательства	7'335	6'223

16 УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

Уставный капитал. Размещенный и оплаченный уставный капитал состоял из 3'036'306'000 обыкновенных акций с номинальной стоимостью 0,1 рубля за акцию по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. Общее количество объявленных обыкновенных акций составило 10'593'682'000 штук по состоянию на обе даты.

Выкупленные собственные акции. 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 2009 г. на балансе 100%-го дочернего общества Группы Novatek Equity (Cyprus) Limited находилось 419'233 ГДР (4'192 тыс. обыкновенных акций) общей стоимостью приобретения 599 млн рублей. Группа приняла решение, что данные акции не принимают участия в голосовании.

16 УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Дивиденды. Суммы объявленных и выплаченных дивидендов представлены ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
Дивиденды, подлежащие выплате на 1 января	-	1
Итого дивиденды объявленные	7'651	7'651
Дивиденды выплаченные	(7'638)	(7'652)
Дивиденды, подлежащие выплате на 31 декабря	13	-
Дивиденды на акцию, объявленные в течение года (в рублях)	2.52	2.52
Дивиденды на ГДР, объявленные в течение года (в рублях)	25.2	25.2

Группа объявляет и выплачивает дивиденды в российских рублях. Дивиденды, объявленные в 2009 и 2008 годах, представлены ниже:

Окончательные за 2008 год: 1,52 руб. на акцию или 15,2 руб. на ГДР объявлены в мае 2009 года	4'615
Промежуточные за 2009 год: 1,00 руб. на акцию или 10,00 руб. на ГДР объявлены в октябре 2009 года	3'036
Итого дивиденды, объявленные в 2009 году	7'651
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

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 ее 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 2008 год «НОВАТЭК» отразил в бухгалтерской отчетности, подготовленной в соответствии с требованиями российского законодательства, прибыль в размере 41'213 млн рублей и сальдо накопленной нераспределенной прибыли, включая прибыль отчетного года, составило 59'853 млн рублей.

Накопленная прибыль, подлежащая распределению в соответствии с действующим законодательством, состоит из сумм подлежащих распределению в соответствии с применимым законодательством и отраженных в бухгалтерской отчетности отдельных обществ Группы. Эти суммы могут существенно отличаться от сумм, рассчитанных в соответствии с МСФО.

17 ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
Реализация природного газа	53'623	45'650
Реализация стабильного газового конденсата	23'599	19'374
Реализация сжиженного углеводородного газа	8'253	6'376
Реализация нефти	1'335	2'043
Реализация нефтепродуктов	93	2'633
Итого выручка от реализации нефти и газа	86'903	76'076

18 ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
Транспортировка природного газа покупателям	20'019	11'080
Транспортировка стабильного газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и нефтепродуктов железнодорожным транспортом	5'820	4'384
Транспортировка стабильного газового конденсата танкерами	2'675	2'168
Транспортировка нестабильного газового конденсата от месторождений до перерабатывающих заводов по трубопроводам третьих сторон	340	232
Транспортировка нефти покупателям	160	123
Прочие	12	166
Итого транспортные расходы	29'026	18'153

19 НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ

Помимо налога на прибыль Группа выплачивает налоги, представленные ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
Налог на добычу полезных ископаемых	6'699	6'424
Налог на имущество	1'155	670
Прочие налоги	188	92
Итого налоги, кроме налога на прибыль	8'042	7'186

В 2009 и 2008 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.

20 МАТЕРИАЛЫ, УСЛУГИ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
Оплата труда	2'457	2'169
Сырье и материалы	1'455	1'766
Расходы за услуги третьим сторонам (по операторским договорам)	624	721
Расходы на услуги по переработке	556	341
Услуги по ремонту и эксплуатации	396	405
Расходы на электроэнергию и топливо	331	308
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	186	168
Прочие	254	454
Итого материалы, услуги и прочие расходы	6'259	6'332

21 ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
Оплата труда	2'840	2'940
Расходы на спонсорство	533	499
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	301	309
Расходы по аренде	245	175
Услуги по управлению концессией	225	182
Расходы на командировки сотрудников	207	216
Амортизация административных зданий	150	103
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	143	139
Расходы на страхование	90	90
Прочие	392	411
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	5'126	5'064

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:	
	2009	2008
Вознаграждение за аудиторские услуги (аудит консолидированной финансовой отчетности Группы и обязательный российский аудит материнской компании)	37	33
Вознаграждение за услуги, кроме аудиторских	1	2
Итого вознаграждения и услуги аудиторов	38	35

22 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

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

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
Прибыль до налога на прибыль (исключая долю в прибыли (убытке) зависимых обществ, за вычетом налога на прибыль)	32'702	28'736
Теоретический расход по налогу на прибыль по ставке 20% в 2009 году и 24% в 2008 году	6'541	6'896
Причины увеличения (уменьшения):		
Затраты, не принимаемые для уменьшения налогооблагаемой базы	493	509
Налогообложение иностранных дочерних обществ по более низкой ставке налога на прибыль	(161)	(99)
Изменение в установленной ставке налога на прибыль	-	(1'289)
Прочие постоянные разницы	(95)	(355)
Расходы по налогу на прибыль	6'778	5'662

Эффективная ставка налога на прибыль. Официально установленная ставка налога на прибыль по месту регистрации материнской компании Группы в 2008 году составила 24%, а с 1 января 2009 г. была уменьшена до 20% Федеральным Законом Российской Федерации №224 от 26 ноября 2008 г. Эффект изменения ставки на отложенные налоговые обязательства составил 1'289 млн рублей. Эффективная ставка налога на прибыль Группы в 2008 году составила 24,2% без учета эффекта законодательного снижения налоговой ставки.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг., эффективная ставка налога на прибыль составила 20,7 % и 19,7 % соответственно.

Группа не подает консолидированную налоговую декларацию, то есть каждое дочернее общество предоставляет отдельную декларацию в различные налоговые органы, в основном в Российской Федерации.

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 отчете о финансовом положении информация по отложенному налогу на прибыль представлена следующим образом:

	На 31 декабря:	
	2009	2008
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль (прочие долгосрочные активы)	499	328
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(7'460)	(6'720)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(6'961)	(6'392)

22 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Активы по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали возмещению в течение 12 месяцев по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг., составляли 26 млн и 81 млн рублей соответственно. Обязательства по отложенному налогу на прибыль, которые подлежали возмещению в течение 12 месяцев по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг., составляли 82 млн и 86 млн рублей соответственно.

Изменение сумм активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль в течение 2009 и 2008 гг. представлено в таблице ниже:

	На 31 декабря 2009 г.	Переклас- сификация в (активы) обязатель- ства, удержива- емые для продажи	Влияние на отчет о прибылях и убытках	Приобре- тение	Выбытие	На 31 декабря 2008 г.
Обязательства						
Основные средства	(9'262)	(26)	(1'672)	(126)	35	(7'473)
Товарно-материальные запасы	(91)	-	(43)	-	8	(56)
Прочие текущие активы	-	-	-	-	10	(10)
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	-	-	25	-	-	(25)
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(9'353)	(26)	(1'690)	(126)	53	(7'564)
Активы						
Товарно-материальные запасы	517	30	(191)	318	(70)	430
Торговая и прочая дебиторская задолженность	129	-	84	-	-	45
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	734	-	228	117	-	389
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	931	29	694	40	(58)	226
Прочие	81	1	(7)	5	-	82
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	2'392	60	808	480	(128)	1'172
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(6'961)	34	(882)	354	(75)	(6'392)

22 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

	На 31 декабря 2008 г.	Переклас- сификация в (активы) обязатель- ства, удержива- емые для продажи	Влияние на отчет о прибылях и убытках	На 31 декабря 2007 г.
Обязательства				
Основные средства	(7'473)	70	1'177	(8'720)
Товарно-материальные запасы	(56)	7	(20)	(43)
Прочие текущие активы	(10)	-	302	(312)
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(25)	-	(22)	(3)
Итого обязательства по отложенному налогу на прибыль	(7'564)	77	1'437	(9'078)
Активы				
Товарно-материальные запасы	430	(19)	(112)	561
Торговая и прочая дебиторская задолженность	45	-	21	24
Торговая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	389	(93)	(103)	585
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	226	(11)	(82)	319
Прочие	82	(25)	69	38
Итого активы по отложенному налогу на прибыль	1'172	(148)	(207)	1'527
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(6'392)	(71)	1'230	(7'551)

По состоянию на 31 декабря 2009 г. Группа отразила активы по отложенному налогу на прибыль в размере 931 млн рублей (на 31 декабря 2008 г.: 226 млн рублей) в виде налоговых убытков, перенесенных на будущее, в размере 4'655 млн рублей (на 31 декабря 2008 г.: 1'130 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.

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:	
	2009	2008
<i>Долгосрочные</i>		
Долгосрочные займы выданные	-	413
Торговая и прочая дебиторская задолженность	933	323
Долгосрочные депозиты и аккредитивы	20	52
<i>Текущие</i>		
Краткосрочные займы выданные	1'477	3
Торговая и прочая дебиторская задолженность	8'504	2'485
Краткосрочные банковские депозиты и аккредитивы	111	5
Денежные средства и их эквиваленты	10'532	10'992
Итого учетная стоимость	21'577	14'273
<i>Финансовые обязательства</i>	<i>Оценены по амортизируемой стоимости</i>	
	На 31 декабря:	
	2009	2008
<i>Долгосрочные</i>		
Долгосрочные заемные средства	23'876	19'935
Прочие долгосрочные обязательства	2'636	-
<i>Текущие</i>		
Текущая часть долгосрочных заемных средств	13'827	3'403
Краткосрочные заемные средства	-	2'939
Торговая и прочая кредиторская задолженность	4'562	4'405
Итого учетная стоимость	44'901	30'682

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.

(a) 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. 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 существенной подверженности риску (нетто) 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.

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

На 31 декабря 2009 г.	Российский рубль	Доллар США	Евро	Прочие	Итого
Финансовые активы					
<i>Долгосрочные</i>					
Торговая и прочая дебиторская задолженность	933	-	-	-	933
Долгосрочные депозиты	20	-	-	-	20
<i>Текущие</i>					
Краткосрочные займы выданные	1'477	-	-	-	1'477
Торговая и прочая дебиторская задолженность	4'461	4'021	-	22	8'504
Краткосрочные банковские депозиты и аккредитивы	43	-	-	68	111
Денежные средства и их эквиваленты	7'390	3'128	1	13	10'532
Финансовые обязательства					
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные заемные средства	(11'030)	(12'846)	-	-	(23'876)
Прочие долгосрочные обязательства	-	(2'636)	-	-	(2'636)
<i>Текущие</i>					
Текущая часть долгосрочных заемных средств	-	(13'827)	-	-	(13'827)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(4'312)	(222)	(21)	(7)	(4'562)
Подверженность риску (нетто) на 31 декабря 2009 г.	(1'018)	(22'382)	(20)	96	(23'324)

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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)
Краткосрочные заемные средства	-	(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)

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 10%, притом, что портфель инструментов и другие переменные остаются неизменными по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно.

Эффект на прибыль до налога на прибыль	Увеличение курса валют	На 31 декабря:	
		2009	2008
российский рубль / доллар США	10%	(2'239)	(1'862)

Снижение курса валют на 10% дает приблизительно равное и 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.

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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. По состоянию на дату данной консолидированной финансовой отчетности никаких новых заявлений о либерализации цен Правительством РФ или ФСТ сделано не было. 1 января 2008 г. ФСТ одобрила 25%-ное увеличение регулируемых цен в течение 2008 года. Дополнительное увеличение регулируемых цен на 5%, 7%, 7% и 6,2% было произведено с 1 января, 1 апреля, 1 июля и 1 октября 2009 г. соответственно. В декабре 2009 года ФСТ одобрила 15%-ое увеличение регулируемых тарифов на 2010 год, вступившее в силу с 1 января 2010 года. Руководство полагает, что риск снижения цен на природный газ ограничен, и не использует товарные производные финансовые инструменты в торговых целях. Однако, для эффективного управления маржой, получаемой от реализации природного газа, руководство установило целевые показатели объемов, продаваемых трейдерам на точке врезки, конечным покупателям и на бирже природного газа.

Жидкие углеводороды. Группа реализует всю свою нефть, продукты ее переработки и газовый конденсат по спот-контрактам. Реализация газового конденсата на рынке США, Европы и стран Азиатско-Тихоокеанского региона (далее «АТР») основывается на сопоставимых котировках цен на нефть марки WTI, Brent IPE или Dubai либо нефти марки Naphtha Japan соответственно плюс премия либо минус дисконт в зависимости от существующей ситуации на рынке. Реализация нефти на экспорт основана на сопоставимых котировках цен на нефть марки Brent dated минус дисконт в зависимости от существующей ситуации на рынке, а реализация на внутреннем рынке осуществляется по ценам, устанавливаемым по каждой сделке. Таким образом, выручка Группы от реализации жидких углеводородов подвержена волатильности цен на товары, основанной на колебаниях и изменениях сопоставимых цен на нефть. В настоящее время Группа использует ограниченное количество товарных производных финансовых инструментов в торговых целях для снижения риска изменения цены.

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

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

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 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.

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Портфель процентных финансовых инструментов Группы по состоянию на соответствующие отчетные даты представлен ниже.

	На 31 декабря:	
	2009	2008
С переменной ставкой	26'673	23'293
С фиксированной ставкой	11'030	2'984
Итого заемные средства	37'703	26'277

Группа централизованно управляет потребностями и излишками 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 2009 год уменьшилась бы на суммы, указанные ниже.

Группа рассматривает различные способы управления денежными потоками, связанными с риском изменения процентных ставок путем использования, как переменной, так и фиксированной процентной ставки. Никаких своп контрактов или других аналогичных инструментов по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. или в течение 2009 и 2008 годов не использовалось.

<i>Эффект на прибыль до налога на прибыль</i>	На 31 декабря:	
	2009	2008
Увеличение на 100 базисных пунктов	267	233

Снижение процентных ставок на 100 процентных базисных пунктов дает приблизительно равное и 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.

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Торговая и прочая дебиторская задолженность Группы 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, в случае если независимый рейтинг покупателя ниже BBB, Группа требует обеспечение дебиторской задолженности в форме аккредитива в банках с рейтингом инвестиционной категории. 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 в основном 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:	
	2009	2008
С рейтингом инвестиционной категории	5'176	1'088
Без рейтинга инвестиционной категории	2'939	51
Без независимого рейтинга	389	1'346
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	8'504	2'485

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:	
	2009	2008
С рейтингом инвестиционной категории	9'614	9'985
Без рейтинга инвестиционной категории	846	875
Без независимого рейтинга	72	132
Итого денежные средства и их эквиваленты	10'532	10'992

Кредитные рейтинги инвестиционного уровня соответствуют Aaa до Baa3 по Moody's и AAA до BBB- 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.

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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

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 2009 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>	-	4'924	6'106	11'030
<i>Проценты</i>	619	77	-	696
Заемные средства с переменной процентной ставкой				
<i>Основная сумма</i>	13'827	6'819	6'027	26'673
<i>Проценты</i>	570	385	209	1'164
Торговая и прочая кредиторская задолженность	4'562	2'636	-	7'198
Итого финансовые обязательства	19'578	14'841	12'342	46'761
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

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, BBB- (прогноз стабильный) агентством Fitch Ratings, а также кредитный 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.

23 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ ФАКТОРЫ РИСКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа имеет формализованную политику по выплате дивидендов, устанавливающую минимальный уровень выплаты дивидендов в размере 30% от чистой прибыли материнской компании, рассчитанной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета. Однако, 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. 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 различным 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.

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 на протяжении последних двух лет привела к банкротству ряда банков и принятию ряда мер по спасению банков в США, Западной Европе и Российской Федерации среди 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, и будут продолжать следить за мировыми рынками, до тех пор, пока не начнут наблюдаться признаки устойчивого подъема экономики.

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, объем финансирования, доступный на рынке, был снижен в связи с наступлением экономического финансового кризиса (часто упоминаемый как «кредитный кризис»). 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.

24 УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 и практика управления денежными средствами укрепила показатели консолидированного отчета о финансовом положении. 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.

Договорные обязательства. По состоянию на 31 декабря 2009 г. Группа приняла на себя договорные обязательства произвести капитальные затраты на общую сумму приблизительно 10'974 млн рублей (на 31 декабря 2008 г.: 16'991 млн рублей), направленные на продолжение второй очереди разработки Юрхаровского месторождения (до конца 2012 года), на развитие Восточно-Таркосалинского и Ханчейского месторождений (до конца 2010 года) и продолжение строительства второй очереди Пуровского завода стабилизации газового конденсата (до конца 2011 года) в соответствии с подписанными договорами. Кроме того, по состоянию на 31 декабря 2009 г. Группа приняла на себя капитальные обязательства по финансированию геологоразведочных работ на шельфе Эль-Ариш в соответствии с заключенным Концессионным соглашением на общую сумму 13 млн долл. США (на 31 декабря 2008 г.: 20 млн долл. США).

Налогообложение. Российское налоговое, валютное и таможенное законодательство подвержено различным 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 2009 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, пеней 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	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	2034
Восточно-Таркосалинское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2043
Ханчейское	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2019
Стерховое (Олимпийский лицензионный участок)	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	2026
Южно-Тамбейское	ОАО «Ямал СПГ»	2045
Термокарстовое	ЗАО «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. 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 таких обязательств, 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.

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

25 КРУПНЕЙШИЕ ДОЧЕРНИЕ И ЗАВИСИМЫЕ ОБЩЕСТВА

Крупнейшие дочерние и зависимые общества Группы по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. и соответствующие доли участия в их уставном капитале представлены ниже:

	Доля участия на 31 декабря:		Страна регистрации	Основные виды деятельности
	2009	2008		
<i>Дочерние общества</i>				
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	100	100	Россия	Разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз»	100	100	Россия	Разведка и добыча
ЗАО «Тернефтегаз» (до сентября 2009 г. ООО «Тернефтегаз»)	100	100	Россия	Разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»	100	100	Россия	Завод стабилизации газового конденсата
ООО «НОВАТЭК-Трансервис»	100	100	Россия	Услуги по транспортировке
ООО «НОВАСИБ» (присоединено к ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз» в сентябре 2009 г.)	-	100	Россия	Геологическое изучение недр
ООО «НОВАТЭК-Автозаправочные комплексы»	100	100	Россия	Управление розничной и мелкооптовой торговлей
ООО «НОВАТЭК Северо-Запад»	100	100	Россия	Торговля и маркетинг
ООО «НОВАТЭК-Полимер»	100	100	Россия	Производство полимерной продукции и изоляционной пленки
ООО «ПурНовоГаз» (присоединено к ООО «НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз» в июне 2009 г.)	-	100	Россия	Разведка и добыча
ООО «Пурнефть»	-	100	Россия	Разведка и добыча
ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга»	100	100	Россия	Строительство морского портового терминала
ООО «ЯРГЕО»	51	51	Россия	Геологическое изучение недр
ОАО «Ямал СПГ»	51	-	Россия	Разведка и добыча
ООО «ЭкропромСтрой»	100	-	Россия	Строительство офисных зданий
Novatek Overseas AG	100	100	Швейцария	Холдинг
Runitek GmbH	100	100	Швейцария	Торговля и маркетинг
Novatek Overseas Exploration & Production GmbH	100	100	Швейцария (филиал в Египте)	Разведка и добыча
Novatek Equity (Cyprus) Limited	100	100	Кипр	Приобретение акций Группы
Novatek Polska	100	-	Польша	Торговля и маркетинг
<i>Зависимые общества</i>				
ООО «Ойлтехпродукт-Инвест»	25	25	Россия	Геологическое изучение недр
ООО «Петра Инвест-М»	25	25	Россия	Геологическое изучение недр
ООО «Тайликснефтегаз»	25	25	Россия	Геологическое изучение недр

26 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Сделки между «НОВАТЭКом» и его дочерними обществами, которые являются связанными сторонами «НОВАТЭКа», были исключены при консолидации и не раскрываются в этом Примечании.

Для целей настоящей консолидированной финансовой отчетности стороны в общем случае считаются связанными, если у одной стороны есть возможность контролировать другую сторону, стороны находятся под общим контролем или одна сторона может оказывать существенное влияние на другую сторону в принятии финансовых и операционных решений. В отношении каждого возможного взаимодействия со связанными сторонами руководство уделяет внимание характеру взаимоотношений, а не только юридической форме, основываясь на своем объективном суждении. Связанные стороны могут заключать между собой сделки, которые не заключали бы между собой несвязанные стороны, а условия, сроки и суммы сделок между связанными сторонами могут отличаться от условий аналогичных сделок между несвязанными сторонами. Группа осуществляет операции со связанными сторонами по рыночным либо регулируемым ценам.

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

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:	
	2009	2008
Операции		
ОАО «Газпром»:		
Транспортировка природного газа покупателям	19'930	11'238
Покупка природного газа	-	1'549
Прочие операционные прибыли (убытки)	3	221
ООО «Межрегионгаз»:		
Продажа природного газа	15'791	5'505
Транспортировка природного газа покупателям	-	58
Прочие дочерние общества ОАО «Газпром»:		
Продажа природного газа	-	639
Продажа полимерной продукции	37	-
Прочая выручка	-	3
Транспортировка нестабильного газового конденсата	343	248
Услуги по переработке сырья	532	342
Прочие расходы	33	33

ОАО «НОВАТЭК»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

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

26 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>Связанные стороны – ОАО «Газпром» и его дочерние общества</i>	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
Сальдо по расчетам		
ОАО «Газпром»:		
Предоплаты	-	1'036
Торговая и прочая кредиторская задолженность	530	159
ООО «Межрегионгаз»:		
Торговая и прочая дебиторская задолженность	784	189
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	2
Прочие дочерние общества ОАО «Газпром»:		
Торговая и прочая дебиторская задолженность	43	43
Предоплаты	2	29
Предоплаты и авансы (капитализированных в составе основных средств)	-	26
Торговая и прочая кредиторская задолженность	157	115
<hr/>		
<i>Связанные стороны – зависимые общества</i>	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
Операции		
Прочая выручка	773	805
Доходы в виде процентов	76	51
Сальдо по расчетам		
Долгосрочная дебиторская задолженность	-	410
Дебиторская задолженность по процентам по займам выданным	108	33
Торговая и прочая дебиторская задолженность	80	-
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	8	489
Краткосрочные займы выданные	837	-
<hr/>		
<i>Связанные стороны – компании под значительным влиянием ключевого руководящего персонала</i>	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
Операции		
ООО «Нова» (ранее СНП НОВА):		
Приобретение строительных услуг (капитализированных в составе основных средств)	2'245	6'980
Реализация нефтепродуктов	28	245
Прочая выручка	20	33
ОАО «Тамбейнефтегаз»:		
Продажа природного газа	5	-
Прочие расходы	16	-
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	79	-

26 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

<i>Связанные стороны – компании под значительным влиянием ключевого руководящего персонала</i>	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
Сальдо по расчетам		
ООО «Нова» (ранее СНП НОВА):		
Предоплаты	-	21
Торговая и прочая дебиторская задолженность	11	-
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	188	55
ОАО «Тамбейнефтегаз»:		
Торговая и прочая дебиторская задолженность	184	-
Предоплаты и прочие текущие активы	14	-
Краткосрочные займы выданные	636	-
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	2	-

Связанные стороны, представленные в нижеприведенной таблице, перешли под контроль ключевого руководящего персонала Группы в конце первого квартала 2009 года в связи с изменением структуры владения. До этого изменения они находились под значительным влиянием ключевого руководящего персонала Группы.

<i>Связанные стороны – компании под контролем ключевого руководящего персонала</i>	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
Операции		
ОАО «Первобанк»:		
Прочая выручка	5	5
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	30	42
Сальдо по расчетам		
ОАО «Первобанк»:		
Денежные средства и их эквиваленты	845	337

Кроме того, у Группы в результате приобретений возникли следующие расчеты со связанными сторонами.

Как раскрыто в Примечании 5, Группа приобрела 51%-ю долю участия в компании ОАО «Ямал СПГ». По состоянию на 31 декабря 2009 г. (но не на дату приобретения) физическое лицо, оказывающее значительное влияние на продавцов долей участия, являлось членом Совета директоров Группы. Таким образом, продавцы стали рассматриваться как связанные стороны Группы по состоянию на 31 декабря 2009 г. По состоянию на 31 декабря 2009 г. Группа отразила задолженность по этим связанным сторонам в сумме 2'636 млн рублей по строке «Прочие долгосрочные обязательства» представленного консолидированного отчета о финансовом положении.

Как раскрыто в Примечании 5, Группа приобрела 100%-ую долю участия в ООО «ЭкропромСтрой» у нескольких членов ключевого руководящего персонала Группы. В результате этого приобретения Группа консолидировала долгосрочный займ в размере 468 млн рублей (15 млн долл. США), выданный компанией SWGI Growth Fund (Cyprus) Limited (компания под контролем ключевого руководящего персонала Группы) ООО «ЭкропромСтрой». Годовая процентная ставка по займу составляла 5,2%, в июле 2009 года долгосрочный займ был полностью досрочно погашен Группой.

26 ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Вознаграждение ключевому руководящему персоналу. Группа осуществила следующие выплаты денежными средствами ключевому руководящему персоналу (членам Правления и Совета директоров, некоторые из которых имеют прямое или косвенное владение в Группе) в виде краткосрочных вознаграждений, включая заработную плату и бонусы, и не учитывая выплаченных дивидендов.

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
Совет директоров	38	32
Правление	624	785
Итого выплаты	662	817

Указанные суммы включают налог на доходы физических лиц, но не включают единый социальный налог. До 3 октября 2008 г. в состав Совета директоров входило восемь человек, впоследствии девять человек. До 4 декабря 2009 г. в состав Правления входило одиннадцать человек, впоследствии увеличено до пятнадцати человек.

Вознаграждение членам Совета директоров утверждается общим годовым собранием акционеров. Краткосрочное вознаграждение ключевому руководящему персоналу также включает в себя оплату услуг медицинского характера. Кроме этого, 176 млн рублей были отражены в течение годов, закончившихся 31 декабря 2009 и 2008 гг., как часть программы вознаграждения с использованием акций и включены в состав общехозяйственных и управленческих расходов.

27 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

Деятельность Группы как ее видит ответственное лицо, принимающее решения, состоит из следующих операционных сегментов:

- Разведка, добыча и маркетинг – приобретение участков недр, геологическое изучение залежей углеводородов, добыча, переработка, маркетинг и транспортировка природного газа, газового конденсата и продуктов их переработки; и
- Производство и маркетинг полимерной продукции – производство и продажа полимерной продукции и изоляционной ленты и других полимерных продуктов.

Информация по сегментам предоставляется ответственному лицу на основании российских стандартов бухгалтерского учета в Российской Федерации (РСБУ). Приведение в соответствие с МСФО представляет собой внесение корректировок и переклассификаций в консолидированную финансовую отчетность для целей достоверного представления информации в соответствии с МСФО.

27 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация по сегментам по состоянию на 31 декабря 2009 г. представлена ниже:

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2009 г.</i>	Разведка, добыча и маркетинг	Производство и маркетинг полимерной продукции	Информация по сегментам представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной финансовой отчетности
Внешняя реализация	87'588	1'925	89'513	441	89'954
Внешние расходы	(54'088)	(1'824)	(55'912)	(218)	(56'130)
Прочие операционные прибыли (убытки)	(1'133)	3	(1'130)	839	(291)
Расходы в виде процентов	(1'212)	-	(1'212)	393	(819)
Доходы в виде процентов	347	1	348	179	527
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	(736)	(1)	(737)	198	(539)
Результаты по сегменту	30'766	104	30'870	1'832	32'702
Доля в прибыли (убытках) зависимых обществ, за вычетом налога на прибыль					(202)
Прибыль до налога на прибыль					32'500
Износ, истощение и амортизация	5'825	36	5'861	(123)	5'738
Капитальные затраты	19'557	32	19'589	(1'717)	17'872

Приведение показателей в соответствие с МСФО в основном связано с:

- различием в методологии учета приобретений ОАО «НК Таркосаленефтегаз» и ООО «Ханчейнефтегаз» с отложенным обязательством, произошедшим в 2004 году, между МСФО и РСБУ, что привело к признанию дополнительной реализации природного газа в размере 381 млн рублей;
- различием в методологии расчета износа, истощения и амортизации активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод пропорционально объему добытой продукции) и РСБУ (линейный метод), что привело к начислению дополнительной амортизации в размере 268 млн рублей;
- различием в методологии исчисления чистой прибыли от выбытия долей участия в дочерних обществах, связанной с различной учетной стоимостью долей по МСФО и РСБУ, что привело к начислению дополнительной прибыли в размере 279 млн рублей в прочих операционных прибылях (убытках);
- корректировке расходов прошлых лет по РСБУ, не признанных для МСФО, что привело к сторнированию убытка в размере 649 млн рублей в прочих операционных прибылях (убытках); и
- различием в методологии капитализации процентов по МСФО и РСБУ, что привело к дополнительной капитализации процентов в размере 1'078 млн рублей и начислению обязательств по ликвидации активов в размере 183 млн рублей.

27 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация по сегментам по состоянию на 31 декабря 2008 г. представлена ниже:

<i>За год, закончившийся 31 декабря 2008 г.</i>	Разведка, добыча и маркетинг	Производство и маркетинг полимерной продукции	Информация по сегментам представ- ленная ответствен- ному лицу	Приведение в соответствие с МСФО	Итого в консолиди- рованной финансовой отчетности
Внешняя реализация	76'975	2'179	79'154	118	79'272
Внешние расходы	(42'390)	(2'221)	(44'611)	(2'305)	(46'916)
Прочие операционные прибыли (убытки)	(548)	16	(532)	296	(236)
Расходы в виде процентов	(80)	-	(80)	(142)	(222)
Доходы в виде процентов	335	1	336	71	407
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	(3'666)	(2)	(3'668)	99	(3'569)
Результаты по сегменту	30'626	(27)	30'599	(1'863)	28'736
Доля в прибыли (убытках) зависимых обществ, за вычетом налога на прибыль					(147)
Прибыль до налога на прибыль					28'589
Износ, истощение и амортизация	2'581	36	2'617	1'964	4'581
Капитальные затраты	32'069	-	32'069	(259)	31'810

Приведение в соответствие с МСФО по внешним расходам в основном связано с:

- различием в методологии исчисления износа, истощения, амортизации для активов, задействованных в добыче нефти и газа, по МСФО (метод пропорционально объему добытой продукции) и РСБУ (линейный метод), что привело к начислению дополнительной амортизации в размере 1'861 млн рублей; и
- различием в методологии капитализации процентов по МСФО и РСБУ, что в результате привело к дополнительной капитализации процентов в размере 148 млн рублей и обязательствам по ликвидации активов в размере 102 млн рублей.

Географические сегменты. Оба сегмента основной деятельности Группы действуют на четырех 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), в Азиатско-Тихоокеанском регионе (далее «АТР») (реализация стабильного газового конденсата) и на других территориях (реализация сжиженного углеводородного газа и полимерной продукции и изоляционной ленты). Информация о реализации в разрезе географических сегментов Группы представлена ниже.

27 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Информация по географическим сегментам за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг., представлена ниже:

За год, закончившийся 31 декабря 2009 г.	За пределами России							Итого
	Россия	Европа	США	АТР	Прочие	Эксп. пошл.	Подитог	
Реализация природного газа	53'623	-	-	-	-	-	-	53'623
Реализация стабильного газового конденсата	354	3'303	21'415	10'324	-	(11'797)	23'245	23'599
Реализация сжиженного углеводородного газа	2'724	5'533	-	-	100	(104)	5'529	8'253
Реализация нефти	781	945	-	-	-	(391)	554	1'335
Реализация нефтепродуктов	83	14	-	-	-	(4)	10	93
Итого выручка от реализации нефти и газа	57'565	9'795	21'415	10'324	100	(12'296)	29'338	86'903
Реализация полимерной продукции	1'534	-	-	-	339	-	339	1'873
Прочая выручка	1'178	-	-	-	-	-	-	1'178
Итого внешняя реализация	60'277	9'795	21'415	10'324	439	(12'296)	29'677	89'954

За год, закончившийся 31 декабря 2008 г.	За пределами России							Итого
	Россия	Европа	США	АТР	Прочие	Эксп. пошл.	Подитог	
Реализация природного газа	45'650	-	-	-	-	-	-	45'650
Реализация стабильного газового конденсата	40	2'337	30'591	-	-	(13'594)	19'334	19'374
Реализация сжиженного углеводородного газа	4'757	1'682	-	-	512	(575)	1'619	6'376
Реализация нефти	1'995	184	-	-	-	(136)	48	2'043
Реализация нефтепродуктов	447	151	2'145	-	-	(110)	2'186	2'633
Итого выручка от реализации нефти и газа	52'889	4'354	32'736	-	512	(14'415)	23'187	76'076
Реализация полимерной продукции	1'799	-	-	-	299	-	299	2'098
Прочая выручка	1'098	-	-	-	-	-	-	1'098
Итого внешняя реализация	55'786	4'354	32'736	-	811	(14'415)	23'486	79'272

Распределение выручки от реализации осуществляется в соответствии с географическим местонахождением покупателей, хотя вся выручка генерируется активами, находящимися на территории Российской Федерации. Практически все основные активы Группы находятся на территории Российской Федерации.

Основные покупатели. За 2009 год у Группы был один крупный заказчик, по которому индивидуальная выручка составляла 18% от общей суммы внешней реализации. За 2008 год не было заказчиков, по которым индивидуально выручка превышала 10%.

Продажи основным покупателям включены в сегмент «разведка, добыча и маркетинг».

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 2009 и 2008 гг.

	По состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
Активы	44'478	4'995
Обязательства	(2'653)	(22)
Расходы	(566)	(1'117)
Денежные средства, использованные в операционной деятельности	(350)	(1'005)
Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(37'085)	(1'081)

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 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

15 февраля 2010 г. Группа увеличила доли участия в каждой из следующих компаний: ООО «Ойлтехпродукт-Инвест», ООО «Петра Инвест-М» и ООО «Тайликснефтегаз» до 51% путем приобретения дополнительной 26%-ой доли. Компании являются разведочными нефтегазовыми компаниями, владеющими лицензиями на геологическое изучение Средне-Часельского, Северо-Русского, Западно-Тазовского, Аномального и Северо-Ямсовейского участков недр, действительными до 2010 и 2013 годов. Группа намеревается получить лицензии на добычу, основываясь на результатах проведенных разведочных работ. Стоимость приобретения дополнительных долей участия составила 1'297 млн рублей, которые были выплачены денежными средствами при подписании соглашения.

Как раскрыто в Примечании 6, в декабре 2009 г. Группа подписала контракт на продажу 49%-ой доли владения в ЗАО «Тернефтегаз». В январе 2010 года, после отчетной даты ЗАО «Тернефтегаз» зарегистрировало в Федеральной Службе по финансовым рынкам (ФСФР) дополнительную эмиссию акций. В феврале 2010 года TOTAL Termokarstovoye B.V. приобрела дополнительные 16,5% ЗАО «Тернефтегаз» путем подписки на акции дополнительной эмиссии общества за денежные средства в сумме 14 млн долл. США; тем не менее, акции не были официально зарегистрированы TOTAL Termokarstovoye B.V. в ФСФР на дату подписания данной консолидированной финансовой отчетности.

В феврале 2010 г. Группа реализовала 28%-ую долю ЗАО «Тернефтегаз» компании TOTAL Termokarstovoye B.V. и получила 16 млн долл. США денежными средствами в соответствии с условиями контракта. Оставшиеся 4,5% будут переданы в течение 2010 года.

В феврале 2010 г. все управляющие органы совместного предприятия были учреждены и Группа утратила право контроля над ЗАО «Тернефтегаз». В результате указанных изменений, доля в ЗАО «Тернефтегаз» учитывается по методу долевого участия.

30 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 января 2009 г., в дополнение к указанным в Примечании 3, Группа применила следующие новые стандарты и интерпретации:

- В январе 2010 г. было выпущено новое правило в рамках ОПБУ США в отношении оценки нефтегазовых резервов и раскрытия информации о них в отчетности. Группа начала применять новое правило при подготовке своей отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2009 г. Новое правило приводит требования к оценке нефтегазовых резервов и раскрытию информации о них в соответствие с окончательным вариантом правила «Модернизация финансовой отчетности для нефтегазовых компаний», опубликованным в декабре 2008 года. В результате пересмотра определения деятельности по добыче нефти и газа нетрадиционные ресурсы стали включаться в запасы. В результате корректировки определения доказанных запасов нефти и газа, теперь для определения количества резервов, добыча которых является рентабельной, Группа применяет среднюю цену на первый день месяца за отчетный период, а не цену по состоянию на конец года, как раньше. Применение этого нового правила не оказало какого-либо существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение или ликвидность Группы;
- 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, что в случае, если товары или услуги реализуются вместе с программой поощрения клиентам, то подобные соглашения должны рассматриваться, как соглашения с множеством элементов и дебиторская задолженность покупателей должна быть распределена в соответствии с элементами соглашения используя метод справедливой стоимости;
- Интерпретация (IFRIC) 15 «Соглашения на строительство недвижимости» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 января 2009 г. или позже). Интерпретация применяется для учета доходов и соответствующих расходов компаниями, осуществляющими строительство объектов недвижимости напрямую или через субподрядчиков, и содержит рекомендации по определению по какому стандарту МСФО (IAS) 11 или МСФО (IAS) 18 необходимо учитывать соглашения о строительстве объектов недвижимости. Кроме того интерпретация приводит критерии для определения того, когда следует признавать доходы от таких операций;
- Дополнение к МСФО (IAS) 32 и МСФО (IAS) 1 «Финансовые инструменты с правом досрочного погашения и обязательства, возникающие при ликвидации» (действительны с 1 января 2009 г.). Дополнение касается требований к раскрытию в составе капитала некоторых финансовых инструментов, соответствующих определению финансовых обязательств;
- Дополнение к МСФО (IFRS) 2 «Выплаты с использованием акций» (выпущено в январе 2008 года; действительно для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 января 2009 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. Эта дополнение не имело существенного влияния на данную консолидированную финансовую отчетность, поскольку Группа и ранее применяла политику капитализации процентов;

30 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- 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 с 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;
- *Совершенствование Международных стандартов финансовой отчетности* (выпущено в мае 2008 года). В 2007 году КМСФО 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 удерживаемых 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 дополнения 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) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации». Данное дополнение требует более подробного раскрытия порядка определения справедливой стоимости и риска ликвидности. Компаниям необходимо представить анализ финансовых инструментов с помощью 3-х уровневой структуры, отражающей порядок оценки справедливой стоимости. Дополнение (а) разъясняет, что анализ обязательств по срокам погашения должен также включать анализ выданных финансовых гарантий по наибольшей стоимости в самом раннем периоде, в котором может быть потребовано выполнение гарантии; а также (б) требует раскрытия оставшихся сроков до погашения (определенных на договорной основе) финансовых дериватов, в том случае, если сведения о сроках погашения необходимы для определения периода возникновения денежных потоков. Компании необходимо раскрыть анализ финансовых активов, используемых в целях управления риском ликвидности, по срокам погашения, если данная информация поможет пользователям финансовой отчетности определить природу и степень риска ликвидности. В настоящей консолидированной финансовой отчетности приводится раскрытие информации в соответствии с новыми требованиями;

30 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- Дополнение к интерпретации (IFRIC) 9 и МСФО (IAS) 39. В дополнении разъясняется, что при переносе финансового актива из категории «отражаемый по справедливой стоимости с корректировкой через счет прибылей и убытков» все встроенные производные инструменты должны оцениваться и при необходимости учитываться отдельно;
- Интерпретация (IFRIC) 16 «Хеджирование от чистых инвестиций в иностранные операции» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 октября 2008 г. или позже). Интерпретация объясняет, какой валютный риск может учитываться как хеджирование и разъясняет, что перевод из функциональной валюты в валюту представления не является операциями, которые могут учитываться как хеджирование. Интерпретация позволяет инструменту хеджирования удерживаться любой компанией или компаниями группы за исключением зарубежных дочерних обществ, которые сами в настоящее время хеджируются. Интерпретация также разъясняет, как прибыль или убыток от пересчета валют зарубежных дочерних обществ реклассифицированный из прочего совокупного дохода в прибыли и убытки рассчитывается при хеджированного зарубежного дочернего общества. Компании выпускающие отчетность применяют МСФО 39, для выбытия операций хеджирования в случае если операции хеджирования не удовлетворяют критериям учета хеджирования, описанные в интерпретации 16; и
- «Международные стандарты финансовой отчетности для малых и средних компаний» (выпущены в июле 2009 года) являются самостоятельным стандартом, разработанным с учетом потребностей и возможностей небольших предприятий. Многие принципы полной версии МСФО в области признания и оценки активов, обязательств, доходов и расходов были упрощены, а количество необходимых раскрытий и объем раскрываемой информации были значительно сокращены. МСФО для малых и средних компаний может применяться компаниями, которые публикуют финансовую отчетность общего назначения для внешних пользователей и не являются публично подотчетными.

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.

- 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 с 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 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 объединениям бизнесов, 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 рассчитывать сумму убытков и прибылей, возникающих при утрате контроля над дочерними обществами. На дату утраты контроля все инвестиции, имеющиеся в бывшем дочернем обществе, необходимо будет оценивать по справедливой стоимости;
- Дополнение к МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка*» и интерпретация (IFRS) 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;
- Дополнение к МСФО (IFRS) 2 «*Выплаты с использованием акций. Денежные операции Группы по Выплате с использованием акций*» (действительно для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 января 2010 г. или позже). Дополнение дает четкое обоснование классификации основанных на акциях вознаграждений как в консолидированной, так и в отдельной финансовой отчетности. Дополнение объединяет в стандарте указания к IFRIC 8 и IFRIC 11, которые были изъяты. Дополнение подробно останавливается на руководстве, данном к IFRIC 11 в целях освещения аспектов, которые ранее не были рассмотрены в интерпретации. Дополнение также объясняет термины, представленные в приложении к стандарту;
- 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 должно быть признано распределение неденежных активов в качестве дивидендов. Компания должна оценить обязательства по распределению неденежных активов в качестве дивидендов ее владельцам по справедливой стоимости активов, подлежащих распределению. Прибыли или убытки от выбытия неденежных активов должны признаваться в прибылях или убытках, когда компания решит выплатить дивиденды. Интерпретация (IFRIC) 17 не имеет отношения к операциям Группы, так как Группа не распределяет неденежные активы в качестве дивидендов;
- 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 выручки и учет денежных переводов от клиентов;

30 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- Интерпретация (IFRIC) 19 «*Погашение финансовых обязательств долевыми инструментами*» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 июля 2010 г. или позже). Данная интерпретация разъясняет порядок учета при погашении компанией долговых обязательств своими собственными долевыми инструментами. В отчете о прибылях и убытках признается прибыль или убыток по результатам сравнения справедливой стоимости долевого инструмента с балансовой стоимостью задолженности;
- Дополнение к МСФО (IAS) 32 (действительно для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 февраля 2010 г. или позже). Настоящее дополнение освобождает определенные эмиссии прав на акции, доход по которым выражен в иностранной валюте, от обязательной классификации в качестве финансовых производных инструментов;
- *Совершенствование Международных стандартов финансовой отчетности* (выпущены в апреле 2009 года; дополнения к МСФО (IFRS) 2, МСФО (IAS) 38, IFRIC 9 и IFRIC 16 вступают в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 июля 2009 г. или после этой даты; дополнения к МСФО (IFRS) 5, МСФО (IFRS) 8, МСФО (IAS) 1, МСФО (IAS) 7, МСФО (IAS) 17, МСФО (IAS) 36 и МСФО (IAS) 39 вступают в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2010 г. или после этой даты). Совершенствования включают ряд существенных изменений и пояснений следующих стандартов и интерпретаций: пояснение того факта, что вклады компаний в операции по приобретению общего контроля и формированию совместных предприятий не подпадают под действие МСФО (IFRS) 2; пояснение установленных в МСФО (IFRS) 5 и других стандартах требований к раскрытию информации о внеоборотных активах (или групп выбытия), классифицированных как предназначенные для продажи или прекращенная деятельность; требование отражения общей стоимости активов и обязательств по каждому отчетному сегменту в соответствии с МСФО (IFRS) 8 только в тех случаях, когда такие суммы предоставляются основному лицу, принимающему решения, на регулярной основе; внесение изменений в МСФО (IAS) 1 для целей классификации в качестве долгосрочных определенных обязательств, расчеты по которым производятся с помощью собственных долевого инструмента компании; внесение изменений в МСФО (IAS) 7 для того, чтобы в качестве инвестиционной деятельности могли быть классифицированы только те расходы, которые приводят к признанию актива; возможность классификации определенной долгосрочной аренды земли в качестве финансовой аренды в соответствии с МСФО (IAS) 17 даже без передачи права собственности на землю по окончании срока действия договора аренды; предоставление дополнительных инструкций в МСФО (IAS) 18 для того, чтобы определить, действует ли компания в качестве комитента или агента; пояснение в МСФО (IAS) 36 того факта, что единица, генерирующая денежные средства, не должна быть крупнее операционного сегмента до консолидации; внесение пояснений к МСФО (IAS) 38 в отношении оценки справедливой стоимости нематериальных активов, приобретенных в ходе объединения компаний; внесение дополнений к МСФО (IAS) 39 в целях (i) включения в область его применения опционных контрактов, которые могут привести к объединению компаний, (ii) уточнения периода переклассификации прибыли и убытков по инструментам хеджирования потоков денежных средств со счетов капитала на счета прибылей и убытков, а также (iii) пояснения того факта, что возможность предоплаты непосредственно связана с основным договором, если при исполнении заемщик компенсирует экономические убытки кредитора; внесение дополнений к IFRIC 9 для пояснения того факта, что встроенные производные финансовые инструменты по контрактам, полученным в ходе операций по приобретению общего контроля и формированию совместных предприятий, не подпадают под действие данной интерпретации; а также снятие ограничения в IFRIC 16, связанного с тем, что инструменты хеджирования не могут применяться иностранными компаниями, которые сами являются предметом хеджирования;
- Дополнение к МСФО (IAS) 24 «*Раскрытие информации о связанных сторонах*» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 января 2011 г. или позже). МСФО (IAS) 24 был пересмотрен в 2009 г. путем: (а) упрощения определения понятия связанной стороны, внесения ясности в его предполагаемое значение и устранения несоответствий, (б) частичного предоставления освобождения от требований раскрытия информации для компаний, связанных с государством;

30 НОВЫЕ ИЛИ ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

- МСФО (IFRS) 9 «*Финансовые инструменты. Часть 1: Классификация и оценка*» (действительна для годовой финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 января 2013 г. или позже). МСФО (IFRS) 9 заменяет те части МСФО (IAS) 39, которые касаются классификации и оценки финансовых активов. Основные изменения представлены следующим образом:
 - Финансовые активы необходимо делить на две оценочные категории: активы, которые в дальнейшем будут оцениваться по справедливой стоимости, и активы, которые в дальнейшем будут оцениваться по амортизируемой стоимости. Выбор необходимо будет делать при первоначальном признании. Классификация зависит от бизнес-модели, которую компания применяет для управления своими финансовыми активами, и от денежных потоков по договору, которые характерны для данного инструмента;
 - В дальнейшем инструмент оценивается по амортизированной стоимости, только если это долговой инструмент и выполняются оба следующих условия: (i) цель бизнес-модели компании заключается в удержании актива для получения денежных потоков по договору и (ii) денежные потоки по договору компании представляют собой только выплаты основной суммы и процентов (то есть имеются только «основные характеристики кредита»). Все остальные долговые инструменты должны измеряться по справедливой стоимости с отражением изменений в отчете о прибылях и убытках;
 - Все долевыми инструментами в последующем оцениваются по справедливой стоимости. Долевые инструменты, предназначенные для продажи, измеряются по справедливой стоимости с отражением изменений в отчете о прибылях и убытках. При первоначальном признании всех остальных долевыми инвестициями может быть сделан не подлежащий дальнейшему пересмотру выбор отражать реализованные и нерализованные доходы и расходы, возникающие в результате изменения справедливой стоимости, в отчете о совокупном доходе, а не в отчете о прибылях и убытках. Повторное признание доходов и расходов, возникающих в результате изменения справедливой стоимости, в отчете о прибылях и убытках не разрешается. Выбор можно делать в отношении каждого инструмента. Дивиденды представляются в отчете о прибылях и убытках до тех пор, пока они представляют собой прибыль на инвестиции; и
 - Применение МСФО (IFRS) 9 является обязательным с 1 января 2013 г. разрешено досрочное применение стандарта.

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

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА – НЕАУДИРОВАННАЯ

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

Деятельность Группы по разведке и добыче осуществляется, 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 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 2009 и 2008 (суммы указаны в млн рублей).

	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2009	2008
Затраты на разведку и разработку месторождений		
Затраты на приобретение	39'897	-
Затраты на геологоразведку	770	2'119
Затраты на разработку	15'977	29'063
Итого затраты на разведку и разработку месторождений	56'644	31'182
	На 31 декабря:	
	2009	2008
Капитализированные затраты, относящиеся к добыче нефти и газа		
Скважины и сопутствующее оборудование и сооружения	134'538	73'514
Вспомогательное оборудование и сооружения	22'509	20'820
Строящиеся скважины, сопутствующее оборудование и сооружения	15'839	23'835
Итого капитализированные затраты, относящиеся к добыче нефти и газа	172'886	118'169
Минус: накопленный износ, истощение и амортизация	(20'211)	(15'015)
Итого чистые капитализированные затраты, относящиеся к добыче нефти и газа	152'675	103'154

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:	
	2009	2008
Доходы от реализации нефти и газа	86'903	76'076
Прямые расходы на добычу	(3'646)	(3'581)
Транспортные расходы	(28'482)	(16'013)
Налоги, кроме налога на прибыль	(7'840)	(7'062)
Износ, истощение и амортизация	(5'139)	(4'234)
Расходы на геологоразведку	(566)	(1'117)
Итого затраты на добычу	(45'673)	(32'007)
Покупка нефти, газового конденсата и природного газа	(1'143)	(4'665)
Транспортные расходы, относящиеся к покупке нефти, газового конденсата и природного газа	(533)	(2'114)
Прибыль до налога на прибыль от деятельности, связанной с добычей нефти и газа	39'554	37'290
Минус: соответствующие расходы по налогу на прибыль	(7'911)	(8'950)
Результаты деятельности связанной с добычей нефти и газа	31'643	28'340

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). За 2007 и 2008 годы, оценки запасов были сделаны на основе цен на конец года, как определено в правилах раскрытия, действительных для этих периодов, для 2009 года предполагаемые запасы были рассчитаны, используя цену на начало месяца в течение отчетного периода. Новые правила определения объемов запасов, являющихся экономически выгодных для добычи, были опубликованы в январе 2010 года, и приняты Группой для отчетного периода, закончившегося 31 декабря 2009 г. (см. Примечание 30). Определение доказанных запасов нефти и газа было изменено, в силу чего Группа использовала цену, рассчитанную как среднюю из цен на начало месяца в данный отчетный период вместо цены на конец года при определении объемов запасов, экономически выгодных для добычи.

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

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, Южно-Тамбейское, Западно-Юрхаровское, Ярудейское 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».

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 2009 и 2008.

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. Срок действия лицензий истекает в период с 2019 по 2045 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. Не разрабатываемые 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 не разрабатываемые запасы. В неиспользуемых запасах выделены запасы с существующими скважинами, которые будут вновь использованы в будущем.

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

Для удобства оценки резервов приведены как в английских, так и в метрических единицах измерения.

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 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
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(467)	(13)	280	7	(187)	(6)
Приобретению	13'420	380	-	-	13'420	380
Расширению и открытию новых запасов	4'278	121	-	-	4'278	121
Добыче	(1'142)	(32)	-	-	(1'142)	(32)
На 31 декабря 2009 г.	39'679	1'124	1'047	29	40'726	1'153
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2007 г.	19'290	546	106	3	19'396	549
31 декабря 2008 г.	19'014	538	95	3	19'109	541
31 декабря 2009 г.	20'332	576	280	8	20'612	584
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2007 г.	3'092	88	579	16	3'671	104
31 декабря 2008 г.	4'576	130	672	19	5'248	149
31 декабря 2009 г.	19'347	548	767	21	20'114	569

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ в указанных выше доказанных запасах природного газа по состоянию на 31 декабря 2009 г. составила 6'576 млрд куб. футов и 186 млрд куб. метров.

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

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

	Чистые доказанные запасы нефти, конденсата и жидких газовых фракций, извлекаемые до даты окончания сроков действия лицензий		Чистые доказанные запасы нефти, конденсата и жидких газовых фракций, извлекаемые после окончания сроков действия лицензий		Итого чистые доказанные запасы нефти, конденсата и жидких газовых фракций	
	Миллионов баррелей	Миллионов метр. тонн	Миллионов баррелей	Миллионов метр. тонн	Миллионов баррелей	Миллионов метр. тонн
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
Изменения, относящиеся к:						
Пересмотру оценок	(34)	(5)	11	1	(23)	(4)
Приобретению	118	14	-	-	118	14
Расширению и открытию новых запасов	67	8	-	-	67	8
Добыче	(25)	(3)	-	-	(25)	(3)
На 31 декабря 2009 г.	567	67	22	3	589	70
Включая чистые доказанные разрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2007 г.	259	31	4	1	263	32
31 декабря 2008 г.	267	32	5	1	272	33
31 декабря 2009 г.	261	31	11	2	272	33
Включая чистые доказанные неразрабатываемые запасы по состоянию на:						
31 декабря 2007 г.	138	17	5	-	143	17
31 декабря 2008 г.	174	21	6	1	180	22
31 декабря 2009 г.	306	36	11	1	317	37

Доля неконтролирующих акционеров дочерних обществ в указанных выше доказанных запасах нефти, газового конденсата и жидких газовых фракций по состоянию на 31 декабря 2009 г. составила 58 млн баррелей и 7 млн метр. тонн.

В течение 2009 года НОВАТЭК приобрел 51%-ую долю участия в компании ОАО «Ямал СПГ» (см. Примечание 5), владеющей лицензией на Южно-Тамбейское месторождение. В соответствии с ОПБУ США FASB 69 «Раскрытие информации о деятельности в области добычи нефти и газа» в оценке запасов, раскрытых выше, отражены 100%-ые резервы приобретенной компании. Предполагаемые оценки по доказанным запасам, относящимся к доле неконтролирующих акционеров дочерних обществ, показаны отдельно по природному газу и нефти, газовому конденсату и жидким газовым фракциям.

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

Контактная информация

Юридический 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: +7 495 730-6013
Факс: +7 495 730-6007
E-mail: ir@novatek.ru

Информация для акционеров

Аудитор

ЗАО PricewaterhouseCoopers Audit
Бизнес-центр «Белая Площадь»,
125047, Россия, Москва,
ул. Бутырский Вал, 10
Тел.: +7 (495) 967-6000
Факс: +7 (495) 967-6001

Оценщик запасов

DeGolyer and MacNaughton
5001 Spring Valley Road, Suite 800 East
Dallas, Texas 75244, USA
Тел: +1 214 368-6391
Факс: +1 214 369-4061
E-mail: degolyer@demac.com

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.

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

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

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

Аббревиатуры и сокращения

УВ	углеводороды	долл.	доллар США
бнэ*	баррель нефтяного эквивалента	SEC	Securities and Exchange Commission (Комиссия по ценным бумагам и биржам США)
куб. м / м ³	кубический метр	PRMS	Petroleum Resources Management System (Система управления углеводородными ресурсами)
куб. фут	кубический фут	ЛУ	лицензионный участок
трлн	триллион	СГК	стабильный газовый конденсат
млрд	миллиард	СУГ	сжиженные углеводородные газы
млн	миллион	ЯНАО	Ямало-Ненецкий автономный округ
тыс.	тысяча		
пог. км	погонный километр		
кв. км	квадратный километр		
км	километр		
мм	миллиметр		
руб.	рубль РФ		

Предупреждение в отношении прогнозов

ДАННЫЙ ГОДОВОЙ ОБЗОР СОДЕРЖИТ заявления, которые не относятся к свершившимся фактам, а являются «прогнозами» в значении, указанном в Разделе 27А Закона о ценных бумагах от 1933 г. с изменениями, а также Разделе 21Е Закона о биржах США от 1934 г. (далее по тексту «Закон о биржах»).

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

Заявления в отношении прогнозов, содержащиеся в настоящем обзоре, в значительной степени основаны на наших ожиданиях, отражающих оценки и предположения, сделанные нашим менеджментом. Эти оценки и предположения отражают наше суждение, основанное на известных в настоящее время рыночных условиях и других факторах, некоторые из которых обсуждаются ниже. Хотя мы считаем, что эти оценки и предположения разумны, они по своей природе являются неопределенными и включают ряд рисков и факторов неопределенности, находящихся вне нашего контроля. Кроме того, предположения менеджмента относительно будущих событий могут оказаться неверными. Мы предупреждаем всех читателей, что заявления в отношении прогнозов, содержащиеся в настоящем обзоре, не являются гарантиями в отношении наших будущих результатов деятельности, и мы не можем гарантировать, что такие заявления будут реализованы или что прогнозируемые события или обстоятельства осуществятся. Прогнозам по природе присущи риски и факторы неопределенности, как общего, так и частного характера, многие из которых находятся вне нашего контроля, а также вероятность, что предсказания, предположения и иные прогнозы не сбудутся. Такие риски, неопределенность и иные факторы включают, в числе прочего, те, которые включены в раздел «Факторы риска», а также факторы, вклю-

* 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.

ченные в иные разделы данного обзора. Вы должны понимать, что целый ряд важных факторов может вызвать существенное отклонение фактических результатов от планов, задач, ожиданий, расчетов (включая производственные планы) и намерений, выраженных в таких прогнозах. Перечень таких факторов включает:

- изменения в соотношении между предложением и спросом на нефть и газ в России и Европе;
- влияние последствий нестабильности цен на нефть и газ на внутреннем и международном рынках, а также изменений в регулировании, в том числе в отношении цен и налогообложения;
- последствия конкуренции на внутреннем и внешнем рынках нефти и газа;
- нашу способность успешно осуществлять какую-либо из наших стратегических задач;
- влияние расширения нашего производства на наши потенциальные доходы, издержки и прибыль;
- нашу способность обеспечивать плановые объемы добычи в случае, среди прочего, ограничения нашего доступа к транспортной инфраструктуре;
- влияние изменений наших планов по капитальным затратам на рост нашего производства;
- возможно более низкие, чем в настоящее время оцениваются нашим менеджментом и/или независимыми инженерами в области топливных запасов, уровни будущей добычи;
- естественная неопределенность в интерпретации геофизических данных;
- коммерческие переговоры относительно реализации углеводородов;
- способность обслуживать текущие обязательства;
- способность финансировать капитальные вложения путем заимствования или другим способом;
- последствия политики Правительства Российской Федерации, в том числе Президента и его администрации, Премьер-министра, его кабинета и Прокуратуры, либо ее изменения;
- изменения проектных сроков и предполагаемых дат завершения проектов;
- способность получать необходимые для деятельности разрешения регулирующих органов;

- влияние международных политических событий;
- успешное выявление рисков, связанных с нашей деятельностью, и управление такими рисками;
- последствия изменений в российском законодательстве или толкования российскими регулирующими органами, затрагивающие имеющиеся на сегодняшний день и новые лицензии на добычу нефти и газа;
- изменения политических, социальных, правовых или экономических условий в России и СНГ;
- последствия технологических изменений;
- последствия изменений в стандартах бухгалтерского учета или практики;
- инфляция, процентные ставки и колебания обменных курсов.

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