



РОСНЕФТЬ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ ЗА ГОДЫ ОКОНЧИВАЮЩИЕСЯ
31 ДЕКАБРЯ 2006, 2005 И 2004 ГОДЫ**

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния и результатов деятельности ОАО "НК "Роснефть" за годы, оканчивающиеся 31 декабря 2006, 2005 и 2004 годы и должен рассматриваться вместе с финансовой отчетностью Компании, примечаниями к ней. Финансовое состояние и результаты деятельности, анализируемые в данном документе, представлены консолидировано по ОАО «НК «Роснефть» и ее дочерним и зависимым обществам. Данный отчет содержит заявления прогнозного характера, которые связаны с рисками и неопределенностью. Фактические результаты деятельности ОАО "НК "Роснефть" могут существенно отличаться от результатов, содержащихся в заявлениях.

Обзор

ОАО "НК "Роснефть" (далее – "Роснефть" или "Компания") – вертикально интегрированная нефтяная компания, деятельность которой по геологоразведке и добыче нефти и газа, а также переработке, маркетингу и сбыту нефти, газа и нефтепродуктов осуществляется преимущественно в России. Компания является одной из крупнейших среди публичных компаний нефтегазового рынка по размеру доказанных запасов нефти и входит в десятку крупнейших по объемам добычи нефти. По результатам независимой оценки, проведенной специалистами компании «ДеГольер энд МакНотон», на 31 декабря 2006 года Роснефть, согласно классификации SPE, владеет доказанными запасами резервов в размере 20,09 млрд. баррелей нефтяного эквивалента, включая доказанные запасы нефти в размере около 15,96 млрд. баррелей (2,20 млрд. тонн) и доказанные запасы газа в размере около 701,07 млрд. куб. м. Также по данным «ДеГольер энд МакНотон», на 31 декабря 2006 года доказанные и вероятные запасы нефти Компании составляли около 24,72 млрд. баррелей (3,40 млрд. тонн), а доказанные и вероятные запасы газа составляли около 1 133,86 млрд. куб. м. Запасы Компании расположены в Западной Сибири, Тимано-Печорской нефтегазоносной области, на Дальнем Востоке России, на юге России и в Восточной Сибири. Кроме того, Роснефть имеет значительные перспективные ресурсы нефти в Западной Сибири, на российском Дальнем Востоке (который включает в себя остров Сахалин и полуостров Камчатка), на юге России и в Восточной Сибири. В ходе аукциона по продаже части нефтедобывающих активов компании ОАО «НК «ЮКОС» (далее – ЮКОС), выигранным Роснефтью в мае 2007 года, были приобретены дополнительные запасы нефти и газа. Более подробное описание представлено ниже в разделе «Существенные приобретения – 2007 – Приобретение активов ЮКОСа в ходе аукционов – Активы в Восточной Сибири».

В 2006 году добыча компании Роснефть по группе дочерних консолидируемых компаний с учетом доли в добыче Сахалин-1 составила 1 578,94 тыс. барр. в сутки (78,8 млн. тонн за год). В 2006 году, около 70% указанных объемов добычи реализуется потребителям за пределами России в странах ближнего и дальнего зарубежья в виде сырой нефти. Большая часть оставшегося объема добычи перерабатывается в России на двух основных нефтеперерабатывающих предприятиях, принадлежащих Роснефти, а также нефтеперерабатывающих предприятиях, принадлежащих третьим лицам, а затем реализуется в форме нефтепродуктов на международном и внутреннем рынках. В ходе аукциона по продаже части перерабатывающих и сбытовых предприятий ЮКОСа, выигранным Роснефтью в мае 2007 года, были предприятия в сфере нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения. В дополнение к этому, Роснефть планирует принимать участие в аукционе по продаже различных нефтеперерабатывающих и сбытовых активов ЮКОСа, расположенных в Самарской области. Более подробное описание представлено ниже в разделе «Существенные приобретения–2007–Приобретение активов ЮКОСа в ходе аукционов–Активы в Восточной Сибири». Роснефть имеет интегрированную стратегию в области добычи, транспортировки, переработки и маркетинга углеводородов и стремится к максимальному увеличению цены "нетбэк" путем оптимизации ассортимента продукции и имеющихся маршрутов транспортировки.

Общая выручка Роснефти увеличилась до 33 099 млн. долл. США в 2006 году с 23 863 млн. долл. США в 2005 году и 5 262 млн. долл. США в 2004 году. Чистая прибыль составляла 3 533 млн. долл. США в 2006 году, 4 159 млн. долл. США в 2005 году и 837 млн. долл. США в 2006 году.

Выручка компании Роснефть увеличивались как за счет органического роста (отчасти за счет эффекта роста цен на нефть), так и за счет приобретений активов. Наиболее существенной за рассматриваемые периоды стала покупка в декабре 2004 года ООО «Байкалфинансгруп», выигравшего аукцион по продаже 76,79% акций (100% обыкновенных акций) ОАО "Юганскнефтегаз" (далее - "Юганскнефтегаз"), второй по величине нефтедобывающей компании в России по состоянию на конец 2004 года. По состоянию на 31 декабря 2006 года на долю Юганскнефтегаза приходилось около 71,2% доказанных запасов нефти Роснефти. Объемы добычи Юганскнефтегаза составили около 70,0% от объема добычи Компании в 2005 году и 71,1% - в 2006 году. Приобретение Юганскнефтегаза существенно повлияло на увеличение общей

выручки и чистой прибыли Роснефти, начиная с 2005 года. Увеличение выручки Роснефти в 2006 году в основном происходило в результате органического роста.

Операционные сегменты и межсегментная реализация

Деятельность Компании преимущественно осуществляется на территории Российской Федерации. Так как географические регионы в Российской Федерации имеют по существу схожие экономические и нормативные условия, Компания не раскрывает отдельно информацию по географическим сегментам. Компания также осуществляет ряд проектов за рубежом, в частности, в Казахстане, Туркменистане и Алжире. Данные проекты находятся на начальном этапе реализации и в настоящий момент не оказывают существенного влияния на финансовое состояние или результаты операционной деятельности Компании.

Операционные сегменты

Деятельность Роснефти можно разделить на два основных операционных сегмента:

1. Геологоразведка и добыча. Деятельность по геологоразведке, разработке месторождений, добыче нефти и газового конденсата, газа; и
2. Переработка, маркетинг и сбыт. Деятельность по переработке нефтяного сырья, а также деятельность, связанная с закупкой, транспортировкой и реализацией нефти и нефтепродуктов.

Роснефть не выделяет свои сбытовые и перевалочные подразделения в отдельный сегмент, а вместо этого включает данные виды деятельности в состав сегмента "Переработка, маркетинг и сбыт". Другие виды деятельности входят в сегмент "Прочие виды деятельности" и включают банковские и финансовые услуги, услуги по бурению и строительству, оказываемые третьим лицам.

Межсегментная реализация

Два основных операционных сегмента Роснефти являются взаимозависимыми: часть выручки одного основного сегмента входит в состав расходов другого. В частности, добывающие дочерние предприятия оказывают операторские услуги по добыче нефти холдинговой компании ОАО "НК "Роснефть", которая реализует часть нефти на внутреннем рынке или за пределами России, а оставшуюся часть направляет для переработки на расположенные в России собственные нефтеперерабатывающие предприятия или нефтеперерабатывающие предприятия третьих лиц. Полученные нефтепродукты реализуются за рубеж или оптом на внутреннем рынке холдинговой компанией, а также поставляются сбытовым дочерним предприятиям Роснефти для последующей оптовой и розничной реализации. В результате консолидации путем присоединения дочерних обществ, рассматриваемой ниже, с момента присоединения вся добываемая присоединенными компаниями нефть является собственностью холдинговой компании ОАО «НК «Роснефть».

Определение рыночных цен на нефть на российском рынке является затруднительным по причине существенного внутригруппового оборота крупнейших вертикально интегрированных нефтяных компаний, доминирующих на рынке. При этом внутренние цены, существующие в России, ввиду отсутствия широкого организованного рынка, зачастую оказываются существенно ниже того уровня, на котором они могли бы быть, из-за сезонных превышений спроса и несбалансированности предложения по регионам. До процедуры обмена акций в 2006 году, цены по сделкам между компаниями группы Роснефть устанавливались с учетом рыночных цен на нефть и стоимости транспортировки, при этом существенное влияние на них также оказывали потребности в капитальных вложениях предприятий сегмента "Геологоразведка и добыча". Соответственно, анализ отдельных сегментов в отрыве от анализа других видов деятельности может дать искаженное представление о финансовом положении и результатах операционной деятельности Роснефти. Детальная информация по сегментам деятельности Компании представлена в Примечании 26 к отчетности.

1 октября 2006 года к холдинговой компании ОАО «НК «Роснефть» были присоединены Юганскнефтегаз, ОАО «НК «Роснефть» - Пурнефтегаз», ОАО «Селькупнефтегаз», ОАО «Северная Нефть», ОАО «НК «Роснефть» - Краснодарнефтегаз», ОАО «НК «Роснефть» - Ставропольнефтегаз», ОАО «НК «Роснефть» - Сахалинморнефтегаз», ОАО «НК «Роснефть» - Комсомольский НПЗ», ОАО «НК «Роснефть» - Туапсинский НПЗ», ОАО «НК «Роснефть» - Архангельскнефтепродукт», ОАО

«НК «Роснефть» - Находканефтепродукт» и ОАО «НК «Роснефть» - Туапсенефтепродукт» (в отдельности именуемые «Присоединяемое предприятие» или совместно - «Присоединяемые предприятия») путем конвертации акций Присоединяемых предприятий в акции Компании. С момента присоединения Компания стала правопреемником Присоединяемых предприятий в соответствии с нормами российского законодательства. На местах в присоединенных обществах, ранее относившихся к сегменту «Геологоразведка и добыча», были созданы представительства холдинговой компании ОАО «НК «Роснефть» и сервисные компании, которые оказывают услуги по добыче холдинговой головной Компании. Компания сдает в аренду ранее принадлежавшие Присоединяемым предприятиям активы созданным сервисным компаниям. Выручка и операционные расходы семи добывающих Присоединяемых предприятий включались и по-прежнему включаются в сегмент «Геологоразведка и добыча», а выручка и операционные затраты Присоединяемых предприятий в сфере переработки и сбыта включались и по-прежнему включаются в сегмент «Переработка, маркетинг и сбыт».

Значительные приобретения

2007 год

Приобретение активов ЮКОСа в ходе аукционов

Собственные акции, выкупленные у акционеров

27 марта 2007 года ООО «РН-Развитие», в котором ОАО «НК «Роснефть» косвенно владеет 100% долевого участия, было признано победителем аукциона по продаже 9,44% уставного капитала Роснефти и векселей ОАО «Юганскнефтегаз», принадлежавших ОАО НК «ЮКОС». «РН-Развитие» предложило за данный лот 197,84 млрд. руб. (7,59 млрд. долл. США по курсу на дату аукциона), или 194,28 руб. за 1 акцию (7,45 долл. США по курсу ЦБ РФ на дату аукциона). Номинальная стоимость векселей составляет 3 558,3 млн. руб. (136 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату аукциона).

Активы в Восточной Сибири

3 мая 2007 года ООО "Нефть-Актив", в котором Компания косвенно владеет 100% долей, выиграло аукцион по продаже части активов ОАО "НК "ЮКОС". Данные активы представляют собой доли в различных нефтедобывающих, перерабатывающих и сбытовых предприятиях, расположенных в Восточной Сибири. ООО "Нефть-Актив" предложило за лот 175,70 млрд. рублей (6,82 млрд. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату аукциона).

Роснефть планирует принимать участие в аукционе по продаже различных нефтеперерабатывающих и сбытовых активов ЮКОСа, расположенных в Самарской области, который состоится 10 мая 2007 года.

Финансирование приобретений

В марте 2007 года две компании Группы подписали кредитные соглашения с консорциумом международных банков. Денежные средства в сумме 9,5 млрд. долл. США могут быть привлечены на срок до 6 месяцев, 6 млрд. долл. США на срок до 12 месяцев и 6,5 млрд. долл. США на срок до 18 месяцев. Вышеперечисленные кредитные соглашения предусматривают процентную ставку ЛИБОР плюс 0,25-0,50% годовых, в зависимости от окончательного срока погашения. Данные кредиты привлекаются с целью финансирования приобретений профильных активов в рамках аукционов по продаже активов ЮКОСа. Общая сумма выборки по данным кредитам по состоянию на 3 мая 2007 года составила 11 555 млн. долл. США.

ООО «Трубопроводный консорциум «Бургас-Александрополис»

В январе 2007 года было зарегистрировано ООО «Трубопроводный консорциум «Бургас-Александрополис» с уставным капиталом 9 млн. руб. (0,4 млн. долл. США по ставке ЦБРФ на дату регистрации). Учредителями ООО «Трубопроводный консорциум «Бургас-Александрополис» совместно с Компанией являются ОАО «АК «Транснефть» (далее «Транснефть») и ОАО «Газпромнефть». Уставный капитал ООО состоит из трех равных долей.

Основной целью создания Общества является осуществление проектирования, строительства и эксплуатации терминалов в г. Бургас (Болгария) и г. Александруполис (Греция), соединенных между собой магистральным нефтепроводом, который пройдет через Черное море и пересечет территории Греции и Болгарии. У Компании нет обязательств по финансированию строительства.

ОАО «Охинская ТЭЦ»

В январе 2007 года было приобретено 85,61% от уставного капитала ОАО «Охинская ТЭЦ» за 629 млн. рублей (24 млн. доллара США по официальному курсу ЦБ РФ на дату транзакции). ОАО «Охинская ТЭЦ» представляет собой теплоэлектроцентраль, снабжающую ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», одно из предприятий сегмента «Геологоразведка и добыча».

ОАО «Верхнечонскнефтегаз»

В январе 2007 Компания приобрела 339 582 штук обыкновенных именных акций дополнительной эмиссии добывающего предприятия ОАО «Верхнечонскнефтегаз» за 201 млн. рублей (8 млн. долларов США по официальному курсу ЦБ РФ на дату транзакции), сохранив, таким образом, долю участия ОАО «НК «Роснефть» в уставном капитале ОАО «Верхнечонскнефтегаз» в размере 25,94%. Помимо Роснефти в проекте также участвуют ТНК-ВР (доля участия более 60%) и Восточно-Сибирская газовая компания (доля участия более 10%).

2006 год

ООО «Экспонефть»

В декабре 2006 года Компания приобрела 100% акций ООО «Экспонефть», которое владеет сетью заправочных станций в Мурманской области. Сумма сделки составила 335 млн. руб. (13 млн. долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на дату транзакции).

ОАО "Находкинский нефтеналивной морской торговый порт"

В июне 2006 года Компания приобрела пакет акций компании ОАО «Находкинский нефтеналивной морской торговый порт» (далее «**Нефтепорт**») в размере 97,51% уставного капитала. Сумма сделки составила 528 млн. руб. (20 млн. долл. США по курсу на дату совершения сделки). Сумма признанной в результате покупки положительной деловой репутации составила 10 млн. долл. США, которые Компания относит к будущему эффекту синергии от будущей интеграции с операциями дочернего предприятия Компании ООО «РН-Находканефтепродукт».

Находкинский нефтепорт расположен в бухте Новицкого на западном берегу залива Находка и является одним из крупнейших морских торговых портов на тихоокеанском побережье Российской Федерации. Нефтепорт представляет собой одно из звеньев единой технологической и инфраструктурной цепи по хранению и перевалке нефтепродуктов, которые в основном осуществляет Роснефть. Таким образом, с приобретением Находкинского нефтепорта, Роснефть завершила формирование в акватории залива Находка единого технологически замкнутого производственного комплекса, одного из крупнейших в России по оценкам Компании.

ОАО «Удмуртнефть»

В апреле 2006 года, компания China Petroleum and Chemical Corporation (далее – «**Синопек**») предоставила Компании опцион на приобретение контрольного пакета акций ОАО «Удмуртнефть» (далее – «**Удмуртнефть**»). Условием реализации указанного опциона было приобретение Синопеком 96,86% уставного капитала Удмуртнефти у ТНК-ВР. В июне 2006 года ТНК-ВР объявила о своем решении продать 96,86% акций Удмуртнефти компании Синопек и 10 августа 2006 года состоялось завершение сделки по приобретению Синопеком пакета акций в размере 96,86% уставного капитала Удмуртнефти. В ноябре 2006 года 100-процентные дочерние компании Роснефти и Синопека – Rosneft International Limited и Sinopec Overseas Oil and Gas Limited стали владельцами проектной холдинговой компании Тайху Лимитед. Доли участия в уставном капитале Тайху Лимитед составляют: Роснефть-51%; Синопек – 49%. В декабре 2006 года Тайху Лимитед через свою 100% дочернюю компанию приобрела у компании Sinopec 96,86% Удмуртнефти. По Соглашению между акционерами в отношении совместного предприятия Тайху, ключевые решения относительно деятельности компании должны быть единодушно приняты обоими акционерами и никто из них не имеет преимущественного права голоса. Таким образом,

Компания учитывает данную инвестицию по методу участия в капитале. 13 ноября 2006 года Банк Китая выдал кредит Тайху Лимитед в сумме 3,6 млрд. долл. США на финансирование покупки 96,86% акций Удмуртнефти, а также оставшихся 3,14% акций у миноритарных акционеров. Возврат привлеченных средств будет производиться за счет денежных потоков Удмуртнефти, без регресса на активы акционеров.

Удмуртнефть находится в Волго-Уральском регионе РФ. Компания владеет лицензиями на 24 продуктивных месторождения углеводородов. Суточная добыча Удмуртнефти в 2006 году составила 119,65 тыс. баррелей нефти. Сумма чистых доказанных запасов нефти Удмуртнефти, по состоянию на 31 декабря 2006 года, по классификации SPE, составляет 323,92 млн. баррелей (45,87 млн. тонн).

Изменение учета операций СПП «Сахалин-1»

В феврале 2001 года Компания подписала соглашение о купле-продаже доли с Oil and Natural Gas Corporation (далее «ONGC») в отношении соглашения о разделе продукции (СПП) «Сахалин-1», что уменьшило долю Компании до 20%. Компания учитывала оставшуюся долю в СПП по методу «финансирования доли». В октябре 2005 года на СПП «Сахалин-1» началась промышленная добыча углеводородов, соответственно, доля Компании в запасах углеводородов перенесена в состав доказанных разрабатываемых запасов.

31 июля 2006 года Компания выплатила 1 339 млн. долл. США (включая накопленные проценты) компании ONGC в отношении финансирования расходов доли Компании в СПП, осуществленного ONGC в предыдущие периоды. После выплаты Компания вернула себе право на получение дохода, соответствующего своей доле в проекте, и стала учитывать вложение в проект по методу пропорциональной консолидации. По состоянию на 31 декабря 2006 года основная часть расходов в сумме 1 328 млн. долл. США была включена в состав основных средств, относящихся к разведке и добыче нефти и газа, и по сути представляет собой капитальные вложения.

2005 год

ОАО «Верхнечонскнефтегаз»

В четвертом квартале 2005 года Компания приобрела 25,94% обыкновенных акций ОАО «Верхнечонскнефтегаз», которому принадлежит лицензия на разработку Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, крупнейшего месторождения в Иркутской области. Цена приобретения составила 6 637 млн. рублей (230 млн. долл. США по курсу на дату транзакции). Доля участия Компании в ОАО «Верхнечонскнефтегаз» отражена в учете по методу долевого участия.

2004 год

ОАО «Юганскнефтегаз»

22 декабря 2004 года Компания приобрела 100% долю в ООО «Байкалфинансгруп» (далее «Байкалфинансгруп»), которое за несколько дней до этого стало победителем торгов на аукционе по продаже 76,79% акций ОАО «Юганскнефтегаз» (100% обыкновенных акций ОАО «Юганскнефтегаз») за 260 782 млн. руб. (9 398 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату сделки). Аукцион был проведен 19 декабря 2004 года в рамках исполнительного производства по делу о взыскании налогов с ОАО «НК «ЮКОС», компании, контролирующей ОАО «Юганскнефтегаз» до проведения аукциона.

После приобретения Роснефтью компании Байкалфинансгруп, Роснефть предоставила Байкалфинансгруп кредиты для погашения основной суммы и процентов по кредитам, полученным для внесения задатка для участия в аукционе и оплаты выигранных на аукционе акций Юганскнефтегаза. Эти акции Байкалфинансгруп приобрела и оплатила 31 декабря 2004 года.

Источники предоставленных Роснефтью средств в качестве кредитов Байкалфинансгруп, а также суммы для удовлетворения непосредственных потребностей Юганскнефтегаза в оборотном капитале включали в себя:

- Заимствования, классифицируемые как долгосрочные кредиты, в суммарном размере 6 465 млн. долл. США;
- Краткосрочные заимствования, суммарный размер которых составил около 1 442 млн. долл. США; и
- Средства суммарным объемом около 1 746 млн. долл. США, полученные в счет реализации долей участия Роснефти в проектах по освоению Приразломного и Штокмановского месторождений, в том числе 1 344 млн. долл. США от реализации принадлежавших Роснефти 50% акций ЗАО «Севморнефтегаз» (более подробное описание смотри ниже в разделе «Результаты деятельности—Прочие доходы и расходы—Прибыль от реализации доли в ЗАО «Севморнефтегаз»).

Долгосрочные заимствования включают 6 000 млн. долл. США, полученных от ОАО «Внешэкономбанк» (далее «**Внешэкономбанк**»), от первоначального выпуска векселей Компанией и ее дочерними обществами в декабре 2004 года. Эти средства планировалось перевести в разряд долгосрочных, что было сделано в январе 2005 года, после того, как Внешэкономбанк привлек средства двух китайских банков, Банка развития Китая и Экспортно-импортного банка Китая и передал эти средства в кредит Роснефти для погашения векселей. Погашение кредита Внешэкономбанка осуществляется ежемесячными платежами, при этом срок последнего платежа наступает в 2011 году. Первоначальная ставка процентов по кредиту составляла LIBOR плюс 3% годовых, но в первом квартале 2006 года процентная ставка была снижена до уровня LIBOR плюс 0,7% годовых. Договоренность о получении кредита была достигнута Роснефтью посредством заключения долгосрочного договора (с обеспечением в форме залога права требования) на поставку нефти Китайской национальной объединенной нефтяной корпорации ("**КНОНК**") общим объемом 48,4 млн. тонн в течение периода с 2005 года по 2010 год включительно (4 млн. тонн в 2005 году и 8,88 млн. тонн в течение каждого из последующих пяти лет) по ценам, определенным на основании формулы, которая учитывает стандартные индикативные международные цены на нефть, скорректированные с учетом качества продукта. Гарантом платежей КНОНКа в рамках договора выступает Китайская Национальная Нефтяная Корпорация, материнская компания КНОНКа, Банк развития Китая и Экспортно-импортный банк Китая. Остальные заимствования в размере 465 млн. долл. США были привлечены на долгосрочной основе у Сбербанка.

Краткосрочные заимствования, привлеченные главным образом от Сбербанка и Внешторгбанка, были погашены или рефинансированы в 2005 году за счет других кредитов, включая часть кредита сроком на пять лет, полученного в июле 2005 года от синдиката иностранных банков в размере 2 000 млн. долл. США и проценты по ставке LIBOR плюс 1,8% годовых. Данный кредит подлежит погашению ежемесячными платежами и обеспечен договорами на экспорт нефти. В апреле 2006 года процентная ставка по данному кредиту была снижена до LIBOR плюс 0,65% годовых.

Приобретение Юганскнефтегаза существенно повлияло на увеличение размеров запасов, объемов добычи и результаты деятельности Роснефти. Однако оно также привело к значительному росту задолженности Роснефти и возникновению существенных обязательств. К числу таких обязательств относились обязательства, связанные, кроме всего прочего, с претензиями к аукциону по реализации акций Юганскнефтегаза, налоговыми претензиями к или связанными с Юганскнефтегазом, претензиями к Юганскнефтегазу по ранее выданным гарантиям и полученным кредитам, которые возникли в учете нарушения условий кредитных договоров в результате финансирования покупки Юганскнефтегаза (впоследствии кредиторы Роснефти отказались от прав требования). В случае, если ЮКОСУ и/или аффилированным с ним лицам удастся добиться судебных решений против Российской Федерации, эти лица могут потребовать приведения в исполнение этих решений за счет Роснефти, что может привести к ответственности Роснефти в существенном размере. Некоторые из указанных обязательств уже урегулированы, по оставшимся до сих пор продолжаются судебные разбирательства. Роснефть является компанией с относительно высоким уровнем привлеченных средств, которая должна соблюдать определенные финансовые и иные ограничительные условия с учетом условий своих долговых обязательств, и любое неисполнение таких условий может привести Роснефть к неисполнению обязательств (дефолту). После интеграции Юганскнефтегаза в состав Роснефти в соответствии с процедурой

обмена акций, которая произошла 1 октября 2006 года, претензии к Юганскнефтегазу стали прямыми претензиями к Роснефти. См. раздел — «Развитие группы — Консолидация путем присоединения дочерних обществ».

Развитие группы

Доли участия в дочерних предприятиях

2006 год

ОАО "НК "Роснефть" – Туапсенефтепродукт"

В январе 2006 года Роснефть приобрела 39,26% обыкновенных акций (30,24% уставного капитала) ОАО «НК «Роснефть»-Туапсенефтепродукт», предприятия, предоставляющего услуги перевалки сырой нефти и нефтепродуктов, увеличив свой пакет обыкновенных акций с 50,67% до 89,93%, а долю участия в уставном капитале с 38,00% до 68,24%. Цена приобретения составила 2 835 млн. руб. (100 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату оплаты). Возникшая в результате приобретения положительная деловая репутация (гудвилл) в сумме 34 млн. долларов США объясняется ожидаемым дополнительным положительным эффектом, связанным с оптимизацией рисков, которая стала возможна после обретения доли в голосующих акциях более 75%.

ОАО Дальтрансгаз

В феврале 2006 года Компания пропорционально своей доле участия выкупила 25% дополнительной эмиссии акций ОАО «Дальтрансгаз», предприятия, управляющего независимой системой трубопроводов за 722 млн. руб. (26 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату оплаты), сохранив свою долю участия на уровне 25% плюс одна акция.

В августе 2006 года Компания пропорционально своей доле участия выкупила 25% дополнительной эмиссии акций ОАО «Дальтрансгаз» за 525 млн. руб. (19 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату транзакции), таким образом, сохранив свою долю участия на уровне 25% плюс одна акция

ОАО «Всероссийский Банк Развития Регионов»

В июле 2006 года Компания стала победителем аукциона по продаже 25,49% обыкновенных акций в ОАО «Всероссийский Банк Развития Регионов» («ВБРР»), российского банка с полным комплексом услуг, предоставляющего займы третьим лицам, в результате чего принадлежащий ей пакет обыкновенных акций ВБРР увеличился с 50,98% до 76,47%. Цена приобретения составила 333 млн. руб. (12 млн. долл. США по состоянию на дату транзакции).

В сентябре 2006 года собранием акционеров ВБРР была одобрена дополнительная эмиссия 223 500 акций банка номиналом 10 000 руб. за штуку, которая будет полностью выкуплена Компанией. Общая номинальная стоимость приобретаемых акций составит 85 млн. долларов США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2006 года. Доля Компании в уставном капитале ВБРР после данной покупки составит 94%. Дополнительный выпуск акций планируется завершить позднее в 2007 году.

2005 год

ОАО Краснодарнефтегаз

В первой половине 2005 года Компания приобрела 38,66% обыкновенных акций и 61,63% привилегированных акций ОАО «НК «Роснефть–Краснодарнефтегаз», увеличив свой пакет обыкновенных акций с 58,97% до 97,91%, а долю участия в уставном капитале с 50,78% до 95,46%. Цена приобретения составила 2 971 млн. руб. (110 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату оплаты).

ОАО Селькупнефтегаз

В июле 2005 года Компания приобрела 34% обыкновенных акций ОАО «Селькупнефтегаз», предприятия, занимающегося разведкой и добычей, увеличив свою долю участия с 66,00% до 100,00%. Цена приобретения составила 573 млн. руб. (20 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату оплаты).

2004 год

ООО Енисейнефть

В первой половине 2004 года Компания приобрела 100% Losiem Commercial за 2 003 млн. руб. (69 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату оплаты). Losiem Commercial принадлежала миноритарная доля участия в ООО «Енисейнефть», предприятия, занимающегося разведкой и добычей, в размере 40.00%. Сделка заключалась с целью увеличения доли участия Компании в ООО «Енисейнефть» с 59.00% до 99.00%.

ОАО Туапсинский НПЗ

В декабре 2004 года Роснефть приобрела 39,38% обыкновенных акций и 49,79% привилегированных акций ОАО «НК «Роснефть» – Туапсинский НПЗ», российского нефтеперерабатывающего завода, увеличив свой пакет обыкновенных акций с 52,70% до 92,08%, а долю в уставном капитале с 39,53% до 81,51%. Цена приобретения составила 5 106 млн. руб. (184 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату оплаты).

Реструктуризация

ООО "РН-Бурение"

В марте 2006 года в соответствии с решением Совета директоров Компании об оптимизации сервисного блока была создана компания ООО «РН-Бурение». Во втором квартале 2006 года произошла передача буровых и прочих вспомогательных активов из дочерних добывающих компаний. В третьем квартале была проведена консолидация буровых подразделений дочерних обществ Компании (ООО «Пурнефтегаз-Бурение», ООО «Краснодарнефтегаз-Бурение», ООО «Краснодарнефтегаз-Сибирь») путем присоединения к ООО «РН-Бурение».

Консолидация путем присоединения дочерних обществ

До осени 2006 года основные дочерние компании Роснефти имели существенные миноритарные доли участия. См. раздел «Результаты деятельности—Доля прочих акционеров в прибыли дочерних компаний». 1 октября 2006 года Компания произвела обмен своих обыкновенных акций на акции данных дочерних компаний, принадлежащие третьим лицам, по специальному курсу конвертации, как было одобрено акционерами, с последующим присоединением этих дочерних компаний (далее – «**Присоединяющиеся дочерние компании**») к Компании. Для приобретения акций, принадлежащих миноритарным акционерам Присоединяемых предприятий, было выпущено 1 220 939 458 обыкновенных акций Роснефти (что составляет 11,52% уставного капитала Роснефти). Данная сделка была отражена по методу приобретения. Справедливая стоимость выплаченного вознаграждения, а именно акций Роснефти, выпущенных для обмена акций, была определена на основе рыночной стоимости акций на дату, ближайшую к дате согласования условий сделки, и составила 9 218 млн. долл. США. Разница, возникшая в результате превышения справедливой стоимости переданных акций над справедливой стоимостью выкупленной доли меньшинства в размере 69 млн. долларов США, была отражена как гудвилл, который относится к сегменту нефтепереработки и сбыта. Компания относит данный гудвилл к эффекту синергии от присоединения. Превышение справедливой стоимости доли меньшинства над ее балансовой стоимостью относится в основном к основным средствам и правам на добычу нефти и газа. Там где справедливая стоимость приобретенных чистых активов превысила цену приобретения, возникшая отрицательная деловая репутация пропорционально уменьшила стоимость приобретенных внеоборотных активов.

В результате обмена акций все лицензии на разработку и добычу, ранее принадлежащие Присоединяющимся дочерним компаниям, были переданы в холдинговую компанию.

Лицензии, полученные в результате победы на аукционах

Компания выиграла ряд аукционов на покупку лицензий по лицензионным участкам в стадии геологического изучения.

2006 год

Туколандский, Вадинский и Пендомаяхский лицензионные участки

В феврале 2006 года, в результате победы на аукционах по продаже лицензий, Компания получила лицензии на разведку и добычи на Туколандском, Вадинском и Пендомаяхском нефтегазоносных лицензионных участках в Красноярском крае. Суммарная стоимость лицензий составила 5 377 млн. руб. (199 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату оплаты). Указанные участки находятся в непосредственной близости от Ванкорского месторождения, к разработке которого Роснефть приступила в 2003 году. В ходе работ на этих участках Компания сможет использовать отдельные объекты инфраструктуры Ванкорского месторождения, сократив таким образом затраты на разработку в случае обнаружения углеводородов в объеме, достаточном для промышленной разработки. Срок действия лицензий истекает в 2031 году.

Восточно-Сугдинский участок

В марте 2006 года в результате победы Компании на аукционе в декабре 2005 года была получена лицензия на разведку и добычу сырой нефти и газа на Восточно-Сугдинском участке. Полная стоимость лицензии составила 7 470 млн. руб., из которых аукционный сбор в размере 300 млн. руб. (10 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату оплаты) был уплачен в декабре 2005 года, а оставшаяся сумма в размере 7 170 млн. руб. (258 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату оплаты) была уплачена в 2006 году. Срок действия лицензии истекает в 2031 году.

Могдинский и Санарский лицензионные участки

В апреле 2006 года в результате победы на аукционе Компания получила лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу нефти и газа на Могдинском и Санарском нефтегазоносных лицензионных участках в Иркутской области. Суммарная стоимость лицензий составила 2 523 млн. руб. (94 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату оплаты). Указанные участки находятся в непосредственной близости от Верхнечонского месторождения, которое в настоящий момент находится в стадии разработки. В ходе работ на них Компания сможет использовать отдельные объекты инфраструктуры Верхнечонского месторождения, сократив таким образом затраты на разработку в случае обнаружения углеводородов в объеме, достаточном для промышленной разработки. Срок действия лицензий истекает в 2031 году.

Даниловский участок

В июне 2006 года в результате победы на аукционе Компания приобрела лицензию на геологическое изучение, разведку и добычу нефти и газа на Даниловском нефтегазоносном участке в Иркутской области. Стоимость лицензии составила 1 210 млн. руб. (45 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату оплаты). Срок действия лицензии истекает в 2031 году.

Северо-Чарский участок

В июле 2006 года в результате победы на аукционе Компания получила лицензию на геологическое изучение, разведку и добычу нефти и газа на Северо-Чарском нефтегазоносном участке на границе Таймырского и Ямало-Ненецкого автономного округа. Суммарная стоимость лицензии составила 4 730 млн. руб. (177 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату оплаты). С учетом этого приобретения количество лицензий ОАО "НК оснефть" в районе Ванкорского месторождения в Восточной Сибири достигло 14 штук. Срок действия лицензии истекает в 2031 году.

Осовейский участок

В июле 2006 года в результате победы на аукционе Компания приобрела лицензию на геологическое изучение, разведку и добычу нефти и газа на Осовейском участке в Ненецком автономном округе, в непосредственной близости к уже разрабатываемым месторождениям – Черпаюскому, Хасырейскому и Надеюскому. Суммарная стоимость лицензии составила 2 250 млн. руб. (84 млн. долл. по курсу ЦБ РФ на дату оплаты). Срок действия лицензии истекает в 2026 году.

Кулиндинский участок

В августе 2006 года в результате победы на аукционе Компания приобрела лицензию на геологическое изучение, разведку и добычу нефти и газа на Кулиндинском перспективном нефтегазоносном участке в Эвенкии. Суммарная стоимость лицензии составила 1 561 млн. руб. (59 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату оплаты). Кулиндинский участок расположен на территории Тунгусско-Чунского района южно-восточной части Эвенкии. Компания ожидает получить эффект синергии от совместной разработки Кулиндинского и Санарского нефтегазоносных участков. Срок действия лицензии истекает в 2031 году.

2005 год

Воргамусюрское месторождение

19 мая 2005 года, в результате победы на аукционе, Роснефть получила лицензию на геологическое изучение, разведку и добычу на Воргамусюрском нефтегазовом месторождении в Тимано-Печоре. Сумма, уплаченная за лицензию, составила 3 750 млн. руб. (134 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату оплаты). Срок действия лицензии истекает в 2030 году.

Соглашение о стратегическом сотрудничестве с ОАО «Газпром»

В ноябре 2006 года ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром» (далее «Газпром») подписали двустороннее Соглашение о стратегическом сотрудничестве. В соответствии с Соглашением стороны намерены совместно участвовать в конкурсах и аукционах на получение прав недропользования, а также в реализации совместных проектов (условия сотрудничества по которым подлежат определению в рамках отдельных соглашений), в частности в реализации проектов создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке газоперерабатывающих и газохимических производств. При рассмотрении вопросов участия в совместных проектах в области геологоразведки и разработки месторождений стороны будут исходить из равного распределения долей участия (за исключением случаев реализации проектов с участием третьих лиц). Согласно данному соглашению, Газпром (включая его аффилированные компании) будет покупать у Роснефти (включая ее аффилированные компании) природный газ, добытый сверх уровня добычи 2006 года на месторождениях Западной Сибири, связанных с Единой системой газоснабжения (далее «ЕСГ») России, принадлежащей ОАО «Газпром».

Соглашение о стратегическом партнерстве заключено на период по 2015 год включительно.

Совместная деятельность по освоению Сахалин-3

26 марта 2007 года Компания заключила с Синопек Акционерное и операционное соглашение в отношении совместной деятельности по разведке и освоению участков недр Венинского блока месторождений на шельфе острова Сахалин (проект «Сахалин-3»). В соответствии с подписанным документом 100-процентные дочерние компании Роснефти и Синопек - Rosneft International Limited и Sinopec Overseas Oil and Gas Limited - стали владельцами созданной в октябре 2006 года проектной холдинговой компании Venin Holding Ltd., которая, в свою очередь, будет единственным акционером ООО «Венинефть», держателя лицензии и оператора работ по освоению участков недр Венинского блока. Доли участия сторон в проекте составляют: Роснефть - 74,9%, Sinopec - 25,1%. Сделка по отчуждению в пользу совместной компании доли участия в ООО «Венинефть», принадлежащей сейчас Роснефти, должна быть одобрена Советом директоров ОАО «НК «Роснефть».

Совместная с British Petroleum («BP») деятельность по освоению Сахалин-4, 5

21 ноября 2006 года Роснефть и BP заключили два операционных соглашения между акционерами по разработке и освоению Восточного Шмидтвского (Сахалин-5) и Западного Шмидтвского (Сахалин-4) блоков. Оба проекта имеют одинаковую корпоративную структуру. По соглашениям, Роснефть и BP станут акционерами созданных в Нидерландах холдингов Vostok-Shmidt Neftegaz Holdings B.V. и Zapad-Shmidt Neftegaz Holdings B.V. Роснефть будет владеть 51% и BP – 49% долями в этих компаниях. Vostok-Shmidt Neftegaz Holdings B.V. и Zapad-Shmidt Neftegaz Holdings B.V. в свою очередь будут полностью владеть российскими компаниями ЗАО «Восток-Шмидт Нефтегаз» и

ЗАО «Запад-Шмидт Нефтегаз», которые будут держать лицензии и станут операторами по соответствующим проектам Сахалин-5 и Сахалин-4. Сделка по внесению доли Роснефти в ЗАО «Восток-Шмидт Нефтегаз» и ЗАО «Запад-Шмидт Нефтегаз» холдинговым компаниям подлежит утверждению Совета Директоров Роснефти.

Финансирование проекта основано на методе финансирования доли, где ВР согласилось финансировать полностью долю Роснефти на стадии разработки месторождений.

Проект «Западная Камчатка»

8 декабря 2006 года Роснефть и ККС Korea Kamchatka Co. Limited заключили операционное соглашение между акционерами по разработке и освоению участка шельфа «Западная Камчатка». ККС Korea Kamchatka Co. Limited на 50% принадлежит «КНОНК» и на 50% - Корейскому консорциуму, состоящему из 6-ти компаний. В соответствии с корпоративной структурой проекта держатель лицензии и оператор проекта ООО «Камчатнефтегаз» на 100% принадлежит холдинговой компании West Kamchatka Holding B.V., созданной в Нидерландах в 2005 году. Роснефти принадлежит 60% долей в данном холдинге, а оставшиеся 40% - ККС Korea Kamchatka Co. Limited.

Финансирование проекта основано на методе финансирования доли, где ККС Korea Kamchatka Co. Limited согласилось финансировать полностью долю Роснефти на стадии разработки месторождений.

Основные факторы, влияющие на результаты операционной деятельности

В дополнение к описанному выше приобретению ОАО «Юганскнефтегаз» (см. раздел «Приобретения – Значительные приобретения – 2004 — Юганскнефтегаз»), основными факторами, определившими результаты операционной деятельности ОАО «НК «Роснефть» в рассматриваемый период, и действие которых, по всей вероятности, окажет существенное влияние на результаты деятельности Компании в будущем, являются:

- изменение цен на нефть и нефтепродукты и газ;
- обменный курс рубля к доллару США и темпы инфляции;
- изменение ставок налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортных пошлин; и
- изменение транспортных тарифов.

Изменение цен, таможенных пошлин и транспортных тарифов может оказать существенное влияние на выбор Компанией номенклатуры продукции и маршрутов экспортных поставок, обеспечивающих максимальные цены на нефть, добываемую Компанией, с учетом сформировавшихся цен на нефтепродукты. Существенное повышение экспортных пошлин оказало отрицательное влияние на чистую прибыль Компании в 2006 году.

Изменение цен на нефть, нефтепродукты и газ

Наиболее важным фактором, определяющим финансовые результаты деятельности Компании, являются цены реализации нефти и нефтепродуктов. Они находятся в прямой зависимости от цен на мировом и российском товарном рынке. Мировая цена на нефть подвержена серьезным колебаниям, которые обусловлены балансом спроса и предложения нефти в мире. Большая часть нефти, продаваемой на экспорт, смешивается в системе нефтепроводов Транснефти с нефтью разного качества от других производителей. Образующаяся смесь "Юралс" торгуется со скидкой к марке "Брент".

Определение цен на нефть внутреннего российского рынка сопряжено с определенными трудностями, так как большая часть операций проводится внутри крупных вертикально интегрированных групп, объединяющих компании в сфере добычи, переработки и сбыта нефти и нефтепродуктов. При этом внутренние цены, существующие в России, ввиду отсутствия широкого организованного рынка, зачастую оказываются существенно ниже того уровня, на котором они могли бы быть из-за сезонных превышений спроса и несбалансированности предложения по регионам.

Динамика цен на нефтепродукты на российском и международном рынке определяется рядом факторов, к наиболее важным из которых относится уровень мировых цен на нефть, баланс спроса и предложения на нефтепродукты, конкуренция на различных рынках, их удаленность от регионов, где осуществляется переработка нефти и производство нефтепродуктов.

В нижеприведенной таблице приведены средние цены на сырую нефть и нефтепродукты в России и в мире:

	За годы, окончившиеся 31 декабря			% изменения за годы, окончившиеся 31 декабря	
	2006	2005	2004	2006 к 2005	2005 к 2004
Мировой рынок					
	(долл. США за баррель)			(в %)	
Нефть марки "Брент"	65,14	54,38	38,21	19,8%	42,3%
Нефть марки "Юралс" (средняя Med и NWE)	61,27	50,47	34,27	21,4%	47,3%
Нефть марки "Дубай-Оман" (Сингапур)	62,01	49,88	33,97	24,3%	46,8%
	(долл. США за тонну)			(в %)	
Мазут 3,5 (средняя Med)	286,00	222,00	147,00	28,8%	51,0%
Газойль 0,2 (средняя Med)	587,00	508,00	356,00	15,6%	42,7%
Прямогонный бензин, нефтя (средняя Med)	547,00	456,00	352,00	20,0%	29,5%
Российский рынок*					
	(долл. США за тонну)			(в %)	
Нефть	254,06	213,15	148,94	19,2%	43,1%
Мазут	204,38	145,30	84,16	40,6%	72,6%
Дизельное топливо	557,79	495,15	333,78	12,7%	48,3%
Высокооктановый бензин	740,10	606,76	485,89	22,0%	24,9%
Низкооктановый бензин	597,17	494,48	400,62	20,8%	23,4%

* Включая НДС в размере 18%.

Источник: средние цены рассчитаны на основе Platts (мировой рынок), Кортес (российский рынок)

Поставки газа Роснефтью до настоящего времени носили ограниченный характер, однако, стратегией Компании предусматривается существенный рост в газовом сегменте. Газпром, контролирующий доступ к единой системе магистральных газопроводов, является монопольным поставщиком природного газа на внутреннем рынке и единственным экспортером российского газа за рубежом. Согласно соглашению между Компанией и Газпромом, заключенному в ноябре 2006 года, Газпром будет покупать у Роснефти природный газ, добытый сверх уровня добычи 2006 года на месторождениях Западной Сибири, связанных с ЕСГ Газпрома. Цены, по которым Газпром реализует газ на внутреннем рынке, регулируются государством. Хотя уровень регулируемых цен на газ в России повышается, и эта тенденция, по всей вероятности, сохранится в будущем до сближения с экспортными ценами нэтбэк, в настоящее время цены существенно ниже мировых. Регулируемые цены оказывали, и будут продолжать оказывать существенное влияние на продажную цену газа в разовых поставках ОАО "НК "Роснефть" Газпрому или на контрактную цену по стратегическому соглашению, заключенному между сторонами. Средняя продажная цена газа, поставляемого ОАО "НК "Роснефть", составляла 560 руб. (20,58 долл. США)/тыс. куб. м, 531 руб. (18,82 долл. США)/тыс. куб. м и 464 руб. (16,16 долл. США)/тыс. куб. м за 2006, 2005 и 2004 года, соответственно. Укрепление рубля по отношению к доллару США оказало влияние на долларовой эквивалент цен реализации газа.

Анализ ценовых рисков по нефти, газу и нефтепродуктам проведен в разделе «Качественные и количественные раскрытия о рыночном риске – Риск изменения цены на нефть, газ и нефтепродукты».

Обменный курс рубля к доллару США и темпы инфляции

Обменный курс рубля к доллару США и темпы инфляции в Российской Федерации оказывают существенное влияние на результаты деятельности Компании в связи с тем, что значительная часть выручки от продажи нефти и нефтепродуктов выражена в долларах США, в то время как большая часть расходов выражена в российских рублях. Таким образом, ситуация

реального укрепления рубля к доллару США оказывает отрицательное влияние на операционную прибыль Роснефти. В течение рассматриваемого периода произошло укрепление рубля к доллару США, как в реальном, так и в номинальном выражении. С 2007 года Компания начала использовать валютные форвардные контракты с целью снизить эффект от колебаний курса рубля по отношению к доллару США. См. «–Качественные и количественные раскрытия о рыночном риске–Риск изменения обменных курсов».

Изменение реального курса рубля к доллару находится в функциональной зависимости от соотношения показателей номинального обменного курса и показателей инфляции. Ниже в таблице представлены данные об изменении обменного курса и темпах инфляции за анализируемые периоды.

Темпы инфляции и обменные курсы валют

	За годы, окончившиеся 31 декабря		
	2006	2005	2004
Рублевая инфляция (ИПЦ) ⁽¹⁾	9,0%	10,9%	11,7%
Курс рубля к доллару США на начало периода ⁽¹⁾	28,78	27,75	29,45
Курс рубля к доллару США на конец периода ⁽¹⁾	26,33	28,78	27,75
Средний курс рубля к доллару США за период ⁽¹⁾	27,19	28,29	28,81
Номинальное укрепление /(обесценение) рубля	9,3%	(3,6)%	6,1%
Реальное укрепление /(обесценение) рубля, расчетный показатель	19,1%	6,9%	18,5%
Реальное укрепление /(обесценение) рубля ⁽¹⁾	16,7%	3,9%	14,0%

(1) Источник: Центральный Банк России, Государственный комитет по статистике России

Изменение ставок налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортных пошлин

На платежи по НДПИ и экспортным пошлинам приходилось между 27,5% и 52,8% всего объема выручки ОАО "НК "Роснефть" за рассматриваемые периоды. Ниже в таблице приводятся ставки НДПИ и экспортных пошлин, подлежащих уплате Роснефтью в рассматриваемый период. Если объемы поставок углеводородов останутся без изменений, уровень ставок НДПИ и экспортных пошлин в значительной мере снизит эффект от изменений в ту или иную сторону экспортных цен на чистую прибыль Компании как результат установления ставок экспортных пошлин и налога на добычу полезных ископаемых с задержкой в несколько месяцев после изменения в ценах на нефть.

Ставки НДПИ и экспортных пошлин

	За годы, окончившиеся 31 декабря			% изменения за годы, окончившиеся 31 декабря	
	2006	2005	2004	2006 к 2005	2005 к 2004
НДПИ					
Нефть (руб. за тонну)	2 282	1 883	1 042	21,2%	80,7%
Природный газ (руб. за тыс. куб. м)	147	135	107	8,9%	26,2%
Экспортная пошлина (долл. США за тонну)					
Нефть	196,86	130,02	55,77	51,4%	133,1%
Легкие и средние дистилляты	143,66	91,53	39,15	57,0%	133,8%
Мазут	77,41	52,43	37,22	47,6%	40,9%

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

В 2006 году ставка НДПИ по нефти увеличилась в рублевом выражении на 21,2% по сравнению с 2005 годом за счет роста цен на нефть более чем на 21%. Данная ставка также возросла на 80,7% в 2005 году, в основном, из-за роста цен на нефть (более чем на 47% в 2005 году), а также из-за увеличения базовой ставки налога.

Ставка НДПИ по нефти в 2005 и 2006 годах рассчитывается путем умножения базовой ставки на поправочный коэффициент равный $(Ц - 9) * К / 261$, где "Ц" - средняя цена нефти марки "Юралс" за налоговый период, "К" - средний курс рубля к доллару США, установленный ЦБ РФ за налоговый период. В 2004 году для расчета использовалась формула $(Ц - 8) * К / 252$. Базовая ставка налога составляла 347 рублей в 2004 году и 419 рублей в 2005 и 2006 годах. Ставка НДПИ на тысячу кубических метров добытого газа составила 107 рублей в 2004 году, 135 рублей в 2005 году и 147 рублей в 2006 году.

В долларовом выражении величина НДПИ составила 4,98 долл. США на баррель нефти и 3,64 долл. США на баррель нефтяного эквивалента в 2004 году, 8,81 долл. США и 7,71 долл. США в 2005 году и 11,04 долл. США и 9,70 долл. США в 2006 году, соответственно.

27 июля 2006 года Государственная Дума приняла закон, изменяющий налоговый режим по НДПИ. Этот закон вступает в силу с 1 января 2007 года. Основные положения закона таковы:

- вводятся льготные периоды, в течение которых не взимается НДПИ на нефть для вновь разрабатываемых нефтяных проектов на территории Республики Саха (Якутия), Иркутского региона и территории Красноярского края в течение первых 10 лет по новым лицензиям и первых 15 лет по новым комбинированным лицензиям по разработке и добыче, либо до достижения суммарной накопленной добычи 25 млн. тонн нефти. Такие льготные налоговые периоды не применяются к добыче природного газа;
- более низкие ставки НДПИ на месторождения, выработка которых составляет 80% и выше.

Ожидается, что данный закон окажет положительное влияние на доходность Компании, принимая во внимание её вновь разрабатываемые нефтяные месторождения в Восточной Сибири.

Экспортная пошлина

Как видно из таблицы ниже, ставка экспортной пошлины привязана к средней цене на сырую нефть марки "Юралс" на рынках Северо-Запада Европы и Средиземноморья в долл. США за баррель (в пересчете на доллары США за тонну).

Порядок расчета экспортной пошлины на нефть (с июня 2004 года)

Цена "Юралс" (долл./тонна)	Экспортная пошлина (долл./тонна)
Ниже 109,5 (15 барр./тонна)	Пошлина не взимается
109,5-146 (15-20 барр./тонна)	35% от разницы между средней ценой "Юралс" в долларах за тонну и 109,5 долларов
146-182,5 (20-25 барр./тонна)	12,78 долларов за тонну плюс 45% от разницы между средней ценой "Юралс" в долларах за тонну и 146 долларов
Свыше 182,5 (25 барр./тонна)	29,2 долларов за тонну плюс 65% от разницы между средней ценой "Юралс" в долларах за тонну и 182,5 долларов

Порядок расчета экспортной пошлины на нефть (до июня 2004 года)

Цена "Юралс" (долл./барр.)	Экспортная пошлина (долл./тонна)
Ниже 109,5 (15 барр./тонна)	Пошлина не взимается
109,5-182,5 (15-25 барр./тонна)	35% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах за тонну и 109,5 долларов за тонну
Свыше 182,5 (25 барр./тонна)	25,53 долларов за тонну плюс 40% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах за тонну и 182,5 долларов

Уровень фактических экспортных пошлин на нефть значительно вырос в соответствии с ростом цен на нефть в 2004, 2005 и 2006 годах, с 7,51 долл. США за баррель экспортированной нефти в 2004 году до 18,22 долл. США за баррель экспортированной нефти в 2005 году и 27,24 долл. США за баррель экспортированной нефти в 2006 году. Величина экспортной пошлины пересматривается правительством РФ каждые два месяца на основании мониторинга средней цены нефти марки «Юралс» на мировом рынке.

Экспортные пошлины на нефтепродукты устанавливаются правительством Российской Федерации в зависимости от размеров ставок экспортных пошлин на нефть. Экспортные пошлины не уплачиваются в случае экспорта нефти и нефтепродуктов на территорию стран СНГ, являющихся участниками Таможенного союза, а именно Беларусь, Казахстан, Киргизия и Таджикистан. Выручка и объемы реализации в эти страны составила 1 575 млн. долл. США (42,71 млн. баррелей) в 2006 году, 1 190 млн. долл. США (39,51 млн. баррелей) в 2005 году и 270 млн. долл. США (12,53 млн. баррелей) в 2004 году.

В результате установления данных налоговых ставок с задержкой в несколько месяцев после соответствующего изменения цен на нефть, последние оказывают меньшее влияние на чистую прибыль компаний, экспортирующих нефть и нефтепродукты из России. Более того, соотношение экспортных пошлин на нефть и акцизов на нефтепродукты оказывает воздействие на выбор Компании между экспортом сырой нефти и ее переработкой для последующей реализации нефтепродуктов как за рубежом, так и на российском рынке.

Изменения в транспортных тарифах

ОАО "НК "Роснефть" осуществляет транспортировку большей части добываемой нефти через систему трубопроводов, владельцем и оператором которых является Транснефть. В соответствии со ст. 4 Федерального закона от 17.08.1995 N 147-ФЗ «О естественных монополиях» Транснефть относится к субъектам естественных монополий, осуществляющих транспортировку нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам потребителям Российской Федерации и за ее пределами. При этом Российская Федерация владеет 75% акционерного капитала ОАО «АК» Транснефть». За услуги по транспортировке нефти Транснефть взимает с грузоотправителей плату по тарифам, устанавливаемым государственным органом регулирования естественных монополий – Федеральной службой по тарифам (ФСТ России). Общая сумма расходов на транспортировку одной тонны нефти зависит от протяженности маршрута транспортировки нефти с месторождения до конечного пункта назначения, а также от количества "участков", принадлежащих Транснефти, по которым пройдет транспортировка. Затраты Роснефти по перевозке на тонну нефти, транспортированной Транснефтью, увеличились в среднем на 18% в 2006 году, на 11% в среднем в 2005 году и на 18% в среднем в 2004 году.

ОАО "НК "Роснефть" стремится использовать альтернативные средства транспортировки нефти в целях оптимизации цен нэтбэк, в том числе северный маршрут через свой нефтяной терминал "Белокаменка", крупнейший на российском Дальнем Востоке Находкинский нефтеналивной терминал, через который ведется экспорт нефтепродуктов в Азиатско-Тихоокеанский регион, дальневосточный маршрут через трубопровод «Оха - Комсомольск-на-Амуре», принадлежащий ОАО "НК "Роснефть" и проложенный с острова Сахалин, а также южный маршрут через трубопровод Каспийского Трубопроводного Консорциума («КТК.»).

В 2006 году ОАО "НК "Роснефть" осуществило поставку на экспорт через систему трубопроводов компании ОАО "АК "Транснефтепродукт" («Транснефтепродукт») около 12%

своих нефтепродуктов. Транснефтепродукт, принадлежащий Российской Федерации и планируемый к передаче Транснефти, является монополистом на рынке транспортных услуг для перевозки нефтепродуктов по собственным трубопроводным сетям как внутри Российской Федерации, так и за её пределами. Нефтепродукты производились Самарской группой НПЗ, подконтрольной ОАО «НК» ЮКОС», на основании заключенных договоров процессинга. До 2005 года Роснефть не несла транспортных затрат на транспортировку нефтепродуктов, поскольку договора реализации предусматривали перевыставление этих затрат покупателям. Затраты Роснефти по перевозке на тонну нефтепродуктов, транспортированных по трубопроводу, увеличились в среднем на 17% в 2006 году по сравнению с 2005 годом. Роснефть не несла схожих затрат на перевозку нефтепродуктов до 2005 года, т. к. они перевыставлялись покупателям.

Роснефть также зависит от перевозок по железной дороге, объем которых составил примерно 33% экспортных поставок нефти в 2006 году, включая нефть, добытую Юганскнефтегазом и Пурнефтегазом для продажи в Китай, а также примерно 22% экспортных поставок нефтепродуктов в 2006 году. Также как и ОАО «АК «Транснефть» Российские железные дороги (ОАО «РЖД») относятся к субъектам естественных монополий на железнодорожном транспорте. Тариф на перевозку тонны нефти по железной дороге увеличился на 23% в среднем за 2004 год и снизился на 9% в среднем в 2005 году в результате получения Роснефтью скидки на основе высоких объемов транспортировки сырой нефти. В 2006 году ОАО РЖД увеличило тарифы на перевозку во внутрироссийском сообщении, а также международном через российские порты примерно на 13%. Правильность взимания тарифов ОАО «РЖД» контролируются ФСТ России и антимонопольным органом, в пределах своей компетенции.

Добыча нефти и газа, производство нефтепродуктов

Возможности ОАО "НК "Роснефть" по получению прибыли зависят от объемов добываемой нефти и производства нефтепродуктов. Помимо этого, важная роль в стратегии ОАО "НК "Роснефть" отводится увеличению объемов добычи и реализации природного и попутного газа.

Добыча нефти

ОАО "НК "Роснефть" осуществляет добычу нефти силами полностью консолидируемых семи сервисных компаний, оказывающих операторские услуги по добыче нефти и газа холдинговой компании (ранее полностью консолидируемые дочерние предприятия по добыче и разработке месторождений, присоединенные к Роснефти 1 октября 2006 года путем обмена акций) и четырех полностью консолидируемых дочерних компаний, специализирующихся на добыче и разработке месторождений. Также ОАО "НК "Роснефть" владеет 20% долей в проекте СРП «Сахалин-1», учитываемой на пропорциональной основе с 31 июля 2006 года. См. раздел «Значительные приобретения — Изменение учета вложения в СРП «Сахалин-1». Дополнительно Роснефть осуществляет добычу нефти и газа силами двух добывающих совместных предприятий, учитываемых по методу участия в капитале. Юганскнефтегаз и Пурнефтегаз (Западная Сибирь) и Северная нефть (Тимано-Печорская нефтегазоносная область) являются крупнейшими собственными предприятиями по добыче и разработке месторождений для ОАО "НК "Роснефть", на долю которых за 2005 и 2006 года пришлось приблизительно 89,7% продукции Компании в 2006 году и 89,6% продукции Компании в 2005 году. На долю Юганскнефтегаза пришлось примерно 71,1% и 70%, Пурнефтегаза – 11,5% и 12,9% и Северной нефти – 7,1% и 6,7%, соответственно, всего производства ОАО «НК «Роснефть» в 2006 и 2005 годах.

Ниже в таблице представлены объемы добычи нефти ОАО "НК "Роснефть" за рассматриваемые периоды:

	За годы, окончившиеся 31 декабря			% изменения за годы, окончившиеся 31 декабря	
	2006	2005	2004	2006 к 2005	2005 к 2004
	(млн. баррелей)			(%)	
Добыча нефти дочерними компаниями ⁽¹⁾	576,31	535,16	148,26	7,7%	261,0%
Добыча нефти, включая долю в зависимых компаниях ⁽²⁾	582,70	540,39	153,14	7,8%	252,9%

⁽¹⁾ В объем добычи дочерними компаниями включена чистая доля Роснефти в добыче нефти по проекту СРП «Сахалин-1» с августа 2006 года, без учета роялти 8,00% (0,17 млн. баррелей) и 2,07% доли государства (0,05 млн. баррелей) за 5 месяцев 2006 года.

⁽²⁾ В объем добычи зависимыми компаниями включена добыча нефти дочерними компаниями, как сказано выше, и 50% доля «Роснефть» в добыче нефти по СП «Полярное сияние» и «Адай Петролеум» Казахстан и 49% чистая доля Роснефти в добыче Удмуртнефти.

В 2006 году ОАО "НК "Роснефть" увеличила добычу нефти на 7,7% до 576,31 млн. баррелей по сравнению с 2005 годом, когда добыча составила 535,16 млн. баррелей. Указанный рост главным образом обусловлен ростом добычи ОАО "Юганскнефтегаз" и ОАО "Северная нефть". Добыча ОАО "Юганскнефтегаз" увеличилась с 374,60 млн. баррелей в 2005 году до 409,61 млн. баррелей в 2006 году, или на 9,3%, а ОАО "Северная нефть" – с 35,66 млн. баррелей в 2005 году до 41,04 млн. баррелей в 2006 году, или на 15,1%.

Коммерческая добыча сырой нефти и газа по проекту Сахалин-1 началась с октября 2005 года. Чистая доля Роснефти в добыче нефти по данному проекту за пять последних месяцев 2006 года составила 1,96 млн. баррелей.

В 2005 году Роснефть увеличила добычу нефти на 261,0% до 535,16 млн. баррелей в основном за счет покупки Юганскнефтегаза. Без его доли добыча нефти возросла примерно на 8,3% в 2005 до 160,56 млн. баррелей. Органический рост стал возможным в основном за счет месторождений Северной нефти, где добыча возросла на 43,2%, достигнув 35,66 млн. баррелей.

Добыча нефти Юганскнефтегазом в 2005 году снизилась на 1,1% по сравнению с 2004 годом из-за обширного снижения капитальных вложений в течение второго полугодия 2004 года, когда общество ещё находилось под контролем ОАО «НК «Юкос». С января по май 2005 года Роснефть сосредоточила усилия по интеграции Юганскнефтегаза в операционную структуру Роснефти, уменьшив тем самым спад, начавшийся в 2004 году из-за недостатка инвестиций. Была оптимизирована система логистики и улучшена доходность добычи нефти в данном обществе. В результате Компании удалось остановить падение добычи во втором квартале 2005 года.

Среднесуточная добыча нефти в 2006 году составила 1 578,94 тыс. баррелей против 1 466,19 тыс. баррелей в сутки по итогам 2005 года. Росту добычи нефти способствовало увеличение среднего дебита скважин с 101,7 баррелей в сутки в 2005 году до 109,0 баррелей в сутки в 2006 году, в том числе по новым скважинам с 662,7 баррелей в сутки до 715,4 тонн в сутки.

Среднесуточная добыча нефти в 2005 году составила 1 466,19 тыс. баррелей против 405,09 тыс. баррелей в сутки по итогам 2004 года, в том числе увеличение на 1 024 тыс. баррелей произошло за счет Юганскнефтегаза. Росту добычи нефти способствовало увеличение среднего дебита скважин с 54,1 баррелей в сутки в 2004 году до 101,7 баррелей в сутки в 2005 году, в том числе по новым скважинам с 502,5 баррелей в сутки до 662,7 баррелей в сутки.

Добыча газа

В таблице ниже приведены показатели добычи газа за 2006, 2005 и 2004 годы:

	За годы, окончившиеся 31 декабря			% изменения за годы, окончившиеся 31 декабря	
	2006	2005	2004	2006 к 2005	2005 к 2004
	(млрд. кубических метров)			(%)	
Добыча газа дочерними компаниями ⁽¹⁾	13,56	13,01	9,35	4,2%	39,1%
Добыча газа, включая долю в зависимых компаниях ⁽²⁾	13,58	13,03	9,36	4,2%	39,2%

(1) Добыча газа дочерними компаниями включает чистую долю Роснефти по проекту СРП «Сахалин-1» с августа 2006 года.

(2) Добыча газа, включая долю в зависимых компаниях, включает чистую долю газа, добытого по СРП «Сахалин-1», начиная с 1 августа 2006 года, 50% долю Роснефти в добыче газа по СП «Полярное сияние» и 49% долю в добыче газа в Удмуртнефти.

Добыча газа возросла в 2006 году на 4,2 % по сравнению с 2005 годом, составив 13,56 млрд. куб. м. Рост добычи, главным образом, связан с ростом объемов добычи на месторождениях компаний ОАО «Роснефть»–Краснодарнефтегаз и ОАО «Селькупнефтегаз» (ЯНАО) и ОАО «Роснефть – Пурнефтегаз». В 2006 году уровень утилизации попутного газа составил 59% по сравнению с 62,5% в 2005 году, что объясняется необходимостью адаптации инфраструктуры к темпам роста добычи газа.

Компания начала работу по увеличению утилизации попутного газа. Для этого разработана Газовая программа, которая включает в себя строительство систем сбора попутного газа, дожимных компрессорных станций, обустройство подземных газохранилищ и другие мероприятия. Кроме того, предусматриваются мероприятия по повышению качества подготовки газа путем строительства установок подготовки газа и установок по извлечению углеводородов из газа.

Согласно соглашению о стратегическом партнерстве Роснефти и Газпрома, заключенном в ноябре 2006 года, ожидается, что Роснефть будет участвовать в совместных проектах по геологической разведке и разработке газовых месторождений.

В 2005 году объем добычи газа возрос на 39,1%, составив 13,01 млрд. куб. м с учетом приобретения Юганскнефтегаза. Без учета Юганскнефтегаза, рост добычи газа составил 24,0%, что было, главным образом, вызвано ростом добычи на месторождениях компаний Краснодарнефтегаз, Пурнефтегаз и Селькупнефтегаз. В 2005 году уровень утилизации попутного газа составил 62,5% по сравнению с 74,7% в 2004 году. Данное снижение было вызвано, в основном, низким уровнем утилизации попутного газа на месторождениях Юганскнефтегаза, который снизился примерно до 47,9%. В 2005 году Компания возобновила строительство газокomppressorной станции на Приобском месторождении с целью снижения объемов сжигаемого попутного газа. Ранее строительство было прекращено во второй половине 2004 года, когда Юганскнефтегаз принадлежал предыдущим собственникам.

Производство нефтепродуктов

В структуру ОАО "НК "Роснефть" входят два крупных нефтеперерабатывающих завода: ООО "РН-Туапсинский НПЗ" в городе Туапсе (черноморское побережье юга России) и ООО "РН-Комсомольский НПЗ" в городе Комсомольск-на-Амуре (Дальний Восток). Также ОАО "НК "Роснефть" заключает договора о переработке своей нефти с третьими сторонами на условиях процессинга. Объемы таких операций существенно увеличились с начала 2005 года в связи с покупкой ОАО "Юганскнефтегаз" и началом переработки производимой им нефти на НПЗ, входящих в структуру компании "ЮКОС". В ходе аукциона по продаже части перерабатывающих и сбытовых предприятий ЮКОСа, выигранным Роснефтью в мае 2007 года, были приобретены предприятия в сфере нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения. В дополнение к этому, Роснефть планирует принимать участие в аукционе по продаже различных нефтеперерабатывающих и сбытовых активов ЮКОСа, расположенных в Самарской области. Более подробное описание представлено выше в разделе «Существенные приобретения – 2007 – Приобретение активов ЮКОСа в ходе аукционов – Активы в Восточной Сибири».

Также в структуру ОАО "НК "Роснефть" входит МЗ "Нефтепродукт" в г. Москва и мини-НПЗ в г. Губкинский (ЯНАО), г. Усинск (Республика Коми) и г. Нальчик (Кабардино-Балкарская республика).

Ниже в таблице представлены данные о производстве нефтепродуктов ОАО "НК "Роснефть" за 2006, 2005 и 2004 годы:

	За годы, окончившиеся 31 декабря			% изменения за годы, окончившиеся 31 декабря	
	2006	2005	2004	2006 к 2005	2005 к 2004
	(млн. тонн)			(%)	
Производство нефтепродуктов на Комсомольском, Туапсинском и мини - НПЗ	10,49	10,38	6,64	1,1%	56,3%
Производство нефтепродуктов на НПЗ, принадлежащих сторонним компаниям	12,17	10,88	0,44	11,9%	2,372,7%
Итого	22,66	21,26	7,08	6,6%	200,3%

В 2006 году Туапсинский и Комсомольский НПЗ переработали 78,04 млн. баррелей нефти, добытой Роснефтью, что на 2,9% больше, чем в 2005 году. Глубина переработки нефти на НПЗ в г. Комсомольск-на-Амуре увеличилась с 60,1% в 2005 году до 60,7% в 2006 году, на НПЗ в г. Туапсе с 55,8% до 56,4%, соответственно, что обеспечило суммарный выход нефтепродуктов в общем размере 10,38 млн. тонн нефтепродуктов в 2006 году. Общий объем производства нефтепродуктов из нефти, добытой ОАО «НК «Роснефть», включая объем переработки на мини-

НПЗ и НПЗ, контролируемых третьими сторонами, увеличился на 6,6% с 21,26 млн. тонн в 2005 году до 22,66 млн. тонн в 2006 году. В 2006 году 95,90 млн. баррелей нефти, добытой Роснефтью, было переработано на НПЗ, третьих лиц, включая НПЗ, контролируемые Юкосом, за счет чего было произведено около 12,17 млн. тонн нефтепродуктов.

В 2005 году на Туапсинском и Комсомольском НПЗ было переработано 75,81 млн. барр. добытой Роснефтью нефти, что на 53,0% больше показателя 2004 года. Глубина переработки на Комсомольском НПЗ возросла с 59,6% в 2004 году до 60,1% в 2005 году, а на Туапсинском НПЗ – с 55,4% в 2004 году до 55,8% в 2005 году, что обеспечило выход нефтепродуктов в размере 10,03 млн. тонн в 2005 году. Общий объем произведенных нефтепродуктов, полученных из добытой Роснефтью нефти, включая долю производства на НПЗ третьих лиц, возрос на 200,3% с 7,08 млн. тонн в 2004 году до 21,26 млн. тонн в 2005 году. В 2005 году 85,42 млн. баррелей нефти, добытой Роснефтью, было переработано на НПЗ третьих лиц, за счет чего было произведено в общем размере 10,88 млн. тонн нефтепродуктов. Увеличение производства нефтепродуктов в 2005 году было связано, главным образом, с наличием объемов нефти, появившихся, в основном, в результате приобретения Юганскнефтегаза.

Помимо переработки нефти, добываемой Роснефтью, Комсомольский и Туапсинский НПЗ также перерабатывают нефть третьих лиц. Объем такой переработки составил 1,1% общего объема переработки этих НПЗ в 2006 году, 1,2% в 2005 и 27,5% в 2004 году.

Большая часть нефти, переработанной Роснефтью для третьих лиц, в 2006 году, была переработана на Комсомольском НПЗ. Как Туапсинский, так и Комсомольский НПЗ практически полностью использовали свои производственные мощности в течение рассматриваемых периодов.

Результаты деятельности

Ниже в таблице представлены данные в абсолютных величинах отчета о прибылях и убытках и их доле в выручке за период:

	За годы, окончившиеся 31 декабря					
	2006		2005		2004	
	% от итога выручки		% от итога выручки		% от итога выручки	
(млн. долл. США или %)						
Выручка от реализации						
Реализация нефти и газа	23 499	71,00%	16 152	67,69%	2 735	51,98%
Реализация нефтепродуктов и услуг по переработке нефти	9 250	27,95%	7 374	30,90%	2 233	42,44%
Вспомогательные услуги и прочая реализация	350	1,05%	337	1,41%	294	5,58%
Выручка от реализации	33 099	100,00%	23 863	100,00%	5 262	100,00%
Затраты и прочие расходы						
Операционные расходы	2 197	(6,64)%	1 623	(6,80)%	595	(11,31)%
Стоимость приобретенной нефти и нефтепродуктов	1 320	(3,99)%	637	(2,67)%	547	(10,40)%
Общехозяйственные и административные расходы	757	(2,29)%	589	(2,47)%	257	(4,88)%
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	3 226	(9,75)%	2 321	(9,35)%	574	(10,91)%
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	193	(0,58)%	164	(0,69)%	51	(0,97)%
Износ, истощение и амортизация	1 638	(4,95)%	1 472	(6,17)%	307	(5,83)%
Прирост обязательств, связанных с выбытием активов	34	(0,10)%	35	(0,15)%	8	(0,15)%
Налоги, за исключением налога на прибыль	6 990	(21,12)%	5 326	(22,32)%	1 011	(19,21)%
Экспортная пошлина	11 140	(33,66)%	6 264	(26,24)%	760	(13,42)%
Затраты и прочие расходы	27 495	(83,08)%	18 341	(76,86)%	4 056	(77,08)%
Операционная прибыль	5 604	16,92%	5 522	23,14%	1 206	22,92%
Прочие доходы / (расходы)						
Проценты к получению	135	0,41%	81	0,34%	65	1,24%
Проценты к уплате	(724)	(2,19)%	(775)	(3,25)%	(159)	(3,02)%
(Убыток) / прибыль от реализации и выбытия прочих основных средств	(95)	(0,29)%	(74)	(0,31)%	121	2,30%
(Убыток) / прибыль от реализации доли инвестиций	3	0,01%	(13)	(0,05)%	(30)	(0,57)%
Прибыль от реализации доли ЗАО «Севморнефтегаз»	—	—	1 303	5,46%	—	—
Доля в прибыли зависимых предприятий	17	0,05%	51	0,21%	52	0,99%
Доходы по дивидендам и от совместной деятельности	15	0,05%	10	0,04%	46	0,87%
Прочие расходы, нетто	(320)	(0,97)%	(136)	(0,57)%	(196)	(3,72)%
(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц	(470)	(1,42)%	245	1,03%	96	1,81%
Прочие доходы / (расходы)	(1 439)	(4,35)%	691	2,90%	(5)	(0,10)%
Прибыль до налогообложения	4 165	12,57%	6 214	26,04%	1 201	22,82%
Налог на прибыль	(540)	(1,63)%	(1 609)	(6,74)%	(298)	(5,66)%
Прибыль до доли прочих акционеров	3 625	10,94%	4 605	19,30%	903	17,16%
Доля прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий	(92)	(0,28)%	(446)	(1,87)%	(66)	(1,25)%
Чистая прибыль	3 533	10,67%	4 159	17,43%	837	15,91%

Выручка от реализации

Ниже в таблице представлен анализ реализации нефти, нефтепродуктов и услуг по переработке нефти и объемов газа за 2006, 2005 и 2004 годы:

	За годы, окончившиеся 31 декабря						% изменения за годы, окончившиеся 31 декабря	
	2006		2005		2004		2006 к 2005	2005 к 2004
	(млн. долл. США)	% от итоговой выручки	(млн. долл. США)	% от итоговой выручки	(млн. долл. США)	% от итоговой выручки	(%)	(%)
Нефть								
Экспорт в страны дальнего зарубежья	21 468	64,8%	13 886	58,3%	2 102	39,9%	54,6%	560,6%
Европа	16 323	49,3%	11 583	48,6%	1 749	33,2%	40,9%	562,3%
Азия	5 145	15,5%	2 303	9,7%	353	6,7%	123,4%	552,4%
Экспорт в страны ближнего зарубежья (СНГ)	1 620	4,9%	1 491	6,2%	411	7,8%	8,7%	262,8%
Реализация нефти на внутреннем рынке	214	0,6%	600	2,5%	104	2,0%	(64,3)%	476,9%
Реализация газа	197	0,6%	175	0,7%	118	2,2%	12,6%	48,3%
Всего реализация нефти и газа	23 499	70,9%	16 152	67,7%	2 735	51,9%	45,5%	490,6%
Нефтепродукты								
Экспорт в страны дальнего зарубежья	5 093	15,4%	4 445	18,6%	984	18,7%	14,6%	351,7%
Европа	3 152	9,5%	2 827	11,8%	344	6,5%	11,5%	721,8%
Азия	1 941	5,9%	1 618	6,8%	640	12,2%	20,0%	152,8%
Экспорт в страны ближнего зарубежья (СНГ)	202	0,6%	64	0,3%	0	0,0%	215,6%	100,0%
Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке	3 953	12,0%	2 865	12,0%	1 240	23,6%	38,0%	131,0%
Оптовая реализация	3 239	9,8%	2 369	9,9%	904	17,2%	36,7%	162,1%
Розничная реализация	714	2,2%	496	2,1%	336	6,4%	44,0%	47,6%
Услуги по переработке	2	0,0%	0	0,0%	9	0,2%	100,0%	(100,0)%
Итого реализация нефтепродуктов и услуги по переработке	9 250	28,0%	7 374	30,9%	2 233	42,5%	25,4%	230,2%
Реализация вспомогательных услуг и прочая выручка	350	1,1%	337	1,4%	294	5,6%	3,9%	14,6%
Всего: Реализация	33 099	100,0%	23 863	100,0%	5 262	100,0%	38,7%	353,5%

Распределение объемов реализации нефти, нефтепродуктов и газа за 2004, 2005 и 2006 годы:

	За годы, окончившиеся 31 декабря						% изменения за годы, окончившиеся 31 декабря	
	2006		2005		2004		2006 к 2005	2005 к 2004
	Доля в %		Доля в %		Доля в %			
	(млн. баррелей)						(%)	
Нефть								
Экспорт в страны дальнего зарубежья	357,58	62,1%	283,23	54,7%	65,99	43,3%	26,3%	329,2%
Европа и др. направления	275,85	47,9%	239,61	46,3%	55,02	36,1%	15,1%	335,5%
Азия	81,73	14,2%	43,62	8,4%	10,97	7,2%	87,4%	297,6%
Экспорт в страны ближнего зарубежья (СНГ)	43,53	7,6%	48,33	9,3%	17,76	11,7%	(9,9)%	172,1%
Реализация на внутреннем рынке	6,82	1,2%	28,72	5,6%	5,25	3,5%	(76,3)%	447,0%
Нефть (млн. тонн)								
Экспорт в страны дальнего зарубежья	48,88	62,1%	38,71	54,7%	9,02	43,3%	26,3%	329,2%
Европа и др. направления	37,71	47,9%	32,75	46,3%	7,52	36,1%	15,1%	335,5%
Азия	11,17	14,2%	5,96	8,4%	1,5	7,2%	87,4%	297,3%
Экспорт в страны ближнего зарубежья (СНГ)	5,95	7,6%	6,61	9,3%	2,43	11,7%	(9,9)%	172,0%
Реализация на внутреннем рынке	0,93	1,2%	3,93	5,6%	0,72	3,5%	(76,3)%	445,8%
Итого нефть	55,76	70,9%	49,25	69,6%	12,17	58,5%	13,2%	304,7%
Нефтепродукты								
Экспорт в страны дальнего зарубежья	12,66	16,1%	13,14	18,6%	4,64	22,3%	(3,7)%	183,2%
Европа и др. направления	7,85	10,0%	8,27	11,7%	1,49	7,2%	(5,1)%	455,0%
Азия	4,81	6,1%	4,87	6,9%	3,15	15,1%	(1,2)%	54,6%
Экспорт в страны ближнего зарубежья (СНГ)	0,68	0,9%	0,30	0,4%	0	0,0%	126,7%	100,0%
Реализация на внутреннем рынке	9,53	12,1%	8,04	11,4%	4,01	19,2%	18,5%	100,5%
Оптовая реализация	8,43	10,7%	7,07	10,0%	3,18	15,2%	19,2%	122,3%
Розничная реализация	1,1	1,4%	0,97	1,4%	0,83	4,0%	13,4%	16,9%
Итого нефтепродукты	22,87	29,1%	21,48	30,4%	8,65	41,5%	6,5%	148,3%
Итого нефть и нефтепродукты	78,64	100,0%	70,73	100,0%	20,82	100,0%	11,2%	239,7%
(млрд. куб. м.)								
Газ	9,57		9,3		7,3		2,9%	27,4%

Примечание: Общий объем реализации отличается от объемов добычи нефти в основном из-за изменений объема запасов нефти, приобретения нефти для последующей реализации, использования нефти для собственных нужд Роснефти и потерь во время транспортировки и переработки. Экспорт нефтепродуктов включает в себя объемы горючего для заправки танкеров.

Средние сложившиеся цены реализации нефти и нефтепродуктов по сделкам, проведенным ОАО "НК "Роснефть"

Цена за единицу измерения, указанная в следующей таблице, может отличаться от цен за единицу измерения нефти и нефтепродуктов, сообщаемых информационными агентствами, по следующим причинам:

- неравномерное распределение сделок по реализации нефти и нефтепродуктов в течение отчетного периода;
- отличие условий реализации и поставки по сравнению условиями реализации и поставки, указанными в средствах массовой информации;
- различие условий на региональных рынках;
- снижение или повышение цены в зависимости от качества, объема реализации и времени поставки;
- прочие условия в соответствии с заключенными договорами, отличающиеся от стандартных сделок.

В таблице ниже представлены средние сложившиеся цены реализации нефти и нефтепродуктов по сделкам, проведенным ОАО «НК «Роснефть» за анализируемые периоды:

	За годы, окончившиеся 31 декабря					
	2006		2005		2004	
	(долл. США/баррель)	(долл. США/тонна)	(долл. США/баррель)	(долл. США/баррель)	(долл. США/баррель)	(долл. США/тонна)
Средняя цена реализации на экспорт						
Экспорт нефти в страны дальнего зарубежья	60,04	439,20	49,20	360,01	31,85	233,04
Европа и др.						
направления	59,18	432,88	48,55	354,96	31,79	232,58
Азия	62,95	460,53	52,80	386,41	32,18	235,33
Экспорт нефти в страны ближнего зарубежья (СНГ)	37,21	272,23	30,85	225,57	23,14	169,14
Экспорт нефтепродуктов в страны дальнего зарубежья	—	402,60	—	335,49	—	212,07
Европа и др.						
направления	—	401,76	—	341,84	—	230,87
Азия	—	403,95	—	332,24	—	203,17
Экспорт нефтепродуктов в страны ближнего зарубежья (СНГ)	—	295,17	—	213,33	—	—
Средняя цена реализации на внутреннем рынке						
Нефть	31,36	229,40	20,89	152,67	19,81	144,44
Газ (долл./тыс. куб. м.)	—	20,58	—	18,82	—	16,16
Нефтепродукты	—	414,54	—	356,34	—	309,23
Оптовая реализация	—	384,02	—	335,08	—	284,28
Розничная реализация	—	648,44	—	511,34	—	404,82

За 2006 год выручка от реализации составила 33 099 млн. долл. США, увеличившись на 38,7% по сравнению с 2005 годом (23 863 млн. долл. США). Выручка от реализации нефти и газа выросла на 45,5%, а выручка от реализации нефтепродуктов – на 25,4%. Увеличение выручки было достигнуто за счет роста цен и объемов реализации углеводородов. Рост объемов произошел из-за увеличения добычи нефти на 7,7% и роста производства нефтепродуктов на 6,6%.

За 2005 год выручка от реализации составила 23 863 млн. долл. США, увеличившись на 353,5% по сравнению с 2004 годом (5 262 млн. долл. США). Выручка от реализации нефти и газа в 2005 году в сравнении с 2004 годом выросла на 490,6%, а выручка от реализации нефтепродуктов

– на 230,2%. Увеличение выручки было достигнуто за счет роста цен и объемов реализации углеводородов. Рост объемов произошел из-за увеличения добычи нефти на 261,0% и роста производства нефтепродуктов на 200,3%, что обусловлено, в основном, приобретением Юганскнефтегаза. Увеличение производства нефтепродуктов стало возможным во многом благодаря соглашениям, заключенным в первом квартале 2005 года с НПЗ, принадлежащими ОАО «НК «Юкос», на переработку нефти, добываемой Юганскнефтегазом.

Реализация нефти на экспорт в страны дальнего зарубежья

В 2006 году выручка от экспорта нефти в страны дальнего зарубежья составила 21 468 млн. долл. США по сравнению с 13 886 млн. долл. США за 2005 год, что составило увеличение на 54,6% или 7 582 млн. долл. США. Данное увеличение связано с ростом цен на 22,0%, в результате чего выручка возросла на 3 934 млн. долл. США, и с увеличением объема реализации на 26,3%, в результате чего выручка увеличилась на 3 648 млн. долл. США. Увеличение цен связано с общим ростом цен на международном рынке, в частности цена нефти сорта "Юралс" (средняя Средиземное море) выросла на 21,4%. Объем реализации увеличился в основном за счет реализации в страны Европы и на прочие направления (включающие страны Южной и Северной Америки, Тунис, Ливию, Сирию, Израиль и Турцию), так как в 2006 году это было самым прибыльным направлением.

В 2005 году выручка от экспорта нефти в страны дальнего зарубежья составила 13 886 млн. долл. США по сравнению с 2 102 млн. долл. США за 2004 год, что составило увеличение на 560,6% или 11 784 млн. долл. США. Данное увеличение связано с ростом цен на 54,5%, в результате чего выручка выросла на 4 865 млн. долл. США, и с увеличением объема реализации на 329,2%, в результате чего выручка увеличилась на 6 919 млн. долл. США. Увеличение цен связано с общим ростом цен на международном рынке, в частности цена нефти сорта "Юралс" (средняя Средиземное море) возросла на 47,3%. Объем реализации увеличился в основном за счет реализации в страны Европы, Азии и прочие направления за счет приобретения Юганскнефтегаза.

Реализация нефти на экспорт в страны ближнего зарубежья (СНГ)

В 2006 году выручка от реализации нефти в странах СНГ составила 1 620 млн. долл. США по сравнению с 1 491 млн. долл. США за 2005 год, что составило увеличение на 8,7% или 129 млн. долл. США. Основными факторами положительной динамики явился рост цен на 20,6%, за счет чего выручка увеличилась на 278 млн. долл. США, что частично было компенсировано снижением объемов реализации на 9,9%, что оказало негативный эффект на выручку в сумме 149 млн. долл. США. Рост объемов поставок в Беларусь был компенсирован отказом от поставок нефти на Украину, где операции по реализации нефти менее эффективны, в результате применения экспортных таможенных пошлин.

В 2005 году выручка от реализации нефти в странах СНГ составила 1 491 млн. долл. США по сравнению с 411 млн. долл. США за 2004 год, что составило увеличение на 262,8% или 1 080 млн. долл. США. Основными факторами положительной динамики явился рост цен на 33,3%, за счет чего выручка увеличилась на 373 млн. долл. США, и увеличение объемов реализации на 172,1%, что способствовало росту выручки на 707 млн. долл. США. Рост объемов реализации был вызван общим увеличением производства в связи с приобретением Юганскнефтегаза, а также ростом продаж в Беларусь.

Реализация нефти на внутреннем рынке

Объем реализации нефти на российском внутреннем рынке значительно сократился в 2006 году ввиду низкой рентабельности таких операций. За 2006 год выручка от реализации нефти на внутреннем рынке сократилась на 386 млн. долл. США, составив 214 млн. долл. США. Это явилось следствием снижения объема реализации на 76,3%, в результате чего выручка сократилась на 458 млн. долл. США, однако это влияние было частично нейтрализовано ростом цен на 50,3%, что привело к увеличению выручки на 72 млн. долл. США. Снижение объема реализации связано с перенаправлением основного объема добываемой нефти на экспорт или на переработку для достижения максимальной выручки - «нэтбэк», так как доходность продаж нефти на внутреннем рынке относительно невысока по сравнению с экспортом.

Объем продаж нефти на российском рынке значительно возрос в первой половине 2005 года. Компании понадобилось некоторое время, чтобы организовать переработку и экспорт значительных объемов нефти, добываемой Юганскнефтегазом, приобретенным в декабре 2004 года, что привело к росту продаж нефти на внутреннем рынке. Во второй половине 2005 года, объем продаж нефти на российский рынок значительно снизился. В 2005 году выручка от реализации нефти на внутреннем рынке составила 600 млн. долл. США, увеличившись на 496 млн. долл. США по сравнению с 2004 годом. Это явилось следствием роста цен на 5,7%, что привело к росту выручки на 32 млн. долл. США, а также увеличением объема продаж на 447,0%, что дало прирост выручки на 464 млн. долл. США.

Реализация нефтепродуктов на экспорт в страны дальнего зарубежья

В 2006 году выручка от экспорта нефтепродуктов составила 5 093 млн. долл. США по сравнению с 4 445 млн. долл. США в 2005 году, что составило увеличение на 648 млн. долл., или 14,6%. Увеличение выручки от реализации нефтепродуктов связано с ростом цен на 20,0%, в результате которого выручка возросла на 810 млн. долл. США. Однако, этот рост был частично компенсирован уменьшением объемов реализации на 3,7%, что привело к уменьшению выручки на 162 млн. долл. США. Положительная динамика цен стала следствием роста цен на международном рынке, в частности, рост цен на мазут на рынке Средиземного моря составил 28,8%. Снижение объемов реализации произошло, в основном, из-за снижения экспорта в страны Европы и другие дальние направления.

В 2005 году выручка от экспорта нефтепродуктов составила 4 445 млн. долл. США по сравнению с 984 млн. долл. США в 2004 году, что составило увеличение на 3 461 млн. долл., или 351,7%. Увеличение выручки от реализации нефтепродуктов связано с ростом цен на 58,2%, в результате которого выручка возросла на 1 658 млн. долл. США, и ростом объемов реализации на 183,2%, что повлияло на увеличение выручки на 1 803 млн. долл. США. Положительная динамика цен стала следствием роста цен на международном рынке, в частности, рост цен на мазут на рынке Средиземного моря составил 51,0%. Рост объемов реализации произошел, в основном, из-за увеличения экспорта в страны Европы.

Реализация нефтепродуктов на экспорт в страны ближнего зарубежья (СНГ)

В 2006 году выручка от реализации нефтепродуктов в страны СНГ составила 202 млн. долл. США и увеличилась по сравнению с 2005 годом (64 млн. долл. США) на 138 млн. долл., или 215,6%. Это увеличение произошло, в основном, из-за роста объемов реализации на 126,7%, который произошел в результате перераспределения реализации с других экспортных направлений в пользу продаж в страны СНГ, а также по причине увеличения продаж ряда нефтепродуктов, спрос на которые существует только в СНГ. Рост объемов привел к увеличению выручки на 82 млн. долл. США, и был сопровождается увеличением цен на 38,4%, что привело к росту выручки на 56 млн. долл..

Компания не осуществляла продажи нефтепродуктов в страны СНГ до 2005 года.

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

В 2006 году выручка от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке увеличилась на 38,0%, или 1 088 млн. долл. США и составила 3 953 млн. долл. США по сравнению с 2 865 млн. долл. США в 2005 году. Положительная динамика стала следствием роста цен в среднем на 16,3%, за счет чего выручка увеличилась на 557 млн. долл. США, и роста объемов реализации на 18,5%, что оказало положительный эффект на выручку в размере 531 млн. долл. США.

Рост цен был связан, в основном, с ростом цен на международном рынке и инфляцией в России. Увеличение объемов реализации связано преимущественно с ростом добычи нефти и снижением объема реализации нефти на внутреннем рынке, которому способствовало заключение договоров в начале 2005 года о переработке нефти, добываемой Юганскнефтегазом, с нефтеперерабатывающими заводами, контролируемые ОАО "НК "ЮКОС".

Выручка от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке составила 2 865 млн. долл. в 2005 году по сравнению с 1 240 млн. долл. в 2004 году, увеличившись на 1 625 млн. долл. США, или на 131,0%. Положительная динамика стала следствием роста цен в среднем на 15,2%, за счет

чего выручка увеличилась на 379 млн. долл. США, и роста объемов реализации на 100,5%, что оказало положительный эффект на выручку в размере 1 246 млн. долл. США. Рост объемов продаж связан, в основном, с приобретением Юганскнефтегаза.

Реализация природного и попутного газа

В 2006 году выручка от реализации газа составила 197 млн. долл. США по сравнению с 175 млн. долл. США в 2005 году, увеличившись на 12,6%, или на 22 млн. долл. США. Увеличение выручки от реализации природного газа связано с ростом цен на 9,4%, в результате чего выручка увеличилась на 17 млн. долл. США, и с ростом объема реализации на 2,9% (с 9,3 млрд. куб. м. до 9,57 млрд. куб. м.), в результате чего выручка увеличилась на 5 млн. долл. США.

В 2005 году выручка от реализации газа составила 175 млн. долл. США по сравнению с 118 млн. долл. США в 2004 году, увеличившись на 48,3%, или на 57 млн. долл. США. Увеличение выручки от реализации природного газа связано с ростом цен на 16,5%, в результате чего выручка увеличилась на 25 млн. долл. США, и с ростом объема реализации на 27,4% (с 7,3 млрд. куб. м. до 9,3 млрд. куб. м.), в результате чего выручка увеличилась на 32 млн. долл. США.

Роснефть продает газ Газпрому и другим компаниям. В 2006 году разбивка продаж газа по регионам была следующей:

- В Западной Сибири 3,3 млрд. куб. м. были проданы Газпрому, 0,9 млрд. куб. м. – независимым компаниям по продаже газа, 0,2 млрд. куб. м. – независимой компании для дальнейшей переработки и 0,9 млрд. куб. м. – конечным потребителям.
- На Юге России 1,4 млрд. куб. м. было продано конечным потребителям, 1,2 млрд. куб. м. – независимым компаниям по продаже газа и 1 млрд. куб. м. – Газпрому.
- На Дальнем Востоке 0,7 млрд. куб. м. было продано конечным потребителям.

Реализация вспомогательных услуг и прочая выручка

В 2006 году выручка от реализации вспомогательных услуг и прочая выручка составила 350 млн. долл. США, что на 3,9% выше показателя 2005 года (337 млн. долл. США). Положительная динамика связана главным образом с увеличением объемов и стоимости услуг по бурению.

В 2005 году выручка от реализации вспомогательных услуг и прочая выручка составила 337 млн. долл. США, что на 14,6% выше показателя 2004 года (294 млн. долл. США). Положительная динамика связана главным образом с увеличением объемов и стоимости строительных услуг.

Затраты, расходы и чистая прибыль

Ниже приведены затраты и расходы Роснефти за рассматриваемый период.

	За годы, окончившиеся 31 декабря			% изменения за годы, окончившиеся 31 декабря	
	2006	2005	2004	2006 к 2005	2005 к 2004
	(млн. долл. США)			(%)	
Операционные расходы	2 197	1 623	595	35,4 %	172,8%
Стоимость приобретенной нефти и нефтепродуктов	1 320	637	547	107,2 %	16,5%
Общехозяйственные и административные расходы	757	589	257	28,5 %	129,2%
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	3 226	2 231	574	44,6 %	288,7%
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	193	164	51	17,7 %	221,6%
Износ, истощение и амортизация	1 638	1 472	307	11,3 %	379,5%
Прирост обязательств, связанных с выбытием активов ⁽¹⁾	34	35	8	(2,9)%	337,5%
Налоги, за исключением налога на прибыль	6 990	5 326	1 011	31,2 %	426,8%
Экспортная пошлина	11 140	6 264	706	77,8 %	787,3%
Итого затраты и расходы	27 495	18 341	4 056	49,9 %	352,2%

(1) Резерв под обязательства, связанные с выбытием активов.

В 2006 году затраты и расходы составили 27 495 млн. долл. США, что на 49,9% выше показателя 2005 года, когда сумма составила 18 341 млн. долл. США. Рост суммы затрат и расходов обусловлен увеличением суммы затрат на оплату экспортной таможенной пошлины и налога на добычу полезных ископаемых, тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов, а также увеличением стоимости покупной нефти, приобретенной у СРП «Сахалин-1». Затраты и расходы составили 83,08% и 76,86% от итоговой выручки Роснефти в 2006 и 2005 годах, соответственно.

В 2005 году затраты и расходы составили 18 341 млн. долл. США, что на 352,2% выше показателя 2004 года, когда сумма составила 4 056 млн. долл. США. Рост суммы затрат и расходов обусловлен увеличением суммы затрат на оплату экспортной таможенной пошлины и налога на добычу полезных ископаемых, а также ростом объемов добычи и реализации нефти и нефтепродуктов, связанным с приобретением Юганскнефтегаза. Затраты и расходы составили 76,86% от выручки в 2005 году и 77,08% от выручки в 2004 году.

Производственные и операционные расходы

В 2006 году производственные и операционные расходы составили 2 197 млн. долл. США по сравнению с 1 623 млн. долл. США в 2005 году. Данные расходы выросли на 35,4% в основном за счет увеличения объемов производства, роста расходов на заработную плату, а также из-за роста стоимости материалов, используемых сегментом «Переработка, маркетинг и сбыт».

Приобретение Юганскнефтегаза способствовало приросту производственных и операционных расходов на 825 млн. долл. США (80,3%) из 1 028 млн. долл. общего увеличения данных расходов в 2005 году по сравнению с 2004 годом. Без учета Юганскнефтегаза данные расходы выросли на 34,1%, в основном, за счет увеличения объемов добычи на 8,3%, укрепления рубля по отношению к доллару, более высоких тарифов на электроэнергию, сырье и материалы, а также за счет роста услуг по ремонту скважин и повышению нефтеотдачи пластов. В 2005 году

также было произведено повышение средней заработной платы сотрудникам и социальных выплат по Компании.

Производственные и операционные расходы в сегменте «Геологоразведка и добыча» включают в себя затраты на сырье и материалы, обслуживание и ремонт оборудования, оплату труда рабочих, проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, приобретение ГСМ, электроэнергию и прочие аналогичные затраты добывающих предприятий. Операционные расходы по добыче составили 1 632 млн. долл. США в 2006 году, или 2,83 долл. США на баррель добываемой нефти и 2,49 долл. США на баррель добываемого нефтяного эквивалента. Операционные расходы по добыче за 2006 год без учета расходов проекта Сахалин-1 составили 2,78 долл. США на баррель добываемой нефти и 2,44 на баррель добываемого нефтяного эквивалента. Порядок расчета данных показателей описан ниже в разделе «Ключевые финансовые показатели деятельности».

Операционные расходы по добыче составили 1 333 млн. долл. США в 2005 году, или 2,49 долл. США на баррель добываемой нефти и 2,18 долл. США на баррель добываемого нефтяного эквивалента. Операционные расходы по добыче составили 344 млн. долл. США в 2004 году, или 2,32 долл. США на баррель добываемой нефти и 1,69 долл. США на баррель добываемого нефтяного эквивалента.

Операционные расходы в сегменте «Переработка, маркетинг и сбыт» включают в себя затраты, связанные с оказанием услуг третьим сторонам (такие как услуги по транспортировке и хранению нефтепродуктов), операционные расходы сбытовых компаний, операционные расходы нефтеперерабатывающих предприятий и прочие статьи.

Из общей суммы производственных и операционных расходов на долю сегментов «Геологоразведка и добыча» и «Переработка, маркетинг и сбыт» приходилось 1 632 млн. долл. США и 353 млн. долл. США соответственно за 2006 год; 1 333 млн. долл. США и 226 млн. долл. США соответственно за 2005 год, и 344 млн. долл. США и 122 млн. долл. США соответственно за 2004 год.

На прочие виды деятельности приходилось 212 млн. долл. США в 2006 году, 64 млн. долл. США в 2005 году и 129 млн. долл. США в 2004 году.

Ниже приведена таблица со стоимостью переработки нефти и объемами переработки Компанией на собственных НПЗ за рассматриваемые периоды (включая операционные расходы НПЗ, расходы на продажу, административные расходы и налоги, кроме налога на прибыль):

	За годы, окончившиеся 31 декабря			% изменения за годы, окончившиеся 31 декабря	
	2006	2005	2004	2006 к 2005	2005 к 2004
Стоимость переработки нефти на собственных НПЗ (млн. долл. США), Комсомольский и Туапсинский нефтеперерабатывающие заводы	95	63	63	50.8%	0 %
Объем нефти, переработанной на собственных НПЗ (млн. тонн) (собственная и покупная нефть)	10.79	10.49	9.32	2.9%	12.6 %
Стоимость переработки за тонну (долл. США)	8.80	6.01	6.76	46.4%	(11.1)%

Стоимость приобретенной нефти и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти

Статья «Стоимость приобретенной нефти и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти», включающая в себя затраты на приобретение сырой нефти и нефтепродуктов, а также затраты на переработку сырой нефти Компанией на нефтеперерабатывающих предприятиях

третьих лиц, была высокой в абсолютном выражении, что определяется несбалансированностью между уровнем добычи нефти Компании и способностью её переработать собственными силами, а также сложностью географической структуры системы логистики Роснефти. Эти факторы объясняют высокую пропорцию затрат на переработку сырой нефти третьими лицами, а также необходимость покупать нефтепродукты у третьих лиц в 2005 и 2006 годах.

Ниже приведены объемы и стоимость приобретенных нефти и нефтепродуктов и стоимость переработки нефти Компанией на нефтеперерабатывающих предприятиях третьих лиц за рассматриваемый период:

	За годы, окончившиеся 31 декабря			% изменения за годы, окончившиеся 31 декабря	
	2006	2005	2004	2006 к 2005	2005 к 2004
Стоимость переработки нефти на НПЗ сторонних компаний (млн. долл. США)	506	311	6	62,7%	5 083,3 %
Объем нефти, переработанной на сторонних НПЗ (млн. тонн)	13,11	11,63	0,47	12,7%	2 374,5 %
Стоимость переработки за тонну (долл. США)	38,60	26,74	12,77	44,4%	109,4 %
Стоимость приобретения нефтепродуктов у сторонних компаний в рамках деятельности по переработке, маркетингу и сбыту ⁽¹⁾ (млн. долл. США)	366	231	541	58,4%	(57,3)%
Объем нефтепродуктов, приобретенных у третьих лиц в рамках деятельности по переработке, маркетингу и сбыту ⁽¹⁾ (млн. тонн)	0,94	0,72	1,85	30,6%	(61,1)%
Стоимость приобретения нефти у сторонних компаний в рамках деятельности по переработке, маркетингу и сбыту ⁽²⁾ (млн. долл. США)	448	95	—	371,6%	100,0%
Объем нефти, приобретенной у третьих лиц в рамках деятельности по переработке, маркетингу и сбыту ⁽²⁾ (млн. баррелей)	18,36	2,14	—	757,9%	100,0%
Всего стоимость приобретенной нефти и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти (млн. долл. США)	1 320	637	547	107,2%	16,5%

(1) Деятельность по геологоразведке и добыче нефти и газа также включает в себя закупку нефтепродуктов у третьих лиц для использования в операционной деятельности. Эти закупки отражены в производственных и операционных расходах и включены в операционные расходы в рамках деятельности по геологоразведке и добыче нефти для целей расчета соответствующих показателей, упомянутых ниже.

(2) Компания закупает сырую нефть у Сахалина-1 и Удмуртнефти.

В 2006 году стоимость приобретенной нефти и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти составила 1 320 млн. долл. США, увеличившись на 107,2% по сравнению с 637 млн. долл., в связи с увеличением затрат на переработку нефти на НПЗ сторонних компаний, а также стоимости закупаемых нефти и нефтепродуктов.

В 2005 году стоимость приобретенной нефти, нефтепродуктов и услуг по переработке нефти составила 637 млн. долл. США, увеличившись на 16,5% с 547 млн. долл. США в 2004 году. Рост обусловлен увеличением использования услуг третьих лиц по переработке нефти, добываемой Юганскнефтегазом в связи с покупкой последнего в декабре 2004 года.

Стоимость переработки нефти на НПЗ третьих лиц выше стоимости переработки нефти на НПЗ Роснефти, поскольку стоимость переработки на сторонних НПЗ включает в себя полный объем затрат, в то время как стоимость переработки нефти на НПЗ Роснефти (данные о которой приведены выше по тексту) не включает амортизации (которая отражается в составе строки отчета о прибылях и убытках «Износ, истощение и амортизация») и налогов, за исключением налога на прибыль. Потребность в использовании НПЗ третьих лиц возникла после приобретения Юганскнефтегаза вследствие существенного роста объемов добычи нефти Роснефтью. В конце первого квартала 2005 года Роснефть заключила договоры на переработку нефти, добываемой Юганскнефтегазом, с контролируруемыми ЮКОСом НПЗ. В 2006 году стоимость переработки нефти на НПЗ третьих лиц увеличилась на 62,7% по сравнению с 2005 годом, что объясняется 12,7% увеличением объемов переработки, в то время как стоимость переработки нефти на НПЗ третьих лиц на одну тонну возросла на 44,4% по сравнению с 2005 годом в связи с заключением договора с ЮКОСом о возмещении капитальных расходов, необходимых для соблюдения контролируруемыми ЮКОСом НПЗ новых стандартов «EURO-2» и «EURO-3».

В некоторых случаях для Роснефти может быть более выгодно покупать нефтепродукты у третьих лиц с целью поставки совместно со своими нефтепродуктами сбытовым дочерним обществам. Объем нефтепродуктов, закупленных у третьих лиц за анализируемые периоды, увеличился с 0,72 млн. тонн в 2005 году до 0,94 млн. тонн в 2006 году. В 2004 году было закуплено 1,85 млн. тонн.

До сентября 2006 года Роснефть закупила почти весь объем нефти (примерно 7,32 млн. баррелей), добытой консорциумом компаний во главе с Эксон Нефтегаз Лтд на условиях СПП по проекту «Сахалин-1», на сумму 219 млн. долл. США. Около 4,61 млн. баррелей нефти было направлено на переработку на завод Компании в г. Комсомольск-на-Амуре, остальная часть экспортирована в страны Азии. С сентября 2006 года Компания прекратила закупки нефти у участников проекта, так как участники начали осуществлять самостоятельный экспорт с терминала Консорциума в Де-Кастри, открытого в четвертом квартале 2006 года. Объем закупленной добытой по проекту нефти в четвертом квартале 2005 года составил 95 млн. долл. США (примерно 2,14 млн. баррелей).

В 2006 году Компания также начала закупать нефть у Удмуртнефти. Объем закупок 2006 года составил 11,04 млн. баррелей на сумму 229 млн. долл. США.

Общехозяйственные и административные расходы

Общехозяйственные и административные расходы включают в себя расходы по заработной плате и социальному обеспечению сотрудников, услуги банков, услуги сторонних организаций (консультационные, юридические и аудиторские услуги), страхование, аренду помещений и имущества, не связанного с основной деятельностью, резерв по сомнительным долгам и прочие общехозяйственные расходы.

В 2006 году общехозяйственные и административные расходы составили 757 млн. долл. США и увеличились на 28,5% по сравнению с 2005 годом (589 млн. долл. США). Основными статьями затрат в 2006 году были расходы на аудиторские, юридические, банковские и консалтинговые услуги, а также услуги по оценке запасов и другие профессиональные услуги в сумме 102 млн. долл. США, затраты на зарплату, премии и социальные выплаты сотрудникам составили 325 млн. долл. США, рост расходов на аренду офисов, услуги по страхованию, а также в 2006 году произошло начисление резерва под условные обязательства Северной нефти в сумме 39 млн. долларов США в связи с решением Высшего арбитражного суда РФ. В октябре 2006 года Северная нефть проиграла дело в Арбитражном Суде и обязана отныне производить выплаты администрации НАО по условиям лицензии на добычу. За период до 2004 года сумма платежей составила 24 млн. долл. США, включая 5 млн. долл. США пеней, оставшаяся часть суммы в 15 млн. долл. США относится к годам с 2004 по 2006.

В 2005 году коммерческие, общехозяйственные и административные расходы составили 589 млн. долл. США, увеличившись на 129,2% с 257 млн. долл. США в 2004 году, с учетом включения впервые коммерческих, общехозяйственных и административных расходов

Юганскнефтегаза в размере 92 млн. долл. США, расходов на оплату аудиторских, юридических, консультационных услуг, услуг оценщиков и иных профессиональных услуг (включая расходы, понесенные в связи с правовыми, налоговыми и иными вопросами в отношении Юганскнефтегаза) в размере 31 млн. долл. США; банковских услуг и комиссий в связи с большими суммами заимствований и большим объемом операций в размере 52 млн. долл. США; прямого списания долгов и создания резервов по сомнительным долгам в размере 88 млн. долл. США (включая суммы задолженности ЮКОСа Юганскнефтегазу, образовавшейся после погашения Юганскнефтегазом в 2005 году задолженности ЮКОСа перед Транснефтью за транспортировку в 2004 году нефти, добытой Юганскнефтегазом); а также расходов по выплате заработной платы, пенсий и социальных пособий работникам в размере 189 млн. долл. США.

Тарифы за пользование трубопроводом и расходы на транспортировку

Тарифы за пользование трубопроводом и расходы на транспортировку включают расходы по доставке нефти, как на переработку на собственные НПЗ и на НПЗ третьих лиц, так и конечным покупателям, а также расходы по доставке нефтепродуктов с НПЗ конечным потребителям. Транспортные расходы включают в себя оплату прокачки по трубопроводам, оплату железнодорожных тарифов, морской фрахт, погрузочно-разгрузочные работы, портовые сборы, агентское вознаграждение и прочее.

Тарифы за пользование трубопроводом и расходы на транспортировку выросли до 3 226 млн. долл. США в 2006 году по сравнению с 2 231 млн. долл. США в 2005 году, т.е. на 44,6% вследствие увеличения объема транспортируемой нефти (в частности, объем экспорта нефти в страны дальнего зарубежья увеличился на 26,3%) и повышения тарифов естественных монополий. Затраты Роснефти на транспортировку тонны нефти по трубопроводу при поставках на экспорт увеличились на 14,9% в 2006 году по сравнению с 2005 годом. Затраты Роснефти на транспортировку тонны нефти по трубопроводу при поставках нефти на внутреннем рынке на переработку возросли на 24,4% в 2006 году по сравнению с 2005 годом. Затраты Роснефти на транспортировку тонны нефтепродуктов по трубопроводу при поставках на экспорт увеличились на 17,1% в 2006 году по сравнению с 2005 годом.

Увеличение железнодорожного тарифа составило 17,0% по внутреннему рынку и 6,0% по экспорту в 2006 году по сравнению с 2005 годом. Основной причиной роста тарифов по внутреннему рынку стал общий рост тарифов ОАО "РЖД" и снижение скидки с начала 2006 года, предоставленной ОАО "РЖД" в 2005 году для поставок нефти на Комсомольский НПЗ, находящийся на Дальнем Востоке Российской Федерации. Основной причиной увеличения объемов транспортировки по железной дороге стал экспорт нефти в Китай по долгосрочному контракту, заключенному в январе 2005 года с Китайской Национальной нефтяной компанией (смотрите также раздел «Реализация нефти на экспорт») в результате покупки Юганскнефтегаза. См раздел «Значительные приобретения – 2004–Юганскнефтегаз». При перевозках нефти в Китай по железной дороге ОАО "РЖД" была установлена скидка при условии выполнения заявленного годового объема.

Нефть, транспортируемая в Китай, перевозилась частично по железной дороге, и тарифы на такие перевозки были значительно выше, чем тарифы на пользование нефтепроводом. К тому же, снижение реализации нефти на внутреннем рынке в 2006 году обусловлено повышенными затратами на транспортировку, так как Роснефть сама несла расходы по доставке нефти на НПЗ или до границы РФ при экспортных поставках или продажах в страны СНГ.

В 2006 году Роснефть поставила около 165,2 млн. баррелей (22,58 млн. тонн) нефти на НПЗ на переработку, используя трубопроводную систему компании Транснефть, и около 355,0 млн. баррелей (48,53 млн. тонн) на экспорт, используя трубопроводную систему компаний Транснефть и КТК. В 2005 году Роснефть поставила около 157,9 млн. баррелей (21,58 млн. тонн) нефти на НПЗ на переработку, используя трубопроводную систему компании Транснефть, и около 292,5 млн. баррелей (39,98 млн. тонн) на экспорт, используя трубопроводную систему компаний Транснефть и КТК.

В 2005 году тарифы за пользование трубопроводом и затраты на транспортировку возросли до 2 231 млн. долл. США с 574 млн. долл. США в 2004 году за счет увеличения объема транспортировки нефти, включая объемы Юганскнефтегаза, и увеличения тарифов. В 2005 году Роснефть транспортировала 465 млн. баррелей (63,60 млн. тонн) нефти через систему Транснефти и 136 млн. баррелей (18,60 млн. тонн) по железной дороге, по сравнению со 123 млн. баррелей (16,80 млн. тонн) и 68 млн. баррелей (9,30 млн. тонн), соответственно, в 2004 году. Основной причиной увеличения объемов транспортировки стало приобретение Юганскнефтегаза. В течение 2005 года тарифы Транснефти выросли в среднем на 11,0%, что было частично компенсировано снижением железнодорожных тарифов в среднем на 9,0% за счет благоприятной ценовой политики, описанной выше в разделе «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности—Изменение транспортных тарифов».

Расходы, связанные с разведкой запасов нефти и газа

Расходы, связанные с разведкой запасов нефти и газа включают в себя в основном затраты на разведочное бурение, сейсморазведку и геолого-геофизические работы. Затраты на разведочное бурение капитализируются в случае обнаружения коммерческих запасов нефти и газа или, в противном случае, списываются как расходы текущего периода. В 2006, 2005 и 2004 годах затраты на разведочное бурение составили 193 млн. долл. США, 164 млн. долл. США и 51 млн. долл. США соответственно.

В 2006 году расходы на разведку запасов нефти и газа составили 193 млн. долларов США, увеличившись на 17,7%, или 29 млн. долл. США по сравнению с 2005 годом, по причине осуществления геолого-разведочных работ по проектам Сахалин-5 и Курмангазы, а также в связи с признанием доли в затратах по проекту Сахалин-1 в результате пропорциональной консолидации доли с 31 июля 2006 года, см. Раздел «Значительные приобретения – Изменение учета доли по СРП Сахалин-1».

В 2005 году расходы на разведку запасов нефти и газа увеличились на 113 млн. долл. США, или 221,6%, до 164 млн. долл. США с 51 млн. долл. США в 2004 году. Увеличение затрат связано с приобретением Юганскнефтегаза и его долей затрат в 21 млн. долл. США (включая геологические и геофизические работы) и значительным объемом разведочных работ в Восточной Сибири.

Износ, истощение и амортизация

Износ, истощение и амортизация включает в себя износ нефтедобывающих активов, а также прочих активов производственного и непроизводственного назначения.

В 2006 году износ, истощение и амортизация составили 1 638 млн. долл. США по сравнению с 1 472 млн. долл. США в 2005 году. Рост на 11,3% вызван, в основном, значительными капиталовложениями, что привело к росту балансовой стоимости основных средств в 2006 году по сравнению с 2005 годом; а также увеличением добычи нефти на 7,7%, в то время как коэффициент истощения остался практически без изменений и составил 6,6% в 2005 году и 6,1% в 2006 году.

В 2005 году износ, истощение и амортизация составили 1 472 млн. долл. США по сравнению с 307 млн. долл. США в 2004 году. Рост на 379,5% был в основном связан с включением в состав основных средств Компании основных средств Юганскнефтегаза, а также с дополнительными инвестициями, направленными на развитие и поддержание производства. Балансовая стоимость основных средств Юганскнефтегаза была определена на основе оценки их рыночной стоимости после вычета «негативной репутации», отраженной по U.S. GAAP. Износ основных средств Юганскнефтегаза за 2005 год составил 968 млн. долл. США.

Налоги, за исключением налога на прибыль

Налоги, за исключением налога на прибыль включают в себя налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), акцизы (в основном относящиеся к нефтепродуктам), единый социальный налог, налог на имущество и прочие налоги. База для расчета налога на добычу полезных ископаемых рассмотрена выше в разделе "Основные факторы, влияющие на результаты

деятельности – Изменение ставок налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортных пошлин". Увеличение налогов за рассматриваемый период обусловлено главным образом ростом налога на добычу полезных ископаемых.

Ниже приведены налоги, за исключением налога на прибыль, уплаченные Роснефтью за рассматриваемый период:

	За годы, окончившиеся 31 декабря			% изменения за годы, окончившиеся 31 декабря	
	2006	2005	2004	2006 к 2005	2005 к 2004
	(млн. долл. США)			(%)	
Налог на добычу полезных ископаемых	6 342	4 716	739	34,5%	538,2%
Акцизы	329	286	88	15,0%	225,0%
Отчисления на социальное страхование	154	118	98	30,5%	20,4%
Налог на имущество	107	73	40	46,6%	82,5%
Налог на землю	7	14	13	(50,0)%	7,7%
Транспортный налог	2	2	1	0,0%	100,0%
Прочие налоги и платежи	49	117	32	(58,1)%	265,6%
Налоги, за исключением налога на прибыль	6 990	5 326	1 011	31,2%	426,8%

В 2006 году налоги, за исключением налога на прибыль, выросли на 31,2% и составили 6 990 млн. долл. США по сравнению с 5 326 млн. долл. США в 2005 году. Рост налогов обусловлен главным образом увеличением налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) на 34,5% или 1 626 млн. долл. США, что стало следствием увеличившихся объемов добычи на 7,7% и ростом ставки налога на 21,2%.

В 2005 году сумма налогов, за исключением налога на прибыль, выросла в 2005 г. до 5 326 млн. долл. США по сравнению с 1 011 млн. долл. США в 2004 году. Рост суммы налогов обусловлен главным образом ростом суммы налога на добычу полезных ископаемых на 3 977 млн. долл. США, что стало следствием увеличения объемов добычи, роста ставки налога и увеличения цены на нефть. Основной причиной роста объемов добычи стало приобретение Юганскнефтегаза.

Экспортные таможенные пошлины

Экспортные таможенные пошлины, уплачиваемые Компанией, включают в себя пошлины на экспорт нефти и нефтепродуктов. Вывозные таможенные пошлины рассмотрены выше в разделе "Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Изменение ставок налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортных пошлин". За рассматриваемые периоды произошло увеличение отношения экспортных таможенных пошлин к общей выручке от реализации.

Ниже приведены суммы экспортных таможенных пошлин за рассматриваемый период:

	За годы, окончившиеся 31 декабря			% изменения за годы, окончившиеся 31 декабря	
	2006	2005	2004	2006 к 2005	2005 к 2004
	(млн. долл.)			(%)	
Экспортные пошлины на нефть	9 763	5 322	535	83,4%	894,8%
Экспортные пошлины на нефтепродукты	1 377	942	171	46,2%	450,9%
Экспортные пошлины	11 140	6 264	706	77,8%	787,3%

В 2006 году вывозные таможенные пошлины составили 11 140 млн. долл. США по сравнению с 6 264 млн. долл. США в 2005 году. Причиной роста стало увеличение объемов экспорта нефти в страны дальнего зарубежья на 26,3%, а также рост ставок экспортных пошлин на 47-57 % в зависимости от вида углеводородов.

В 2005 году акцизы и экспортные пошлины составили 6 264 млн. долл. США по сравнению с 706 млн. долл. США в 2004 году. Причиной роста стало увеличение объемов реализации нефти и нефтепродуктов на экспорт и объемов реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке, а также увеличение ставок экспортных пошлин.

Операционная прибыль

В результате вышеуказанных факторов операционная прибыль возросла на 1,5% в 2006 году, 357,9% в 2005 году и на 81,6% в 2004 году. В процентном отношении к выручке операционная прибыль составила 16,92; 23,14% и 22,92 в 2006, 2005 и 2004 годах соответственно.

В процентном отношении к выручке операционная прибыль до налогов, кроме налога на прибыль, и экспортной пошлины составила 71,70%; 71,70% и 55,55% в 2006, 2005 и 2004 годах соответственно.

Прочие доходы и расходы

Проценты к получению

Проценты к получению возросли на 66,7% до 135 млн. долл. США в 2006 году с 81 млн. долл. США в 2005 году. Проценты к получению возросли на 24,6% до 81 млн. долл. США в 2005 году с 65 млн. долл. США в 2004 году. Увеличение суммы процентов к получению объясняется увеличением масштабов операций компаний банковской группы, входящей в Роснефть.

Проценты к уплате

В 2006 году проценты к уплате уменьшились на 6,6% и составили 724 млн. долл. США по сравнению с 775 млн. долл. США в 2005 году. В апреле 2006 года Компания заключила соглашения об улучшении условий существующих кредитных договоров и снижении ставки процента до ЛИБОР плюс 0,7% (ранее ЛИБОР плюс 3%) годовых по кредитам на общую сумму задолженности 5 730 млн. долл. США на 31 декабря 2005 года и о снижении ставки процента до ЛИБОР плюс 0,65% (ранее плюс 1,8-2,2%) годовых по кредитам на общую сумму задолженности 3 177 млн. долл. США на 31 декабря 2005 года.

В 2005 году сумма процентов к уплате выросла на 387,4% и составила 775 млн. долл. США по сравнению со 159 млн. долл. США в 2004 году. Причиной роста стало привлечение большого объема заемных средств для финансирования приобретения Юганскнефтегаза в декабре 2004 года. Привлечение заемных средств для приобретения Юганскнефтегаза оказало незначительное влияние на сумму процентов к уплате в 2004 году, так как произошло в конце года. В течение 2005 года Компания провела рефинансирование текущих обязательств путем привлечения долгосрочных кредитов под меньший процент.

(Убыток) / Прибыль от выбытия основных средств

У Компании периодически выбывают основные средства. В 2004 году обычные убытки от такой реализации были с запасом перекрыты значительной прибылью от продажи морской буровой платформы. В результате, в Роснефть сообщила о прибыли в размере 121 млн. долл. за тот год. В 2006 году убыток от выбытия основных средств составил 95 млн. долл. США в сравнении с убытком в 74 млн. долл. США за 2005 год, что связано со списанием и передачей некоторых объектов социальной сферы, находящихся на балансе нефтедобывающих предприятий Группы.

Прибыль от реализации доли в ЗАО "Севморнефтегаз"

Во втором квартале 2005 года Роснефть продала Газпрому 50% долю в ЗАО «Севморнефтегаз» (далее «Севморнефтегаз»), совместно учрежденным Компанией через

ОАО «НК «Роснефть»-Пурнефтегаз», а также Газпромом через ЗАО «Росшельф», за 1 344 млн. долл. США. Севморнефтегаз занимается разработкой месторождений Приразломное и Штокмановское. По условиям данной реализации, Газпром произвел оплату за свою долю участия в декабре 2004 года, в то время как право собственности на долю перешло к нему в первом полугодии 2005 года. Также Газпром имел право уведомить Компанию не позднее конца июня 2005 года о своем намерении продать приобретенную долю обратно Компании, в случае чего Компании была бы обязана выкупить ее и уплатить ее стоимость. Газпром не воспользовался данным правом. Соответственно, в июне 2005 года Роснефть отразила прибыль от реализации своей доли в ЗАО «Севморнефтегаз» в размере 1 303 млн. долл. США. По состоянию на 31 декабря 2004 года поступления от продажи в размере 1 344 млн. долл. США были отражены в бухгалтерском балансе Компании как краткосрочное долговое обязательство, поскольку Газпром имел право продать долю обратно Компании.

Прочие расходы, нетто

Прочие расходы, нетто в основном включают судебные издержки и арбитражные расходы, а также социальные затраты и благотворительные взносы.

В 2006 году прочие расходы нетто составили 320 млн. долл. США, увеличившись на 135,3% по сравнению с 2005 годом. Это увеличение связано с включением в состав затрат в 2006 году расходов на арбитражные и судебные издержки по иску, проигранному компании Total E&P Vankor в сумме 134 млн. долл. США (см. Примечание 25 к отчетности за 2006 год, часть «Судебные разбирательства»). Также в 2006 году Компания отнесла на эту статью расходы на строительство объектов непромышленной сферы на 37 млн. долл. США, тогда как в 2005 году таких работ не проводилось. В 2005 году прочие чистые расходы составили 136 млн. долл. США, снизившись на 30,6% по сравнению с 2004 годом.

Прибыль / (убыток) от курсовой разницы

В 2006 году убыток от курсовой разницы составил 470 млн. долл. США, по сравнению с прибылью 245 млн. долл. США в 2005 году. Основной причиной убытка стало влияние роста курса рубля по отношению к доллару США в 2006 году по сравнению с его падением в 2005 году. В результате нетто-денежная позиция Компании, выраженная в рублях, увеличилась в долларах США, хотя в рублях осталась без изменения. Нетто-денежная рублевая позиция Компании негативна в значительной степени из-за включения в баланс Компании кредиторской задолженности Юганскнефтегаза по налоговым обязательствам и отложенным налогам, в то время как дебиторская задолженность Компании из-за значительной доли экспорта выражена в долларах США. Прибыль в 2005 году была вызвана влиянием ослабления курса рубля по отношению к доллару США на чистые денежные обязательства Компании, выраженные в рублях.

В 2005 году прибыль от курсовой разницы выросла на 155,2% до 245 млн. долл. США по сравнению с 2004 годом. Основной причиной роста стало влияние ослабления курса рубля по отношению к доллару США на чистые денежные обязательства Компании, выраженные в рублях.

Налог на прибыль

В следующей таблице приводится сравнение эффективной ставки налога на прибыль по ГААП США и текущей налоговой ставкой по законодательству Российской Федерации, где находится большинство активов и проводится большинство операций Роснефти.

	За годы, окончившиеся 31 декабря		
	2006	2005	2004
	%	%	%
Эффективная ставка по налогу на прибыль Роснефти по ГААП США	13%	26%	25%

Компания не является консолидированным налогоплательщиком по российскому законодательству. Налог на прибыль исчислялся исходя из налогооблагаемой прибыли каждой дочерней компании, рассчитанной по российским положениям о бухгалтерском учете. Эффективная ставка налога на прибыль по ГААП США в 2006 году была ниже максимальной

ставки в 24%, установленной российским налоговым законодательством за рассматриваемый период.

Основными причинами снижения эффективной ставки были уплата ОАО «Юганскнефтегаз» и ОАО «Пурнефтегаз» налога на прибыль по ставке 20%, создание в налоговом учете резерва под дебиторскую задолженность ЮКОСа, в консолидированной финансовой отчетности группы ранее признанную по справедливой стоимости 0 млн. долл. США, что привело к уменьшению текущего налога на прибыль на 539 млн. долл. США, а также уменьшение на 75 млн. долл. США резерва под актив по отложенному налогу в отношении разниц, возникающих по основным средствам, в связи с появлением обстоятельств, которые увеличивают шанс реализации данного актива.

Как было указано выше в разделе «Операционные сегменты и межсегментная реализация», дочерние компании Роснефти участвуют в существенных внутригрупповых сделках, для которых руководство Роснефти определяет внутригрупповые цены. Российские правила определения цены товаров, работ или услуг для целей налогообложения вступили в силу в 1999 году, предоставив российским налоговым органам право производить корректировки цен реализации между взаимозависимыми лицами и производить доначисление налогов в отношении всех контролируемых сделок, если цены реализации между взаимозависимыми лицами отличаются от рыночных больше, чем на 20%. Контролируемые сделки включают сделки между взаимозависимыми сторонами и некоторые другие виды сделок между независимыми сторонами, такие как внешнеторговые сделки с существенными ценовыми колебаниями (больше, чем на 20%). Российские правила определения цены товаров, работ или услуг для целей налогообложения нечетко сформулированы, что оставляет простор для толкования их положений российскими налоговыми органами и судами, в особенности, когда рыночные цены трудно определить, как, например, на внутреннем рынке применительно к нефти. Вследствие неопределенностей в толковании законодательства об определении цены товаров, работ или услуг для целей налогообложения и трудностей при определении цен на нефть на внутреннем рынке, налоговые органы могут оспорить цены реализации между взаимозависимыми лицами Роснефти и предложить корректировки. Если такие корректировки будут поддержаны в российском суде и применены, это может оказать негативное влияние на будущие финансовые результаты Роснефти. Кроме того, Роснефть может понести существенные убытки, связанные с оценкой недовнесенных налогов и соответствующих штрафов и пеней, которые могут негативно повлиять на финансовое положение и результаты деятельности Роснефти. Например, существенная корректировка была проведена в 2005 году на общую сумму 922 млн. долл. США (включая штрафы и пени) в связи с претензиями, выставленными Юганскнефтегазу по сделкам, заключенным с 1999 по 2003 год, до его приобретения Роснефтью. Сумму в 836 млн. долл. США из 922 млн. долл. США составила сумма корректировки рыночной стоимости обязательств, принятых в связи с приобретением Юганскнефтегаза, а остальную сумму в 86 млн. долл. США составили текущие расходы по налогу на прибыль и иным налогам. Роснефть стремится обеспечить соответствие своего ценообразования при реализации между взаимозависимыми лицами правилам определения цены товаров, работ или услуг для целей налогообложения.

Налог на прибыль составил 540 млн. долл. США в 2006 году по сравнению с 1 609 млн. долл. США в 2005 году. В частности, текущий налог на прибыль увеличился с 1 688 млн. долл. США до 2 385 млн. долл. США, в то время как сумма дохода по отложенному налогу увеличилась с 79 млн. долл. США в 2005 году до 1 845 млн. долл. США в 2006 году, в основном по причине создания отложенного налогового актива в сумме 1 285 млн. долл. США в связи с решением суда по иску Компании о возмещении упущенной выгоды против ОАО «НК «ЮКОС» в пользу Компании, вынесенным в конце 2006 года, по которому в налоговых регистрах был признан налогооблагаемый внереализационный доход, относящийся к ожидаемому возмещению упущенной выгоды Компании. В отчетности по стандартам US GAAP за 2006 год данный доход отражен не был. Отложенный налоговый актив планируется реализовать в 2007 году, по получении Компанией возмещения в ходе процедуры банкротства ЮКОСа.

Сумма налога на прибыль составила 1 609 млн. долл. США в 2005 году по сравнению с 298 млн. долл. США в 2004 году. Сумма текущего налога на прибыль увеличилась с 309 млн.

долл. США до 1 688 млн. долл. США, в то время как сумма отложенных налогов увеличилась с 11 млн. долл. США до 79 млн. долл. США. Увеличение суммы текущего налога на прибыль было, в основном, связано с ростом прибыли Компании до вычета налога на прибыль в результате увеличения объемов добычи и повышения рыночных цен. Налог на прибыль в 2005 году включал сумму в 313 млн. долл. США, начисленную на выручку от продажи доли Роснефти в ЗАО «Севморнефтегаз» и сумму вышеуказанной корректировки в размере 86 млн. долл. США.

Доля прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий

Как было указано выше в разделе «Развитие группы - Консолидация посредством присоединения дочерних обществ», в анализируемые периоды до октября 2006 года миноритарные доли в прибыли дочерних обществ Компании были существенными, однако они были выкуплены в результате процедуры Обмена акций.

Доля прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий Роснефти составила 92 млн. долл. США в 2006 году по сравнению с 446 млн. долл. США в 2005 году. При этом эффект на увеличение доли прочих акционеров в результате прибыли от реализации 50% доли в ЗАО «Севморнефтегаз» составил 167 млн. долл. Помимо этого, наиболее существенное влияние на снижение доли прочих акционеров оказало уменьшение чистой прибыли Юганскнефтегаза в 2006 году из-за убытков по курсовым разницам, возникшим в результате значительных задолженностей по налогам и отложенным налогам.

Миноритарные доли в прибыли дочерних обществ Роснефти составляли 446 млн. долл. США в 2005 году по сравнению с 66 млн. долл. США в 2004 году. Основные изменения были вызваны аккумуляцией прибыли в Юганскнефтегазе, где миноритарная доля составила 234 млн. долл. США, и в Пурнефтегазе, где миноритарная доля увеличилась на 150 млн. долл. США, в основном, в результате поступлений от вышеуказанного выбытия 50% доли в Севморнефтегазе.

Чистая прибыль

В результате описанного выше чистая прибыль до доли прочих акционеров уменьшилась на 21,3% в 2006 году до 3 625 млн. долл. США с 4 605 млн. долл. США в 2005 году. Чистая прибыль до доли прочих акционеров выросла на 410,0% в 2005 году с 903 млн. долл. США.

В результате вышеуказанных факторов чистая прибыль до доли прочих акционеров, скорректированная на прибыль от реализации ЗАО "Севморнефтегаз", увеличилась на 0,3% в 2006 году, 300,3% в 2005 году и на 106,2% в 2004 году. В процентах к выручке скорректированная чистая прибыль составила 11,0%, 15,1% и 17,2% в 2006, 2005 и 2004 годах соответственно.

Ликвидность и капитальные ресурсы

Движение денежных средств

Ниже представлены основные статьи отчета о движении денежных средств за 2004, 2005 и 2006 годы:

	За годы, окончившиеся 31 декабря			% изменения за годы, окончившиеся 31 декабря	
	2006	2005	2004	2006 к 2005	2005 к 2004
	(млн. долл. США)			(%)	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	2 593	2 941	700	(11,8)%	320,1 %
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(6 516)	(2 322)	(10 162)	180,6 %	(77,2)%
Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в) финансовой деятельности	3 225	(458)	10 243	704,1 %	(104,5)%

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 2 593 млн. долл. США, 2 941 млн. долл. США и 700 млн. долл. США и за 2006, 2005 и 2004 года, соответственно. Увеличение чистых денежных средств от операционной деятельности по сравнению с уровнем 2004 года в основном объяснялось ростом чистой прибыли, увеличившейся более чем в 4 раза за период с 2004 по 2006 год (837 млн. долл. в 2004 году по сравнению с 3 533 млн. долл. в 2006 году). Поступление денежных средств от операционной деятельности до изменений в операционных активах и обязательствах без учета приобретений в 2006 году составило 3 760 млн. долл. США, по сравнению с 4 663 млн. долл. в 2005 и 1 045 млн. долл. в 2004 годах. Уменьшение денежных средств, полученных от операционной деятельности в 2006 году отразил снижение чистой прибыли. Чистая прибыль упала, несмотря на рост выручки, в основном из-за роста налоговой нагрузки, а также из-за выплаты 1 285 млн. долл. США налога на прибыль на внереализационный доход в результате решения суда по иску Компании к Юкоосу об упущенной выгоде, предъявленному в конце 2006 года. См. раздел «Основные факторы, влияющие на результаты операций – Изменения в НДС и таможенной пошлине» и раздел «Результаты деятельности – Затраты, расходы и чистая прибыль – Налог на прибыль». Износ, истощение и амортизация, доля прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий, за вычетом налога, как неденежные статьи расходов, в каждый из анализируемых периодов оказывают существенное позитивное влияние при переходе от чистой прибыли к чистым денежным средствам, полученным от операционной деятельности, в то время как корректировка на сумму прибыли от реализации доли в ЗАО «Севморнефтегаз» оказало значительный негативный эффект в 2005 году, поскольку денежные средства полностью были получены в 2004 году. Износ, истощение и амортизация составили 1 638 млн. долл. США, 1 472 млн. долл. США и 307 млн. долл. США в 2006, 2005 и 2004 годах соответственно. Доля прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий, за вычетом налога составили 92 млн. долл. США, 446 млн. долл. США и 66 млн. долл. США в 2006, 2005 и 2004 годах соответственно.

Увеличение в операционных активах и обязательствах без учета приобретений составило 1 167 млн. долл. США, 1 722 млн. долл. США и 345 млн. долл. США за 2006, 2005 и 2004 года, соответственно. Существенная сумма отрицательной корректировки в 2006 году явилась в основном результатом увеличения дебиторской задолженности (в результате увеличения объемов реализации и роста цен) и увеличения товарно-материальных запасов. Увеличение дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2006 года по сравнению с 31 декабря 2005 года обусловлено:

- увеличением задолженности по НДС к возмещению на 556 млн. долл. США, что, в основном, связано с задержкой по возврату экспортного НДС в связи с присоединением Юганскнефтегаза к ОАО НК Роснефть, ввиду существенного объема непогашенной налоговой задолженности Юганскнефтегаза перед бюджетом, а также увеличением суммы НДС к возмещению по затратам по Ванкорскому месторождения, где производится существенный объем капиталовложений, в то время как возврат НДС не может быть осуществлен до начала нефтедобычи,
- ростом ссудной задолженности на 275 млн. долл. США, обусловленным ростом объема кредитов выданных ВБРР и Дальневосточным банком;
- увеличением задолженности покупателей и заказчиков, которое составило 241 млн. долл. США, что обусловлено, в основном, увеличением выручки и укреплением курса рубля по отношению к доллару США.

Увеличение в операционных активах и обязательствах без учета приобретений в 2005 году в основном было вызвано увеличением дебиторской задолженности, увеличением реализации продукции и роста экспортного НДС, снижением кредиторской задолженности и начисленных обязательств, частично компенсированным увеличением обязательств по налогу на прибыль и другим налоговым обязательствам. Эти изменения произошли вследствие существенного увеличения масштаба деятельности ОАО "НК "Роснефть" после приобретения Юганскнефтегаза. Кроме того, увеличение дебиторской задолженности также отражает однократное изменение, связанное с изначально низким уровнем дебиторской задолженности в Юганскнефтегазе, которая нормализовалась в течение 2005 года

При приобретении новых активов, изменения в операционных активах и обязательствах без учета приобретений, включаемые в чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, рассчитываются начиная с даты приобретения. Изначальный эффект в результате консолидации приобретенного бизнеса на операционные активы и обязательства группы не отражается как изменение в операционных активах и обязательствах в составе чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности. Краткое описание активов (обязательств), приобретенных (принятых) Компанией в результате предварительного распределения стоимости покупки ОАО «Юганскнефтегаз», приведено в Примечании 4 к консолидированной финансовой отчетности за период, окончившийся 31 декабря 2005 года («Отчетность за 2005 год»).

В 2005 году были произведено окончательное распределение стоимости приобретения, которое также приведено в Примечании 4 к Отчетности за 2005 год. Данное окончательное распределение в результате должно рассматриваться как эффект на статьи консолидированного баланса по состоянию на 31 декабря 2004 года и именно оно использовалось при расчете изменений в операционных активах и обязательствах в консолидированном отчете о движении денежных средств. Консолидированный баланс по состоянию на 31 декабря 2004 года отражает предварительное распределение стоимости покупки ОАО «Юганскнефтегаз» и не корректировался с целью отражения окончательного распределения стоимости покупки. Однако, влияние на консолидированный отчет о прибылях и убытках корректировок по распределению стоимости приобретения было учтено на ретроспективной основе с 1 января 2005 г.

Основными корректировками в ходе окончательного распределения стоимости покупки по сравнению с изначально сделанным были следующие:

- уменьшение дебиторской задолженности;
- начисление резерва по налоговым обязательствам по налогу на прибыль и прочим налогам;
- уменьшение отрицательной деловой репутации, которое было пропорционально распределено между основными средствами, относящимися к разведке и добыче нефти и газа, и стоимостью прав на добычу нефти и газа.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составили 6 516 млн. долл. США в 2006 году по сравнению с 2 322 млн. долл. США в 2005 году. Увеличение вызвано в основном ростом капитальных затрат, которые достигли 3 462 млн. долл. США, возвратом финансирования по проекту Сахалин-1 в сумме 1 339 млн. долл. США, затратами на покупку лицензий, чистым результатом от приобретения и продажи краткосрочных финансовых вложений, а также покупкой долгов НК «ЮКОС» у консорциума западных банков в сумме 483 млн. долл. США, из которых 463 млн. долл. США включены в отчет о движении денежных средств за 2006 год.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, уменьшились в 2005 году до 2 322 млн. долл. США с 10 162 млн. долл. США в 2004 году. Данное изменение в основном объясняется затратами на покупку ОАО «Юганскнефтегаз». Сумма статей капитальных затрат и затрат на приобретение компаний (помимо ОАО «Юганскнефтегаз») и увеличение долей в дочерних предприятиях возросли с 1 099 млн. долл. США в 2004 году до 2 310 млн. долл. США в 2005 году. Компания выдала в 2005 году существенный краткосрочный займ своей материнской компании, Роснефтегазу, который был погашен в течение года.

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

Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности, составили 3 225 млн. долл. США в 2006 году по сравнению с оттоком в 2004 году в сумме 458 млн. долл. США.. Основным фактором изменения стало получение денежных средств в результате публичного размещения акций в сумме 2 115 млн. долл. США, а также большие объемы привлеченного финансирования в 2006 году по сравнению с 2005 годом.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, составили 458 млн. долл. США в 2005 году по сравнению с притоком в 10 243 млн. долл. США в 2004 году. Основной причиной изменения было снижение потребности Роснефти в получении кредитов в 2005 году по сравнению с предыдущим годом, когда заемные средства использовались на покупку ОАО «Юганскнефтегаз». Поступление краткосрочных кредитов в 2004 году включало в себя 1 344 млн. долл. США выручки от продажи доли в ЗАО «Севморнефтегаз». Компания рефинансировала большую часть краткосрочных заимствований путем получения долгосрочных кредитов в 2005 году, на более выгодных условиях.

Капитальные расходы

Ниже представлены капитальные расходы и затраты на покупку лицензий Роснефти по видам деятельности за 2004, 2005 и 2006 года:

	За годы, окончившиеся 31 декабря			% изменения за годы, окончившиеся 31 декабря	
	2006	2005	2004	2006 к 2005	2005 к 2004
	(млн. долл. США)			(%)	
Геологоразведка и добыча	2 795	1 606	568	74,0%	182,7%
Переработка, маркетинг и сбыт	483	303	247	59,4%	22,7%
Прочая деятельность	184	35	14	425,7%	150,0%
Итого капитальные расходы	3 462	1 944	829	78,1%	134,5%
Затраты на покупку лицензий	916	146	—	527,4%	100,0%
Итого капитальные затраты и затраты на покупку лицензий	4 378	2 090	829	109,5%	152,1%

Общие капитальные расходы Роснефти выросли на 78,1% или на 1 518 млн. долл. США до 3 462 млн. долл. США за 2006 год по сравнению с 1 944 млн. долл. США за 2005 год. Рост капитальных расходов в 2006 году был, в основном, вызван вложениями в геологоразведку и добычу, где капитальные расходы увеличились на 74,0%, или почти на 1 189 млн. долл. США. Существенная доля роста капитальных расходов приходится на инвестиции в Юганскнефтегаз, новые месторождения Ставропольнефтегаза и освоение Ванкорского месторождения. Затраты на покупку лицензий в 2006 году составили 916 млн. долл. США по сравнению с 146 млн. долл. США в 2005 году и 0 млн. долл. США в 2004 году.

Общие капитальные расходы Роснефти выросли на 134,5% или на 1 115 млн. долл. США до 1 944 млн. долл. США за 2005 год по сравнению с 829 млн. долл. США за 2004 год. Рост капитальных расходов в 2005 году был, в основном, вызван вложениями в геологоразведку и добычу, где капитальные расходы увеличились на 182,7%, или почти на 1 038 млн. долл. США, увеличившись с 568 млн. долл. США в 2004 году до 1 606 млн. долл. США в 2005 году. Основной причиной роста капитальных вложений были инвестиции в Юганскнефтегаз с целью сначала стабилизации добычи, а затем наращивания объемов добычи нефти. Из общей суммы 146 млн. долл. США затрат на покупку лицензий в 2005 году 134 млн. долл. США представляли собой покупку лицензий на Воргамусюрское месторождение.

Капитальные расходы на переработку, маркетинг и сбыт составили 483 млн. долл. США за 2006 год, увеличившись на 59,4% по сравнению с 303 млн. долл. США в 2005 году, в результате расширения Компанией сети АЗС. Капитальные расходы на переработку, маркетинг и сбыт увеличились на 22,7%, или на 56 млн. долл. США, с 247 млн. долл. США в 2004 году до 303 млн. долл. США в 2005 году, в основном по причине вложений в реконструкцию Туапсинского морского экспортного терминала.

Капитальные расходы по другим направлениям деятельности увеличились на 149 млн. долл. США в 2006 году по сравнению с 2005 годом, составив 184 млн. долларов США, в основном за счет вложений в строительство челночных танкеров ледового класса. Капитальные расходы по другим направлениям деятельности увеличились в 2005 году на 150,0% по сравнению с 14 млн. долларов США в 2004 году, в основном в результате увеличения капиталовложений в группах ВБРР и Роснефть Интернэшнл.

В дополнение к описанным выше капитальным вложениям, Компания сделала ряд приобретений и увеличила свою долю участия в ряде дочерних предприятий. См. разделы «Существенные приобретения» и «Развитие группы – Доли участия в дочерних предприятиях». В 2006 году Роснефть потратила 13 млн. долл. США на покупку сети заправочных станций в Мурманской области, 19 млн. долл. США на приобретение ОАО "Находкинский нефтеналивной морской торговый порт" и увеличила долю участия в ОАО "Роснефть-Туапсенефтепродукт" (100 млн. долл. США), ОАО «ВБРР» (12 млн. долл. США) и ОАО «Дальтрансгаз» (45 млн. долл. США). В 2005 году Роснефть приобрела долю в ОАО «Верхнечонскнефтегаз» и увеличила долю в ОАО "Роснефть-Краснодарнефтегаз" и в ОАО «НК «Роснефть - «Селькупнефтегаз, заплатив 360 млн. долл. США. В 2004 году, в дополнение к покупке Юганскнефтегаза, Компания потратила 270 млн. долл. США на приобретение дополнительных долей в дочерних обществах, большую часть которых составили затраты на увеличение доли в ООО «Енисейнефть» и ОАО «НК «Роснефть»-Туапсинский НПЗ».

Долговые обязательства

За последние годы Роснефть привлекала существенные объемы краткосрочных и долгосрочных заимствований в дополнение к чистым денежным средствам, полученным от операционной деятельности, с целью финансирования капиталовложений в существующие и приобретения новых активов и лицензий на добычу. Большая часть заимствований была привлечена в 2004 году на финансирование покупки Юганскнефтегаза. См. «Приобретения – Значительные приобретения – 2004 – Юганскнефтегаз».

Общий объем привлеченных Роснефтью кредитов и займов увеличился до 13 829 млн. долл. США по состоянию на 31 декабря 2006 года с 12 203 млн. долл. США по состоянию на 31

декабря 2005 года и ненамного превысил уровень по состоянию на 31 декабря 2004 года, равный 13 742 млн. долл. США. По состоянию на 31 декабря 2006, 2005 и 2004 годов заимствования Роснефти были обеспечены поставками нефти по экспортным контрактам на 68,2%, 85,5% и 18,0% соответственно. По состоянию на 31 декабря 2006, 2005 и 2004 годов в залоге находилось 31,8%, 44,8% и 42,8% от всего объема экспортных поставок нефти (за исключением экспорта в СНГ), приходящихся на соответствующие периоды.

Стратегия Компании состоит в финансировании роста в основном за счет долгосрочных заимствований, преимущественно деноминированных в долларах США.

Долгосрочные заимствования ОАО "НК "Роснефть" (за вычетом текущих выплат по долгосрочному долгу) уменьшились до 7 402 млн. долл. США на 31 декабря 2006 года с 8 198 млн. долл. США на 31 декабря 2005 года. Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам, выраженным в иностранной валюте, за исключением кредитов, привлеченных для финансирования покупки Юганскнефтегаза, была от 5,96% (ЛИБОР плюс 0,64%) и 6,58% (ЛИБОР плюс 2,19%) годовых в 2006 и 2005 годах, соответственно.

Долгосрочные заимствования ОАО "НК "Роснефть" (за вычетом текущих выплат по долгосрочному долгу) уменьшились до 8 198 млн. долл. США на 31 декабря 2005 года с 9 022 млн. долл. США на 31 декабря 2004 года. Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам, выраженным в иностранной валюте, за исключением кредитов, привлеченных для финансирования покупки Юганскнефтегаза, была от 6,58% (ЛИБОР плюс 2,19%) и 5,50% (ЛИБОР плюс 3,10%) годовых в 2005 и 2004 годах, соответственно. Долгосрочные заимствования ОАО "НК "Роснефть", привлеченные для финансирования покупки Юганскнефтегаза, рассмотрены в разделе «Приобретения – Значительные приобретения – 2004 – Юганскнефтегаз».

Как обсуждается в Примечании 17 к консолидированной финансовой отчетности и аудиторском заключении к ней, по состоянию на 31 декабря 2004 года Компания нарушила некоторые финансовые и другие ограничительные условия действующих на указанную дату кредитных договоров, в результате чего кредиторы могли потребовать погашения выданных кредитов. В июле 2005 г. кредиторы приняли решение об освобождении от обязательств соблюдать ограничительные условия, связанные с финансовыми коэффициентами, и согласились скорректировать ограничительные условия, связанные с финансовыми коэффициентами, в соответствии с новой структурой Компании и сферой деятельности. Кредиторы также отказались от своих прав в части случаев неисполнения обязательств, вытекающих из нарушения прочих ограничительных условий. Начиная с 1 января 2007 года, кредиторы предоставили освобождение от обязательств соблюдать такие ограничительные требования, а также внесли изменения в кредитные договоры, корректирующие ограничительные условия, связанные с финансовыми коэффициентами, при условии, что Компания:

- полностью оплатит, обеспечит, урегулирует или реструктурирует (и будет соблюдать планы по реструктуризации после их согласования) все налоговые обязательства ОАО «Юганскнефтегаз» до 3 января 2008 года;
- произведет выплаты по решению суда в отношении судебных разбирательств с компанией «Моравел Инвестментс Лимитед» или задолженности перед «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» при условии, что суд Российской Федерации обяжет Компанию провести такие выплаты, в сроки, установленные российским законодательством.

Данные условия распространяются на ряд новых заимствований, привлеченных в 2005 и 2006 гг. Так, по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг., долгосрочная часть непогашенной задолженности по кредитным соглашениям, по которым кредиторы отказались от своих прав в части случаев неисполнения обязательств, вытекающих из нарушения определенных ограничительных условий, составляла 3 444 млн. долл. США и 2 831 млн. долл. США, соответственно. Компания продолжала классифицировать эту сумму долга как долгосрочную задолженность в консолидированных балансах по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. По состоянию на дату отчетности, Компания соблюдает все ограничительные условия кредитных договоров.

Краткосрочные заимствования ОАО "НК "Роснефть" (включая текущие выплаты по долгосрочному долгу) увеличились до 6 427 млн. долл. США на 31 декабря 2006 года с 4 005 млн. долл. США на 31 декабря 2005 года. Краткосрочные кредиты, выраженные в долларах США, были привлечены в 2006 году под процентную ставку от ЛИБОР плюс 0,75% до ЛИБОР плюс 3,02% годовых. Кредиты, выраженные в рублях, были привлечены в 2006 году в основном под процентную ставку от 4% до 8% годовых.

Краткосрочные заимствования ОАО "НК "Роснефть" (включая текущие выплаты по долгосрочному долгу) уменьшились до 4 005 млн. долл. США на 31 декабря 2005 года с 4 720 млн. долл. США на 31 декабря 2004 года. Краткосрочные кредиты, выраженные в долларах США, были привлечены в 2005 году под процентную ставку от ЛИБОР плюс 1,0% до ЛИБОР плюс 3,32% годовых. Кредиты, выраженные в рублях, были привлечены в 2005 году в основном под процентную ставку от 1,25% до 9% годовых. Компания по-прежнему рефинансирует привлекаемые краткосрочные кредиты путем привлечения новых внешних заимствований.

В таблице ниже представлены сроки расчетов по долгосрочным обязательствам ОАО "НК "Роснефть", не погашенным на 31 декабря 2006 года:

	<u>(млн. долл. США)</u>
2007	2 362
2008	2 468
2009	2 449
2010	2 114
2011	250
2012 и позже	121
Итого долгосрочная задолженность	<u>9 764</u>

В марте 2007 года ООО «РН-Развитие», в котором ОАО «НК «Роснефть» косвенно владеет 100% долевого участия, было признано победителем аукциона по продаже 9,44% от уставного капитала обыкновенных акций «Роснефти» и векселей ОАО «Юганскнефтегаз», принадлежавших ЮКОСу. ООО «РН-Развитие» предложило за данный лот 197,84 млрд. рублей (7,59 млрд. долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на дату аукциона), или 194,28 руб. за 1 акцию (7,45 долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на дату аукциона). В мае 2007 года ООО «Нефть-Актив», в котором Компания косвенно владеет 100% долей, выиграло аукцион по продаже части активов компании ЮКОС. ООО «Нефть-Актив» предложило 175,70 млрд. рублей (6,82 млрд. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату аукциона). Данные приобретения были профинансированы привлеченными в марте 2007 года синдицированными кредитами в общей сумме на 22 млрд. долл. США. См. раздел «Существенные приобретения – 2007 – Приобретение активов ЮКОСа в ходе аукционов».

В феврале 2007 года Компания привлекла шестимесячный бридж-кредит от группы международных банков в сумме 2,5 млрд. долл. США под ставку ЛИБОР плюс 0,25-0,30% годовых (в зависимости от окончательного срока выплаты). Средства кредита использованы в основном для временного (до момента привлечения в последующем соответствующих долгосрочных кредитов) рефинансирования более дорогих кредитов российских банков, которые были привлечены в четвертом квартале 2006 года.

На 2007 год ОАО "НК "Роснефть" планирует обеспечить финансирование предусмотренных бюджетом капиталовложений, процентов и дивидендов за счет денежных потоков от основной деятельности, которые как ожидает руководство Компании, увеличатся благодаря росту объемов добычи и продажи углеводородов. Одновременно, ОАО "НК "Роснефть" будет повышать эффективность соотношения собственных и заемных средств. С этой целью ОАО "НК "Роснефть" намерено продолжать ориентироваться на долгосрочные заимствования для целей финансирования, параллельно снижая долю обязательств с залоговым обеспечением, и объем платежей по обслуживанию долга. Эти меры увязаны с продолжающейся работой по повышению эффективности операционной деятельности.

Поручительство

В январе 2007 года Компания заключила договор поручительства по исполнению платежных и иных обязательств ЗАО «Ванкорнефть» по безотзывному непокрытому документарному аккредитиву, открытому на период 730 дней в сумме 62 млн. долл. США. По условиям договора при наступлении событий, ставящих под сомнение платежеспособность Компании, банк может требовать от Компании размещения денежных средств на депозит на весь оставшийся срок действия аккредитива в размере, обеспечивающим выполнение всех своих текущих и возможных обязательств. Компания оценивает вероятность возникновения такой ситуации как невысокую.

Ключевые финансовые показатели деятельности

Компания проводит постоянный мониторинг и оценку своей деятельности. Ключевые показатели деятельности, используемые Компанией, а также другие существенные финансовые коэффициенты, представлены ниже:

	За годы, оканчивающиеся 31 декабря		
	2006	2005	2004
Маржа EBITDA	22,0%	29,5%	28,9%
Маржа скорректированной чистой прибыли до доли прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий	11,0%	15,1%	17,2%
Доходность на средний задействованный капитал (ROACE)	18,2%	21,7%	7,5%
Доходность на средний собственный капитал (ROAE)	23,1%	47,7%	19,6%
Отношение чистого долга к задействованному капиталу	0,38	0,54	0,68
Отношение чистого долга к EBITDA	1,83	1,57	8,36
Коэффициент ликвидности	0,87	0,72	0,89
		(долл, США)	
EBITDA в расчете на баррель нефти (долл. США)	12,63	13,13	10,26
EBITDA в расчете на баррель нефтяного эквивалента (долл. США)	11,09	11,49	7,48
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на баррель нефти (долл. США)	4,85	3,00	3,83
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на баррель нефтяного эквивалента (долл. США)	4,26	2,63	2,79
Операционные затраты на добычу в расчете на баррель нефти (долл. США)	2,83	2,49	2,32
Операционные затраты на добычу в расчете на баррель нефтяного эквивалента (долл. США)	2,49	2,18	1,69
Скорректированный свободный денежный поток до выплаты процентов в расчете на баррель (долл. США)	(0,26)	3,16	0,11
Скорректированный свободный денежный поток до выплаты процентов в расчете на баррель нефтяного эквивалента (долл. США)	(0,23)	2,77	0,08

Компания рассматривает EBITDA на баррель, ROACE, ROAE, операционные расходы по добыче нефти и газа на баррель и операционные расходы по добыче нефти и газа на баррель нефтяного эквивалента, а также связанные с ними индикаторы как важные показатели эффективности деятельности Компании. Помимо этого, данные показатели часто используются финансовыми аналитиками, инвесторами и другими заинтересованными сторонами при оценке нефтегазовых компаний. Как аналитические инструменты эти показатели имеют ряд ограничений и не должны рассматриваться в отрыве от анализа, или заменять собой анализ результатов операционной деятельности Компании, отраженных согласно ГААП США.

Коэффициенты EBITDA на баррель и EBITDA на баррель нефтяного эквивалента рассчитываются в отношении любого периода путем деления EBITDA за соответствующий период на количество баррелей нефти или баррелей нефтяного эквивалента, соответственно, добытых в течение этого периода. Данные показатели не корректируются для учета влияния изменений в товарно-материальных запасах за соответствующий период.

Коэффициенты капитальные затраты по добыче нефти и газа на баррель и капитальные затраты по добыче нефти и газа на баррель нефтяного эквивалента рассчитываются в отношении любого периода путем деления суммы капитальных затрат по сегменту "Геологоразведка и добыча" в течение соответствующего периода на количество баррелей нефти или баррелей нефтяного эквивалента, соответственно, добытых в течение этого периода. Данные показатели не корректируются для учета влияния изменений в товарно-материальных запасах за соответствующий период.

Коэффициенты операционные расходы по добыче нефти и газа на баррель и операционные расходы по добыче нефти и газа на баррель нефтяного эквивалента рассчитываются в отношении любого периода путем деления суммы производственных и операционных расходов по сегменту

"Геологоразведка и добыча" в течение соответствующего периода на количество баррелей нефти или баррелей нефтяного эквивалента, соответственно, добытых в течение этого периода. Данные показатели не корректируются для учета влияния изменений в товарно-материальных запасах за соответствующий период.

Коэффициенты скорректированный свободный денежный поток до выплаты процентов в расчете на баррель и скорректированный свободный денежный поток до выплаты процентов в расчете на баррель нефтяного эквивалента рассчитываются в отношении любого периода путем деления суммы свободного денежного потока до выплаты процентов в течение соответствующего периода на количество баррелей нефти или баррелей нефтяного эквивалента, соответственно, добытых в течение этого периода. Скорректированный свободный денежный поток рассчитывается как превышение суммы чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, и суммы выплаченных процентов по кредитам над капитальными затратами. Затраты на приобретение лицензий не включаются в капитальные затраты. Данные показатели не корректируются для учета влияния изменений в товарно-материальных запасах за соответствующий период.

Операционные расходы по добыче нефти и газа включают в себя затраты на извлечение, затраты по сбору, подготовке, переработке и хранению нефти и газа на месторождениях и затраты на доставку нефти и газа до магистрального трубопровода (например, к узлу учета магистрального трубопровода сети "Транснефть"). Операционные расходы по добыче нефти и газа не включают в себя долю расходов, относящуюся к межсегментным операциям, в основном связанным с операционной арендой ряда нефтегазовых объектов. Операционные расходы по добыче нефти и газа включают в себя в 2006 году затраты на операционную аренду нефтегазовых объектов по договорам с контролируемыми ЮКОС-ом компаниями. Право собственности на одну из ранее контролируемых ЮКОС-ом компаний, ЗАО «Юкос-Мамонтово», перешло в 2007 году к ОАО «НК «Роснефть» на основании решения суда и соответственно, начиная с 2007 года, затраты на операционную аренду нефтегазовых объектов по договорам с этой компанией будут исключаться как и прочие межсегментные операции. Компания считает, что не учитывать затраты на операционную аренду корректно, так как если бы арендуемые нефтегазовые объекты принадлежали бы ей на праве собственности, то вместо арендных платежей в отчетности отражался бы износ таких объектов, не включаемый в состав производственных и операционных расходов.

В таблице ниже представлены соответствующие данные, относящиеся к указанным показателям за указанные периоды:

Показатели по сегменту "Геологоразведка и добыча"

	За годы, оканчивающиеся 31 декабря		
	2006	2005	2004
Капитальные затраты по добыче нефти и газа ⁽¹⁾ (млн. долл. США)	2 795	1 606	568
Операционные затраты по добыче нефти и газа (млн. долл. США)	1 632	1 333	344
Добыча нефти (млн. баррелей)	576,31	535,16	148,26
Добыча нефти и газа (млн. баррелей нефтяного эквивалента)	656,03	611,76	203,28

(1) Капитальные затраты не включают затраты на покупку лицензий.

Расчет свободного денежного потока до учета выплаты процентов

	За годы, оканчивающиеся 31 декабря		
	2006	2005	2004
	(млн. долл. США)		
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	2 593	2 941	700
Капитальные затраты ⁽¹⁾	(3 462)	(1 944)	(829)
Свободный денежный поток	(869)	997	(129)
Оплата процентов по кредитам ⁽²⁾	718	696	146
Скорректированный свободный денежный поток до учета выплаты процентов	(151)	1 693	17

(1) Капитальные затраты не включают затраты на покупку лицензий.

(2) Выплата процентов, как капитализированных, так и показанных как расходы периода, в соответствии с отчетом о движении денежных средств

Расчет маржи EBITDA

	За годы, оканчивающиеся 31 декабря		
	2006	2005	2004
	(млн. долл. США, за исключением %)		
Чистая прибыль	3 533	4 159	837
Доля прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий	92	446	66
Налог на прибыль	540	1 609	298
Прочие (доходы)/ расходы	1 439	(692)	5
Операционная прибыль	5 604	5 522	1 206
Прирост обязательств, связанных с выбытием активов ⁽¹⁾	34	35	8
Износ, истощение и амортизация	1 638	1 472	307
EBITDA	7 276	7 029	1 521
Выручка от реализации	33 099	23 863	5 262
Маржа EBITDA	22,0%	29,5%	28,9%

(1) Прирост обязательств, связанных с выбытием активов

Расчет маржи скорректированной чистой прибыли до доли меньшинства

	За годы, оканчивающиеся 31 декабря		
	2006	2005	2004
	(млн. долл. США, за исключением %)		
Чистая прибыль	3 533	4 159	837
Доля прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий	92	446	66
Прибыль от реализации ЗАО "Севморнефтегаз" ⁽¹⁾	—	(1 303)	—
Налог на прибыль по реализации ЗАО "Севморнефтегаз" ⁽¹⁾	—	313	—
Скорректированная чистая прибыль до доли прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий	3 625	3 615	903
Выручка от реализации	33 099	23 863	5 262
Маржа скорректированной чистой прибыли до доли прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий	11,0%	15,1%	17,2%

(1) Данные статьи исключаются ввиду их существенности и разового характера.

Расчет задействованного капитала и связанных показателей

	За годы, окончившиеся 31 декабря		
	2006	2005	2004
	(млн. долл. США)		
Краткосрочные кредиты и краткосрочная часть долгосрочной задолженности	6 427	4 005	4 720
Задолженность по долгосрочным кредитам и обязательствам	7 402	8 198	9 022
Денежные средства и их эквиваленты (-)	(505)	(1 173)	(1 033)
Чистый долг	13 324	11 030	12 709
Акционерный капитал	21 875	7 433	3 335
Доля прочих акционеров в дочерних предприятиях	225	1 860	2 535
Собственный капитал	22 100	9 293	5 870
Задействованный капитал	35 424	20 323	18 579
Средний собственный капитал⁽¹⁾	15 697	7 582	4 611
Средний задействованный капитал⁽²⁾	27 874	19 451	12 055

- (1) Средний собственный капитал включая долю меньшинства рассчитывается как среднее арифметическое из значений собственного капитала включая долю меньшинства на начало и конец соответствующего периода
- (2) Средний задействованный капитал рассчитывается как среднее арифметическое из значений задействованного капитала на начало и конец соответствующего периода. В 2004 году было осуществлено приобретение Юганскнефтегаза, что существенно увеличило сумму задействованного капитала на 31 декабря 2004 года и поэтому средний задействованный капитал, указанный в таблице, по состоянию на эту дату.

Расчет доходности на средний задействованный капитал (ROACE)

	За годы, окончившиеся 31 декабря		
	2006	2005	2004
	(млн. долл. США, за исключением %)		
Операционная прибыль	5 604	5 522	1 206
Налог на прибыль	(540)	(1 609)	(298)
Налог на прибыль от продажи ЗАО "Севморнефтегаз" ⁽¹⁾	—	313	—
Прибыль для расчета ROACE	5 064	4 226	908
Средний задействованный капитал	27 874	19 451	12 055
ROACE	18,2%	21,7%	7,5%

Примечание: Как обсуждается выше, в 2004 году было осуществлено приобретение Юганскнефтегаза, что существенно увеличило сумму задействованного капитала на 31 декабря 2004 года и поэтому средний задействованный капитал по состоянию на эту дату. Поскольку результаты деятельности за 2004 год не консолидировались, так как приобретение было осуществлено 31 декабря 2004 года, то ROACE в таблице выше в 2004 году соответственно существенно ниже уровня 2005 года.

- (1) Данная статьи исключаются ввиду ее существенности и разового характера.

Расчет доходности на средний собственный капитал (ROAE)

	За годы, окончившиеся 31 декабря		
	2006	2005	2004
	(млн. долл. США, за исключением %)		
Скорректированная чистая прибыль до доли прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий	3 625	3 615	903
Средний собственный капитал, включая долю прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий	15 697	7 582	4 611
ROAE в годовом выражении	23,1%	47,7%	19,6%

Учетная политика и оценки

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с общепринятыми в США принципами бухгалтерского учета («ГААП США») требует от руководства Компании делать выбор в отношении соответствующей учетной политики, осуществлять оценки и делать допущения, которые влияют на отраженные в балансе суммы активов и обязательств, а также на величину доходов и расходов за отчетный период. Полное описание существенных моментов учетной политики представлено в Примечании 2 к консолидированной финансовой отчетности. Ряд используемых методов учета предполагает использование руководством оценочных данных и допущений в такой степени, что существует вероятность, что при других условиях либо в случае использования других допущений сумма оценок, отражаемых в отчетности, была бы существенно отличной от фактически отраженных в отчетности. Фактические результаты в свою очередь могут не совпадать с оценочными данными. Ниже представлено описание критичных методов учета, при применении которых используются суждения, допущения и оценки руководства Компании (более подробное описание представлено в консолидированной финансовой отчетности).

Учет деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа

Отражение результатов деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа, регулируется специальными стандартами, уникальными для нефтедобывающей отрасли.

Основные средства, относящиеся к процессу разведки и добычи нефти и газа, и расходы, связанные с этим процессом, отражаются по методу учета результативных затрат, в соответствии со стандартом финансового учета («SFAS») № 19 «Финансовый учет и отчетность нефтегазодобывающих предприятий». Согласно данному методу, затраты на разведку месторождения, включая затраты на геологические и геофизические работы и бурение сухих скважин, относятся на расходы того периода, в котором такие затраты были понесены. Стоимость разведочных скважин (включая стратиграфические) временно капитализируется до тех пор, пока экономические запасы нефти и газа обнаруживаются посредством осуществления программы бурения. Если делается вывод, что скважина содержит нефть в таких объемах, что их экономически неэффективно добывать, то затраты по скважине списываются на расходы соответствующего периода как «затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа».

На затраты, связанные с приобретением прав на недоказанные запасы, амортизация не начисляется. Эти затраты реклассифицируются в затраты, относящиеся к доказанным запасам, в момент соответствующей реклассификации резервов. Затраты, связанные с приобретением прав на недоказанные запасы, подлежат анализу на предмет обесценения. В случае признания такого обесценения данные затраты списываются на расходы соответствующего периода.

Затраты, включая «внутренние», относящиеся к бурению и оборудованию эксплуатационных скважин, включая сухие, а также затраты на необходимое оборудование и обустройство нагнетательных скважин при освоении запасов нефти и газа, подлежат капитализации. Компания показывает эти затраты в составе основных средств, относящихся к процессу разведки и добычи нефти и газа.

Истощение капитализированных затрат на приобретение активов, связанных с добычей нефти и газа, относящихся к доказанным запасам, начисляется по потонному методу исходя из всех доказанных запасов. Истощение прочих капитализированных затрат, связанных с добычей нефти и газа, начисляется по потонному методу исходя из доказанных разрабатываемых запасов. Руководство Компании рассматривает каждое нефтегазодобывающее управление («НГДУ») как оптимальный уровень детализации для такого расчета.

Запасы нефти и газа

Процесс оценки запасов очень сильно полагается на оценочные данные и допущения. Доказанные запасы в соответствии с классификацией Комиссии по ценным бумагам и биржам США представляют собой расчетные объемы запасов нефти и газа, которые по данным геологических и инженерных исследований с достаточной долей вероятности будут извлечены из существующих месторождений в будущих периодах при существующих экономических и

операционных условиях (т.е. при текущем уровне цен реализации и уровне затрат, существовавших на дату оценки). Изменения цен в будущем ограничиваются только изменениями, оговоренными в договорах, действовавших на конец каждого отчетного периода; оценочные данные о будущих условиях на рынке не используются. Фактический уровень цен и затрат может отличаться от оценочных данных, в основном, по причинам, не контролируемым Компанией. Данные факторы включают изменения мировых цен на нефть, энергоносители и уменьшение/ увеличение затрат по добыче нефти. В результате отраслевой специфики и ограниченного характера данных по месторождениям, оценки запасов могут изменяться по мере поступления дополнительной информации. Объем доказанных запасов, полученный в результате оценки, оказывает существенное влияние в ходе отражения результатов деятельности сегмента «Геологоразведка и добыча». Для оценки запасов Компания использует данные по размерам запасов нефти и газа, полученные в результате проведения независимой оценки специалистами фирмы «ДеГольер энд МакНотон». «ДеГольер энд МакНотон» подготавливает два отчета по запасам в соответствии с положениями Комиссии по ценным бумагам и биржам США, один из которых оценивает доказанные запасы исходя из сроков окончания отработки месторождений, а второй оценивает доказанные запасы исходя из сроков действия имеющихся лицензионных соглашений. Для целей использования в консолидированной финансовой отчетности, доказанными запасами считаются запасы, оцениваемые исходя из сроков окончания отработки месторождений, как более подробно обсуждается ниже. Оценка доказанных запасов влияет на капитализацию стоимости разведочных скважин, обесценение недоказанных запасов и сумму износа нефтедобывающих активов. Снижение в оценках запасов может привести к необходимости признания обесценения затрат на приобретение доказанных запасов и соответствующих добывающих активов. Данные из соответствующего отчета по оценке запасов также используются для оценки обесценения основных средств и для подготовки раскрытий по дополнительной информации о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа.

Разрабатываемые Компанией месторождения нефти и газа расположены преимущественно на территории Российской Федерации. Компания имеет лицензии на разведку и разработку этих месторождений, выданные государственными органами. Сроки окончания действия имеющихся лицензий на разработку и добычу углеводородов, в целом по Компании находятся в интервале от 2009 до 2031 года, при этом сроки действия лицензий на наиболее существенные месторождения истекают между 2013 и 2019 годами, а лицензия на добычу нефти на Приобском месторождении, являющимся крупнейшим из разрабатываемых месторождений, заканчивается в 2019 году. Срок отработки существенных месторождений, разрабатываемых в рамках лицензионных соглашений, намного превышает указанные даты. В соответствии с российским законодательством Компания вправе продлить срок действия лицензии до конца срока отработки месторождения при выполнении определенных условий. В соответствии со статьей 10 Закона «О недрах» срок пользования участком недр «продлевается» по инициативе пользователя недр в случае необходимости завершения разработки месторождения при условии отсутствия нарушений условий лицензии.

В августе 2004 г. в статью 10 были внесены изменения, в соответствии с которыми формулировка «может быть продлен» была заменена формулировкой «продлевается». Таким образом, в закон была внесена ясность в отношении абсолютного права недропользователя на продление срока действия лицензии при условии отсутствия нарушений условий лицензии. В 2006 году не было продлено ни одной лицензии, в 2005 году Компания продлила сроки действия 39 своих лицензий на разработку месторождений на период, эквивалентный ожидаемому сроку эксплуатации месторождений. У Компании не было случаев отказа в продлении срока действия лицензий.

Текущие планы добычи Компании основываются на предположении (которое руководство делает с достаточной степенью уверенности) о том, что Компания сможет продлить срок действия прочих существующих лицензий. Данные планы были подготовлены с учетом того, что Компания будет вести добычу углеводородного сырья до конца срока отработки месторождений, а не исходя из того, что Компания будет максимально увеличивать темпы отбора запасов в течение срока действия лицензии. Соответственно, руководство включило все запасы, отвечающие стандартным

характеристикам «доказанных запасов» в состав доказанных запасов, раскрываемых в качестве дополнительной информации о деятельности по разведке и добыче нефти и газа в рамках консолидированной финансовой отчетности за 2006 год. Компания делает свои оценки исходя из того, что она сможет вести добычу в течение всего срока отработки лицензионных месторождений.

Доказанные запасы должны в основном ограничиваться запасами, которые могут быть добыты в течение срока действия лицензий, за исключением случаев, когда в течение длительного времени существует четкое указание на то, что срок действия лицензии будет однозначно продлен. По мнению Компании, срок действия лицензий будет однозначно продлен, как подробно рассматривается выше.

Приобретения

Использование в учете метода приобретения требует распределения стоимости приобретения на справедливую стоимость активов и обязательств купленного бизнеса. Для большинства активов и обязательств это равносильно отражению их по оценочной справедливой стоимости. Наиболее трудным является процесс оценки справедливой стоимости основных средств, относящихся к разведке и добыче нефти и газа, и идентифицируемых нематериальных активов. Определение справедливой стоимости активов и обязательств предполагает применение суждений руководством Компании и часто требует использования существенных оценок и допущений, включая допущения в отношении будущих денежных потоков, ставок дисконтирования, сроков полезного использования и ситуации на рынке. Руководство Компании использует всю имеющуюся информацию при проведении оценки справедливой стоимости и, в случае существенных приобретений, привлекает независимых оценщиков для проведения оценки приобретаемых активов. В течение года с даты приобретения Компания может, при необходимости, закончить оценку справедливой стоимости активов и обязательств и провести окончательное распределение стоимости приобретения.

Налог на прибыль

Расчет расходов по налогу на прибыль требует комплексной интерпретации сложного налогового законодательства и использования суждений при определении характера и времени отражения разниц между балансовой стоимостью активов и обязательств и их налогооблагаемой базой. Это особенно актуально в Российской Федерации где налоговое законодательство постоянно изменяется (в частности, ставка по налогу на прибыль) и часто уточняется налоговыми органами путем выпуска различных интерпретаций. Изменение ставки налога на прибыль может оказать значительное влияние на величину отложенного обязательства по налогу на прибыль. В соответствии с ГААП США любые изменения ставки по налогу на прибыль признаются в периоде, когда соответствующий законодательный акт был выпущен, а не с момента, начиная с которого в соответствии с выпущенным законодательным актом применяется новая ставка.

Оценочный резерв под отложенный налоговый актив формируется в том случае, когда у руководства Компании имеются серьезные основания считать, что указанный налоговый актив вероятнее всего не сможет быть реализован в будущем.

Признание обязательств, связанных с выбытием активов

У Компании существуют условные обязательства, связанные с выбытием активов по основной деятельности. Деятельность Компании по геологоразведке, разработке и добыче нефти и газа связана с использованием следующих активов: скважины, оборудование и прилегающие площади, установки по сбору и первичной переработке нефти, товарный парк и трубопроводы до магистральных нефтепроводов. Как правило, лицензии и прочие регулирующие документы устанавливают требования по ликвидации данных активов после. Вышеобозначенные документы обязывают Компанию ликвидировать скважины, демонтировать оборудование, рекультивировать нарушенные земли и выполнять прочие мероприятия. Оценки Компании в отношении суммы затрат основываются на текущих законодательных и лицензионных требованиях, а также на фактических затратах на ликвидацию скважин и прочие природоохранные мероприятия. Расчет обязательства по ликвидации активов делается в соответствии с положениями SFAS № 143 «Учет обязательств, связанных с выбытием активов».

Расходы на охрану окружающей среды

Затраты на охрану окружающей среды включаются в состав расходов или капитализируются в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлыми операциями, и не предполагают будущих экономических выгод, относятся на расходы. Обязательства по данным расходам отражаются без применения дисконтирования, если существует высокая вероятность проведения оценок состояния окружающей среды и мероприятий по очистке территории, и при этом соответствующие затраты могут быть оценены с разумной степенью точности.

Гарантии

Справедливая стоимость гарантий определяется и включается в состав обязательств в момент выдачи гарантии. Первоначальная сумма гарантий в последующем корректируется по мере изменения суммы основного обязательства. Расходы, относящиеся к такому изменению, включаются в соответствующие строки консолидированного отчета о прибылях и убытках в зависимости от сущности выданных гарантий. В момент, когда возникает высокая вероятность возникновения обязательств по выданным гарантиям, начисляются обязательства, при условии что эти обязательства можно оценить с высокой степенью надежности, основываясь на текущих фактах и обстоятельствах.

Учет возможных будущих обязательств

На дату составления консолидированной финансовой отчетности может существовать ряд условий, которые в дальнейшем под воздействием одного или нескольких факторов, не определенных на дату составления финансовой отчетности, могут привести к убыткам или обязательствам для Компании. Руководство Компании оценивает сумму таких возможных будущих обязательств. Оценка производится на основе предположений и включает в себя фактор субъективности. При определении величины возможных потерь в результате судебных или налоговых разбирательств с участием Компании или требований, которые могут быть предъявлены в виде исков к Компании, руководство Компании, в результате консультаций с юристами и налоговыми консультантами, оценивает как перспективы таких судебных или налоговых разбирательств и предъявления таких требований в судебном порядке, так и возможные суммы возмещения, которое противоположная сторона требует или может потребовать в суде.

Если в результате оценки вероятности появления будущего обязательства выявляется, что обязательство, имеющее денежное выражение, определено с достаточной степенью уверенности (является вероятным), тогда стоимостная оценка такой задолженности отражается в консолидированной финансовой отчетности. В случае если предполагаемое обязательство, имеющее значительную стоимостную оценку, не может быть классифицировано как вероятное, а является лишь возможным, либо стоимостная оценка вероятного обязательства не определена, то в примечаниях к финансовой отчетности включается информация о характере такого обязательства и его стоимостная оценка (если сумма может быть определена с достаточной степенью уверенности и является значительной).

Признание доходов

Реализация признается в момент перехода права собственности от продавца к покупателю, когда цена контрактов фиксирована или существует возможность её определить, а возврат дебиторской задолженности является реальным. В частности, на внутреннем рынке нефть и газ, а также продукты нефтепереработки и материалы считаются реализованными в момент перехода права собственности. При реализации на экспорт, право собственности обычно переходит при пересечении границы Российской Федерации, и Компания несет расходы по транспортировке, пошлинам и прочим платежам. В сумму выручки от реализации включены акцизы и таможенные пошлины.

Реализация вспомогательных услуг признается в момент оказания услуг при условии, что стоимость услуг может быть определена и не существует никаких существенных сомнений в возможности получения доходов.

Сумма выручки от реализации показана за минусом налога на добавленную стоимость.

Обесценение долгосрочных активов

Долгосрочные активы, включая участки с доказанными запасами нефти и газа, оцениваются на предмет возможного уменьшения стоимости в соответствии с SFAS № 144 «Учет обесценения стоимости и выбытия активов».

Основные средства, относящиеся к разведке и добыче нефти и газа, оцениваются каждый раз, когда происходят события или появляются обстоятельства, указывающие на потенциальное снижение стоимости. Если возмещение балансовой стоимости основных средств с использованием метода недисконтированных будущих потоков денежных средств не ожидается, то в финансовой отчетности отражается обесценение основных средств. Величина обесценения определяется на основании расчетной справедливой стоимости основных средств, которая в свою очередь определяется путем дисконтирования будущих чистых денежных потоков или в соответствии с текущими рыночными ценами на данные основные средства, если они доступны. Приведенная стоимость будущих денежных потоков от нефтяных и газовых месторождений основывается на максимально обоснованных оценках руководством будущих цен, которые определяются на основании недавних фактических цен и публикуемых цен по форвардным сделкам, которые применяются к прогнозируемым объемам добычи на отдельных месторождениях с дисконтированием в соответствии с уровнем предполагаемых рисков.

Такие оценки также включают оценку вероятности продления срока действия лицензий и договоров аренды скважин и сопутствующего оборудования и сооружений.

Качественные и количественные раскрытия о рыночном риске

Риск изменения цены на нефть, газ и нефтепродукты

Операционные результаты и финансовое положение Роснефти существенно зависят от превалирующих цен на нефть, газ и нефтепродукты. Исторически, цены на нефть претерпевали существенные колебания по ряду причин, включая:

- балансом спроса и предложения нефти и нефтепродуктов в мире, а также ожидания в отношении его изменения в будущем;
- геополитическая нестабильность;
- природные условия и природные бедствия;
- доступ к трубопроводам, железнодорожному и прочим видам транспорта;
- цены и наличие альтернативных видов топлива;
- способность государств-членов ОПЕК и прочих стран-производителей нефти устанавливать и поддерживать определенный уровень добычи и цен на нефть;
- политическая, экономическая и военная обстановка в районах добычи нефти, в особенности на Ближнем Востоке;
- законодательные акты Российской Федерации и иностранных государств, включая ограничения по экспорту и регулирование в области налогообложения;
- глобальные и региональные экономические условия.

Практически весь объем нефти и нефтепродуктов Компании продается на спот-рынке или в соответствии с краткосрочными договорами реализации по рыночным ценам, привязанным к мировым. Рыночные цены по экспорту нефти и нефтепродуктов очень волатильны из-за колебаний цены сырья на мировых рынках по фьючерсным контрактам. Средние цены реализации могут отличаться от цен на мировом рынке по причине неравномерного распределения сделок по реализации нефти и нефтепродуктов в течение отчетного периода, снижения или повышения цены в зависимости от качества, отличия условий реализации и поставки, различия условий на региональных рынках и прочих факторов. Цены на внутреннем рынке как правило повторяют тренд мировых рынков, но сильно колеблются ввиду характера российского рынка нефти. Роснефть не использует деривативные финансовые инструменты для хеджирования от риска снижения цен.

Риск изменения обменных курсов

За последние десять лет курс рубля к доллару США был крайне нестабильным. В большинстве случаев, происходило обесценение рубля по отношению к доллару США, хотя в течение каждого из трех рассматриваемых периодов как правило происходило умеренное укрепление рубля. Исторически, Центральный Банк Российской Федерации накладывал различные валютные ограничения в попытках поддержать рубль или удержать ослабление курса рубля по отношению к доллару в соответствии с инфляцией.

Доллар США является функциональной валютой и валютой отчетности по стандартам ГААП США. Основным риском изменения обменных курсов для Роснефти является изменение стоимости рубля по отношению к доллару США и, в существенно меньшей степени, по отношению к другим валютам, включая евро. Более того, вся выручка от реализации нефти и нефтепродуктов на экспорт деноминирована в долларах США или цены реализации привязаны к деноминированным в долларах США мировым ценам на нефть и нефтепродукты.

На 31 декабря 2006 года, примерно 4 071 млн. долл. США долговых обязательств Роснефти было деноминировано в рублях (из всего объема заимствований в 13 829 млн. долл. США по состоянию на эту дату). Укрепление рубля по отношению к доллару США увеличит сумму деноминированного в рублях долга при переводе в доллары США и сумму процентных платежей по таким кредитам и займам. Укрепление рубля также повлечет за собой убыток от

курсовых разниц, в результате увеличения в долларах суммы деноминированных в рублях заимствований при переводе в доллары США.

Гипотетическое, внезапное и неблагоприятное изменение на 100 базисных пунктов обменного курса рубля по отношению к доллару США по состоянию на 31 декабря 2006 года привело бы к увеличению расходов по процентам к уплате примерно на 33 млн. долл. США в год, отражая рост суммы процентных платежей по деноминированным в рублях кредитам и займам. Гипотетическое, внезапное и неблагоприятное изменение на 100 базисных пунктов обменного курса рубля по отношению к доллару США по состоянию на 31 декабря 2006 года привело бы к отражению дополнительно 41 млн. долл. США убытка по курсовым разницам по деноминированным в рублях долговым обязательствам, отраженным на балансе Роснефти по состоянию на 31 декабря 2006 года.

С января 2007 года Компания начала заключать договора на форвардную продажу валютной выручки по фиксированному курсу сделки с целью хеджирования валютных рисков. Ежемесячные объемы продаж составляют 200 млн. Долл. США, начиная с марта 2007 года. Кредитный рейтинг организации, с которой были заключены данные соглашения, оценен как ВВВ-.

Риск ликвидности

Риск ликвидности возникает при несовпадении наступления сроков платежей по активам и обязательствам. Оборотный капитал Компании по состоянию на конец 2004, 2005 и 2006 годов был отрицательным, в основном по причине увеличения долговой нагрузки ввиду приобретения Юганскнефтегаза и списания существенной суммы дебиторской задолженности Юганскнефтегаза. Компания полагает, что она в состоянии своевременно погашать возникающие обязательства.

Кредитный риск

Финансовые инструменты Компании, которые потенциально подвержены кредитному риску, включают дебиторскую задолженность, денежные средства, НДС к возмещению, а также займы и авансы выданные. Существенную часть торговой дебиторской задолженности представляет задолженность трейдерских компаний, работающих на внутреннем и внешнем рынках. Как правило, Роснефть не требует залога с целью ограничения кредитного риска; однако, широко используются предоплаты и аккредитивы. Хотя на погашение дебиторской задолженности данными компаниями могут оказать влияние экономические факторы, влияющие на их деятельность, Роснефть считает, что корректировки на все существенные риски сделаны в рамках отраженных в консолидированной финансовой отчетности резервов под сомнительные долги и под обесценение финансовых вложений.

Роснефть размещает наличные денежные средства на депозиты преимущественно в финансовых институтах в Российской Федерации. Страхование депозитов юридических лиц не предусматривается законодательством. С целью минимизации данного кредитного риска Роснефть размещает денежные средства в ряде российских банков, а также в филиалах иностранных банков. Руководство периодически проверяет кредитоспособность банков, в которых размещаются средства.

НДС к возмещению, представляющий собой суммы, уплаченные поставщикам, возмещается налоговыми органами путем зачета с НДС к уплате по выручке либо в определенных случаях путем прямого перечисления денежных средств. Руководство периодически оценивает вероятность возмещения входящего НДС и полагает, что вся сумма НДС к возмещению будет получена в течение одного года с отчетной даты.

Кредитный риск для забалансовых финансовых инструментов определяется как вероятность понесения убытков в результате того, что другая сторона-участник финансового инструмента не выполнит свои обязательства в соответствии с условиями договора. Роснефть полагает, что объем ее забалансовых финансовых инструментов не является существенным.

Риск изменения процентных ставок

Роснефть подвержена риску изменения процентных ставок по долговым обязательствам с плавающими процентными ставками и, в меньшей степени, по займам с фиксированной процентной ставкой. По состоянию на 31 декабря 2006 года из общего объема основного долга привлеченных Роснефтью кредитов и займов в сумме 12 175 млн. долл. США сумма займов с плавающей ставкой, привязанной к LIBOR (EURIBOR) составляла 9 588 млн. долл. США и с фиксированной ставкой – 2 587 млн. долл. США.

Роснефть привлекает заемные средства для финансирования таких общекорпоративных затрат как капитальные вложения, финансирование приобретений и на нужды пополнения оборотного капитала. Увеличение процентных ставок приводит к удорожанию новых займов и увеличению процентных платежей по уже существующим обязательствам с плавающей процентной ставкой. Колебания процентных ставок также могут приводить к существенным изменениям справедливой стоимости долговых обязательств Роснефти. Гипотетическое, внезапное и неблагоприятное изменение в процентных ставках на 100 базисных пунктов в уровне процентных ставок в отношении займов с плавающей процентной ставкой привело бы к увеличению расходов по процентам к уплате примерно на 96 млн. долл. США в год. Данный анализ сделан в предположении, что неблагоприятное изменение процентных ставок на 100 базисных пунктов произошло для каждой однородной категории финансовых обязательств. Однородными считаются категории обязательств, деноминированные в одинаковой валюте, и направление изменения процентных ставок по которым однонаправленное (например, доллары США, рубли).

В отношении займов с фиксированной процентной ставкой, гипотетическое снижение процентных ставок на 100 базисных пунктов привело бы к увеличению справедливой стоимости суммы задолженности по долгосрочным кредитам и обязательствам по состоянию на 31 декабря 2006 года на 7,5 млн. долл. США. Однако, снижение процентных ставок и соответствующее увеличение справедливой стоимости суммы задолженности по долгосрочным кредитам и займам окажет негативный эффект на результаты деятельности и денежные потоки Компании только в случае, если будет принято решение о погашении части или всего объема долгосрочных займов по стоимости выше той, по которой они отражены в консолидированном балансе.

В настоящее время Роснефть не использует финансовых инструментов, таких как свопы процентных ставок и форвардные соглашения по процентным ставкам с целью управления описанными выше рыночными рисками. Начиная с 2007 года, Компания планирует использовать процентные свопы.