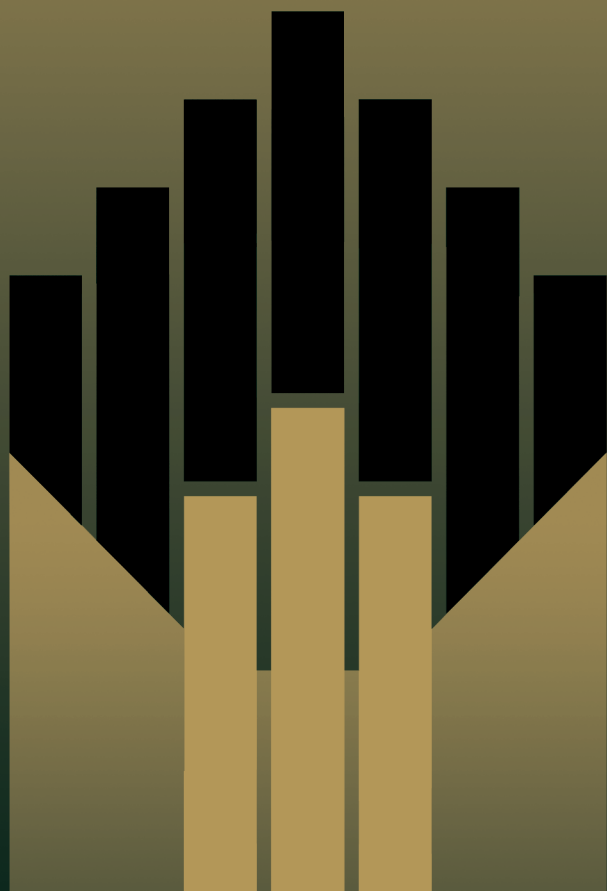


ГОДОВОЙ ОТЧЕТ



2005

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

**113816, Москва
Софийская набережная, 26/1**

**Телефон: 7 (495) 777-44-22
факс: 7 (495) 777-44-44
Телекс: 14405 DISVO.RU
E-mail: postman@rosneft.ru
www.rosneft.ru**

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ

2005



ОБРАЩЕНИЕ ПРЕЗИДЕНТА

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»



УВАЖАЕМЫЕ ДАМЫ И ГОСПОДА!

В минувшем году нефтяная компания «Роснефть» совершила качественный скачок в своем развитии, превратившись в одного из лидеров топливно-энергетического комплекса России. Благодаря приобретению в конце 2004г. ОАО «Юганскнефтегаз» и успешных действий по интеграции его в свою корпоративную структуру, компания увеличила годовые показатели добычи в 3,4 раза до 74,56 млн. тонн, и вышла на 3 место по добыче нефти в России.

И это не является пределом для компании, так как уже к концу 2005 года по показателям суточной добычи «Роснефть» поднялась на вторую позицию в перечне крупнейших российских нефтяных компаний. В течение ближайших лет мы намерены ежегодно на 7% наращивать добычу и уже к 2010г. выйти на уровень примерно в 100 млн. тонн за счет разработки

Ванкорского месторождения, проекта «Сахалин-1», роста производства в «Юганскнефтегазе», «Северной нефти» и «Верхнечонскнефтегазе». К 2015г. НК «Роснефть» рассчитывает добывать более 140 млн. тонн за счет разработки проектов «Сахалин-4», «Сахалин-5», Восточно-Сугдинского участка, а также ряда перспективных участков на шельфе Каспийского, Азовского и Черного морей.

Мне хотелось бы обратить особое внимание на несколько самых значимых событий прошедшего года. Прежде всего, следует отметить то, что нам полностью удалось восстановить мощности по бурению и ремонту скважин в ОАО «Юганскнефтегаз». Это позволило увеличить суточную добычу нефти с 138 тыс. тонн/сут. в начале года до 149,5 тыс. в его конце (на 8,3%) и, благодаря



Обращение президента ОАО «НК «Роснефть»

слаженной работе специалистов компании, мы рассчитываем, что уже к 2010г. наше основное добывающее предприятие увеличит добычу в 1,5 раза – до более 200 тыс. тонн сырья в сутки.

Наиболее заметным событием 2005г. стала подача с 1 октября первой нефти проекта «Сахалин-1» с буровой установки «Ястреб» в систему ОАО «НК «Роснефть-Сахалинморнефтегаз». Начало промышленной эксплуатации этого проекта – важная веха, ведь мы планируем, что в будущем рост добычи нефти нашей компанией будет более чем на 50% обеспечен за счет разработки именно шельфовых месторождений. В начальный период разработки проекта «Сахалин-1» нефть будет поставляться только на НПЗ «Роснефти» в Комсомольске-на-Амуре, затем предполагается ввести в действие нефтеперевалочный терминал в Де-Кастри и начать экспортные поставки.

Кроме того, благодаря интенсификации разведочных работ нам удалось существенно изменить ранее имевшееся представление о потенциале Ванкорского месторождения. Теперь мы можем с уверенностью говорить о том, что за 30 лет освоения Ванкора мы добудем более 400 млн. тонн нефти. На месторождении прогнозируется добыча до 33 млн. тонн нефти в 2014 году и уже с 2008 года начать поставки в стратегический экспортный нефтепровод Восточная Сибирь-Тихий океан. В минувшем году НК «Роснефть» значительно расширила спектр рынков, на которые она поставляла свое сырьё. С февраля 2005г. начались поставки нефти в Китай, в 25 раз

был увеличен объем прокачки через систему Каспийского трубопроводного консорциума. Была организована транспортировка железнодорожным транспортом сырья из ресурсов «Северной нефти» на перерабатывающие заводы Белоруссии. Значительные успехи в производственной деятельности 2005г. еще раз доказывают, что «Роснефть» является одной из наиболее эффективных и динамично развивающихся нефтяных компаний мира. За последние 7 лет ее доказанные нефтяные запасы увеличились в 15 раз, и сейчас с активом примерно в 2 млрд. тонн она уверенно занимает второе место в России, имея показатель продолжительности их разработки в 28 лет.

В настоящее время бизнес «Роснефти» базируется на нескольких основных приоритетах. Так, в области управления – это централизация и вертикальная интеграция бизнес-процессов; в развитии – выработка и следование долгосрочной стратегии; в производстве – региональная сбалансированность промышленных активов; во взаимодействии с другими компаниями – партнерство.

По нашему убеждению, именно эти приоритеты лежат в основе сегодняшнего успеха, и в настоящее время имеются все основания полагать, что, являясь одним из лидеров отечественной нефтегазовой индустрии, наша компания уже в самой ближайшей перспективе войдет в число ведущих международных энергетических корпораций.

Президент ОАО «НК «Роснефть»
С.М. Богданчиков



ДОБЫВАЮЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

- ОАО «Юганскнефтегаз»
- ОАО «НК «Роснефть-Пурнефтегаз»
- ОАО «Селькупнефтегаз»
- ЗАО «Ванкорнефть»
- ОАО «Северная нефть»
- ООО «Компания «Полярное сияние»
- ОАО «НК «Роснефть-Сахалинморнефтегаз»
- ЗАО «Сахалинские проекты»
- ОАО «Грознефтегаз»
- ОАО «НК Роснефть-Краснодарнефтегаз»
- ОАО «НК «Роснефть-Ставропольнефтегаз»
- ОАО «НК «Роснефть-Дагнефть»
- ОАО «Дагнефтегаз»

НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

- ОАО «НК «Комсомольский НПЗ-Роснефть»
- ОАО «НК «Роснефть-Туапсинский НПЗ»
- ОАО «НК «Роснефть-МЗ «Нефтепродукт»

СБЫТОВЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

- ОАО «НК «Роснефть-Находканефтепродукт»
- ООО «РН-Востокнефтепродукт»
- ЗАО «Восточный нефтеналивной терминал»
- ОАО «Роснефть-Архангельскнефтепродукт»
- ОАО «Роснефть-Смоленскнефтепродукт»
- ОАО «НК «Роснефть-Мурманскнефтепродукт»
- ОАО «НК «Роснефть-Кубаньнефтепродукт»
- ОАО «НК «Роснефть-Туапсенефтепродукт»
- ОАО «НК «Роснефть-Ставрополье»
- ОАО «Роснефть-Кабардино-Балкарская топливная компания»
- ОАО «НК «Роснефть-Карачаево-Черкесскнефтепродукт»
- ОАО «НК «Роснефть-Артаг»
- ОАО «НК «Роснефть-Алтайнефтепродукт»
- ОАО «НК «Роснефть-Курганнефтепродукт»
- ОАО «НК «Роснефть-Ямалнефтепродукт»

ПРЕДПРИЯТИЯ, ОБСЛУЖИВАЮЩИЕ ОСНОВНУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

- ЗАО «Роснефтефлот»
- ОАО «Всероссийский банк развития регионов»

НАУКА

В 2005 году в НК «Роснефть» создан корпоративный научно-технический центр, который объединил в себе все научно-проектные подразделения компании.

Структура НТЦ:

- ООО «СахалинНИПИморнефть»
- ООО «НК «Роснефть-НТЦ»
- ООО «ЮНГ-НТЦ Уфа»

УПРАВЛЕНИЕ

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ «НК «РОСНЕФТЬ» (был переизбран в июне 2006 г.)

Сечин Игорь Иванович
Председатель совета директоров,
Заместитель руководителя администрации президента РФ –
помощник президента РФ

Медведев Юрий Митрофанович
Заместитель председателя совета директоров,
Заместитель руководителя Росимущества

Оганесян Сергей Арамович
Заместитель председателя совета директоров, Руководитель Росэнерго

Андросов Кирилл Геннадьевич
Директор департамента Минэкономразвития России

Артемьев Игорь Юрьевич
Руководитель ФАС России

Богданчиков Сергей Михайлович
Президент ОАО «НК «Роснефть»

Гордеев Олег Георгиевич
Заместитель руководителя Росэнерго

Нарышкин Сергей Евгеньевич
Руководитель аппарата правительства РФ – Министр РФ

Реус Андрей Георгиевич
Заместитель Министра промышленности и энергетики РФ

ПРАВЛЕНИЕ ОАО «НК «РОСНЕФТЬ» (на начало 2005 г.)

Богданчиков Сергей Михайлович
президент, председатель правления

Борисенко Николай Александрович
первый вице-президент

Алексеев Сергей Александрович
первый вице-президент

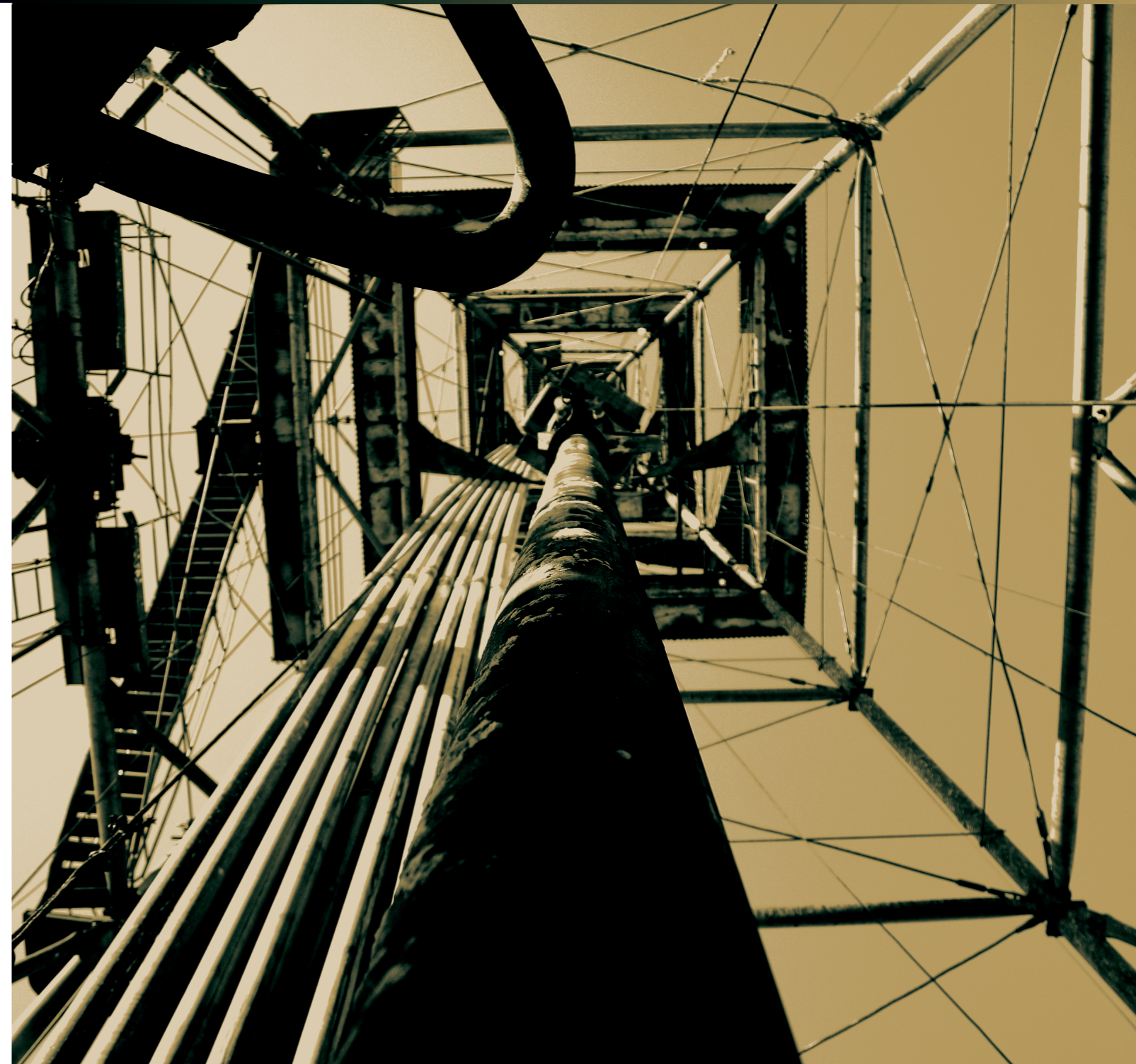
Кудряшов Сергей Иванович
первый вице-президент

Барановский Анатолий Иванович
вице-президент

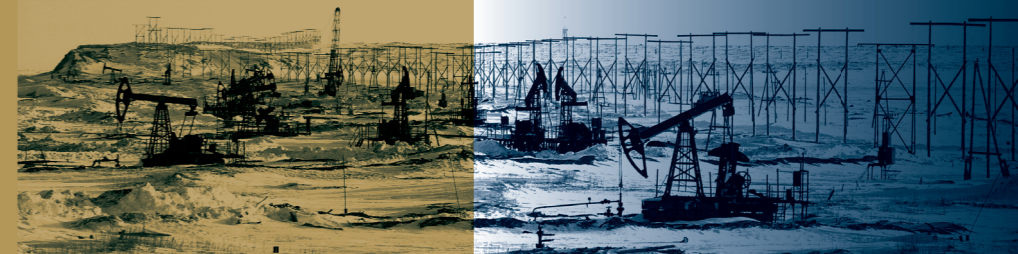
Землюк Степан Васильевич
вице-президент

Турсунов Ризо Шарипович
вице-президент

Кузнецов Алексей Михайлович
Вице-президент



«РОСНЕФТЬ» В 2005 ГОДУ ИТОГИ И СОБЫТИЯ ГОДА



Ресурсная база

РЕСУРСНАЯ БАЗА

Согласно ежегодному независимому аудиту нефтяных и газовых запасов ОАО «НК «Роснефть», проведенному международной аудиторской компанией DeGolyer & MacNaughton, по состоянию на 31 декабря 2005 года «Роснефть» располагала чистыми оценочными доказанными запасами в размере 18,9 миллиардов баррелей (барр.) нефтяного эквивалента, что включает 14,9 млрд. барр. (2,05 млрд. тонн) нефти и 24,4 трлн. кубических футов (691 млрд. кубометров) газа по классификации SPE. Вероятные и возможные запасы НК «Роснефть» были оценены в 10,9 и 9,8 млрд. барр. нефтяного эквивалента соответственно, что включает в себя 8,3 млрд. барр. (1,14 млрд. тонн) нефти и 15,7 трлн. кубических футов (444 млрд. кубометров) газа вероятных запасов, а также 7,2 млрд. барр. (987 млн. тонн) нефти и 15,4 трлн. кубических футов (434 млрд. кубометров) газа возможных запасов по классификации SPE. В отчете DeGolyer & MacNaughton также впервые определено ожидаемое значение объемов прогнозных ресурсов с учетом вероятности геологического успеха по ряду проектов НК «Роснефть», находящихся в стадии разведки. В их число вошли сахалинские шельфовые проекты, проект разработки западно-камчатского шельфа, лицензионные участки вокруг Ванкорского месторождения в Красноярском крае, а также ряд других проектов. С учетом вероятности экономической успешности, ожидаемые значения прогнозных ресурсов оценены в 7,7

млрд. барр. нефтяного эквивалента (доля «Роснефти»), что включает в себя 7,2 млрд. барр. (997 млн. тонн) нефти и 2,8 трлн. кубических футов (79 млрд. кубометров) газа. В 2005г. было пробурено 83,3 тыс. метров поисково-разведочных скважин против 70,2 тыс. м. годом ранее (все данные по разведочному бурению и объему сейсморазведки включают 100% показателей по всем проектам, в которых участвует ОАО «НК «Роснефть»). Эффективность поисково-разведочного бурения в 2 раза превысила показатель 2004г. — 962 тонн нефти и 16 млн. кубометров газа на метр проходки соответственно. Выполнено 13,1 тыс. погонных км сейсморазведочных работ 2D и 4,7 тыс. кв. км работ 3D. Увеличение эффективности ГРП обусловлено проведением большого объема работ на высокоперспективных площадях Ванкорского месторождения в Красноярском крае и примыкающих к нему лицензионных участках (ЗАО «Ванкорнефть»), а также на шельфе Охотского моря. Общий прирост запасов нефти и газоконденсата составил 157,1 млн. т. Из них за счет геолого-разведочных работ прирост составил 64,6 млн. т, за счет переоценки и эксплуатационного бурения — 51,0 млн. тонн, а счет приобретения активов — 41,5 млн. тонн. Общий прирост запасов газа составил 55,1 млрд. кубометров. За счет геолого-разведочных работ прирост составил 52,1 млрд. кубометров, за счет приобретения активов — 3,0 млрд. кубометров.

ПРИОБРЕТЕНИЯ. В октябре 2005 г. ОАО «НК «Роснефть» достигла соглашения о покупке у УК «Интеррос» 25,94-процентного пакета акций ОАО «Верхнечонскнефтегаз». ОАО «Верхнечонскнефтегаз» владеет лицензией на разработку Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения в Иркутской области с извлекаемыми запасами по категории C1+C2 в объеме 201,6 млн. тонн нефти и 3,4 млн. тонн газового конденсата. Балансовые запасы природного газа оцениваются в 95 млрд. кубометров (суммарные запасы природного и попутного газа составляют 129,2 млрд. кубометров). В декабре 2005 г. «Роснефть» выиграла аукцион на право разведки и добычи нефти и газа на Восточно-Сугдинском перспективном нефтегазовом участке в Иркутской области в непосредственной близости от Верхнечонского месторождения. Прогнозные запасы газа по категории C3 оцениваются в 42 млрд. кубометров, нефти категории C3 — 60 млн. тонн, категории D2 — 150 млн. тонн. Компания рассчитывает, что в ходе поисковых и разведочных работ запасы Восточно-Сугдинской площади могут быть существенно увеличены. Данные приобретения являются частью последовательно реализуемой стратегии увеличения потенциала нефтегазодобычи за счет перспективных запасов в Восточно-Сибирском регионе. Первым Восточно-Сибирским проектом, к реализации которого НК «Роснефть» приступила в 2003 году, является освоение

Ванкорской группы месторождений в Красноярском крае. Дочернее предприятие НК «Роснефть» — ОАО «Северная нефть» — в мае 2005 г. стала победителем в аукционе на право геологического изучения, разведки и добычи сырья Воргамусюрского нефтегазоносного участка. Извлекаемые запасы углеводородов составляют порядка 32,9 млн. тонн и могут быть существенно увеличены в ходе поисковых и разведочных работ. В июне 2005 г. «Роснефть» приобрела у компании «НОВАТЭК» 34% акции ОАО «Селькупнефтегаз» (владеет лицензией на Кынско-Часельскую группу месторождений), доведя свою долю в компании до 100%.

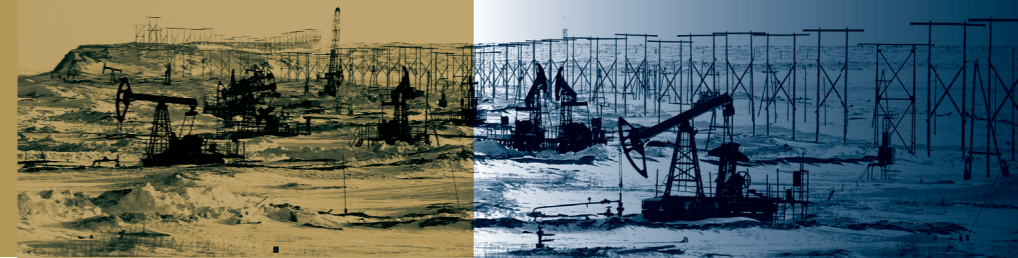
Важным успехом компании стало восстановление в полном объеме мощности по бурению и ремонту скважин в ОАО «Юганскнефтегаз», что позволило увеличить суточную добычу с уровня 138 тыс. тонн/сут. в начале года до 149,5 тыс. тонн/сут. к концу 2005 г. (на 8,3%).

К концу 2005 г. «Роснефть» вышла по показателю суточной добычи нефти на 2-е место в РФ.

Наибольший рост объемов добычи нефти относительно прошлого года достигнут в ОАО «Северная нефть» — на 43% до 4,875 млн. тонн (за счет продолжения разбуривания месторождений Вала Гамбурцева и перевода скважин на механизированную добычу). В 2005 г. введена в эксплуатацию 1-я очередь Хасырейского энергоцентра («Северная нефть»), что позволит вывести на плановую мощность систему поддержания пластового давления и интенсифицировать добычу нефти на месторождениях Вала Гамбурцева. В ноябре 2005 г. на площади «Чумаковская», расположенной на юге Славянско-Темрюкской нефтегазоносной зоны дочерней компанией НК «Роснефть» — ОАО «НК «Роснефть-Краснодарнефтегаз» — с глубины 3,5 тыс. метров получен перспективный приток чистой, безводной нефти. В «Краснодарнефтегазе» убеждены, что «Чумаковскую» можно с уверенностью назвать плацдармом для дальнейшего расширения успешных поисковых работ на

ДОБЫЧА

Добыча нефти и газового конденсата НК «Роснефть» в 2005 году составила 74,56 млн. тонн (73,87 млн. тонн с учетом 50% долевого участия НК «Роснефть» в СП «Полярное сияние» и без ТОО «Адай Петролеум Компани»), что превосходит аналогичные показатели предыдущего года в 3,44 раза (за счет приобретенного в конце 2004г. ОАО «Юганскнефтегаз»; добыча «ЮНГ» в 2005г. составила 51,2 млн. тонн). При этом в Сибирском регионе было добыто 61,4 млн. тонн, на Дальнем Востоке — 1,9 млн. тонн (без учета первой нефти «Сахалин-1»), на Северо-Западе — 6,15 млн. тонн, на Юге — 5 млн. тонн.



Добыча

▶ ДОБЫЧА

территории Славянско-Темрюкской лицензионной зоны.

В ОАО «Грознефтегаз» рост добычи составил 11,4% до 2,2 млн. тонн нефти (за счет восстановления объектов и увеличения действующего фонда скважин).

По ОАО «ОАО «Роснефть-Сахалин-морнефтегаз» добыча увеличилась на 1,8% (в результате ввода в эксплуатацию горизонтальных скважин на месторождении Одопту-море). По проекту «Сахалин-1» в октябре 2005 г. начата промышленная добыча нефти и газа.

Добыча газа НК «Роснефть» составила 13,1 млрд. кубометров, увеличившись по сравнению с предыдущим годом на 39,55% за счет ввода в эксплуатацию объектов подготовки газа с годовой производительностью 3,2 млрд. кубометров в ОАО «НК «Роснефть-Пурнефтегаз» и ввода в эксплуатацию двух узлов регулирования газа в ОАО «НК «Роснефть-Краснодарнефтегаз». При этом в Сибирском регионе – 8 млрд. кубометров, на Дальнем Востоке – 1,4 млрд. кубометров, на Северо-Западе – 226 млн. кубометров, на Юге – 3,4 млрд. кубометров.

По состоянию на 1 января 2006 года эксплуатационный фонд составил 17219 нефтяную скважину, удельный вес неработающих скважин составил 15,9%. Увеличение фонда скважин было обеспечено за счет ввода 384 нефтяных скважин (из них 312 из бурения), 58 газовых скважин и выводом скважин из бездействия после проведения соответствующих ремонтов. Для поддержания действующего фонда скважин в работоспособном состоянии за 2005 год 392 бригадами текущего и капитального ремонта скважин выполнено более 27,7 тыс. ремонтов. Объем эксплуатационного бурения превысил 1 млн. метров.

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ

ВАНКОРСКАЯ ГРУППА МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

Крупнейшим проектом Компании в Восточной Сибири является освоение Ванкорской группы месторождений, к которому компания приступила в 2003 г. «Роснефть» планирует за 30 лет эксплуатации только Ванкорского месторождения добыть порядка 420 млн. тонн нефти. На месторождении прогнозируется добыча до 33 млн. тонн нефти в 2014. Кроме того, доразведка прилегающих к Ванкору 13 лицензионных участков имеет значительный потенциал роста ресурсов и запасов. Потенциальные ресурсы, по российской классификации, этих участков оцениваются в 606 млн. тонн (по расчетам D&M наилучшая оценка (best estimate) 581 млн.т.), а возможная добыча до 54 млн. тонн в год (без учета Пендомаяхского, Вадинского и Тукаландского лицензионных участков). При этом за счет применения новейших технологий при разработке месторождений станет возможным увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) с 34% до 41%, что привело к приросту извлекаемых запасов на 65 млн. тонн, что сравнимо с открытием нового месторождения. Наиболее масштабные работы в настоящее время развернуты на Ванкорском месторождении. На сегодняшний день выполнен значительный объем геологоразведочных работ, начат этап обустройства месторождения, бурения эксплуатационных скважин и его подготовка к промышленному освоению. В 2005 году ЗАО «Ванкорнефть» в результате выполнения разведочных буровых работ получило на одной из скважин рекордный фонтанный приток нефти с дебитом более чем 1200 тонн в сутки.

САХАЛИН-1.

Проект «Сахалин-1» является наиболее динамичным по уровню реализации среди проектов на шельфе о. Сахалин с участием ОАО «НК «Роснефть». Основным событием 2005 г. стала подача с 1 октября «первой нефти» с береговой буровой установки «Ястреб» в систему ОАО «НК «Роснефть-Сахалинморнефтегаз». К этому моменту было пробурено 2 эксплуатационные газовые и 5 эксплуатационных нефтяных скважин. Нефть с Чайво начала поступать на Комсомольский нефтеперерабатывающий завод, а газ – потребителям Хабаровского края. Объем добычи на конец 2005 г. составлял около 6 тыс. тонн в сутки.

В начальный период нефть будет поставляться только на НПЗ «Роснефти» в Комсомольске-на-Амуре, затем предполагается ввести в действие нефтеперевалочный терминал в Де-Кастри и начать экспортные поставки. К октябрю 2005 г. завершена модернизация буровой платформы «Орлан»; платформа установлена на точку бурения. На начало марта 2006 г. пробурена скважина для заправки отходов бурения. Начато поэтапно-групповое бурение эксплуатационных скважин. Применяется технология бурения с большим отходом забоя от вертикали.

За 2005 г. осуществлен завод оборудования для берегового технического комплекса подготовки нефти и газа Чайво, предназначенный для приема сырья с буровой платформы «Орлан». Сырье будет доводиться до кондиции, пригодной для трубопроводного экспорта,

а газ – до товарной кондиции для поставки на дальневосточный рынок России.

САХАЛИН-3.

Между ОАО «НК «Роснефть» и Китайской Нефтехимической Корпорацией (SINOPEC) был подписан протокол о создании совместного предприятия для геологической разведки и изучения района («Роснефть» – 49,8%, «СНК» – 25,1%, SINOPEC – 25,1%), которое и станет оператором проекта; а также соглашение о промежуточном финансировании проведения геологических исследований и поисково-разведочных работ на Венинском участке на период до формирования совместной корпоративной структуры проекта. Проводилась работа по переоформлению лицензии на право пользования недрами Венинского блока на ООО «Венинефть». Проведена сейсмосьемка на территории 700 кв. километров и осуществлена трехмерная геологоразведка на площади более 300 кв. км. Подготовлен зональный проект поискового бурения, а также проведены обоснование выбора площадки под поисковое бурение на Южно-Айяшской структуре, инженерно-геологические изыскания на предполагаемой площадке бурения. Кроме того, подготовлен технический проект строительства и проведены подготовительные работы к бурению первой морской поисковой скважины.

САХАЛИН-4.

Проведена переинтерпретация данных 2D сейсморазведки, а также проведена 3D сейсморазведка в объеме около 3000 кв. км, включая

3D сейсморазведку в рамках проекта Сахалин-5 (Восточно-Шмидтовский блок). Лицензия на геологическое изучение участка передана ЗАО «Запад-Шмидт Нефтегаз».

САХАЛИН-5.

Проведена переинтерпретация данных 2D сейсморазведки, а также проведена 3D сейсморазведка в объеме около 3000 кв. км, включая 3D сейсморазведку в рамках проекта Сахалин-4 (Западно-Шмидтовский участок). В рамках проекта освоения Кайганско-Васюканского участка плавучей буровой платформой «Легенда» пробурена поисковая скважина глубиной 2705 метров на структуре «Удачная». Получен приток нефти в объеме около 300 кубометров в сутки, а в октябре было проведено дополнительное испытание скважины на Пела Лейч, где получен приток нефти в объеме около 380 кубометров в сутки. Продолжилась переинтерпретация данных 3D (по результатам скважины N1 «Пела Лейч»).

ОСВОЕНИЕ ЗАПАДНО-КАМЧАТСКОГО ШЕЛЬФА.

Корейская Национальная Нефтяная Корпорация (KNOC) приняла решение об участии в реализации проекта и подписан Договор о промежуточном финансировании геологоразведочных работ (Interim Finance Agreement, IFA). 14 декабря 2005 г. KNOC приобрела у «Роснефти» 40-процентную долю в управляющей компании по проекту. Создана и зарегистрирована операционная компания



Нефтепереработка

► ДОБЫЧА

ООО «Камчатнефтегаз». Завершены предусмотренные лицензионным соглашением эколого-рыбохозяйственные работы. Выполнены сейсморазведочные работы 2 D объемом 7 588 пог.км. Проведена гравимагнитная съемка. Разработаны начальные форматы и содержание долгосрочной программы экологического мониторинга, необходимого для сопровождения реализации геологоразведочных работ.

КУРМАНГАЗЫ (КАЗАХСТАН).

В качестве совместной организационной структуры для реализации проекта используется Консорциум без образования юридического лица со следующими долями участия: АО «МНК «КазМунайТениз» (дочернее общество АО «НК «КазМунайГаз») – 50%; ООО «РН-Казахстан» (дочернее общество ОАО «НК «Роснефть») – 25% (до момента реализации опциона российской стороны «РН-Казахстан» будет иметь права и обязанности по

проекту в объеме 50%); опцион российской стороны – 25%. 1 января 2005 г. вступил в силу Закон Республики Казахстан «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты по вопросам налогообложения». Благодаря принятым изменениям стало возможным возобновление переговорного процесса по подготовке Соглашения о разделе продукции. 6 июля 2005 г. стороны подписали Соглашение о разделе продукции и Соглашение о совместной деятельности.

С февраля 2005 года началась реализация нефти в Китай. Объем реализации на этом направлении по итогам года достиг 4,4 млн. тонн. Организованы поставки через систему Каспийского трубопроводного консорциума из ресурсов «Грознефтегаза», «Юганснефтегаза» и «Пурнефтегаза». С ноября 2005 г. производятся поставки «ранней» нефти проекта «Сахалин-1» на Комсомольский НПЗ.



НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

В 2005 году объем первичной переработки нефти на НПЗ компании составил 10,49 млн. т. Относительно 2004 года переработка нефти увеличилась на 12,5%.

Объем первичной переработки нефти на НПЗ других компаний составил 11,62 млн. т (из них 93% переработано на НПЗ НК «ЮКОС» и 7% – на «КраснодарЭКОнефть»). С 1999 года в компании реализуется инвестиционная программа по развитию нефтепереработки. Разработаны планы реконструкции и модернизации Туапсинского НПЗ и Комсомольского НПЗ. Стремимся удержать и расширить рынки сбыта для продукции

своих НПЗ, «Роснефть» проводит реконструкцию без останова существующего производства.

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ

КОМСОМОЛЬСКИЙ НПЗ. Первичная переработка нефтяного сырья на Комсомольском НПЗ (КНПЗ) составила 6,2 млн. тонн против 5,2 млн. тонн годом ранее. Глубина переработки нефти на КНПЗ в 2005 г. зафиксирована на уровне 60,1% против 59,6% годом ранее. В 2005 г. введены в эксплуатацию установки гидроочистки дизельного топлива проектной мощностью 800

тыс. тонн в год и производства элементарной серы мощностью 15 тонн в сутки. Ввод установок позволит выпускать экологически чистое дизельное топливо с содержанием серы, соответствующим современному мировому уровню, а также утилизировать сероводород с производством элементарной серы. После завершения реконструкции глубина переработки на заводе будет достигать 99,3%, объем переработки нефти составит 7 млн. тонн.

ТУАПСИНСКИЙ НПЗ.

На Туапсинском НПЗ (ТНПЗ) объем переработки в 2005 г. остался на уровне прошлого года – 4,1 млн. тонн. Однако, за счет приобретения в конце 2004 года доли в ТНПЗ, 100% объемов переработки нефти в 2005 году были из ресурсов Компании. Глубина переработки нефти составила 55,8% против 55,3% годом ранее. В 2005 г. на заводе введены в эксплуатацию после реконструкции новые колонны на установках АТ-1 и АТ-2. После завершения реконструкции глубина переработки нефти на заводе увеличится до 95,6%, объем переработки нефти составит 12 млн. тонн.

(с учетом поставки на НПЗ). Экспорт нефти осуществляется по традиционным схемам через систему магистральных нефтепроводов АК «Транснефть», по сети собственных нефтепроводов ОАО «НК «Роснефть-Сахалинморнефтегаз», а также посредством железнодорожного транспорта. На НПЗ России в 2005 году было поставлено 22,2 млн. т нефти, в том числе на НПЗ «Роснефти» – 10,5 млн. т, на мини-НПЗ – 124,6 тыс. т, на НПЗ других компаний – 11,62 млн. т. Свободная реализация на внутреннем рынке составила более 4,6 млн. т нефти.

РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

По данным на 31 декабря 2005 г. сеть нефтепродуктообеспечения НК «Роснефть» состояла из более 100 действующих нефтебаз и более 650 АЗС, при этом на условиях франчайзинга функционировало 69 АЗС. В 2005 г. компания реализовала 21,7 млн. тонн нефтепродуктов, из которых на экспорт реализовано 13,3 млн. тонн, на внутренний рынок (с учетом закупаемых нефтепродуктов) – 8,4 млн. тонн. Реализация нефтепродуктов сбытовыми подразделениями «Роснефти» составила 5,67 млн. тонн против 3,78 млн. тонн годом ранее. Из них через АЗС реализовано 1 млн. тонн нефтепродуктов против 881 тыс. тонн годом ранее. Реализация нефтепродуктов в расчете на 1 АЗС составила 1,6 тыс. тонн. Услуги по перевалке составили 20,44 млн. тонн, при этом на экспорт – 18,99 млн. тонн.



СБЫТ

ПОСТАВКА НЕФТИ

В 2005 г. «Роснефть» реализовала на экспорт 46 млн. тонн нефти с конденсатом, на внутренний рынок – 26,8 млн. тонн



В соответствии со среднесрочной программой улучшения производственных и социально-бытовых условий работников ОАО «НК Роснефть» продолжала в 2005 г. реализацию собственных социальных программ. Совместно с администрациями регионов, осуществлялись программы в области развития социальной сферы – строительства жилья, больничных комплексов, спортивных сооружений и других объектов соцкультобъекта. В области развития производственной социальной сферы НК «Роснефть» осуществляла строительство новых вахтовых поселков, общежитий,

проводила обустройство действующих поселков, приобретала вагоны-домики для производственных бригад. Средства направлялись на содержание объектов социальной сферы, материальное стимулирование труда, ипотечное кредитование, закрепление и профессиональный рост молодых специалистов. Широкое развитие получили программы по обеспечению работников негосударственными пенсиями, поддержке ветеранов, осуществлялись выплаты социального характера и выплаты пенсионерам. Отдельное внимание компания уделяла благотворительной деятельности.

ПРИРОДООХРАННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Основные направления работ по реализации экологической политики НК «Роснефть» в 2005 году были направлены на соблюдение требований природоохранного законодательства, нормативно-правовых актов и нормативных документов, предусматривающих сокращение количества отходов производства и своевременные методы их утилизации; обеспечение сохранности и восстановление нарушенных земель; обеспечение безопасной и безаварийной эксплуатации объектов и т.д. В целях обеспечения безопасности труда в 2005 году выполнялись мероприятия по обеспечению работ-

ников медицинским обслуживанием, средствами индивидуальной и коллективной защиты, страхованию от несчастных случаев, обучению и аттестации сотрудников в части необходимых навыков по охране труда и промышленной безопасности. Предпринимались меры по снижению аварийности на опасных производственных объектах, диагностике технологического оборудования и трубопроводной арматуры. В целях обеспечения пожарной безопасности проводились мероприятия по противопожарной защите и содержанию объектовых противопожарных подразделений.



Консолидированная финансовая отчетность за годы, оканчивающиеся 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг. и Отчет независимой аудиторской фирмы

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

Заключение независимых аудиторов

АКЦИОНЕРАМ И СОВЕТУ ДИРЕКТОРОВ ОАО «НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ «РОСНЕФТЬ»

Мы провели аудит прилагаемых консолидированных балансов открытого акционерного общества «Нефтяная компания «Роснефть» и ее дочерних предприятий («Компания») на 31 декабря 2005 г., 31 декабря 2004 г. и 31 декабря 2003 г. и соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках и о совокупном доходе, об изменениях в акционерном капитале и о движении денежных средств за годы по указанные даты. Ответственность за подготовку настоящей консолидированной финансовой отчетности лежит на руководстве Компании. Мы несем ответственность за формирование мнения об этой консолидированной финансовой отчетности на основании проведенных нами аудиторских проверок.

Мы провели наши аудиторские проверки в соответствии со стандартами аудита, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки. В соответствии с этими стандартами, мы должны спланировать и провести аудиторскую проверку таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в отсутствии существенных искажений в финансовой отчетности. В нашу задачу не входило проведение аудита системы внутреннего контроля над составлением финансовой отчетности Компании. Аудит включает в себя рассмотрение механизмов внутреннего контроля над финансовой отчетностью как основы разработки процедур аудита, отвечающих существующим требованиям, но без высказывания своего мнения относительно эффективности работы системы внутреннего контроля над финансовой отчетностью Компании. Соответственно, мы не выражаем такого мнения. Аудит также включает в себя выборочную проверку данных для документального подтверждения сумм, содержащихся в финансовой отчетности, и раскрытой в ней информации. Кроме этого, аудит включает в себя анализ применяемых принципов бухгалтерского учета и существенных субъективных оценок, сделанных руководством, а также анализ общего представления финансовой отчетности. Мы считаем, что проведенные нами аудиторские проверки дают нам достаточно оснований для выражения нашего мнения.

Как обсуждается в Примечании 18 к консолидированной финансовой отчетности, на 31 декабря 2004 г. Компания не соблюдала отдельные положения кредитных договоров, которые представляли собой события неисполнения обязательств, в результате чего кредиторы получили право досрочного востребования соответствующей задолженности на указанную дату. Впоследствии кредиторы отказались от своих прав в части случаев неисполнения обязательств, вытекающих из нарушения ряда ограничительных условий, и Компании был предоставлен льготный период для устранения данных нарушений, который в конечном итоге был продлен до 31 декабря 2006 г., т.е. не более одного года с последней по времени отчетной даты. Исходя из принятой в настоящий момент в Компании стратегии решения данных вопросов, у нас нет оснований полагать, что устранение всех фактов нарушения обязательств до 31 декабря 2006 г. является вероятным.

Компания продолжает классифицировать соответствующую задолженность в сумме 2 083 млн. долларов США в составе долгосрочной задолженности, что, по нашему мнению, не соответствует положениям стандарта финансового учета (SFAS) № 78 «Классификация обязательств, в отношении которых у кредиторов имеется право досрочного востребования», которые требуют классифицировать такую задолженность как краткосрочную.

Как указано в Примечании 4 к консолидированной финансовой отчетности, Компания не представила проформу результатов деятельности за 2003 и 2004 годы, как если бы приобретение ОАО «Юганскнефтегаз» завершилось на 1 января 2003 г. Такое раскрытие информации требуется согласно SFAS № 141 «Объединение предприятий».

Как указано в Примечании 4 к консолидированной финансовой отчетности, при учете неконтрольной доли участия, возникшей в результате приобретения ОАО «Юганскнефтегаз», основные средства, в части относящейся к неконтрольной доли участия, отражены по стоимости оценки, а не по первоначальной стоимости согласно SFAS № 141 «Объединение предприятий».

По нашему мнению, за исключением влияния фактов, описанных в предыдущих параграфах, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях консолидированное финансовое положение Компании на 31 декабря 2005 г., 31 декабря 2004 г. и 31 декабря 2003 г. и консолидированные результаты ее деятельности и движение ее денежных средств за годы по указанные даты, в соответствии с общепринятыми в Соединенных Штатах Америки принципами бухгалтерского учета.

Как описано в Примечании 3 к консолидированной финансовой отчетности, с 1 января 2003 г. Компания применяет SFAS № 143 «Учет обязательств, связанных с выбытием активов».

«ЭРНСТ ЭНД ЯНГ» ООО

15 мая 2006 г.

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ



Консолидированная финансовая отчетность

КОНСОЛИДИРОВАННЫЕ БАЛАНСЫ

(В миллионах долларов США, за исключением данных по акциям)

	Прим.	На 31 декабря		
		2005 г.	2004 г.	2003 г.
АКТИВЫ				
Оборотные средства:				
Денежные средства и их эквиваленты	5	1 173	1 033	228
Денежные средства с ограничением к использованию	5	23	25	7
Краткосрочные финансовые вложения	6	165	183	315
Дебиторская задолженность, за вычетом резерва по сомнительной задолженности на сумму 69, 75 и 62, соответственно	7	2 858	4 799	753
Товарно-материальные запасы	8	814	517	331
Отложенные налоговые активы	24	48	28	23
Авансы выданные и прочие оборотные средства	9	897	256	155
Итого оборотные средства		5 978	6 841	1 812
Внеоборотные средства:				
Долгосрочные финансовые вложения	10	436	277	181
Долгосрочные банковские кредиты выданные, за вычетом резерва на сумму 12, 4 и 6, соответственно		63	40	24
Основные средства, относящиеся к разведке и добыче нефти и газа, нетто	11, 14	20 939	16 540	3 292
Прочие основные средства, нетто	12, 14	2 030	1 758	1 063
Незавершенное строительство	13	509	482	372
Деловая репутация	15	35	35	-
Отложенные налоговые активы	24	8	5	20
Прочие внеоборотные средства за вычетом резерва 2,0 и 0, соответственно	16	18	34	4
Итого внеоборотные средства		24 038	19 171	4 956
Итого активы		30 016	26 012	6 768
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ				
Краткосрочные обязательства:				
Кредиторская задолженность и начисления	17	1 358	1 386	670
Краткосрочные кредиты и краткосрочная часть долгосрочной задолженности	18	4 005	4 720	588
Задолженность по налогу на прибыль и прочим налогам	20	2 810	1 560	131
Отложенное налоговое обязательство	24	40	-	4
Прочие краткосрочные обязательства		32	42	5
Итого краткосрочные обязательства		8 245	7 708	1 398
Обязательства, связанные с выбытием активов	21	566	555	126
Задолженность по долгосрочным кредитам и обязательствам	18	8 198	9 022	1 820
Отложенные налоговые обязательства	24	3 696	2 854	71
Прочие долгосрочные обязательства		18	3	2
Итого обязательства		20 723	20 142	3 417
Доля прочих акционеров в дочерних предприятиях	22	1 860	2 535	789
Акционерный капитал:				
Обыкновенные акции номинальной стоимостью 0,01 руб. (акции, объявленные и выпущенные в обращение: 9 092 174 000 шт. по состоянию на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг.)	19	20	20	20
Добавочный капитал	19	19	19	19
Прочий накопленный совокупный доход		-	-	13
Нераспределенная прибыль		7 394	3 296	2 510
Итого акционерный капитал		7 433	3 335	2 562
Итого обязательства и акционерный капитал		30 016	26 012	6 768

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЕ ОТЧЕТЫ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ И СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

(В миллионах долларов США, за исключением прибыли на акцию)

	Прим.	За годы, оканчивающиеся 31 декабря		
		2005 г.	2004 г.	2003 г.
ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ				
Реализация нефти и газа	27	16 202	2 735	1 714
Реализация нефтепродуктов и услуг по переработке нефти	27	7 374	2 233	1 724
Вспомогательные услуги и прочая реализация		375	307	203
Итого		23 951	5 275	3 641
ЗАТРАТЫ И РАСХОДЫ				
Производственные и операционные расходы		1 623	608	442
Стоимость приобретенной нефти и нефтепродуктов		732	547	368
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		663	269	305
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку		2 164	562	452
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа		194	51	18
Износ, истощение и амортизация		1 472	307	302
Прирост обязательств, связанных с выбытием активов		35	8	12
Налоги, за исключением налога на прибыль	24	5 264	957	642
Акцизы и экспортная пошлина	23	6 281	760	436
Итого		18 428	4 069	2 977
Операционная прибыль		5 523	1 206	664
ПРОЧИЕ ДОХОДЫ / (РАСХОДЫ)				
Проценты к получению		81	65	73
Проценты к уплате		(775)	(159)	(110)
(Убыток) / прибыль от реализации и выбытия прочих основных средств		(74)	121	(21)
(Убыток) / прибыль от реализации доли инвестиций		(13)	(30)	5
Прибыль от реализации доли ЗАО в «Севморнефтегаз»	10	1 303	-	-
Доля в прибыли зависимых предприятий	10	51	52	-
Доходы по дивидендам и от совместной деятельности		10	46	16
Прочие расходы, нетто		(137)	(196)	(101)
Прибыль от курсовых разниц		245	96	63
Итого прочие доходы / (расходы)		691	(5)	(75)
Прибыль до налогообложения и учета доли прочих акционеров		6 214	1 201	589
Налог на прибыль	24	(1 609)	(298)	(201)
Прибыль до учета доли прочих акционеров		4 605	903	388
Доля прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий	22	(446)	(66)	(52)
Чистая прибыль до накопленного эффекта от изменения учетных принципов		4 159	837	336
Накопленный эффект от изменения учетных принципов, за вычетом налога на прибыль		-	-	50
Чистая прибыль		4 159	837	386
Прочий совокупный доход	2	-	-	13
Совокупный доход		4 159	837	399
Прибыль на одну акцию (в долларах США) – базовая и разведенная прибыль		0,46	0,09	0,04
Средневзвешенное количество акций в обращении (тыс. штук)	19	9 092 174	9 092 174	9 092 174

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

Консолидированная финансовая отчетность

КОНСОЛИДИРОВАННЫЕ ОТЧЕТЫ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В АКЦИОНЕРНОМ КАПИТАЛЕ, ЗА ГОДЫ, ОКАНЧИВАЮЩИЕСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2005, 2004 и 2003 гг.

(В миллионах долларов США)

	Обыкновенные акции	Добавочный капитал	Прочий накопленный совокупный доход	Нераспределенная прибыль	Акционерный капитал
Остаток на 31 декабря 2002 г.	20	–	–	2 173	2 193
Выпуск акций	–	19	–	–	19
Не реализованная прибыль по ценным бумагам имеющимся в наличии для реализации	–	–	13	–	13
Чистая прибыль за год	–	–	–	386	386
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям	–	–	–	(49)	(49)
Остаток на 31 декабря 2003 г.	20	19	13	2 510	2 562
Реализованная прибыль по ценным бумагам имеющимся в наличии для реализации	–	–	(13)	–	(13)
Чистая прибыль за год	–	–	–	837	837
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям	–	–	–	(51)	(51)
Остаток на 31 декабря 2004 г.	20	19	–	3 296	3 335
Чистая прибыль за год	–	–	–	4 159	4 159
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям	–	–	–	(61)	(61)
Остаток на 31 декабря 2005 г.	20	19	–	7 394	7 433

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.



Консолидированная финансовая отчетность

КОНСОЛИДИРОВАННЫЕ ОТЧЕТЫ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

(В миллионах долларов США)

	За годы, оканчивающиеся 31 декабря		
	2005 г.	2004 г.	2003 г.
ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			
Чистая прибыль	4 159	837	386
Корректировки для сопоставления чистой прибыли с денежными средствами, полученными от основной деятельности:			
Эффект от курсовых разниц на денежные средства и их эквиваленты и отложенный налог	(115)	(24)	(16)
Прибыль от реализации доли в ЗАО «Севморнефтегаз» (Примечание 10)	(1 303)	–	–
Накопленный эффект от изменения учетных принципов, за минусом налога на прибыль	–	–	(50)
Износ, истощение и амортизация	1 472	307	302
Затраты по непродуктивным скважинам	17	7	–
Убыток / (прибыль) от реализации и выбытия прочих основных средств	74	(121)	21
Отложенный налог на прибыль	(79)	(11)	(43)
Увеличение обязательств, связанных с выбытием активов	35	8	12
Доля в прибыли зависимых предприятий	(51)	(52)	–
Увеличение резерва по сомнительной задолженности и банковским кредитам выданным	4	11	27
Доля прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий	446	66	52
Изменения в операционных активах и пассивах за вычетом приобретений:			
Уменьшение / (увеличение) денежных средств с ограниченным использованием	2	(4)	–
Увеличение дебиторской задолженности	(1 353)	(146)	(114)
Увеличение товарно-материальных запасов	(297)	(92)	(56)
(Увеличение) / уменьшение расходов будущих периодов и прочих оборотных средств	(641)	(100)	42
Уменьшение / (увеличение) прочих внеоборотных средств	16	(26)	(3)
Увеличение долгосрочных банковских кредитов выданных	(23)	(16)	(13)
Увеличение / (уменьшение) кредиторской задолженности и начислений	(28)	(44)	169
Увеличение обязательств по налогу на прибыль и прочим налогам	414	34	53
Увеличение процентов к уплате	158	35	18
Увеличение прочих краткосрочных и долгосрочных обязательств	5	38	7
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	2 912	707	794
ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			
Капитальные затраты	(2 085)	(853)	(821)
Средства от реализации основных средств	30	206	6
Приобретение краткосрочных финансовых вложений	(693)	(88)	(614)
Реализация краткосрочных финансовых вложений	707	253	449
Приобретение компаний и увеличение долей в дочерних предприятиях	(366)	(270)	(728)
Средства, направленные на приобретение ОАО «Юганскнефтегаз»	–	(9 398)	–
Выручка от реализации долгосрочных финансовых вложений	147	248	463
Приобретение долгосрочных финансовых вложений	(33)	(267)	(315)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(2 293)	(10 169)	(1 560)

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЕ ОТЧЕТЫ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

(В миллионах долларов США)

	За годы, оканчивающиеся 31 декабря		
	2005 г.	2004 г.	2003 г.
ФИНАНСОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			
Поступление краткосрочных кредитов	977	3 211	548
Выплата краткосрочных кредитов	(2 018)	(132)	(588)
Поступление долгосрочных кредитов	2 547	8 092	1 043
Выплата долгосрочных кредитов	(1 829)	(867)	(228)
Дивиденды миноритарным акционерам дочерних предприятий	(74)	(10)	(19)
Дивиденды, выплаченные по обыкновенным акциям	(61)	(51)	(49)
Чистые денежные средства, (использованные в)/полученные от финансовой деятельности	(458)	10 243	707
Увеличение / (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов	161	781	(59)
Денежные средства и их эквиваленты в начале года	1 033	228	271
Эффект от курсовых разниц на денежные средства и их эквиваленты	(21)	24	16
Денежные средства и их эквиваленты в конце отчетного периода	1 173	1 033	228
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ, СВЯЗАННАЯ С ДВИЖЕНИЕМ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ			
Денежные средства, израсходованные на выплату процентов (за вычетом капитализированных процентов)	617	124	92
Денежные средства, израсходованные на уплату налога на прибыль	1 636	309	199
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ, СВЯЗАННАЯ С ОПЕРАЦИЯМИ В НЕДЕНЕЖНОЙ ФОРМЕ			
Взаимозачеты по налогу на прибыль	41	6	49
Капитальные расходы в неденежной форме	(32)	(50)	(61)

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОДЫ, ОКАНЧИВАЮЩИЕСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2005, 2004 и 2003 гг.

(суммы в таблицах в млн. долларов США, если не указано иное)

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ (1)

ХАРАКТЕР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Основной деятельностью Открытого Акционерного Общества (далее по тексту «ОАО») «Нефтяная Компания «Роснефть» (далее по тексту «Роснефть») и ее дочерних предприятий (далее по тексту совместно именуемых «Компания» или «Группа») является разведка, разработка, добыча и реализация нефти и газа, а также производство, транспорт и реализация продуктов их переработки в Российской Федерации («РФ») и за рубежом. Государственное предприятие («ГП») «Роснефть» было преобразовано в открытое акционерное общество 7 декабря 1995 г. Все активы и обязательства, ранее находившиеся под управлением предприятия ГП «Роснефть», были переданы Компании по балансовой стоимости на дату учреждения вместе с правами собственности, принадлежавшими Правительству Российской Федерации (далее «Государство») в других приватизированных нефтегазовых предприятиях. Передача активов и обязательств была осуществлена в соот-

ветствии с Постановлением № 971 «О преобразовании государственного предприятия «Роснефть» в открытое акционерное общество «Нефтяная Компания «Роснефть» от 29 сентября 1995 г. Такая передача представляет собой реорганизацию активов, находящихся под контролем Государства, и поэтому для ее отражения берется балансовая стоимость. По состоянию на 31 декабря 2004 и 2003 гг. в собственности Государства находилось 100% акций компании «Роснефть». В 2005 году акции «Роснефти» были переданы в качестве взноса в уставный капитал государственной компании ОАО «Роснефтегаз» (см. Примечание 19). По состоянию на 31 декабря 2005 г. 100% акций «Роснефти» минус одна акция находились в собственности ОАО «Роснефтегаз», одна акция находилась в собственности Федерального агентства по управлению федеральным имуществом РФ. По российскому законодательству природные ресурсы, включая нефть, газ, драгоценные металлы, минералы и другие полезные ископаемые, пригодные для промышленной добычи и находящиеся на территории Российской Федерации, являются собственностью Государства до момента их

извлечения (добычи). Закон Российской Федерации № 2395-1 «О недрах» регулирует отношения, связанные с геологической разведкой, использованием и защитой находящихся под землей полезных ископаемых на территории Российской Федерации. В соответствии с Законом, заниматься разработкой подземных недр можно только при наличии соответствующей лицензии. Лицензия выдается региональными органами власти и содержит сведения о разрабатываемом участке, сроках, финансовых и прочих условиях недропользования. Компания имеет ряд лицензий, выданных региональными органами власти на геологическое изучение и разработку нефтегазовых участков и месторождений на территориях, где располагаются ее дочерние предприятия. Кроме того, Компания является участником нескольких соглашений о разделе продукции (СРП) и в настоящее время обладает правами на определенные лицензионные участки в соответствии с условиями данных соглашений, а также может получить подобные права в будущем (см. Примечание 11).

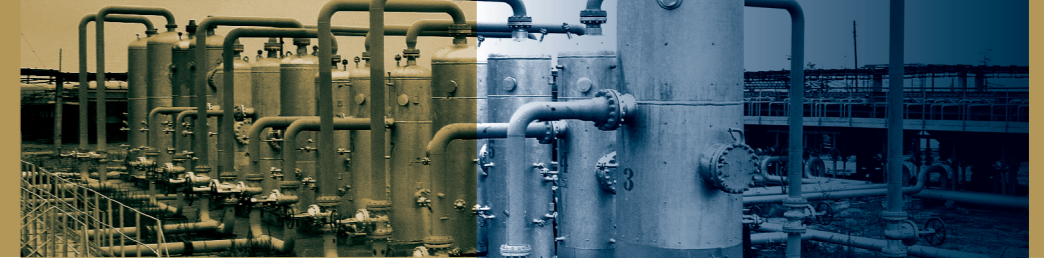
► ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В силу ограниченной пропускной способности системы ОАО «АК «Транснефть», количество нефти, которое может быть экспортировано по системе «Транснефть» для каждой нефтяной компании определяется и устанавливается Комиссией Правительства Российской Федерации по вопросам использования систем магистральных нефтегазопроводов и нефтепродуктопроводов в соответствии с законом о равнодоступности к нефтяной трубопроводной системе. Кроме того, Компания экспортирует определенное количество нефти минуя систему ОАО «АК «Транснефть», что дает возможность увеличивать ее экспортные возможности. За 2005, 2004 и 2003 годы объем поставленной Компанией на экспорт нефти составил, соответственно,

62%, 57% и 51% от объема добычи. Оставшаяся нефть была переработана на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) Компании и других российских НПЗ для дальнейшей реализации нефтепродуктов на внутреннем и внешнем рынках. В целом, цена реализации нефти при поставках на экспорт превышает аналогичный показатель на внутреннем рынке, учитывая транспортные расходы, экспортные пошлины, а также другие платежи и сборы.

В таблице, приведенной ниже, перечислены существенные дочерние предприятия Компании, включенные в консолидированную финансовую отчетность, с указанием принадлежащей ей доли в уставном капитале на 31 декабря 2005 г.

Название	Основная деятельность	Всего акции	Голос. акции
		%	%
РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА			
ОАО «Юганскнефтегаз» (см. Примечание 22)	Разработка и добыча нефти и газа	76,79	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Пурнефтегаз»	Разработка и добыча нефти и газа	83,09	90,82
ОАО «НК «Роснефть»-Сахалинморнефтегаз»	Разработка и добыча нефти и газа	64,62	84,63
ОАО «НК «Роснефть»-Краснодарнефтегаз»	Разработка и добыча нефти и газа	95,46	97,91
ОАО «НК «Роснефть»-Ставропольнефтегаз»	Разработка и добыча нефти и газа	75,18	89,33
ОАО «НК «Роснефть»-Дагнефть»	Разработка и добыча нефти и газа	68,70	91,60
ОАО «Грознефтегаз»	Разработка и добыча нефти и газа	51,00	51,00
ОАО «Роснефть-Сахалин»	Поиск и разведка месторождений	55,00	55,00
ОАО «Северная нефть»	Разработка и добыча нефти и газа	100,00	100,00
ОАО «Селькупнефтегаз»	Разработка и добыча нефти и газа	100,00	100,00
ООО «Каспийл»	Разработка и добыча нефти и газа	75,10	75,10
ЗАО «Востокшельф»	Поиск и разведка месторождений	100,00	100,00
ООО «РН-Казахстан»	Поиск и разведка месторождений	100,00	100,00
ОАО «Дагнефтегаз»	Разработка и добыча нефти и газа	81,22	94,96
ООО «РН-Кайганнефтегаз»	Поиск и разведка месторождений	100,00	100,00
ЗАО «Восток-Шмидт Нефтегаз»	Поиск и разведка месторождений	100,00	100,00
ЗАО «Запад-Шмидт Нефтегаз»	Поиск и разведка месторождений	100,00	100,00
ООО «Восток Шмидт Инвест»	Поиск и разведка месторождений	100,00	100,00
ООО «Запад Шмидт Инвест»	Поиск и разведка месторождений	100,00	100,00
ООО «Комсомольское НГДУ»	Разработка и добыча нефти и газа	100,00	100,00
West Kamchatka Holding B.V.	Поиск и разведка месторождений	100,00	100,00
ООО «Венинефть»	Поиск и разведка месторождений	100,00	100,00
ООО «Камчатнефтегаз»	Поиск и разведка месторождений	100,00	100,00
ЗАО «Ванкорнефть»	Поиск и разведка месторождений	100,00	100,00
ООО «Таймырнефть»	Поиск и разведка месторождений	60,00	60,00
ООО «Енисейнефть»	Поиск и разведка месторождений	99,00	99,00



Общие сведения

Название	Основная деятельность	Всего акции	Голос. акции
		%	%
НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И СБЫТ			
ОАО «НК «Роснефть»-Туапсинский НПЗ»	Производство нефтепродуктов	81,23	90,62
ОАО «НК «Роснефть»-Комсомольский НПЗ»	Производство нефтепродуктов	79,98	86,86
ОАО «НК «Роснефть»-МЗ «Нефтепродукт»	Производство нефтепродуктов	65,42	87,23
ОАО «НК «Роснефть»-АРТАГ»	Торговля нефтепродуктами	38,00	50,67
ОАО «НК «Роснефть»-Алтайнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	64,18	78,59
ОАО «НК «Роснефть»-Архангельскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	75,42	84,65
ОАО «НК «Роснефть»-Кабардино-Балкарская Топливная Компания»	Торговля нефтепродуктами	88,66	92,91
ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	89,50	96,61
ОАО «НК «Роснефть»-Карачаево-Черкесскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	85,99	87,46
ОАО «НК «Роснефть»-Курганнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	83,32	90,33
ОАО «НК «Роснефть»-Мурманскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	45,38	60,51
ОАО «НК «Роснефть»-Находканефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	40,62	51,53
ОАО «НК «Роснефть»-Смоленскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	66,67	86,97
ОАО «НК «Роснефть»-Туапсенефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	38,00	50,67
ОАО «НК «Роснефть»-Ямалнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	49,52	66,03
ООО «РН-Востокнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Ставрополье»	Торговля нефтепродуктами	99,08	99,08
ООО «РН-Трейд»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ПРОЧИЕ			
«Роснефть Интернэшнл Лтд»	Холдинговая компания	100,00	100,00
ЗАО «Роснефтефлот»	Транспортные услуги	82,66	82,66
ОАО «Всероссийский банк развития регионов» (ВБРР)	Банковские услуги	50,98	50,98
ЗАО «РН-Астра»	Инвестиционная деятельность	100,00	100,00
ЗАО «Сахалинские проекты»	Корпоративное управление	100,00	100,00
ЗАО «Восточный Нефтеналивной Терминал»	Услуги	100,00	100,00
ООО «Байкалфинансгруп»	Инвестиционная деятельность	100,00	100,00

Все вышеперечисленные дочерние предприятия, кроме «Роснефть Интернэшнл Лтд» и West Kamchatka Holding B.V. зарегистрированы в Российской Федерации. «Роснефть Интернэшнл Лтд» зарегистрировано в Ирландии, West Kamchatka Holding B.V. зарегистрировано в Нидерландах.

ИНОСТРАННАЯ ВАЛЮТА И ВАЛЮТНЫЙ КОНТРОЛЬ

Иностранные валюты, в особенности, доллар США и евро, играют значительную роль в определении экономических параметров многих хозяйственных операций в России. В нефтегазовом секторе значительная доля экспортных контрактов, инвестиционной

и финансовой деятельности осуществляется в конвертируемой валюте, как правило, в долларах США. Законодательством РФ установлены правила валютного регулирования и валютного контроля, призванные стимулировать использование рубля в деловом обороте. Эти правила предусматривают возможность

установления Банком России («ЦБ РФ») ограничений на конвертацию рубля в свободно конвертируемые валюты, а также сохраняют полномочия Банка России по самостоятельному установлению нормы обязательной продажи валюты. В марте 2006 г. обязательная продажа валютной выручки была отменена.

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (2)

ФОРМАТ И СОДЕРЖАНИЕ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Компания ведет учет и подготавливает финансовую отчетность в соответствии с требованиями российского законодательства в области бухгалтерского учета и налогообложения. Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе данных российского бухгалтерского учета для представления в соответствии с общепринятыми в Соединенных Штатах Америки принципами бухгалтерского учета («ГААП США»). Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отличается от российской финансовой отчетности, поскольку в ней отражены некоторые неучтенные в российской финансовой отчетности Компании корректировки, которые необходимы для отражения ее финансового положения, результатов хозяйственной деятельности и движения денежных средств в соответствии с ГААП США. Основные корректировки относятся к (1) отражению некоторых расходов; (2) оценке основных средств и начислению износа; (3) пересчету иностранных валют; (4) отложенным налогам на прибыль; (5) поправкам на переоценку нереализуемых активов; (6) отражению в учете временной стоимости денег; (7) отражению в учете вложений в месторождения нефти и газа и их реализации; (8) принципами консолидации; (9) признанию и раскрытию гарантий, условных обязательств и некоторых активов и обязательств; (10) отражению в учете обязательств, связанных с выбытием активов; (11) объединению компаний и деловой репутации (гудвиллу) / отрицательной деловой репутации. Отдельные суммы в выпущенной ранее консолидированной финансовой отчетности за 2003 и 2004 годы были реклассифицированы для

представления информации в соответствии с форматом, принятым в консолидированной финансовой отчетности за 2005 год. Как указано в Примечании 4, Компания приобрела ОАО «Юганскнефтегаз» 31 декабря 2004 г. Соответственно, результаты деятельности ОАО «Юганскнефтегаз» включаются в консолидированный отчет о прибылях и убытках Компании с 1 января 2005 г. Как следствие, результаты деятельности Компании за 2005, 2004 и 2003 годы, несопоставимы без учета данного обстоятельства в 2005 году. Выручка от продажи нефти, добытой ОАО «Юганскнефтегаз», и продуктов ее переработки за 2005 год составляет приблизительно 69% от консолидированной выручки Компании.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОЦЕНОЧНЫХ ДАННЫХ

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с ГААП США предусматривает использование руководством оценочных данных и допущений, влияющих на отраженные в балансе суммы активов и обязательств, а также на величину доходов и расходов за отчетный период. Значительные оценочные данные и допущения могут включать в себя: оценку экономической обоснованности запасов для добычи нефти и газа; достаточность прав, окупаемость и срок полезного использования долгосрочных активов и инвестиционных вложений; обесценение деловой репутации; создание резервов по сомнительным долгам; обязательства, связанные с выбытием активов; условные обязательства по налогам и судебным разбирательствам; обязательства по защите окружающей среды; признание и раскрытие гарантий и прочих условных обязательств; оценка справедливой стоимости; возможность продления существующих

договоров и заключение новых договоров операционной аренды; классификация долговых обязательств. Наиболее существенные из вышеперечисленных допущений связаны с приобретением ОАО «Юганскнефтегаз». Руководство Компании полагает, что указанные оценочные данные и допущения достаточно обоснованы. Тем не менее, фактические результаты могут не совпадать с оценочными данными.

ПРИНЦИПЫ КОНСОЛИДАЦИИ

В консолидированной отчетности отражены хозяйственные операции дочерних предприятий, в которых Компания владеет непосредственно или через другие компании долей в более чем 50% обыкновенных голосующих акций или которые она контролирует другим способом. Все операции и остатки по расчетам между компаниями Группы были взаимоисключены. Вложения в другие значимые предприятия, в капитале которых доля Компании колеблется в пределах от 20% до 50%, как правило, отражены по методу участия в капитале и распределения прибылей и убытков, поскольку Компания не контролирует данные предприятия, а оказывает существенное влияние. Вложения в прочие компании отражены по фактическим первоначальным затратам, скорректированным с учетом их обесценения. Компания проанализировала применимость Положения FIN 46R «Консолидация предпри-

ятий с переменным участием» Комитета по стандартам финансового учета («FASB») США для возможной консолидации компаний. FIN 46R был применен, начиная с 1 января 2004 г., для предприятий с переменным участием (ППУ), созданным после 31 декабря 2003 г., и в отчетном периоде, начинающемся 1 января 2005 г., для всех остальных ППУ. Как указано в Примечании 3, применение Положения FIN 46R не оказало существенного влияния на финансовые результаты и финансовое состояние Компании.

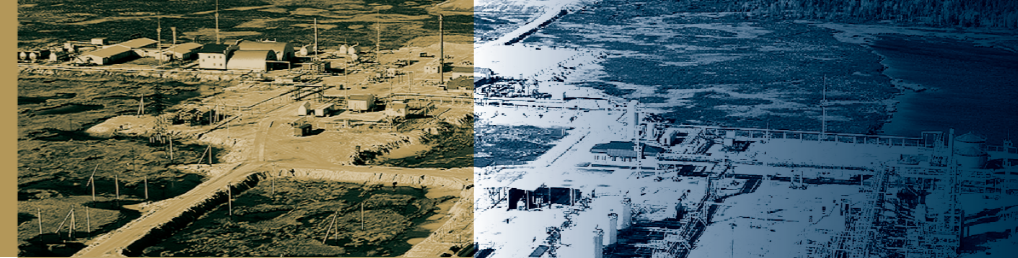
ДОЛЯ ПРОЧИХ АКЦИОНЕРОВ В ДОЧЕРНИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Доля прочих акционеров дочерних предприятий в чистых активах и результатах деятельности дочерних предприятий («доля меньшинства») отражается по статье «Доля прочих акционеров в дочерних предприятиях» в консолидированных балансах и отчетах о прибылях и убытках и совокупном доходе. Для тех предприятий, в которых Компания имеет контролирующую долю владения и которые понесли убыток в отчетном году, Компания признает 100% убытков, понесенных данным предприятием, когда балансовая стоимость доли меньшинства уменьшена до нуля, кроме тех случаев, когда прочие акционеры приняли на себя обязательства по покрытию убытков. В дальнейшем, если такие предприятия окажутся прибыльными, то Компания признает 100% прибыли данных

предприятий до тех пор, пока убытки, ранее понесенные Компанией в части доли прочих акционеров, не покроются соответствующей частью прибыли. После того, как Компания покроет вышеуказанные убытки, признание прибыли осуществляется на основании доли владения предприятиями. Фактическая рублевая величина, относящаяся к доле прочих акционеров в дочерних предприятиях, может отличаться от суммы, указанной в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ПЕРЕСЧЕТ ИНОСТРАННЫХ ВАЛЮТ

Руководство Компании определило, что доллар США является функциональной валютой и валютой отчетности по стандартам ГААП США. Денежные активы и обязательства были пересчитаны в доллары США по курсу ЦБ РФ на отчетную дату. Неденежные активы и обязательства были пересчитаны по историческому курсу. Данные о доходах, расходах и движении денежных средств пересчитывались по курсам, приближенным к фактическим курсам, действовавшим на дату совершения конкретных операций. Прибыли и убытки по курсовым разницам, возникшие в результате пересчета статей отчетности в доллары США, включены в консолидированный отчет о прибылях и убытках в строку «Прибыль от курсовых разниц». На 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг. официальные обменные курсы составляли 28,78 рублей за 1 доллар США,



▶ ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

27,75 рублей за 1 доллар США и 29,45 рублей за 1 доллар США, соответственно. На 15 мая 2006 г. официальный обменный курс ЦБ РФ составлял 26,94 рублей за 1 доллар США. Пересчет активов и обязательств в доллары США для целей настоящей финансовой отчетности не означает, что Компания может реализовать или погасить в долларах США балансовую стоимость данных активов и обязательств. Также это не означает, что Компания может вернуть или распределить балансовую стоимость капитала в долларах США между акционерами.

ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

Денежные средства представляют собой наличные денежные средства в кассе, суммы на банковских счетах Компании и процентные депозиты, которые могут быть отозваны Компанией в любое время без предварительного уведомления или возникновения штрафных санкций, уменьшающих основную сумму депозита.

ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

Дебиторская задолженность по расчетам с покупателями и заказчиками отражается в размере непогашенных сумм основного долга за вычетом резервов на безнадежную задолженность. По задолженности, погашение или взыскание которой признаны сомнительными, создаются специальные резервы. Расчет резервов предполагает использование суждений и допущений.

ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ

Базовая прибыль на акцию рассчитывается путем деления чистой прибыли, относящейся к обыкновенным акциям, на средневзвешенное

количество обыкновенных акций, находящихся в обращении в течение соответствующего периода. В данной отчетности, в связи с отсутствием конвертируемых в акции ценных бумаг, показатель базовой прибыли на акцию равен показателю разведенной прибыли на акцию.

ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

Товарно-материальные запасы, которые в основном представляют собой сырую нефть, продукты нефтепереработки и материалы, отражаются в балансе по наименьшей величине между средневзвешенной стоимостью приобретения и рыночной стоимостью. При этом рыночная стоимость не должна превышать чистую стоимость реализации таких товарно-материальных запасов, т.е. стоимость их реализации за вычетом затрат на завершение и продажу, и не должна быть ниже, чем чистая стоимость реализации, уменьшенная на величину маржи.

ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

Все долговые и долевые ценные бумаги Компании классифицируются по трем категориям: торговые ценные бумаги; ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации; бумаги, хранящиеся до срока погашения. Торговые ценные бумаги приобретаются и хранятся в основном для целей их продажи в ближайшем будущем. Ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения, представляют собой финансовые инструменты, которые Компания намерена и имеет возможность хранить до наступления срока их погашения. Все остальные ценные бумаги, не относящиеся к вышеуказанным категориям, рассматриваются как бумаги, имеющиеся в наличии для реализации.

Торговые ценные бумаги и ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации, отражаются по справедливой (рыночной) стоимости. Ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения, отражаются по стоимости, скорректированной на амортизацию. Нереализованные прибыль или убытки по торговым ценным бумагам включены в консолидированные отчеты о прибылях и убытках. Нереализованные прибыль или убытки по ценным бумагам, имеющимся в наличии для реализации, за минусом налогов, отражаются до момента их реализации как самостоятельный элемент совокупного дохода. Реализованные прибыль и убытки от продажи ценных бумаг, имеющихся в наличии для реализации, определяют отдельно по каждому виду ценных бумаг. Дивиденды и проценты к получению отражаются в консолидированных отчетах о прибылях и убытках по методу начисления. Инвестиции в акции и доли компаний, в которых Компания владеет долей менее 20% и не имеет значительного влияния и которые не котируются на открытом рынке и их рыночная стоимость не может быть рассчитана прямым способом, учитываются по себестоимости. Если снижение справедливой стоимости инвестиций ниже бухгалтерской носит постоянный характер, то балансовая стоимость инвестиций уменьшается, при этом убыток отражается в учете в сумме такого уменьшения. Инвестиции, учитываемые по себестоимости, оцениваются на предмет

возможного уменьшения стоимости в случае наступления событий или изменений обстоятельств, способных оказать существенное влияние на справедливую стоимость данных инвестиций.

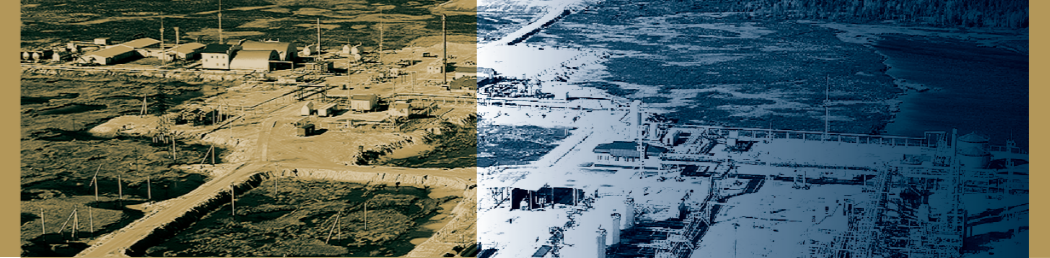
ДОГОВОРЫ ПРОДАЖИ ЦЕННЫХ БУМАГ С ПРАВОМ ОБРАТНОГО ВЫКУПА И КРЕДИТОВАНИЕ ПОД ЗАЛОГ ЦЕННЫХ БУМАГ

Договоры продажи ценных бумаг с правом обратного выкупа рассматриваются в качестве операций заимствования под обеспечение. Ценные бумаги, реализованные по договорам продажи ценных бумаг с правом обратного выкупа, включены в состав торговых ценных бумаг. Соответствующее обязательство показывается в составе краткосрочной задолженности. Разница между ценой реализации и стоимостью обратного выкупа рассматривается как накопленный процент и признается в течение срока действия договора продажи ценных бумаг с правом обратного выкупа с использованием метода эффективного процента.

ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА, ОТНОСЯЩИЕСЯ К ПРОЦЕССУ РАЗВЕДКИ, РАЗРАБОТКИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

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. В апреле 2005 г. FASB опубликовал FSP FAS 19-1 «Учет затрат по законсервированным скважинам», вносящий изменения в SFAS № 19 «Финансовый учет и отчетность нефтегазодобывающих предприятий». Согласно FSP FAS 19-1 затраты на разведочное бурение могут продолжаться капитализироваться по прошествии одного года, если Компания добилась существенного прогресса в оценке запасов, экономической и операционной эффективности проекта. Кроме того, FSP FAS 19-1 предьявляет определенные требования к раскрытию в отчетности капитализированных затрат, относящихся к разведочному бурению. По состоянию на 1 января 2005 г. Компания применила FSP FAS 19-1. Стоимость разведочных скважин, включая стратиграфические, а также затраты на соответствующие сейсмические исследования, временно капитализируются до тех пор, пока экономические запасы нефти и газа обнаруживаются посредством осуществления программы бурения. Промежуток времени, необходимый для проведения такого анализа, зависит от технических особенностей и экономических трудностей в оценке



Основные аспекты учетной политики



▶ ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

извлекаемости запасов. 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».

Затраты на разведочное бурение временно капитализируются, в ожидании определения, содержит ли данная скважина доказанные запасы нефти, если одновременно выполняются следующие условия:

- Скважина выявила такие объемы запасов нефти, что после завершения бурения, она может быть переведена в разряд эксплуатационных, с учетом того, что все необходимые капитальные вложения будут осуществлены и
- Достигнут прогресс в разработке запасов, с учетом того, что Компания существенно продвинулась в оценке запасов, экономической и операционной эффективности проекта.

Компания оценивает прогресс в разработке запасов, экономическую и операционную эффективность проекта на базе регулярных обзоров, учитывая следующие факторы:

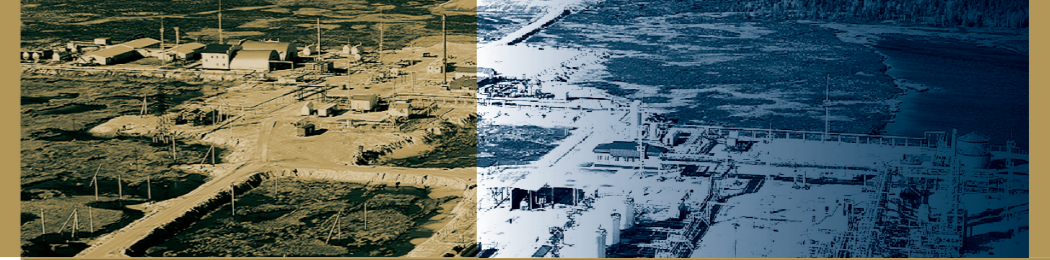
- Первое, если уже выполняется или твердо планируется дополнительное разведочное бурение или прочие разведочные работы (сейсмические работы, другие поисково-разведочные работы), то Компания существенно продвинулась в оценке запасов, экономической и операционной эффективности проекта. Поисково-разведочные работы считаются твердо запланированными, только в том случае, если они включены в бюджет поисково-разведочных работ, составленный на три года вперед. По состоянию на 31 декабря 2005 г. сумма затрат, капитализированных по данному принципу была незначительна.

- В случае если поисково-разведочные работы были завершены, определение экономической и операционной эффективности проекта принимает в расчет то, что затраты на разработку происходят в текущем периоде, ожидается получение разрешения от органов власти или третьих лиц, доступность средств переработки и транспортировки нефти ожидает подтверждения. По состоянию на 31 декабря 2005 г. сумма затрат, капитализированных по данному принципу была незначительна.

В случае если проект признается экономически выгодным, он переходит в стадию разработки, в противном случае затраты списываются на расходы 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.

ПРОЧИЕ ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Прочие основные средства отражаются по исторической стоимости на дату их приобретения за вычетом накопленной амортизации. Затраты на содержание, ремонт и замену мелких деталей основных средств относятся на эксплуатационные расходы. Затраты на модернизацию и усовершенствование технических характеристик основных средств увеличивают их стоимость. При выбытии или списании прочих основных средств, первоначальная стоимость и накопленная амортизация исключаются из учета. Полученный доход или убыток включается в финансовый результат.



Основные аспекты учетной политики

ИЗНОС, ИСТОЩЕНИЕ И АМОРТИЗАЦИЯ

Истощение капитализированных затрат на приобретение активов, связанных с добычей нефти и газа, относящихся к доказанным запасам, начисляется по тонному методу исходя из всех доказанных запасов. Истощение прочих капитализированных затрат, связанных с добычей нефти и газа, начисляется по тонному методу исходя из доказанных разрабатываемых запасов. Руководство Компании рассматривает каждое нефтегазодобывающее управление («НГДУ») как оптимальный уровень детализации для такого расчета. На затраты, связанные с приобретением прав на доказанные 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. Начисление амортизации и износа на объекты основных средств, не относящихся к разведке и добыче нефти и газа, производится линейным методом в течение срока их полезного использования. При этом износ начисляется по группам зданий, машин и оборудования, обладающих одинаковыми экономическими характеристиками, по следующим нормам:

ГРУППЫ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ	СРЕДНИЙ СРОК ПОЛЕЗНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
Здания и сооружения	30–35 лет
Машины и оборудование	15 лет
Транспортные средства и прочие объекты	6 лет
Суда для обслуживания буровых платформ	20 лет
Буровые платформы	20 лет

УЧАСТИЕ В СОВМЕСТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Совместная деятельность представляет собой соглашение, в котором две и более компании (участники) осуществляют совместную деятельность, являющуюся предметом общего контроля. Общий контроль существует только в случае, когда стратегические, финансовые и операционные решения по ведению совместной деятельности принимаются единогласно всеми участниками. Совместное предприятие представляет собой совместную деятельность, организованную в форме зарегистрированной компании, партнерства или иной организационно-правовой формы в целях совместного ведения экономической деятельности. Финансовые результаты, активы и обязательства совместной деятельности включены в настоящую консолидированную финансовую отчетность по методу участия в капитале. Метод участия в капитале предполагает оценку инвестиций в совместную деятельность по стоимости финансовых вложений, увеличенной на изменение доли чистых активов с момента создания совместного предприятия, за минусом распределенной прибыли и за вычетом обесценения финансовых вложений. Консолидированные отчеты о прибылях и убытках включают долю Компании в доходах и расходах от совместной деятельности.

▶ ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Компания прекращает применение метода участия в капитале в момент потери совместного контроля или значительного влияния на деятельность совместного предприятия, или в момент когда участие в совместном предприятии переводится в категорию инвестиций для перепродажи. Определенная деятельность Компании, связанная в основном с разведкой и добычей нефти, осуществляется посредством участия в совместных проектах, в которых участники совместно контролируют активы совместного предприятия без создания юридического лица. Доходы, расходы, активы и обязательства от участия в совместных проектах включаются в консолидированную отчетность пропорционально доле участия. Часть прямого долевого участия в проектах по совместной деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа, может быть передана другим участникам этих проектов или третьим сторонам. В таких случаях на основании SFAS № 19 «Финансовый учет и отчетность нефтегазовых предприятий» учет вложений в проекты по совместной деятельности ведется по методу «финансирования доли», когда сторона договора, принимающая часть доли, соглашается нести все затраты по бурению скважин, обустройству и эксплуатации месторождений. Принимающая сторона также наделяется правом на всю выручку от добытых углеводородов, за вычетом долей других участников проекта, до тех пор пока все ее затраты, включая определенную договором норму прибыли, не будут возвращены. По наступлении этого момента передающая сторона начинает принимать участие в операционных затратах и прибыли.

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. Под прогнозируемыми объемами добычи понимаются запасы, включая вероятные, которые предполагается извлечь с использованием известного объема капитальных затрат. Объемы добычи и цены соответствуют внутренним планам и прогнозам, а также другим данным публикуемой отчетности. Допущения в отношении будущих цен и затрат, используемых при оценке основных средств на предмет обесценения, отличаются от допущений, использу-

емых в стандартной процедуре дисконтирования чистых денежных потоков, связанных с доказанными запасами нефти и газа. В соответствии с SFAS № 69 «Раскрытие информации о деятельности, связанной с добычей нефти и газа», при раскрытии такой информации в допущениях должны использоваться цены и расходы на дату баланса, без прогнозирования будущих изменений. Группировка активов для целей начисления износа производится исходя из минимального уровня идентифицируемых денежных потоков, которые большей частью независимы от денежных потоков по другим группам активов – как правило, для активов, связанных с разведкой и добычей, таким уровнем является месторождение, для перерабатывающих активов – весь перерабатывающий комплекс, для станций обслуживания – площадка. Долгосрочные активы, предназначенные руководством для использования в течение периода, не превышающего один год, отражаются в учете по амортизированной или справедливой стоимости, в зависимости от того, какая величина меньше, минус коммерческие затраты. Стоимость приобретения основных средств с доказанными запасами нефти и газа проходит регулярную оценку на предмет обесценения, и рассчитанное обесценение, при наличии такового, относится на расходы. Окупаемость стоимости основных средств, относящихся к сегменту переработки

и сбыта, обычно оценивается на основании прогнозируемых будущих денежных потоков от основных операционных единиц, обычно отдельных компаний в целом. Поскольку к активы данного сегмента (в частности, комплексы нефтепереработки) представляют собой интегрированный блок операций, данное обстоятельство учитывается при оценке стоимости отдельных комплексов или степени их использования для генерирования денежных поступлений от прочей деятельности.

ОБЪЕДИНЕНИЕ КОМПАНИЙ

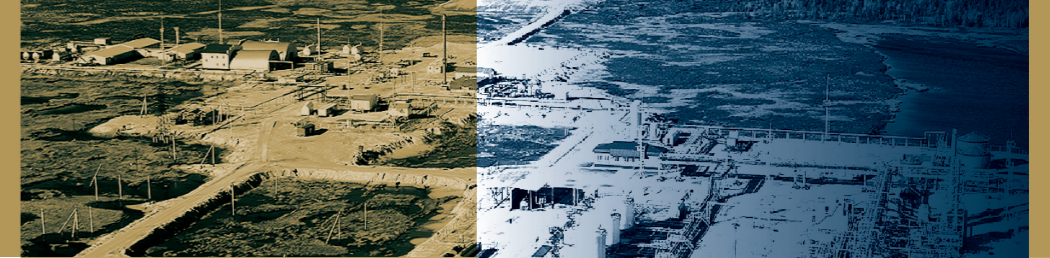
Компания ведет учет своих приобретений по методу покупки. Стоимость приобретений относится на реальные активы, включая нематериальные активы и обязательства, оцененные по справедливой стоимости. Анализ справедливой стоимости активов и обязательств предусматривает использование руководством оценочных данных и существенных допущений включая допущения в отношении будущих притоков и оттоков денежных средств, ставок дисконтирования, сроков использования лицензий и прочих активов, рыночных коэффициентов и прочих факторов. В результате приобретения Компанией в декабре 2004 г. ОАО «Юганскнефтегаз» (см. Примечание 4) справедливая стоимость приобретенных чистых активов превысила стоимость приобретения, что привело к образованию отрицательного гудвилла. Отрицательный гудвилл рас-

пределяется пропорционально на приобретенные внеоборотные активы.

ДЕЛОВАЯ РЕПУТАЦИЯ И ПРОЧИЕ НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

Деловая репутация (гудвилл) представляет собой превышение стоимости приобретения над справедливой стоимостью приобретенных чистых активов. Превышение справедливой стоимости приобретенной доли чистых активов над стоимостью их приобретения представляет собой отрицательный гудвилл и распределяется на приобретенные внеоборотные активы, за исключением налоговых активов, в результате чего их стоимость может снизиться до нуля. Для компаний, вложения в которые учитываются по методу участия в капитале, превышение стоимости приобретения доли в указанных компаниях над справедливой стоимостью приобретенной доли чистых активов по состоянию на дату приобретения рассматривается в качестве вмененного гудвилла и соответствующим образом учитывается при расчете доли участия Компании в капитале. В соответствии с требованиями SFAS № 142 «Деловая репутация и прочие нематериальные активы» деловая репутация и нематериальные активы с неопределенным сроком полезного использования не амортизируются. Вместо этого они оцениваются на предмет возможного снижения их стоимости не реже чем раз в год.

Основные аспекты учетной политики



▶ ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Нематериальные активы, имеющие ограниченный срок полезного использования, амортизируются с применением линейного метода в течение периода, наименьшего из срока их полезного использования и срока, установленного законодательством.

КАПИТАЛИЗАЦИЯ ПРОЦЕНТОВ

Расходы по процентам за пользование заемными средствами, направленными на осуществление капитального строительства и приобретение объектов основных средств, капитализируются при условии, что этих процентных расходов можно было бы избежать, если бы Компания не проводила капитальных вложений. Расходы по процентам капитализируются только в течение непосредственного осуществления строительства до момента ввода основного средства в эксплуатацию. Компания капитализировала процентов по кредитам и займам в сумме 79 млн., 22 млн. и 34 млн. долл. США в 2005, 2004 и 2003 гг., соответственно.

ДОГОВОРЫ ЛИЗИНГА И АРЕНДЫ

Договоры финансового лизинга, предусматривающие переход к Компании преимущественно всех рисков и выгод, связанных с правом собственности на объект лизинга, капитализируются на момент вступления договора в силу по справедливой стоимости арендуемого имущества либо (если она ниже первоначальной стоимости) по текущей стоимости минимальных лизинговых платежей. Лизинговые платежи равномерно распределяются между финансовыми расходами и уменьшением обязательств по лизингу для обеспечения постоянной ставки процента с остатка обязательств. Финансовые расходы отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе.

Износ капитализированных лизинговых активов начисляется в течение расчетного срока полезного использования актива или срока лизинга (в зависимости от того, какой из них меньше), кроме случаев, когда капитализация арендуемых активов основана на условиях договора лизинга, предусматривающих переход к Компании права собственности на арендуемые активы по окончании срока лизинга или предоставляющие возможность Компании выкупить арендуемые активы по очень выгодной цене. В этих случаях капитализированные активы амортизируются в течение расчетных сроков полезного использования активов независимо от срока лизинга.

Договоры аренды, по которым арендодатель сохраняет за собой преимущественно все риски и выгоды, связанные с правом собственности на активы, классифицируются в качестве договоров операционного лизинга. Платежи по договорам операционного лизинга равномерно относятся на расходы в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе в течение срока лизинга.

ПРИЗНАНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ, СВЯЗАННЫХ С ВЫБИТИЕМ АКТИВОВ

У Компании существуют условные обязательства, связанные с выбытием активов по основной деятельности. Описание активов и потенциальных обязательств приводится ниже:

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И ДОБЫЧА – 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 ак-

тивов после окончания добычи. Данные требования обязывают Компанию производить ликвидацию скважин, демонтаж оборудования, рекультивацию земель и прочие действия. Оценка Компанией данных обязательств основывается на действующих требованиях законодательства или лицензий, а также фактических расходах по ликвидации данных активов и других необходимых действий. Расчет обязательств по ликвидации активов делается в соответствии с положениями SFAS № 143 «Учет обязательств, связанных с выбытием активов».

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И СБЫТ

Данный сегмент деятельности включает в себя переработку нефти, реализацию через морские терминалы и прочие пункты сбыта, розничную реализацию. Деятельность Компании по нефтепереработке связана с использованием нефтехимических производственных комплексов. Данные производственные комплексы используются Компанией на протяжении нескольких десятилетий. Руководство Компании полагает, что с учетом специфики срок полезного использования данных комплексов определить невозможно, несмотря на то, что некоторые компоненты таких комплексов и оборудование имеют определенные сроки полезного использования. Законодательные или договорные обязательства, связанные с выбытием активов, относящихся к нефтехимической, нефтеперерабатывающей и сбытовой деятельности,

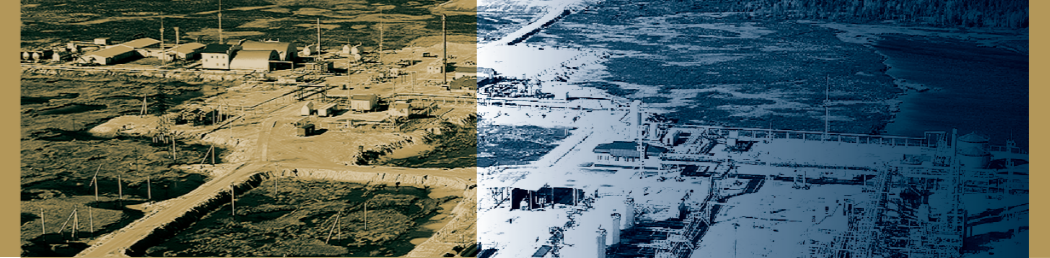
не признаются ввиду ограниченности истории такой деятельности в данных сегментах, отсутствия четких законодательных требований к признанию обязательств, а также того, что точно определить срок полезного использования таких активов не представляется возможным. Компания использует морские и прочие сбытовые терминалы, включая розничную сеть, в соответствии с нормативными документами органов местного самоуправления и договорами лизинга. Данные документы, как правило, устанавливают требования по ликвидации последствий от использования данных активов, включая демонтаж оборудования, рекультивацию земель и т.п. Оценка условных обязательств, связанных с выбытием активов, учитывает вышеуказанные требования. Согласно SFAS № 143, при измерении обязательств, связанных с выбытием активов, в качестве компонента ожидаемых затрат должна учитываться расчетная цена, которая может быть затребована и с высокой степенью вероятности получена третьим лицом для отражения неопределенности и непредвиденных обстоятельств, связанных с обязательствами (эта расчетная цена в некоторых случаях именуется надбавкой за рыночный риск). Пока в нефтегазовой отрасли редко случаи готовности кредитоспособных третьих лиц принять на себя (за цену, поддающуюся определению) данный вид риска по крупным нефте- и газодобывающим объектам и трубопроводам.

Соответственно, учитывая, что определение надбавки за рыночный риск может носить произвольный характер, Компания исключила ее из расчетных оценок согласно SFAS № 143.

В связи с постоянными изменениями законодательства РФ в будущем возможны изменения требований и потенциальных обязательств, связанных с выбытием долгосрочных активов.

СПРАВЕДЛИВАЯ СТОИМОСТЬ ФИНАНСОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ

SFAS № 107 «Раскрытие информации о справедливой стоимости финансовых инструментов» определяет справедливую стоимость финансовых инструментов как сумму денежных средств, на которую может быть обменен инструмент в сделке, совершаемой в текущий момент и по согласию обеих сторон, а не по принуждению или при продаже в случае ликвидации. Финансовые активы и финансовые обязательства, отраженные в прилагаемых консолидированных балансах, включают в себя денежные средства и их эквиваленты, краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения, дебиторскую и кредиторскую задолженность, краткосрочные займы и прочие краткосрочные и долгосрочные активы и обязательства. Бухгалтерский учет признания и определения стоимости данных элементов раскрывается в соответствующих принципах бухгалтерского учета, которые констатируются в Примечании 28.



Основные аспекты учетной политики



▶ ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Компания, используя доступную рыночную информацию, оценки руководства и подходящую методологию оценок, определила приблизительную справедливую стоимость финансовых инструментов.

НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

В российском законодательстве отсутствует концепция «консолидированного налогоплательщика», таким образом Компания не является консолидированным налогоплательщиком для целей исчисления налога на прибыль, так как каждая компания Группы платит налог самостоятельно. Налог на прибыль исчислялся исходя из налогооблагаемой прибыли, определяемой в соответствии с требованиями Налогового Кодекса Российской Федерации. В прилагаемой консолидированной финансовой отчетности отражены отложенные активы и обязательства по налогу на прибыль, которые рассчитываются Компанией по «методу обязательств» в соответствии с SFAS № 109 «Учет налога на прибыль» и отражают налоговые последствия в будущих периодах на основе эффективной налоговой ставки, вызванные разницей между балансовой стоимостью активов и обязательств и их налогооблагаемой базой, позволяя оперативно реагировать и отражать в отчете о прибылях и убытках изменения в законодательстве по налогу на прибыль, включая изменения величины налоговой ставки. 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 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 нефти 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 (см. Примечание 23). 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.

РАСХОДЫ НА ТРАНСПОРТИРОВКУ

Транспортные расходы в консолидированном отчете о прибылях и убытках представляют собой все расходы на транспортировку нефти и нефтепродуктов, осуществленную по системе трубопроводов «Транснефть», а также железнодорожным и другими видами транспорта.

РАСХОДЫ, СВЯЗАННЫЕ С ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ

Расходы, связанные с ремонтом и профилактическими работами в отношении основных средств предприятий нефтепереработки, отражаются Компанией в том периоде, когда они были понесены.

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.

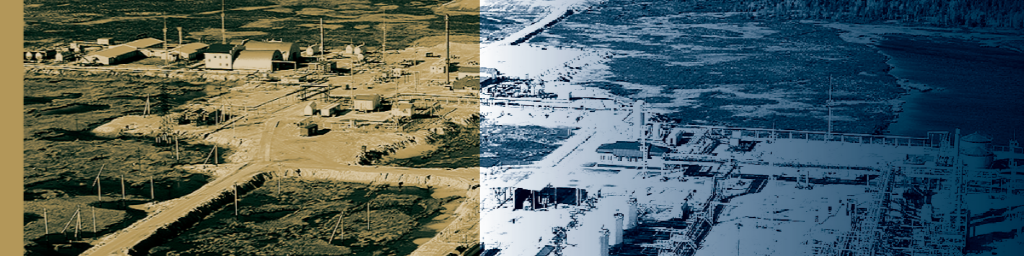
СОВОКУПНЫЙ ДОХОД

Компания применяет положения SFAS № 130 «Отражение совокупного дохода в отчетности». Этот стандарт устанавливает правила расчета и отражения совокупного дохода Компании (чистой прибыли, а также всех прочих изменений чистых активов, не связанных с движением средств собственников Компании) и его отдельных статей в финансовой отчетности. По состоянию на 31 декабря 2003 г. в отчетности Компании отражен прочий накопленный совокупный доход в сумме 13 млн. долл. США, состоящий из нерезализованной прибыли, возникшей в результате дооценки ценных бумаг, имеющихся в наличии для реализации, до их рыночной стоимости. Налоговый эффект по результатам дооценки не возникает. В первой половине 2004 года ценные бумаги были реализованы, нереализованный доход по данным ценным бумагам отражен в составе прочих доходов вместе с прибылью от реализации ценных бумаг. По состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. Компания не имела существенных составляющих прочего совокупного дохода, таким образом, совокупный доход за 2005 и 2004 годы равен чистой прибыли Компании.

УЧЕТ ВОЗМОЖНЫХ БУДУЩИХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ

На дату составления консолидированной финансовой отчетности может существовать ряд условий, которые в даль-

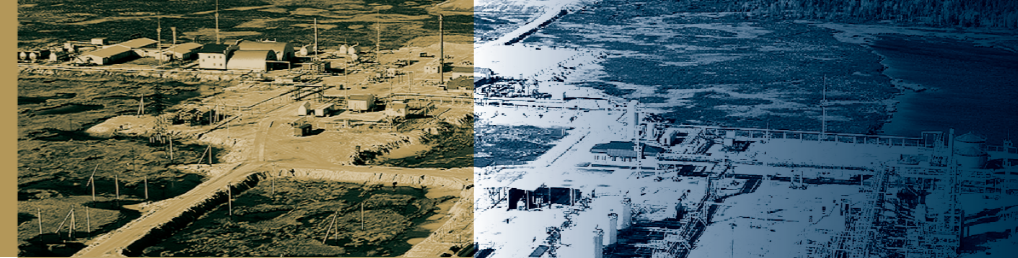
нейшем под воздействием одного или нескольких факторов, не определенных на дату составления финансовой отчетности, могут привести к убыткам или обязательствам для Компании. Руководство Компании оценивает сумму таких возможных будущих обязательств. Оценка производится на основе предположений и включает 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 противоположенная 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



Основные аспекты учетной политики



▶ ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ



Основные аспекты учетной политики

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). Если вероятность будущего убытка является незначительной, то обычно информация о подобном возможном убытке не включается в примечания к финансовой отчетности, за исключением случаев, когда такой возможный убыток относится к выданной гарантии. В таких случаях сущность гарантии подлежит раскрытию. Однако, в некоторых случаях условные обязательства или другие нетипичные случаи будущих обязательств, могут быть отражены в примечаниях к финансовой отчетности, если, по мнению Руководства, основанному на консультациях с юристами или налоговыми консультантами, информация о таких обязательствах может быть необходима акционерам и другим пользователям финансовой отчетности.

НОВЫЕ ПРАВИЛА БУХГАЛТЕРСКОГО УЧЕТА

В ноябре 2004 г. FASB выпустил стандарт SFAS № 151 «Затраты на товарно-материальные ценности», который вносит поправки в раздел 4 стандарта ARB 43. Данным стандартом предусматривается, что нетипичные суммы расходов, вызванных простоем оборудования, расходов по перевозке и транспортировке, отходов производства (производственный брак) должны отражаться в качестве расходов текущего периода. В дополнение к этому в стандарте указывается, что отнесение фиксированных накладных производственных расходов на товарно-материальные ценности должно производиться с учетом нормальной производ-

ственной мощности оборудования. Положения стандарта распространяются на затраты на товарно-материальные ценности, понесенные в финансовом году, начинающемся после 15 июня 2005 г. Компания будет применять положения данного стандарта в отношении затрат на товарно-материальные ценности, понесенных с 1 января 2006 г. Руководство Компании не определило, какое влияние окажет данный стандарт на финансовое положение и результаты деятельности Компании. В мае 2005 г. FASB выпустил стандарт SFAS № 154 «Изменения в учете и исправление искажений». SFAS № 154 заменяет собой Положение APB № 20, «Изменения в учете», и SFAS № 3 «Изменения в промежуточной финансовой отчетности», и изменяет требования к отражению в учете и представлению в отчетности изменений в принципах учета. SFAS № 154 требует ретроспективного отражения в финансовой отчетности всех изменений принципов учета и разрешает делать отступление от этого требования только в случаях, когда невозможно определить эффект изменения на отчетность предыдущих периодов или накопленный эффект изменения, если стандарт, вводящий это изменение, не дает четких рекомендаций по переходу на новые принципы учета. SFAS № 154 оставляет без изменений руководство, содержащееся в APB № 20, по отражению в отчетности исправления ошибок в ранее выпущенной финансовой отчетности и изменений в оценках и допущениях. Компания не может оценить влияние применения данного стандарта на консолидированную финансовую отчетность, поскольку на данный момент нет сведений относительно подобных изменений в учете. В июне 2005 г. рабочая группа FASB по актуальным проблемам («EITF») приняла решение № 05-6

(«EITF 05-6») «Определение сроков амортизации для улучшений арендуемых основных средств». В соответствии с EITF 05-6 улучшения арендованных основных средств, приобретенные в результате объединения компаний, либо произведенные после начала операционной аренды должны амортизироваться по наименьшему из следующих показателей: сроку полезной жизни основного средства или сроку действия аренды, который должен включать разумно оцененные вероятные периоды продления договора аренды на момент осуществления улучшений. EITF 05-6 вступает в действие с отчетного периода, начавшегося после 15 июня 2005 г. и, как ожидается, не будет иметь существенного влияния

на финансовую отчетность Компании. 15 сентября 2005 г. FASB выпустил решение Рабочей группы по актуальным проблемам EITF 04-13 «Учет покупок и реализации товарно-материальных ценностей одному и тому же хозяйственному субъекту». Данным решением предусматривается следующее: определение того, должны ли две или более операций в отношении товарно-материальных ценностей с одним и тем же хозяйствующим субъектом, связанные друг с другом или предполагающие друг друга, рассматриваться как одна операция в целях оценки эффекта согласно Положения APB № 29 «Учет неденежных операций»; определение того, должны ли неденежные

обмены товарно-материальными ценностями в одной и той же сфере деятельности оцениваться по справедливой стоимости. Данное решение вступает в силу в отношении договоров, заключенных в отчетных периодах, начиная с 15 марта 2006 г. и дополнений и изменений к уже существующим договорам начиная с этой даты. Компания не ожидает, что применение решения EITF 04-13 будет иметь существенное влияние на отражение реализации и операционных расходов в финансовой отчетности 2006 года. Компания не обнаружила существенных обменов товарно-материальными ценностями, которые должны учитываться по справедливой стоимости в соответствии с решением EITF 04-13.

ИЗМЕНЕНИЕ УЧЕТНЫХ ПРИНЦИПОВ (3)

SFAS № 143 «УЧЕТ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ, СВЯЗАННЫХ С ВЫБИТИЕМ АКТИВОВ»

С 1 января 2003 г. Компания применяет SFAS № 143 «Учет обязательств, связанных с выбытием активов». Данный стандарт применим к обязательствам, связанным с выбытием долгосрочных материальных активов по истечении срока их полезного использования. В соответствии с SFAS № 143, справедливая стоимость обязательств, связанных с выбытием активов, должна признаваться в том периоде, в котором эти обязательства возникли, если справедливая стоимость может быть достоверно определена. Затраты, связанные с выбытием активов, капитализируются в составе остаточной стоимости долгосрочных активов.

По состоянию на 1 января 2003 г. Компания отразила корректировку по накопленному эффекту изменения в учетных принципах в результате применения данного стандарта, увеличивающую чистую прибыль на 50 млн. долл. США, за вычетом налога на прибыль. Эффект применения данного стандарта включает увеличение остаточной стоимости основных средств на 23 млн. долл. США, уменьшение обязательств, связанных с выбытием активов, на 42 млн. долл. США, увеличение обязательств по отложенному налогу на 16 млн. долл. США.

Эффект от такого изменения в учетных принципах на базовую и разводненную прибыль на акцию за год, оканчивающийся 31 декабря 2003 г., представлен в таблице ниже (в долларах США):

Прибыль на акцию до накопленного эффекта изменения учетных принципов	0,037
Кумулятивный эффект изменения учетных принципов	0,005
Прибыль на акцию – базовая и разводненная	0,042

FIN 46R «КОНСОЛИДАЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ С ПЕРЕМЕННЫМ УЧАСТИЕМ»

FIN 46R был применен, начиная с 1 января 2004 г., для ППУ, созданных после 31 декабря 2003 г., и в отчетном периоде, начинающемся 1 января 2005 г., для всех остальных ППУ. В 2005 году Компания консолидировала отдельные ППУ, которым она предоставляла финансирование в целях строительства сооружений для морского бурения. Данная консолидация не оказала какого-либо

существенного влияния на финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Компания не выявила каких-либо ППУ, в которых имеется существенное переменное участие (в т.ч. существенное косвенное переменное участие), однако где она не являлась бы основным выгодоприобретателем. Компания не выявила каких-либо дочерних предприятий, которые следовало бы исключить при консолидации на основании FIN 46R.

В 2004 году не было выявлено предприятий, требующих консолидации.



Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ ПРИОБРЕТЕНИЯ (4)

ОАО «ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ» И ООО «БАЙКАЛФИНАНСГРУП»

В конце декабря 2004 г. Компания приобрела 100% долю в ООО «Байкалфинансгрупп», которое за несколько дней до этого стало победителем торгов на аукционе по продаже 76,79% акций ОАО «Юганскнефтегаз», которые представляют собой 100% обыкновенных акций ОАО «Юганскнефтегаз». После оплаты цены покупки на аукционе, акции были зарегистрированы на имя ООО «Байкалфинансгрупп» 31 декабря 2004 г. Доля меньшинства в акционерном капитале ОАО «Юганскнефтегаз» составляет 23,21% и находится в собственности ОАО «НК «ЮКОС», при этом ОАО «НК «ЮКОС» одновременно является бывшим владельцем обыкновенных акций, приобретенных ООО «Байкалфинансгрупп» на открытом аукционе, проведенном в рамках исполнительного производства по делу о взыскании налогов, не уплаченных ОАО «НК «ЮКОС» в бюджет. Данная сделка была отражена как приобретение ОАО «Юган-

скнефтегаз», согласно стандарту SFAS № 141 «Объединения компаний».

ОАО «Юганскнефтегаз» занимается разведкой, разработкой, обустройством месторождений и добычей углеводородного сырья в Западной Сибири. Целью сделки было приобретение нефтегазовых активов ОАО «Юганскнефтегаз». Месторождения, принадлежащие ОАО «Юганскнефтегаз», расположены в Ханты-Мансийском Автономном Округе с развитой инфраструктурой и близостью к магистральным нефтепроводам ОАО «АК «Транснефть». Цена, уплаченная на аукционе за акции ОАО «Юганскнефтегаз» (цена приобретения), составила 260 782 млн. руб. (9 398 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату сделки). Как указано в Примечании 26, приобретение Компанией ОАО «Юганскнефтегаз» в настоящее время оспаривается в судах Российской Федерации и США.

Компания консолидировала баланс ОАО «Юганскнефтегаз» на 31 декабря 2004 г. и результаты деятельности ОАО «Юганскнефтегаз» начиная с 1 января 2005 г. Результа-

ты деятельности за 2004 год не консолидировались, поскольку приобретение было осуществлено 31 декабря 2004 г.

Справедливая стоимость приобретенных чистых активов составила 12 204 млн. долл. США, преимущественно исходя из заключения независимого оценщика. Отрицательная деловая репутация, возникшая в результате превышения справедливой стоимости приобретенных чистых активов над ценой покупки, была пропорционально распределена между основными средствами, относящимися к разведке и добыче нефти и газа, и стоимостью прав на добычу нефти и газа. После проведенного Компанией предварительного распределения стоимости приобретения на 31 декабря 2004 г., на 30 сентября 2005 г. были произведены корректировки, отражающие пересмотр Компанией оценки условных обязательств, существовавших на дату приобретения. Существенные изменения предварительного распределения стоимости приобретения подробно рассматриваются ниже.

▶ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ ПРИОБРЕТЕНИЯ

В следующей таблице приведено краткое описание активов (обязательств), приобретенных (принятых) Компанией:

	Окончательное распределение стоимости приобретения	Предварительное распределение стоимости приобретения
АКТИВЫ		
Оборотные средства:		
Денежные средства с ограничением к использованию	14	14
Краткосрочные финансовые вложения	22	22
Дебиторская задолженность	606	3 900
Товарно-материальные запасы	94	94
Расходы будущих периодов	1	1
Итого оборотные средства	737	4 031
Основные средства, относящиеся к разведке и добыче нефти и газа, нетто	7 276	6 017
Стоимость прав на добычу нефти и газа	9 786	6 837
Прочие основные средства, нетто	370	370
Незавершенное строительство	41	41
Отложенные налоговые активы	3	3
Оборудование, полученное в лизинг	175	137
Прочие внеоборотные активы	4	4
Итого внеоборотные средства	17 655	13 409
Итого активы	18 392	17 440
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		
Кредиторская задолженность	(760)	(760)
Краткосрочные займы и кредиты и текущая часть долгосрочных обязательств	(385)	(385)
Задолженность по налогу на прибыль и прочим налогам	(2 231)	(1 395)
Прочая краткосрочная задолженность	(6)	(6)
Итого краткосрочные обязательства	(3 382)	(2 546)
Долгосрочные кредиты и займы, за минусом текущей задолженности	(625)	(625)
Обязательства, связанные с выбытием активов	(387)	(387)
Задолженность по отложенным налогам	(3 834)	(2 759)
Итого долгосрочные обязательства	(4 846)	(3 771)
Итого обязательства	(8 228)	(6 317)
Итого приобретенные чистые активы	10 164	11 123
Доля меньшинства	(766)	(1 725)
Цена приобретения	9 398	9 398

Значительные приобретения

При подготовке промежуточной консолидированной финансовой отчетности за третий квартал 2005 года Компания пересмотрела предыдущие оценки отдельных условных обязательств, существовавших на дату приобретения, и произвела следующие существенные корректировки предварительного распределения стоимости приобретения:

■ На 31 декабря 2004 г. общая задолженность компаний группы ОАО «НК «ЮКОС» за нефть, поставленную до приобретения ОАО «Юганскнефтегаз», составила 3 881 млн. долл. США. В процессе предварительного распределения стоимости приобретения на 31 декабря 2004 г. Компания рассматривала данные суммы в качестве дебиторской задолженности, полностью возмещаемой в течение одного года, исходя из имевшихся на тот момент перспектив (i) погашения задолженности путем переговоров с предыдущими владельцами обыкновенных акций ОАО «НК «ЮКОС», (ii) зачета соответствующих обязательств перед компаниями группы ОАО «НК «ЮКОС», (iii) приобретения контроля над рядом прочих ценных активов ОАО «НК «ЮКОС» для непосредственного погашения дебиторской задолженности, и/или (iv) иных средств, которые могли бы получить поддержку акционера Компании. Такая точка зрения сформировалась на основе информации, имевшейся у Компании непосред-

ственно после приобретения ОАО «Юганскнефтегаз». В течение девяти месяцев 2005 года Компания продолжала оценку каждого из этих вариантов. В конечном итоге, в ходе подготовки консолидированной финансовой отчетности на 30 сентября 2005 г. Компания пришла к выводу о необходимости пересмотра предыдущих оценок. Компания по-прежнему полагает, что ее требования в отношении этих активов являются юридически обоснованными, и что соответствующие суммы будут возмещены в будущем. В то же время, теперь Компания отдает себе отчет в том, что сроки и точная сумма какого-либо возмещения не могут быть оценены с достоверностью. В связи с этим, на 30 сентября 2005 г. Компания в полном объеме создала резерв на данные суммы путем корректировки распределения стоимости приобретения, после зачета дебиторской задолженности в сумме 588 млн. долл. США, с соответствующей кредиторской задолженностью компаний группы ОАО «НК «ЮКОС» на основании законодательно установленного права на погашение обязательств зачетом встречных требований.

■ На 30 сентября 2005 г. Компания начислила резерв по налоговым обязательствам в сумме около 836 млн. долл. США, что отражает предполагавшееся на тот момент погашение налоговых обязательств ОАО «Юганскнефтегаз» перед бюджетом за 1999–2003

годы. Окончательное разрешение данного вопроса произошло в апреле 2006 г. См. также Примечания 26 и 29.

В результате упомянутых выше корректировок и связанного с ними влияния на статьи отложенных налогов и доли меньшинства, на 30 сентября 2005 г. стоимость приобретенных чистых активов (а, следовательно, отрицательная деловая репутация) были уменьшены на 4 246 млн. долл. США. В рамках окончательного распределения стоимости приобретения отрицательная деловая репутация в сумме 2 806 млн. долл. США была пропорционально распределена между основными средствами, относящимися к разведке и добыче нефти и газа, и стоимостью прав на добычу нефти и газа. Влияние на консолидированный отчет о прибылях и убытках данной корректировки по распределению стоимости приобретения было учтено на ретроспективной основе с 1 января 2005 г.

Прочие существенные элементы проведенного Компанией распределения стоимости приобретения включают в себя:

■ Для целей определения стоимости основных средств, относящихся к добыче нефти и газа, прочим основным средствам и незавершенному строительству, которые относятся к доле миноритарных акционеров, Компания использовала оцененную справедливую стоимость, так как предыдущий контролирующий акционер не предоставил историческую

▶ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ ПРИОБРЕТЕНИЯ

стоимость этих внеоборотных активов. Доля миноритарных акционеров, относящаяся к остальным активам и обязательствам, рассчитывалась на основе исторической стоимости этих активов и обязательств.

■ В рамках операционной деятельности ОАО «Юганскнефтегаз» заключает договоры краткосрочной аренды в отношении значительного количества скважин и сопутствующего оборудования и сооружений. Данные договоры заключаются с владельцами скважин, оборудования и сооружений, которыми являются компании группы ОАО «НК ЮКОС». По характеру все такие договоры аренды являются расторгжимыми и истекают, в основном, в течение одного года (см. Примечание 14). Невозможность для Компании продлить данные договоры аренды и/или иным образом получить права на использование скважин и сопутствующего оборудования и сооружений по добыче нефти может повлечь за собой существенные негативные последствия для способности Компании добывать нефть и возместить часть балансовой стоимости основных средств, относящихся к разведке и добыче нефти и газа в сумме 7 276 млн. долл. США, и прав на добычу нефти и газа в сумме 9 786 млн. долл. США, приобретенных в результате объединения компаний. В течение 2005 года все договоры аренды, срок которых истек, были продлены на период до одного года. Руководство Компании планирует предпринять попытки дальнейшего продления указанных договоров аренды и полагает, что, учитывая ведущуюся в настоящее время в отношении ОАО «НК ЮКОС» процедуру банкротства, временный управляющий ОАО «НК ЮКОС», вероятно, имеет

такие же намерения. В результате иска, инициированного ОАО «Юганскнефтегаз», в марте 2006 г. Арбитражный суд г. Москвы постановил, что 100% участия в одной из компаний группы ОАО «НК ЮКОС», которая является наиболее значительным арендодателем, должно быть передано ОАО «НК ЮКОС» к ОАО «Юганскнефтегаз». Данное постановление может быть оспорено, в связи с чем Компания еще не отразила его в консолидированной финансовой отчетности на какую-либо дату. Компания не оценивала, какой эффект (если таковой будет) может иметь эта передача на финансовое состояние и результаты деятельности Компании. Хотя Компания полагает, что ей удастся возобновить упомянутые выше договоры аренды и/или иным образом продолжить добычу полезных ископаемых на соответствующих объектах, какая-либо уверенность в этом отношении отсутствует.

■ Задолженность по отложенным налогам, представленная в упомянутом выше распределении, представляет собой разницу между справедливой стоимостью активов и обязательств ОАО «Юганскнефтегаз» и соответствующими значениями их стоимости для целей налогообложения.

Проформа финансовых отчетов, подготовленных исходя из допущения о том, что приобретение ОАО «Юганскнефтегаз» состоялось на начало 2003 года не представлена в настоящей консолидированной финансовой отчетности, как это требуется согласно стандарту SFAS № 141. Это обусловлено тем, что Компания не имеет доступа к достоверной финансовой информации ОАО «Юганскнефтегаз», подготовленной в соответствии с ГААП США за периоды, предшествующие приобретению.



Значительные приобретения

ОАО «СЕВЕРНАЯ НЕФТЬ»

В июне 2003 г. Компания приобрела 100% акций ОАО «Северная нефть». ОАО «Северная нефть» занимается разведкой, разработкой, обустройством месторождений и добычей углеводородного сырья в Тимано-Печорском

регионе, расположенном в северной части РФ. Целью сделки было приобретение основных средств ОАО «Северная нефть», относящихся к разведке и добыче нефти и газа, с развитой инфраструктурой и близостью к нефтепроводам компании ОАО «АК «Транснефть».

Цена приобретения составила 18 990 млн. руб. (623 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на даты совершения сделок). Оплата была проведена денежными средствами. Стоимость приобретения была полностью отнесена на стоимость приобретенных активов и обязательств следующим образом:

	Окончательное распределение стоимости приобретения
АКТИВЫ	
Оборотные средства	88
Основные средства, относящиеся к разведке и добыче нефти и газа, нетто	233
Стоимость прав на добычу нефти и газа	533
Прочие внеоборотные активы	4
Итого внеоборотные средства	770
Итого активы	858
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	
Краткосрочные обязательства	(235)
Долгосрочные обязательства	–
Итого обязательства	(235)
Итого приобретенные чистые активы	623
Доля меньшинства	–
Цена приобретения	623

Финансовые результаты ОАО «Северная нефть» консолидируются в финансовую отчетность Компании с 1 июля 2003 г. и не являются существенными для раскрытия в проформе финансовых отчетов.

ОАО «ВЕРХНЕЧОНСК-НЕФТЕГАЗ»

В четвертом квартале 2005 года Компания приобрела 7 781 449 обыкновенных акций (25,94% всех обыкновенных акций) ОАО «Верхнечонскнефтегаз». ОАО «Верхнечонскнефтегаз» владеет

лицензией на разработку Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, крупнейшего месторождения нефти в Иркутской области. Покупная стоимость акций составила 230 млн. долл. США, оплата была проведена денежными средствами. В результате распределения цена

приобретения была полностью отнесена на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств. В настоящей консолидированной отчетности вложение в акции ОАО «Верхнечонскнефтегаз» учитывается по методу участия в капитале (см. Примечание 10).

▶ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ ПРИОБРЕТЕНИЯ

ПРИОБРЕТЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ПАКЕТОВ АКЦИЙ

ООО «ЕНИСЕЙНЕФТЬ» И ООО «ТАЙМЫРНЕФТЬ»

В 2003 году Компания приобрела 100% акций Англо-Сибирской Нефтяной Компании («ASOC») за 76 млн. долл. США. Целью сделки было приобретение контроля над компаниями ООО «Таймырнефть» и ООО «Енисейнефть», владеющими соответственно лицензиями на геологоразведку, разработку и добычу в отношении Северо-Ванкорского и Ванкорского месторождений. В результате Компания приобрела 59% ООО «Енисейнефть» и 60% ООО «Таймырнефть». Стоимость приобретения была полностью отнесена на предполагаемую справедливую стоимость активов и обязательств.

В первой половине 2004 года Компания приобрела 100% акций Losiem Commercial за 69 млн. долл. США. В результате данной сделки доля Компании в ООО «Енисейнефть» была увеличена до 95%. Стоимость приобретения была полностью отнесена на предполагаемую справедливую стоимость активов и обязательств. Впоследствии доля Компании в ООО «Енисейнефть» была увеличена до 99%.

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»–ТУАПСИНСКИЙ НПЗ»

В декабре 2004 г. Компания, через своё зарубежное предприятие РН-Интерншл, приобрела 2 152 314

обыкновенных акций (39,38% всех обыкновенных акций) и 907 038 привилегированных акций (49,79% всех привилегированных акций)

ОАО «НК «Роснефть»–Туапсинский НПЗ», доведя свою долю в его уставном капитале до 81,23%.

Покупная стоимость акций составила 184 млн. долл. США, оплата была проведена денежными средствами. Превышение цены приобретения над справедливой стоимостью чистых активов составило 35 млн. долл.

США и учитывается как положительная деловая репутация (см. Примечание 15).

Сопутствующей сделкой по приобретению дополнительной доли в ОАО «НК «Роснефть»–Туапсинский НПЗ» было приобретение 62% акций ОАО «Мото» за 2 млн. долл. США и 67% акций ЗАО «Туапсе-Кемойл» за 4 млн. долл. США. Оба предприятия оказывают услуги по переработке нефти и реализации нефтепродуктов.

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»–КРАСНОДАРНЕФТЕГАЗ»

В декабре 2004 года произошло объединение ОАО «НК «Роснефть»–Термнефть» (Термнефть), которое являлось дочерним предприятием Компании, и ОАО «НК «Роснефть»–Краснодарнефтегаз» (Краснодарнефтегаз) путем конвертации акций Термнефти в акции Краснодарнефтегаза. Объединение не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

В первой половине 2005 года Компания приобрела 33 337 187 обык-

новенных акций (38,66% всех обыкновенных акций) и 17 633 509 привилегированных акций (61,63% всех привилегированных акций) ОАО «НК «Роснефть»–Краснодарнефтегаз», доведя свою долю в его уставном капитале до 95,46%. Покупная стоимость акций составила 110 млн. долл. США, оплата была проведена денежными средствами. В результате распределения цена приобретения была полностью отнесена на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств. Данное распределение является предварительным и будет уточнено после завершения оценки стоимости прав на добычу нефти и газа.

ОАО «СЕЛЬКУПНЕФТЕГАЗ»

В третьем квартале 2005 года Компания приобрела 34 обыкновенных акции (34% всех обыкновенных акций) ОАО «Селькупнефтегаз», доведя свою долю в его уставном капитале до 100%. Покупная стоимость акций составила 20 млн. долл. США, оплата была проведена денежными средствами. В результате распределения цена приобретения была полностью отнесена на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств. Данное распределение является предварительным и будет уточнено после завершения оценки стоимости прав на добычу нефти и газа.

ПРОЧИЕ ИЗМЕНЕНИЯ В СТРУКТУРЕ ДОЧЕРНИХ ПРЕДПРИЯТИЙ КОМПАНИИ

В соответствии с долгосрочной программой реализации непрофильных активов, Компания осуществляет продажу дочерних компаний, занимающихся непрофильными видами деятельности. В течение 2004 года была реализована доля в ЗАО «ФК «Роснефть-Финанс», в 2005 году – в ООО СК «Нефтеполис». В результате реализации доли в консолидированной отчетности за 2004 год отражена прибыль в размере 1 млн. долл. США. Компания также реализовала свою долю в акциях ЗАО «Севморнефтегаз» (см. Примечание 10).

Значительные приобретения



ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ (5)

По состоянию на 31 декабря денежные средства и их эквиваленты включают:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – рубли	414	721	86
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – валюта	394	283	100
Депозиты и денежные средства в пути	365	29	42
Итого денежные средства и их эквиваленты	1 173	1 033	228

По состоянию на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг. денежные средства с ограничением к использованию включают:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Обязательный резерв в ЦБ РФ	13	11	7
Прочие денежные средства с ограничением к использованию	10	14	–
Итого денежные средства с ограничением к использованию	23	25	7

Обязательный резерв ВБРР в ЦБ РФ представляет собой сумму средств, размещенных в ЦБ РФ для обеспечения текущей деятельности банка Компании. Кредитные организации обязаны хранить в ЦБ РФ беспроцентный денежный депозит (обязательный резерв), сумма которого зависит от объема привлеченных кредитной организацией средств и подпадает под определенные ограничения в использовании.

Денежные средства на счетах в валюте представляют собой в основном средства в долларах США. Депозиты представляют собой

банковские депозиты, которые могут быть быстро конвертированы в денежные средства и могут быть восстановлены Компанией в любое время без предварительного уведомления и штрафных санкций. При управлении денежными потоками и кредитными рисками Компания регулярно отслеживает кредитоспособность финансовых и банковских организаций, в которых размещает денежные средства на депозиты. Компания в основном сотрудничает с российскими дочерними банками международных банков, а также с некоторыми крупнейшими российскими банками.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ (6)

По состоянию на 31 декабря краткосрочные финансовые вложения включают:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Краткосрочные займы выданные	27	28	51
Займы связанным сторонам	32	–	199
Торговые ценные бумаги			
Краткосрочные векселя	7	15	10
Государственные и корпоративные облигации	74	50	20
Прочие	10	14	14
Расчеты по векселям с аффилированной стороной	7	26	–
Банковские депозиты	3	3	19
Краткосрочные договора цессии	–	22	–
Инвестиции для перепродажи	2	13	–
Прочие	3	12	2
Итого краткосрочные финансовые вложения	165	183	315

Государственные облигации представляют собой в основном облигации федерального займа, выпущенные Министерством финансов Российской Федерации. Облигации имеют сроки погашения от июня 2007 года до ноября 2021 года, купонный доход в 2005 году от 8,0% до

11,0% годовых и доходность к погашению от 6,2% до 7,9% годовых, в зависимости от выпуска. Корпоративные облигации представляют собой облигации крупных российских компаний. Корпоративные облигации имеют сроки погашения от июля 2007 года

до февраля 2010 года. Процентная ставка по облигациям составляет от 11,00% до 14,65%. Нереализованные прибыли и убытки, возникающие по ценным бумагам, имеющимся в наличии для реализации, не являются существенными.

ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ, НЕТТО (7)

По состоянию на 31 декабря дебиторская задолженность включает:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Покупатели и заказчики	935	3 982	196
Налог на добавленную стоимость к возмещению из бюджета	1 477	518	382
Расчеты по прочим налогам	88	35	20
Ссудная задолженность банка Компании	305	241	139
Прочее	122	98	78
Минус: резерв по сомнительной задолженности	(69)	(75)	(62)
Итого дебиторская задолженность, нетто	2 858	4 799	753

Дебиторская задолженность за реализованную продукцию выражена главным образом в долларах США. Риск неплатежеспособности дебиторов снижается путем использования аккредитивов и авансовых платежей в расчетах с покупателями. В состав налога на добавочную стоимость (НДС) к возмещению из бюджета в основном входит НДС по экспорту, который возмещается в соответствии с налоговым законодательством РФ. По состоянию на 31 декабря 2004 г. дебиторская задолженность покупателей и заказчиков включала задолженность компаний

группы ОАО «НК «ЮКОС» перед ОАО «Юганскнефтегаз» в сумме 3 881 млн. долл. США, возникшую в результате поставок нефти в течение 2004 года. После завершения анализа возможности взыскания данная дебиторская задолженность была полностью списана с учетом существенных неопределенностей относительно сроков и сумм ее погашения. Списание было осуществлено после проведения зачетов взаимных требований на сумму 588 млн. долл. США. См. Примечание 29 касательно процедуры банкротства инициированной в отношении ОАО «НК «ЮКОС».



Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ (8)

По состоянию на 31 декабря товарно-материальные запасы включают:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Материалы	332	276	190
Сырая нефть и газ	300	115	70
Нефтепродукты	182	126	71
Итого товарно-материальные запасы	814	517	331

Остаток по статье «Материалы» в основном включает запасные части, строительные материалы и трубы. Статья «Нефтепродукты» включает таковые как для реализации, так и для внутреннего использования.

АВАНСЫ ВЫДАННЫЕ И ПРОЧИЕ ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА (9)

По состоянию на 31 декабря авансы выданные и прочие оборотные средства включают:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Авансы выданные поставщикам	381	180	126
Страховые платежи	46	8	13
Таможенные расходы	451	41	2
Прочие	19	27	14
Итого авансы выданные и прочие оборотные средства	897	256	155

Таможенные расходы представляют собой в основном расходы по предоплате экспортной пошлины по экспорту нефти и нефтепродуктов (см. Примечание 23).



ДОЛГОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ (10)

По состоянию на 31 декабря долгосрочные финансовые вложения включают:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
ИНВЕСТИЦИИ, УЧЕННЫЕ ПО МЕТОДУ УЧАСТИЯ В КАПИТАЛЕ			
ООО «Компания Полярное Сияние»	94	65	29
ЗАО «Каспий-1»	29	29	16
СП «Роснефть-Шелл Каспиан Венчурз Лимитед»	21	-	-
ОАО «Дальтрансгаз»	11	11	9
ЗАО «Севморнефтегаз»	-	-	36
СП «Адай Петролеум Компани»	2	2	2
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	231	-	-
Прочие	2	1	-
Всего	390	108	92
ЦЕННЫЕ БУМАГИ, ИМЕЮЩИЕСЯ В НАЛИЧИИ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ			
Облигации государственного займа	2	9	3
Долгосрочные векселя	7	98	1
ЦЕННЫЕ БУМАГИ, ХРАНЯЩИЕСЯ ДО СРОКА ПОГАШЕНИЯ			
Долгосрочные займы выданные	2	5	21
Долгосрочные займы, выданные компаниям, инвестиции в которые учитываются по методу участия в капитале	21	36	17
Вложения в совместную деятельность	4	4	12
Инвестиции, учитываемые по себестоимости	10	17	35
Итого долгосрочные финансовые вложения	436	277	181

Доля в прибыли/(убытке) существенных инвестиций, учтенных по методу участия в капитале:

	Доля владения (в процентах) на 31 декабря 2005 г.	Доля в прибыли/(убытке) компаний, учтенных по методу участия в капитале		
		2005 г.	2004 г.	2003 г.
ООО «Компания Полярное Сияние»	50,00	42	50	1
ЗАО «Севморнефтегаз»	-	-	(3)	-
ОАО «Дальтрансгаз»	25,00	-	-	-
СП «Роснефть-Шелл Каспиан Венчурз Лимитед»	51,00	26	-	-
ООО «Роснефть-Стройтрансгаз»	50,00	(17)	-	(7)
ЗАО «Каспий-1»	45,00	-	(1)	-
СП «Адай Петролеум Компани»	50,00	-	-	-
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	25,94	1	-	-
Прочие		(1)	6	6
Итого доля в прибыли		51	52	-

Долгосрочные финансовые вложения

ЗАО «СЕВМОРНЕФТЕГАЗ»

В январе 2002 г. Компания через ОАО «НК «Роснефть»-Пурнефтегаз, а также ОАО «Газпром» через ЗАО «Росшельф», совместно равными долями учредили ЗАО «Севморнефтегаз». Стоимость вложения в акции ЗАО «Севморнефтегаз» составила 17 тыс. долл. США. Основной целью создания ЗАО «Севморнефтегаз» является совместная разработка нефтяного месторождения Приразломное и газоконденсатного месторождения Штокмановское. В декабре 2004 г. было принято решение о реализации доли Компании в проекте другому участнику (Покупателю) и была полностью получена предоплата по договору купли-продажи доли. По состоянию на 31 декабря 2004 и 2003 г. инвестиция учитывалась по методу участия в капитале. Акции ЗАО «Севморнефтегаз» были переданы в собственность Покупателя в первом полугодии 2005 года. В соответствии с условиями реализации доли, до конца июня 2005 г. Покупатель имел право направить Компании письменное требование о выкупе обратно доли в проекте, а Компания была обязана принять и оплатить эту долю. В установленные договором сроки Покупатель не реализовал свое право потребовать обратного выкупа доли, поэтому

в июне 2005 г. отражен доход от реализации доли в ЗАО «Севморнефтегаз» в размере 1 303 млн. долл. США.

ООО «КОМПАНИЯ ПОЛЯРНОЕ СИЯНИЕ» («КПС»)

КПС является обществом с ограниченной ответственностью, 50% которого принадлежит компании «Коноко Филипс Тиман-Печора Инк.» и 50% принадлежит Компании. Основной задачей КПС является разработка Ардалинского месторождения и сопутствующих месторождений Тимано-Печорского бассейна, расположенных в 125 км южнее Баренцева моря за Полярным кругом. Разработка Ардалинского месторождения была начата в конце 1992 года. Первая нефть была добыта в 1994 году.

СП «РОСНЕФТЬ-ШЕЛЛ КАСПИАН ВЕНЧУРЗ ЛИМИТЕД»

СП «Роснефть-Шелл Каспиан Венчурз Лимитед» («СП») является совместным предприятием, в котором Компания имеет 51% участия, но при этом учредительный договор о создании совместного предприятия предусматривает, что основные решения в ходе осуществления деятельности последнего принимаются при условии единогласного

их утверждения участниками, и ни один участник не имеет преимущественного права голоса.

6 февраля 1997 г. Компания через СП подписала соглашение с восемью нефтяными компаниями и государственными структурами России и Казахстана о создании Каспийского трубопроводного консорциума («КТК»). Целью консорциума является проектирование, финансирование, прокладка и эксплуатация нефтепровода от месторождений в Западном Казахстане через Россию в порт Новороссийск. СП имеет 7,5% участия в КТК. В октябре 2001 г. началась промышленная эксплуатация трубопровода.

ОАО «ДАЛЬТРАНСГАЗ»

ОАО «Дальтрансгаз» является оператором программы газификации Сахалинской области, Хабаровского и Приморского краев.

ЗАО «КАСПИЙ-1»

В 1997 году дочернее предприятие Компании осуществило вклад в уставный капитал ЗАО «Каспий-1», которое было создано с целью строительства нефтеперерабатывающего завода в г. Махачкале (Республика Дагестан). Начало промышленной эксплуатации завода планируется на 2006 год.

ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА, ОТНОСЯЩИЕСЯ К РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА, НЕТТО (11)

По состоянию на 31 декабря основные средства, относящиеся к разведке и добыче нефти и газа, включают:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Объекты нефтегазодобычи	12 606	10 524	4 754
Стоимость прав на добычу нефти и газа	10 723	7 562	712
Трубопроводы	1 057	802	293
Основные средства в лизинге (Примечание 14)	214	144	53
Итого	24 600	19 032	5 812
Минус: накопленное истощение	(3 661)	(2 492)	(2 520)
Остаточная стоимость основных средств, относящихся к разведке и добыче нефти и газа	20 939	16 540	3 292

В состав стоимости прав на добычу нефти и газа включены затраты, относящиеся к приобретению прав на недоказанные запасы в сумме 1 382 млн. долл. США по состоянию на 31 декабря 2005 г., 1 051 млн. долл. США по состоянию на 31 декабря 2004 г. и 266 млн. долл. США по состоянию на 31 декабря 2003 г. У Компании существуют определенные планы по разведке и разработке соответствующих месторождений. Руководство Компании полагает, что данные затраты являются окупаемыми.

Для оценки запасов на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг. Компанией были использованы данные по объемам запасов нефти и газа, которые были получены в результате проведения независимой оценки специалистами компании «ДеГольер энд МакНотон». Данный отчет был использован Компанией для расчета износа, истощения и амортизации по основным средствам, относящимся к процессу добычи нефти и газа, за 2005, 2004 и 2003 гг. Кроме того, данный отчет по запасам также использовался для оценки снижения стоимости долгосрочных активов и требуемого дополнительного раскрытия информации о нефтегазовой деятельности (см. дополнительную информацию о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа).

Как описано в параграфе «Износ, истощение и амортизация» Примечания 2, Компания ведет расчет истощения с использованием по-тонного метода на основании доказанных или доказанных разрабатываемых запасов нефти и газа с учетом характера соответствующих затрат. Использование в рамках по-тонного метода данных о доказанных или до-

казанных разрабатываемых запасах предполагает продление лицензий Компании на добычу после истечения существующих сроков их действия в течение всего срока отработки лицензионных месторождений Компании, как подробно рассматривается далее.

Разрабатываемые Компанией месторождения нефти и газа расположены в основном 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 2006 до 2026 гг., при этом сроки действия лицензий на наиболее существенные месторождения истекают между 2013 и 2019 гг., а лицензия на добычу нефти на Приобском месторождении, являющимся крупнейшим из разрабатываемых месторождений, заканчивается в 2019 году. Срок отработки 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 2005 году Компания продлила 39 лицензий на разработку месторождений на сроки, соответствующие ожидаемым срокам разработки месторождений. При этом, случаев отказа в продлении лицензий не было. 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 месторож-

дений, 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 2005 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.

СРП «САХАЛИН-1»

Основным вложением Компании в СРП является участие в СРП «Сахалин-1», оператором которого является компания ExxonMobil, один из участников СРП. В феврале 2001 г. Компания подписала соглашение с Oil and Natural Gas Corporation (далее «ONGC») в отношении СРП «Сахалин-1», что уменьшило долю Компании до 20%. Компания

учитывает оставшуюся долю в СРП по методу «финансирования доли». В октябре 2005 г. на СРП «Сахалин-1» началась промышленная добыча углеводородов, соответственно, доля Компании в запасах углеводородов перенесена в состав доказанных разрабатываемых запасов.

СРП «САХАЛИН-5»

Участниками являются дочернее предприятие Компании и компания BP p.l.c. В марте 2004 г. лицензия Компании на геологическое изучение Кайганско-Васюканского участка недр переоформлена на оператора проекта – ЗАО «Элвари Нефтегаз», которое в свою очередь является 100% дочерним предприятием Elvary Neftegaz Holdings B.V., совместно учрежденной участниками проекта. В июне 2004 г. подписано Акционерное и Операционное Соглашение между участниками и оператором проекта. В соответствии с подписанным соглашением, финансирование проекта в период проведения геолого-разведочных работ полностью осуществляется компанией BP p.l.c., а на этапе разработки BP p.l.c. осуществит финансирование части доли Компании и предоставит кредитную поддержку для получения проектного финансирования. В случае отсутствия положительных результатов по данному проекту убытки несет компания BP p.l.c.. Компания учитывает данное вложение как вложения в зависимые компании, и отражает его по методу участия в капитале.



Основные средства, относящиеся к разведке и добыче нефти и газа, нетто



ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА, ОТНОСЯЩИЕСЯ К РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА, НЕТТО

ПРОЧИЕ ПРОЕКТЫ

Компания также участвует в других проектах по освоению сахалинского шельфа (Западно-Шмидтовский и Восточно-Шмидтовский участки). В соответствии с данными проектами, другой участник этих проектов (компания BP p.l.c.) производит оплату затрат по разведке участков шельфа по поручению Компании. Разведка и разработка месторождений по данным проектам находятся в начальной стадии. Затраты Компании по данным проектам были капитализированы. В настоящее время расходы Компании, связанные с данными инвестициями, незначительны. В июле 2005 г. было подписано соглашение о разделе продукции с Правительством Казахстана в отношении перспективной нефтегазоносной структуры Курмангазы. Участниками СРП являются дочернее предприятие ОАО «НК «Роснефть» – «РН-Казахстан» и дочернее предприятие казахской государственной компании АО «НК «КазМунайГаз» – «КазМунайТениз» с долями

участия 50%/50%. Соглашение предусматривает выплату подписного бонуса в размере 50 млн. долл. США. Часть выплаченной суммы в размере 25 млн. долл. США, приходящаяся на долю «РН-Казахстан», учтена в составе стоимости прав на добычу нефти и газа. Соглашение также предусматривает опцион Российской Федерации на выкуп 25% доли в СП, изымаемой из доли «РН-Казахстан», по будущей рыночной цене после коммерческого обнаружения углеводородов. В случае, если РФ не реализует своих прав на опцион, данная доля подлежит продаже по рыночной цене третьей стороне, либо перераспределению между существующими участниками в равных долях. В случае продажи, средства от продажи доли используются на покрытие прошлых расходов, в том числе на возмещение прошлых расходов «РН-Казахстан», относящихся к проданной доле участия. Остаток средств после покрытия расходов подлежит разделу между «РН-Казахстан» и «КазМунайТениз» в пропорции 50%/50%.



Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОЧИЕ ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА, НЕТТО (12)

По состоянию на 31 декабря прочие основные средства включают:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Буровые платформы	–	–	173
Суда для обслуживания буровых платформ	8	13	97
Здания и сооружения	1 941	1 729	1 277
Машины и оборудование	1 096	1 037	568
Транспортные средства и прочее оборудование	356	314	312
Основные средства, полученные в лизинг (Примечание 14)	12	43	35
Итого	3 413	3 136	2 462
Минус: накопленный износ	(1 383)	(1 378)	(1 399)
Прочие основные средства по остаточной стоимости, нетто	2 030	1 758	1 063

НЕЗАВЕРШЕННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО (13)

Незавершенное строительство включает ряд строительных проектов, а также приобретенное, но не установленное оборудование. По состоянию на 31 декабря незавершенное строительство включает:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Оборудование к установке	100	61	40
Здания и сооружения	303	273	224
Машины и прочее оборудование	106	148	108
Итого незавершенное строительство	509	482	372



ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА В ЛИЗИНГЕ (14)

С 2003 года Компания заключила несколько договоров на лизинг оборудования и прочего имущества.

Компания арендует следующие объекты основных средств по состоянию на 31 декабря:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Оборудование, относящиеся к разведке и добыче нефти и газа	214	144	53
Минус: накопленное истощение	(10)	(2)	(2)
Остаточная стоимость основных средств, относящихся к разведке и добыче нефти и газа	204	142	51
Прочие основные средства			
Здания и сооружения	1	1	–
Машины и оборудование	5	16	12
Транспортные средства	6	26	23
Итого	12	43	35
Минус: накопленная амортизация	(3)	(8)	(2)
Остаточная стоимость прочих основных средств	9	35	33
Итого остаточная стоимость основных средств, полученных в лизинг	213	177	84

Лизинговые платежи по всем основным средствам погашаются следующим образом:

	2005 г.
2006	24
2007	7
2008	5
2009	6
	42
Вмененный процент	(4)
Итого чистые дисконтированные лизинговые платежи	38

ОПЕРАЦИОННАЯ АРЕНДА

Компания имеет обязательства, относящиеся в основном к операционной аренде оборудования относящегося к нефтегазодобыче, в размере 62 млн. долл. США к погашению в следующем году (см. Примечание 4).

Общая сумма расходов по операционной аренде составила:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Итого расходы по аренде	120	16	40
Итого доходы по договорам субаренды	3	–	–



Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ДЕЛОВАЯ РЕПУТАЦИЯ (15)

Положительная деловая репутация в сумме 35 млн. долл. США представляет собой превышение цены приобретения доли в ОАО «НК «Роснефть»-Туап-

синский НПЗ» («ТНПЗ») над справедливой стоимостью соответствующей доли в чистых активах (см. Примечание 4). По состоянию на 31 декабря 2005 г., обесце-

нения положительной деловой репутации, возникшей в результате покупки дополнительной доли в ТНПЗ, не выявлено.

ПРОЧИЕ ВНЕОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА (16)

Прочие внеоборотные средства включают в себя реструктурированную в соответствии с мировым соглашением задолженность ОАО «Сибур-Тюмень» в размере 4 млн. долл. США и 16 млн. долл. США по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг., соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2003 г. данная задолженность числилась в составе дебиторской задолженности (см. Примечание 7). Данная задолженность учитывается по справедливой стоимости, которая была рассчитана на основе графика погашения, и будет полнос-

тью погашена в 2013 году. Часть задолженности ОАО «Сибур-Тюмень» на сумму 417 млн. руб. (15 млн. долл. США) в августе 2005 г. была реализована третьему лицу по договору цессии и была оплачена равными ежемесячными платежами до конца 2005 года.

КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕНИЯ (17)

По состоянию на 31 декабря кредиторская задолженность и начисления включают:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Поставщики и подрядчики	649	875	255
Заработная плата и аналогичные начисления	157	81	51
Авансы полученные	192	66	48
Расчеты по дивидендам	60	16	22
Векселя к уплате	2	3	94
Остатки на счетах клиентов банка	252	245	70
Обязательства по лицензионному соглашению (Примечание 26)	–	30	19
Доходы будущих периодов	3	3	–
Обязательства по приобретению права требования ОАО «НК «ЮКОС» (Примечание 26)	27	–	–
Прочие	16	67	111
Итого кредиторская задолженность и начисления	1 358	1 386	670

Кредиторская задолженность Компании выражена главным образом в рублях. Расчеты по дивидендам представляют собой задолженность по дивидендам по акциям прочих акционеров дочерних предприятий Компании.

КРАТКОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ДОЛГОСРОЧНАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (18)

По состоянию на 31 декабря краткосрочные кредиты и займы включают:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
ЗАЙМЫ И КРЕДИТЫ – ДОЛЛАРЫ США			
Банковские кредиты	794	347	63
Банковские кредиты, привлеченные для финансирования приобретения ОАО «Юганскнефтегаз»	–	701	–
Займы, привлеченные для финансирования приобретения ОАО «Юганскнефтегаз»	–	63	–
Клиентские депозиты	42	30	6
Прочие займы	3	19	23
ЗАЙМЫ И КРЕДИТЫ – РУБЛИ			
Банковские кредиты	9	3	8
Банковские кредиты, привлеченные для финансирования приобретения ОАО «Юганскнефтегаз»	–	678	–
Векселя к уплате	657	382	–
Клиентские депозиты	96	135	155
Прочие займы	453	20	3
	2 054	2 378	258
Текущая часть долгосрочной задолженности	1 951	998	330
Обязательства по обратному выкупу акций в ЗАО «Севморнефтегаз»	–	1 344	–
Итого краткосрочные кредиты и доля долгосрочной задолженности, подлежащая погашению в текущем периоде	4 005	4 720	588

Краткосрочные кредиты, выраженные в долларах США, были привлечены под процентную ставку от ЛИБОР плюс 1% до ЛИБОР плюс 3,32% годовых. Кредиты, выраженные в рублях, были привлечены под процентные ставки от 1,25% до 9% годовых. Векселя в основном подлежат уплате по предъявлению. Ставка по векселям составляет от 0% до 18%. Беспроцентные векселя учитываются по амортизируемой стоимости. Клиентские депозиты представляют собой срочные депозиты клиентов дочернего банка Компании, выраженные в рублях и иностранной валюте. Процентная ставка по рублевым депозитам составляет от 2,5 до 12,6% годовых. Депозиты в иностранной валюте привлечены под процентную

ставку от 2,0 до 12,0% годовых. Обязательство по обратному выкупу доли в ЗАО «Севморнефтегаз» представляло собой предоплату по договору продажи доли в акционерном капитале ЗАО «Севморнефтегаз» (см. Примечание 10). Прочие займы в рублях включают в себя в основном четыре займа ОАО «Юганскнефтегаз» от «ЮКОС Капитал С.а.р.л.», которые были привлечены под ставку 9% годовых и срок погашения которых наступает в 2007 году. По состоянию на 31 декабря 2005 г. данные займы были перенесены в состав краткосрочной задолженности, поскольку кредитор получил право потребовать досрочного погашения задолженности в связи с нарушением условий договоров займа.



Краткосрочные кредиты и долгосрочная задолженность

По состоянию на 31 декабря долгосрочная задолженность включает:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Банковские кредиты – доллары США	4 220	2 759	2 103
Банковские кредиты, привлеченные для финансирования приобретения ОАО «Юганскнефтегаз» – доллары США	5 743	6 465	–
Займы – доллары США	49	67	2
Клиентские депозиты – доллары США	8	9	–
Займы – рубли	9	430	9
Клиентские депозиты – рубли	60	24	2
Облигации дочернего банка – рубли	20	21	19
Прочие долгосрочные обязательства – рубли	40	245	15
	10 149	10 020	2 150
Текущая часть долгосрочной задолженности	(1 951)	(998)	(330)
Итого задолженность по долгосрочным кредитам и займам	8 198	9 022	1 820

Процентные ставки по банковским кредитам и займам, выраженным в долларах США, были от 4,35% до 12,92% годовых. Средневзвешенная процентная ставка по данным кредитам составляла 6,58%, 5,50% и 5,37% (ЛИБОР плюс 2,19%, ЛИБОР плюс 3,10% и ЛИБОР плюс 4,25%) по состоянию на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг. соответственно. Обеспечением по данным кредитам являются экспортные поставки нефти. В 3 квартале 2005 г. Компания привлекла 5-летний кредит от синдиката крупных иностранных банков на сумму 2 000 млн. долл. США под процентную ставку ЛИБОР плюс 1,8% с ежемесячным погашением равными долями. Обеспечением по данному кредиту являются экспортные поставки нефти. Данный кредит был использован на рефинансирование краткосрочных кредитов на сумму 1 335 млн. долл. США, а также нескольких долгосрочных кредитов на сумму 594 млн. долл. США на более выгодных условиях. На 31 декабря 2005 г. банков-

ские кредиты, привлеченные для финансирования приобретения ОАО «Юганскнефтегаз» представляют собой долгосрочный кредит, полученный через государственный банк, со ставкой ЛИБОР плюс 3% годовых с ежемесячным погашением. Данный кредит планируется к полному погашению в 2011 году. Обеспечением по данному кредиту является дебиторская задолженность по долгосрочному экспортному контракту на поставку нефти (см. Примечание 26). Средневзвешенная процентная ставка по займам в долларах США составляет 8,54%, 8,79% и 6,12% по состоянию на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг. соответственно. Клиентские депозиты включают в себя срочные депозиты клиентов дочернего банка, выраженные в рублях и иностранной валюте, срок погашения которых наступает в основном в конце 2006 года. Процентная ставка по рублевым депозитам составляет от 4% до 12,5% годовых, и от 4% до 9% годовых по депозитам в иностранной валюте.

По состоянию на 31 декабря 2005 г. прочие долгосрочные обязательства включают в себя беспроцентные векселя со сроком погашения в конце 2006 года. Векселя показаны по амортизируемой стоимости и входят в состав текущей части долгосрочной задолженности. Как указано в Примечании 29, процентная ставка по некоторым кредитам была снижена. По состоянию на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг. Компания предоставила в качестве обеспечения долгосрочных и краткосрочных кредитов собственные основные средства, участвующие в процессе добычи нефти и газа на сумму ноль, 2 394 млн. руб. и 4 073 млн. руб., соответственно (86 млн. долл. США и 138 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2004 и 2003 гг., соответственно). Уменьшение связано с погашением кредита, под который они были выданы. В основном долгосрочные займы обеспечены экспортными контрактами на поставку сырой нефти. Как правило, условия заключения таких фиксированных

КРАТКОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ДОЛГОСРОЧНАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

договоров предоставляют кредитору прямое право требования в отношении выручки по договорам, которая должна перечисляться напрямую на транзитные валютные (в долларах США) счета Компании в указанных банках, в случае нарушения обязательств по своевременному погашению задолженности.

Ряд кредитных соглашений содержат ограничительные условия в финансовой и других областях, которые Компания, как заемщик, обязана выполнять. Данные ограничительные условия включают в себя соблюдение некоторых финансовых коэффициентов. Вследствие привлечения средств для финансирования приобретения ОАО «Юганскнефтегаз» в декабре 2004 г., консолидации сумм задолженности, активов и обязательств, включая условные обязательства, Компания нарушила некоторые финансовые и другие ограничительные условия действующих кредитных договоров на указанную дату.

По состоянию на 31 декабря 2004 г. долгосрочная часть непогашенной задолженности в соответствии с кредитными соглашениями, по которым ограничительные условия были нарушены, составляла 1 661 млн. долл. США. Компания продолжала классифицировать эту сумму долга как долгосрочную задолженность в консолидированном бухгалтерском балансе на 31 декабря 2004 г. 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 ее новой сферой деятельности. Кредиторы также отказались от своих прав в части случаев неисполнения обязательств, вытекающих из нарушения прочих ограничительных условий.

По состоянию на текущую дату кредиторы предоставили освобождение от обязательств соблюдать такие ограничительные требования при условии, что Компания предоставит кредиторам не позднее 31 декабря 2006 г. приемлемые доказательства того, что Компания:

1. Полностью урегулировала или реструктуризировала налоговые обязательства ОАО «Юганскнефтегаз» за 2004 год, сумма которых не должна превышать установленный лимит;
2. Полностью урегулировала или реструктуризировала налоговые обязательства ОАО «Юганскнефтегаз» за 1999–2003 годы;
3. Полностью урегулировала или реструктуризировала задолженность «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» в сумме 445 млн. долл. США;
4. Полностью урегулировала или реструктуризировала требования банка «Сосьете Женераль С.А.» в соответствии с заключенным договором гарантии применительно к синдицированному кредиту на сумму 1 600 млн. долл. США (см. Примечание 26).

Данные условия распространяются на ряд новых заимствований, привлеченных в 2005 году и в период после указанной даты. Так, по состоянию на 31 декабря 2005 г., 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 2 831 млн. долл. США. Компания продолжала классифицировать эту сумму долга как долгосрочную задолженность в консолидированном балансе на 31 декабря 2005 г. Как указано в Примечании 26, ранее установленное условие потребовать немедлен-

Краткосрочные кредиты и долгосрочная задолженность

ной уплаты задолженности касательно договора гарантии применительно к синдицированному кредиту на сумму

1 000 млн. долл. США было полностью урегулировано в декабре 2005 г. к удовлетворению банков-кредиторов.

Руководство Компании считает, что другие вышеупомянутые условия будут выполнены (см. Примечания 26 и 29).

График погашения долгосрочной задолженности по состоянию на 31 декабря 2005 г. приведен ниже (предполагается, что кредиты не будут истребованы раньше оговоренного срока):

	2005 г.
2006	1 951
2007	1 979
2008	2 035
2009	1 990
2010	2 079
2011 и позже	115
Итого долгосрочная задолженность	10 149

Компания продолжает привлекать кредиты для финансирования своей текущей деятельности и рефинансирования текущих долговых обязательств. Доходы от основной деятельности в значительной

степени зависят от уровня цен на нефть, а также от объемов нефти, которые Компания может продавать на экспорт. В случае долгосрочного снижения цен на нефть и в случае невозможности привлечения внешних

источников дополнительного капитала, Компания может быть вынуждена сократить капитальные затраты, что ограничит ее возможность по поддержанию или увеличению существующих объемов добычи.

АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ (19)

По состоянию на 31 декабря 2004 и 2003 гг. 100% акций Компании принадлежало Правительству Российской Федерации. В июне 2005 г. 100% акций Компании были переданы в качестве вноса в уставный капитал ОАО «Роснефтегаз», 100% акций которого принадлежат Государству в лице Федерального агентства по управлению федеральным имуществом РФ.

В 3 квартале 2005 г. одна акция «Роснефти» была передана Федеральному агентству по управлению федеральным имуществом РФ.

СУММЫ К РАСПРЕДЕЛЕНИЮ СРЕДИ АКЦИОНЕРОВ

Основой для распределения прибыли служит неконсолидированная бухгалтерская отчетность Компании, составленная по российским стандартам, и существенно отличающаяся от отчетности по ГААП США (см. Примечание 2). В соответствии с российским законодательством, такое распределение осуществляется исходя из чистой прибыли текущего года, рассчитанной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского

учета. По российскому законодательству, дивиденды не могут быть больше бухгалтерской прибыли, полученной за отчетный период. Однако законы и другие законодательные нормы, определяющие права акционеров на получение дивидендов, допускают различное юридическое толкование. В июне 2005 г. на годовом общем собрании акционеров было принято решение объявить дивиденды по обыкновенным акциям Компании за 2004 году в размере 1 755 млн. руб. или 61 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на дату принятия решения, что составляет 0,007 долларов США на одну акцию.

В 3 квартале 2005 г. произошло увеличение количества обыкновенных акций Роснефти путем дробления одной обыкновенной акции номинальной стоимостью 1 рубль на сто обыкновенных акций номинальной стоимостью 0,01 рубля. В результате общее количество акций составило 9 092 174 000 штук. Данные о величине чистой прибыли на акцию за 2005 г. и сопоставимые данные за 2004 и 2003 гг. рассчитаны ретроспективно исходя из нового количества акций в обращении.



Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ И ПРОЧИМ НАЛОГАМ (20)

По состоянию на 31 декабря задолженность по налогу на прибыль и прочим налогам Компании включает:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	1 158	994	47
Налог на добавленную стоимость	776	282	34
Акцизы	62	14	14
Налог на доходы физических лиц	19	13	6
Налог на имущество	18	24	12
Налог на прибыль	644	216	8
Прочие	133	17	10
Итого задолженность по налогу на прибыль и прочим налогам	2 810	1 560	131

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, СВЯЗАННЫЕ С ВЫБИТИЕМ АКТИВОВ (21)

Изменение обязательств, связанных с выбытием активов, выглядит следующим образом:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Обязательства, связанные с выбытием активов, на начало отчетного периода	555	126	140
Накопленный эффект от применения SFAS № 143 на 1 января 2003 г.	–	–	(42)
Признание дополнительных обязательств по новым скважинам	5	5	16
Прирост обязательств	35	8	12
(Уменьшение) / увеличение обязательств в результате изменения оценочных данных	(27)	29	–
Приобретенное обязательство ОАО «Юганскнефтегаз»	–	387	–
Расходы, понесенные по ранее начисленным обязательствам	(2)	–	–
Обязательства, связанные с выбытием активов, на конец отчетного периода	566	555	126

ДОЛЯ ПРОЧИХ АКЦИОНЕРОВ В ДОЧЕРНИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ (22)

По состоянию на 31 декабря доля прочих акционеров в дочерних предприятиях Компании включает:

КОМПАНИЯ	2005 г.		2004 г.		2003 г.	
	Доли меньшин- ства	Доли меньшин- ства в чистых активах	Доли меньшин- ства	Доли меньшин- ства в чистых активах	Доли меньшин- ства	Доли меньшин- ства в чистых активах
	%		%			
ОАО «НК «Роснефть» – Пурнефтегаз»	16,91	317	16,91	194	16,91	158
ОАО «НК «Роснефть» – Сахалинморнефтегаз»	35,38	218	35,63	221	36,66	231
ОАО «НК «Роснефть» – Краснодарнефтегаз»	4,54	16	49,22	101	48,94	85
ОАО «НК «Роснефть» – Ставропольнефтегаз»	24,82	21	28,05	19	28,05	23
ОАО «НК «Роснефть» – Туапсенефтепродукт»	62,00	133	62,00	130	62,00	115
ОАО «НК «Роснефть» – Комсомольский НПЗ»	20,02	11	22,69	13	22,69	12
ОАО «НК «Роснефть» – Туапсинский НПЗ»	18,77	12	18,49	10	60,47	30
ОАО «Юганскнефтегаз»	23,21	1 000	23,21	1 725	–	–
Прочие		132		122		135
Итого		1 860		2 535		789

Доля прочих акционеров в дочерних предприятиях представлена в основном привилегированными акциями.

ПРАВА, СВЯЗАННЫЕ С ВЛАДЕНИЕМ ПРИВИЛЕГИРОВАННЫМИ АКЦИЯМИ

Если на годовом собрании акционеров не принимается иного решения, привилегированные акции дают держателю право на получение годового дивиденда в размере их номинальной стоимости. Дивиденд, начисленный на привилегированную акцию, не может быть меньше дивиденда, начисленного на обыкновенную акцию. Привилегированные акции обладают правом голоса на собраниях только при голосовании по следующим вопросам: изменение суммы дивиденда, подлежащего выплате на привилегированные акции; выпуск дополнительных акций, дающих держателям права большие, чем права держателей привилегированных акций; ликви-

дация или реорганизация Компании. Изменения по любому из перечисленных вопросов, кроме ликвидации и реорганизации, могут быть приняты только в том случае, если за них проголосовало более 75% держателей всех акций. Держатели привилегированных акций получают те же права при голосовании, что и держатели обыкновенных акций в том случае, если дивиденды не объявлялись или объявлялись, но не были выплачены по привилегированным акциям. При ликвидации Предприятия акционеры имеют право на получение части чистых активов Предприятия. В соответствии с российским законом «Об акционерных обществах» и уставом Компании, при ликвидации держатели привилегированных акций имеют право преимущественного требования выплаты объяв-



Доля прочих акционеров в дочерних предприятиях

ленных, но не выплаченных дивидендов по сравнению с держателями обыкновенных акций. При ликвидации общества владельцы привилегированных и обыкновенных акций имеют равные права при распределении ликвидационной стоимости. Дивиденды по привилегиро-

ванным акциям ОАО «Юганскнефтегаз» не выплачивались с 1998 года. В связи с этим, держатели привилегированных акций имеют равные права с держателями обыкновенных акций при голосовании по всем вопросам, выносимым на собрание акционеров.

Согласно уставу большинства дочерних предприятий Компании, сумма дивидендов по привилегированным акциям обычно составляет 10% от чистой прибыли, определенной в соответствии с российским законодательством о бухгалтерском учете.

ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ И ОТНОСЯЩИЕСЯ К НЕЙ НАЛОГИ (23)

Выручка от реализации включает следующие налоги:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Реализация нефти и газа			
Экспортная пошлина	5 322	535	272
Акциз	–	–	5
Реализация нефтепродуктов и услуг по переработке нефти			
Экспортная пошлина	942	171	134
Акциз	17	46	25
Вспомогательные услуги и прочая реализация			
Экспортные пошлины	–	–	–
Акциз	–	8	–
Итого налоги, относящиеся к выручке	6 281	760	436

НАЛОГИ (24)

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, налог на прибыль включает:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Текущий налог на прибыль	1 688	309	244
Отложенный налог на прибыль	(79)	(11)	(43)
Итого налог на прибыль	1 609	298	201

Компания не является налогоплательщиком по консолидированной отчетности, то есть каждое дочернее предприятие предоставляет отдельную декларацию в соответствующие налоговые органы в основном в Российской Федерации.

НАЛОГИ

Временные разницы, возникающие между данными настоящей консолидированной финансовой отчетностью и налоговыми данными, привели к возникновению следующих отложенных активов и обязательств по налогу на прибыль по состоянию на 31 декабря:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
ОТЛОЖЕННЫЙ АКТИВ ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ, ВОЗНИКШИЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ НАЛОГОВОГО ЭФФЕКТА ПО СЛЕДУЮЩИМ СТАТЬЯМ:			
Отложенные вычитаемые расходы по СРП «Сахалин-1»	101	–	–
Обязательства, связанные с выбытием активов	54	36	30
Основные средства	75	74	54
Авансы выданные и прочие оборотные средства	14	–	–
Дебиторская задолженность	9	15	15
Кредиторская задолженность и начисления	32	8	–
Товарно-материальные запасы	12	9	6
Долгосрочные финансовые вложения	5	6	2
Краткосрочные финансовые вложения	3	1	3
Прочие	22	–	–
Итого	327	149	110
Резерв под отложенный актив по налогу на прибыль	(271)	(116)	(67)
Отложенный актив по налогу на прибыль	56	33	43
ОТЛОЖЕННОЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВО ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ, ВОЗНИКШЕЕ В РЕЗУЛЬТАТЕ НАЛОГОВОГО ЭФФЕКТА ПО СЛЕДУЮЩИМ СТАТЬЯМ:			
Долгосрочная задолженность	–	–	(7)
Стоимость прав на добычу нефти и газа	(2 172)	(1 641)	–
Основные средства и прочее	(1 564)	(1 213)	(68)
Отложенное обязательство по налогу на прибыль	(3 736)	(2 854)	(75)
Чистое отложенное обязательство по налогу на прибыль	(3 680)	(2 821)	(32)

Отложенное обязательство по налогу на прибыль, сформировавшееся в результате налогового эффекта по статьям «Стоимость прав на добычу нефти и газа» и «Основные средства и прочее», включает в себя отложенное налоговое обязательство, возникшее в связи с покупкой доли в ОАО «Юганскнефтегаз», в размере 3 590 млн. долл. США, а также дополнительной доли в ОАО «НК «Роснефть»-Туапсинский НПЗ», в размере 38 млн. долл. США.

Классификация отложенного налога:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Отложенные налоговые активы – текущие	48	28	23
Отложенные налоговые активы – долгосрочные	8	5	20
Задолженность по отложенным налогам – текущая	(40)	–	(4)
Задолженность по отложенным налогам – долгосрочная	(3 696)	(2 854)	(71)

Налоги

Хотя Компания не является единым налогоплательщиком на основе консолидированной отчетности, расчётная сумма налога на прибыль соотносится с фактическими расходами за годы, оканчивающиеся 31 декабря, следующим образом:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Налогооблагаемая прибыль	6 214	1 201	589
Ставка налога на прибыль	24,00%	24,00%	24,00%
Расчётный налог на прибыль	1 491	288	141
Добавить (исключить) влияние следующих факторов:			
Пени по налогу на прибыль	66	–	–
Изменение величины резерва под отложенный актив по налогу на прибыль	155	44	8
Эффект льготных ставок по налогу на прибыль	(128)	–	–
Использование не признанного ранее актива	(24)	–	–
Постоянные разницы, возникающие вследствие:			
Расходы, не уменьшающие налогооблагаемую базу, нетто	45	4	70
Курсовые разницы	(59)	(23)	(15)
Прочие постоянные разницы	63	(15)	(3)
Налог на прибыль	1 609	298	201

ОАО «Юганскнефтегаз» и ОАО «НК «Роснефть»-Пурнефтегаз» в 2005 году уплачивали налог на прибыль в бюджет субъектов РФ по ставкам, пониженным на 3,5%–4%, в связи с использованием льгот по налогу на прибыль, установленных региональным законодательством. В соответствии с законами, льгота предоставляется предприятиям, добывающим нефть и (или) газовый конденсат, реализующим на территории регионов программы капитальных вложений, согласованные с администрацией регионов, участвующим в реализации социальных программ, и обеспечивающих рост налоговых поступлений в региональный бюджет. Данная льгота предоставляется на ежегодной основе.

Кроме налога на прибыль Компания уплачивает следующие налоги, перечисленные ниже:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	4 716	739	461
Акцизы	224	34	–
Отчисления на социальное страхование	118	98	69
Налог на имущество	73	40	42
Налог на землю	14	13	9
Транспортный налог	2	1	1
Штрафы и пени по налогам	64	16	7
Прочие налоги и платежи	53	16	53
Налоги, за исключением налога на прибыль	5 264	957	642

ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (25)

В ходе своей обычной деятельности Компания регулярно совершает операции с другими предприятиями, которые напрямую или косвенно контролируются Правительством Российской Федерации. Такими предприятиями являются подразделения РАО «ЕЭС», ОАО «Газпром», ОАО «РЖД», ОАО «Сбербанк», ОАО «Внешэкономбанк», ОАО «Внеш-

торгбанк», ОАО «Газпромбанк», ОАО «АК «Транснефть», а также органы федеральной власти, в том числе налоговые органы. Руководство рассматривает данные коммерческие отношения как часть обычной основной деятельности в Российской Федерации и полагает, что в обозримом будущем они будут оставаться неизменными.

Суммы операций с компаниями, которые контролируются Правительством Российской Федерации, за каждый из отчетных периодов, заканчивающихся 31 декабря, а также суммы остатков по расчетам со связанными сторонами указаны в таблицах ниже:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ			
Реализация нефтепродуктов	195	78	53
Реализация газа	19	12	7
Доход от реализации доли в ОАО «Севморнефтегаз» (см. Примечание 10)	1 303	-	-
Прочие доходы	2	1	-
	1 519	91	60
ЗАТРАТЫ И РАСХОДЫ			
Транспортные расходы	1 305	430	361
Прочие расходы	1	-	10
	1 306	430	371
ПРОЧИЕ ОПЕРАЦИИ			
Приобретение основных средств	9	1	2
Приобретение финансовых вложений	38	294	128
Реализация финансовых вложений	38	725	128
Займы выданные	574	-	214
Погашение займов выданных	574	-	313
Поступление кредитов	1 527	9 479	513
Выплата кредитов	3 458	192	305
Депозиты открытые	1 945	226	82
Депозиты погашенные	1 762	226	83
Проценты к получению по кредитам	487	56	52
Проценты к получению по депозитам	-	1	-
Банковская комиссия	12	2	1
АКТИВЫ			
Остатки на расчетных счетах	376	702	28
Покупатели и заказчики	23	2	5
Авансы выданные	154	14	7
Займы выданные	-	-	1
Депозиты открытые	180	-	-
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Авансы полученные	4	2	3
Займы и кредиты полученные (включая проценты)	6 890	10 506	858
	6 894	10 508	861

Операции со связанными сторонами

Суммы операций с прочими связанными сторонами, которые представляют собой в основном предприятия, учитываемые по методу участия в капитале, и совместную деятельность, за каждый из отчетных периодов, заканчивающихся 31 декабря, а также суммы остатков по расчетам со связанными сторонами указаны в таблицах ниже:

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ			
Реализация нефти	27	2	2
Реализация нефтепродуктов	50	4	1
Реализация газа	-	-	4
Реализация товарно-материальных ценностей	1	2	7
Реализация услуг	56	34	6
Прочие доходы	3	-	1
	137	42	21
ЗАТРАТЫ И РАСХОДЫ			
Покупка нефти	-	-	4
Покупка нефтепродуктов	1	6	-
Расходы по услугам	55	22	12
Покупка товарно-материальных ценностей	1	1	1
Прочие расходы	8	3	2
	65	32	19
ПРОЧИЕ ОПЕРАЦИИ:			
Приобретение основных средств	73	21	29
Лизинговые платежи	29	14	8
Приобретение векселей	345	756	1
Реализация векселей	514	809	43
Дивиденды полученные	19	13	-
Займы выданные	61	63	52
Погашение займов выданных	46	52	-
Поступление кредитов	-	612	-
Выплата кредитов	8	664	-

Приобретение и реализация векселей представляет собой операции с аффилированной финансовой компанией в целях управления ликвидностью для осуществления расчетов с поставщиками и подрядчиками.

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
АКТИВЫ			
Покупатели и заказчики	12	14	3
Авансы выданные	-	4	5
Векселя к получению	30	142	199
Займы выданные	98	90	36
Прочая дебиторская задолженность	1	1	1
	141	251	244
ПАССИВЫ			
Поставщики и подрядчики	7	8	3
Авансы полученные	1	-	-
Векселя к уплате	12	15	-
Займы полученные (включая проценты)	2	23	27
Остатки на расчетных счетах в дочерних банках Компании	3	6	3
Депозиты в дочерних банках Компании	1	1	21
Прочая кредиторская задолженность	-	-	1
	26	53	55

УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ВОЗМОЖНЫЕ УБЫТКИ (26)

ПОЛИТИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СИТУАЦИЯ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Несмотря на то, что российская экономика считается рыночной, она продолжает демонстрировать определенные особенности, более свойственные экономике переходного периода. К таким характерным для переходного периода особенностям относятся относительно высокий уровень инфляции и наличие системы валютного контроля, приводящей к неконвертируемости национальной валюты за рубежом. Кроме того, нормы законодательства и их трактование, правоприменение и судебное право продолжают изменяться. В числе прочих норм законодательства и прочих ограничений существенное влияние на отрасль деятельности Компании оказывают следующие вопросы: права на недропользование, защита окружающей среды, рекультивация земли и ликвидация последствий деятельности, транспортировка и экспорт, корпоративное управление, налогообложение и прочее.

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ

Система налогообложения в Российской Федерации постоянно развивается и меняется. Ряд различных законодательных и нормативных актов в области налогообложения не всегда четко сформулированы. Нередки случаи расхождения во мнениях при их интерпретации между местными, региональными и федеральными налоговыми органами. В настоящее время действует жесткий режим начисления штрафов и пеней, связанных с отраженными и выявленными нарушениями российских законов, постановлений и соответствующих нормативов. Штрафы и пени начисляются при обнаружении занижения налоговых обязательств. Как следствие, сумма

штрафов и пеней может превышать сумму неотраженного налога. В Российской Федерации налоговая декларация подлежит пересмотру и проверке в течение трех лет. Проведение выездной налоговой проверки или проверки любой налоговой декларации, относящейся к этому году, не означает, что в течение указанного трехлетнего периода не может быть проведена повторная налоговая проверка. Принципы определения цены и ценообразования в Российской Федерации вступили в юридическую силу в 1999 году. В соответствии с указанными принципами налоговый орган вправе вынести решение о доначислении налога и пени применительно к контролируемым сделкам, если цена сделки отклоняется от рыночной на 20%. К контролируемым сделкам относятся сделки между взаимозависимыми сторонами и некоторые виды сделок между независимыми сторонами, такие как внешнеторговые сделки, в рамках которых цены отклоняются более чем на 20%. Российские принципы определения рыночных цен отличаются неопределенностью, что открывает широкие возможности для их толкования российскими налоговыми органами и судами. Из-за неопределенности толкования принципов определения рыночных цен налоговые органы могут оспорить цены, примененные компаниями Группы, и предложить их корректировки. Если суд согласится с предложенными корректировками и они будут произведены на основании судебного решения, то это может оказать негативное влияние на будущие финансовые результаты Группы. Помимо этого, Группа может понести значительные убытки, связанные с доначислением не оплаченных полностью налоговых обязательств, пени и штрафов, что может иметь негативные последствия для финансового положения Группы и результатов ее операционной деятельности. Руко-

водство Группы полагает, что вероятность возникновения указанных условных налоговых обязательств, связанных с разным толкованием принципов, является скорее низкой, чем средней или высокой, при этом сумма условных налоговых обязательств не может быть оценена с высокой степенью надежности. В течение 2004 года в отношении ОАО «Юганскнефтегаз» проводились налоговые проверки за 1999–2003 годы, результаты которых обжалуются в судебном порядке (см. параграф «Судебные разбирательства» данного Примечания). В течение 2005 года проводились налоговые проверки нескольких дочерних предприятий Компании за 2002–2003 годы. В настоящий момент результаты этих проверок обжалованы в различных инстанциях. Руководство Компании считает, что окончательные решения не окажут существенного влияния на финансовую отчетность Компании. В целом руководство считает, что Группа уплатила или начислила все установленные законом налоги. Применительно к сделкам, в отношении которых существует неопределенность, Группа начислила налоговые обязательства в соответствии с лучшей оценкой руководства вероятного оттока ресурсов, с целью получения экономической выгоды, которые потребуются для урегулирования указанных обязательств. Выявленные на отчетную дату возможные обязательства, которые руководство определяет как

разным толкованием налогового законодательства и нормативных актов, не начисляются в консолидированной финансовой отчетности.

ПРОГРАММЫ ПО РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ГЕОЛОГОРАЗВЕДКЕ И ПЕРЕОСНАЩЕНИЮ ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ И СБЫТОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Компания и ее дочерние предприятия вовлечены в программы по разработке месторождений и геологоразведке, а также по переоснащению перерабатывающих и сбытовых предприятий. Бюджеты на данные мероприятия, как правило, утверждаются на ежегодной основе. В зависимости от складывающейся ситуации на рынке фактические расходы могут отличаться от запланированных бюджетом оценок. После выкупа в конце 2004 года дополнительных 40% акций ТНПЗ у миноритарных акционеров, его загрузка осуществляется на 100% сырьем Компании. Это также дало возможность развернуть полномасштабные работы по модернизации данного НПЗ. Реконструкция проводится с целью повышения коммерческой эффективности, увеличения мощности завода и глубины переработки нефти. Финансирование предстоящих затрат планируется в основном за счет собственных средств. Наряду с этим Компания занимается поиском дополнительных внешних источников финансирования. По мнению руководства, Компания получит все необ-

ходимое финансирование для завершения существующих и планируемых проектов.

ВОПРОСЫ ЗАЩИТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В силу специфики деятельности, Роснефть и ее дочерние предприятия подпадают под действие законодательства об охране окружающей среды и природных ресурсов. Большая часть обязательств, возникших в результате нарушения данного законодательства, возникает в случаях аварийной утечки нефти, приводящей к загрязнению земли, воды и окружающей среды сверх допустимого уровня. Выплаченные штрафы и иные обязательства за загрязнение природной среды Компания считает незначительными в масштабах своей деятельности. В своей операционной деятельности Компания стремится соответствовать международным стандартам по охране окружающей среды и постоянно контролирует соответствие данным стандартам. В целях улучшения природоохранной деятельности, Компания принимает ряд мероприятий по уменьшению отрицательного воздействия текущей деятельности на окружающую среду. Так, Компания разработала Комплексную программу по охране окружающей среды и безопасности производства; в 2000 году Роснефть подписала соглашение с МЧС РФ о создании Центров по защите окружающей среды для уменьшения риска загрязнения среды в регионах, где Роснефть осуществляет свою деятельность.

Условные обязательства и возможные убытки



УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ВОЗМОЖНЫЕ УБЫТКИ

В Российской Федерации законодательство, регулирующее защиту окружающей среды, находится в стадии развития, и Компания оценивает свои обязательства в соответствии с ним. В настоящее время не представляется возможным оценить с достаточной точностью обязательства Компании, в случае если законодательство будет изменено (если оно будет изменено). Тем не менее, руководство Компании считает, что при условии сохранения существующего законодательства Компания не имеет вероятных обязательств, которые необходимо было бы доначислить сверх сумм, уже отраженных в консолидированной финансовой отчетности, и которые могут иметь существенное негативное влияние на результаты хозяйственной деятельности или на финансовое состояние Компании. См. также Примечание 29.

ПЕНСИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Компания и ее дочерние предприятия производят отчисления в государственный Пенсионный фонд Российской Федерации. Данные отчисления рассчитываются работодателем как процент от суммы заработной платы до налогообложения и относятся на затраты по мере начисления. Компания участвует в корпоративном пенсионном фонде для финансирования негосударственных пенсий работников. Фонд предполагает пенсионный план с заранее определенными взносами. В 2005, 2004 и 2003 гг. Компания перечислила в корпоративный пенсионный фонд 16 млн. долл. США, 13 млн. долл. США и 17 млн. долл. США, соответственно.

СТРАХОВАНИЕ

Компания осуществляет страхование своих активов в компании ООО «СК «Нефтеполис» (связанная сторона).

По состоянию на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг. сумма страхового обеспечения по указанным активам составила 1 420 млн. долл. США, 661 млн. долл. США и 2 264 млн. долл. США, соответственно. На российском рынке страховых услуг риск приостановки деятельности предприятия, как правило, не является объектом страхования.

ОБЪЕКТЫ СОЦИАЛЬНОЙ СФЕРЫ

В собственности Компании находятся объекты социальной сферы, предназначенные для использования сотрудниками Компании. Согласно Указу Президента РФ о приватизации государственных предприятий, Компания должна будет практически безвозмездно передать объекты социальной сферы на баланс местных администраций. Поскольку Компания фактически не имеет прав собственности на данные объекты, они не отражены в ее консолидированной финансовой отчетности. Тем не менее, Компания обязана обеспечивать функционирование данных объектов. Расходы Компании на социальную инфраструктуру и прочие аналогичные расходы составили 66 млн. долл. США, 81 млн. долл. США и 81 млн. долл. США в 2005, 2004 и 2003 гг., соответственно. Данные расходы учтены в отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе в составе прочих расходов.

РАСХОДЫ НА БЛАГОТВОРИТЕЛЬНОСТЬ И СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ

Взносы на благотворительность и социальные программы производились в различных регионах России, в которых Компания осуществляет деятельность, и составили 25 млн. долл. США, 44 млн. долл. США и 53 млн. долл. США за 2005, 2004 и 2003 гг., соответственно. Данные расходы

учтены в отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе в составе прочих расходов.

ГАРАНТИИ И ВОЗМЕЩЕНИЯ

По состоянию на 31 декабря 2005 г. Компания имеет гарантии в качестве обеспечения некоторых кредитных договоров. В соответствии с заключенными договорами Компания принимает обязательство перед банками по первому требованию исполнить гарантированные обязательства и уплатить банку любую сумму неуплаченных гарантированных обязательств, включая проценты, причитающиеся от заемщика банку. Все платежи, которые Компания должна осуществить по предоставленным гарантиям, осуществляются без какого-либо зачета или встречного требования. Обязательства Компании по выданным га-

рантиям действительны при любом изменении гарантированных обязательств. После уплаты и полного удовлетворения всех сумм в соответствии с гарантиями Компания имеет право осуществить свои права на передачу своей части всех соответствующих прав банка в отношении заемщика в соответствии с кредитными договорами. В случае если Компания осуществляет платеж по гарантии, у нее возникает право обратного требования этого платежа у дебитора. Компания и группа банков, возглавляемых банком Сосьете Женераль С.А., заключили соглашение, в соответствии с которым Компания приобретает право требования остатка задолженности по синдцированному кредиту ОАО «НК «ЮКОС» в 1 000 млн. долл. США. В соответствии с условиями данного соглашения,

переход права требования от банков к Компании осуществился в марте 2006 года после оплаты банкам суммы остатка задолженности по основному долгу, начисленных процентов, юридических услуг и прочего в общей сумме приблизительно 483 млн. долл. США. На 31 декабря 2005 г. обязательство Компании в части признанного убытка по данной сделке учтено как обязательство по приобретению права требования ОАО «НК «ЮКОС» (см. Примечание 17). По оценке Компании, приобретенный долг будет либо погашен, либо иначе реализован до начала 2007 года. После осуществления платежей по данному соглашению в марте 2006 года гарантийные обязательства ОАО «Юганскнефтегаз» по кредиту, указанному выше, стали внутригрупповыми по своей природе.

По состоянию на 31 декабря 2005 г. прочие гарантии включают в себя:

Название банка (бенефициара)	Имя заемщика	Дата окончания срока договора	Сумма основного долга по договору	Сумма непогашенной задолженности по основному долгу на 31 декабря 2005 г.
Сосьете Женераль С.А. (агент)	ОАО «НК «ЮКОС»	29 мая 2009 г.	1 600	656
АБН АМРО	ОАО «Роснефтегаз»	30 декабря 2008 г.	7 500	7 227

В мае 2005 г. в компания «Моравел Инвестментс Лимитед», аффилированная компания ОАО «НК «ЮКОС», предъявила иск ОАО «Юганскнефтегаз» в Международном Арбитражном Суде Лондона о взыскании суммы в 662 млн. долл. США, относящихся к кредиту в 1 600 млн. долл. США от банка Сосьете Женераль С.А. Компания активно оспаривает данный иск. Рассмотрение

указанного иска назначено на июль 2006 г. По мнению руководства Компании, платежи по данной гарантии маловероятны. Решением арбитражного суда г. Москвы 17 марта 2006 г. договор гарантии (поручительства) ОАО «Юганскнефтегаз» перед Сосьете Женераль С.А. по кредиту, выданному ОАО «НК «ЮКОС», на сумму 1 600 млн. долл. США, был признан недействитель-

ным. Несмотря на то, что это решение будет оспорено ОАО «НК «ЮКОС» в соответствии с общепринятой юридической практикой, руководство компании полагает, что данное решение усиливает позиции Компании в Международном Арбитражном Суде Лондона. Компания согласилась гарантировать возмещение ONGC убытков в случае потери Российскими участниками СРП их доли в проекте.

УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ВОЗМОЖНЫЕ УБЫТКИ

СУДЕБНЫЕ РАЗБИРАТЕЛЬСТВА

В апреле 2004 г. Администрация Ненецкого автономного округа («НАО») предъявила в Арбитражный суд г. Москвы иск к ОАО «Северная нефть» о взыскании 19 млн. долл. США основного долга (отраженного в отчетности по состоянию на 31 декабря 2004 г.) и 11 млн. долл. США пени за просрочку платежа по отчислениям на социально-экономическое развитие НАО, которые осуществляются в соответствии с лицензионным соглашением ОАО «Северная нефть».

После целого ряда слушаний и апелляций, пункты лицензионного соглашения, связанные с отчислениями Администрации НАО, были признаны недействительными (ничтожными). На основании этого решения все ранее начисленные обязательства и неустойки были отсторнированы в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

По состоянию на 31 декабря 2005 г. ОАО «Юганскнефтегаз» имел незавершенные разногласия с налоговыми органами по вынесенным решениям по результатам налоговых проверок за 1999–2003 годы на общую сумму 4 676 млн. долл. США. Как указано в Примечании 29, впоследствии в результате судебных разбирательств сумма налоговых претензий была уменьшена до 760 млн. долл. США. Данные судебные решения могут быть обжалованы до 25 мая 2006 г., тем не менее, руководство Компании полагает, что вероятность обжалования решения (если таковое будет иметь место) не в пользу Компании является низкой. На основании указанных решений суда, начисление резерва под налоговые обязательства, включая пени, произведенное по состоянию на 30 сентября 2005 г., было уменьшено на

1,3 млрд. руб. (45 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2005 г.) Также было произведено доначисление пеней в сумме 4,6 млрд. руб. (160 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2005 г.), включающих в себя как пени, относящиеся к обязательствам ОАО «Юганскнефтегаз» за 1999–2003 годы, на основании окончательных сумм налоговых обязательств, так и пени по обязательствам ОАО «Юганскнефтегаз» за 2004 год, которые были не погашены на 31 декабря 2004 г. Таким образом, общая сумма дополнительно начисленных обязательств по налогу на прибыль и прочим налогам в отношении ОАО «Юганскнефтегаз» составила 922 млн. долл. США по состоянию на 31 декабря 2005 г. В 2002 году было заключено соглашение об опционе между Total E&P Vankor (Total) и Англо-Сибирской Нефтяной Компанией («ASOC») (см. Примечание 4), согласно которому Total предоставлялся опцион на покупку принадлежащей ASOC 60% доли в ООО «Таймырнефть», которой ASOC владела через Anglo Siberian Oil Company Limited (Cyprus) («ASOC Cyprus»), за сумму в 1 млн. долл. США. ASOC и ASOC Cyprus входят в группу компаний «Роснефть Интернэшнл Лтд» (см. Примечание 1). Total получил постановления судов нескольких юрисдикций, запрещающие ASOC Cyprus продажу доли в ООО «Таймырнефть». В 2005 году Total подал иск в арбитражный суд, требуя исполнения опциона или возмещения убытков в сумме 430 млн. долл. США. Руководство Компании считает, что данные требования необоснованы, и условия опциона не могут быть выполнены. Помимо судебных расходов, которые незначительны для Компании, в настоящий момент возникновение дополнительных



Условные обязательства и возможные убытки

обязательств является неопределенным, но руководство считает, что сумма таких обязательств будет незначительной.

В течение 2004 года Total E&P Vankor также предъявил иск к ASOC Cyprus в размере 640 млн. долл. США в рамках исполнения соглашения по продаже доли в 52% в ООО «Енисейнефть». Total сослался на то, что, по условиям соглашения о продаже, доля должна была быть продана Total. Компания оспаривает данный иск, ссылаясь на то, что условия, при которых должна была быть осуществлена продажа, не наступили. Арбитражные слушания были окончены в конце 2005 года, решение ожидается в июне 2006 г. Компания является соответчиком в судебном процессе в США, связанным с приобретением ОАО «Юганскнефтегаз». Судебный процесс проводится для рассмотрения иска, предъявленного некоторыми владельцами американских депозитарных расписок («АДР») ОАО «НК «ЮКОС», которые требуют возмещения в размере 3 млн. долл. США в связи с падением рыночной

стоимости АДР. Компания считает, что иск предъявлен не по существу. Компания также является соответчиком в деле, рассматриваемом Арбитражным судом г. Москвы, в связи с приобретением Компанией на аукционе обыкновенных акций ОАО «Юганскнефтегаз». Дело рассматривается в суде по иску ОАО «НК «ЮКОС». Истец требует возврата в его владение всех обыкновенных акций ОАО «Юганскнефтегаз» и возмещения ущерба в сумме 388 млрд. руб. (приблизительно 13 млрд. долл. США по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2005 г.). Суд отложил слушание дела на неопределенное время. Компания считает, что иск предъявлен не по существу. Дочерние предприятия Компании вовлечены в ряд других судебных разбирательств, которые возникают в процессе осуществления их деятельности. По мнению руководства Компании, конечный результат данных судебных разбирательств не будет иметь существенного влияния на результаты деятельности или финансовое состояние Компании.

ЛИЦЕНЗИОННЫЕ СОГЛАШЕНИЯ

В соответствии с лицензионными и другими соглашениями, заключенными с региональными властями, Компании требуется поддерживать на определенном уровне расходы на здравоохранение, безопасность труда, защиту окружающей среды, а также капитальные расходы. Как правило, данные расходы включены в оперативные и капитальные бюджеты, и отражаются Компанией в том периоде, когда они были понесены в соответствии с существующей учетной политикой в части соответствующих расходов и затрат.

ПОСТАВКИ НЕФТИ

В январе 2005 г. Компания заключила долгосрочный контракт с Китайской Национальной Объединенной Нефтяной Корпорацией до 2010 года на экспортную поставку сырой нефти в равных годовых количествах в общем объеме 48,4 млн. тонн, на стандартных коммерческих условиях определения цены при поставках сырой нефти.

ИНФОРМАЦИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ СЕГМЕНТАХ (27)

Ниже приводится информация о производственных сегментах деятельности Компании в соответствии с требованиями SFAS № 131 «Раскрытие данных о сегментах деятельности предприятия и связанной с ней информации». Компания определяет производственные сегменты на основании характера их деятельности. Результаты работы сегментов, отвечающих за основные направления деятельности, регулярно анализируются руководством Компании. Сегмент геологоразведки и добычи занимается разведкой, освоением месторождений и добычей нефти и природного газа. Сегмент переработки, маркетинга и сбыта занимается переработкой нефти и другого углеводородного сырья в нефтепродукты, а также закупками, реализацией и транспортировкой сырой нефти и нефтепродуктов. К сегменту прочих видов деятельности отнесены бан-

ковские и финансовые услуги, услуги по бурению, строительству и прочие виды деятельности. В основном вся деятельность Компании осуществляется на территории Российской Федерации. Также географические регионы в Российской Федерации имеют по существу похожие экономические и нормативные условия. В связи с этим, Компания не раскрывает отдельно географические сегменты. Каждый сегмент включает в себя отдельные дочерние предприятия Компании (см. Примечание 1). Основные аспекты учётной политики применительно к каждому из сегментов соответствуют учётной политике, применявшейся при подготовке консолидированной финансовой отчетности. Операции по реализации товаров и услуг между сегментами осуществляются по ценам, согласованным между Компанией и ее дочерними предприятиями.

Показатели производственных сегментов за 2005 год:

	Геологоразведка и добыча	Переработка, маркетинг и сбыт	Прочие виды деятельности	Итого исключение	Консолидированные данные
Выручка, поступившая от внешних потребителей	378	23 239	334	-	23 951
Межсегментная реализация	9 534	797	297	(10 628)	-
Итого выручка от реализации	9 912	24 036	631	(10 628)	23 951
Операционные расходы и стоимость приобретенной нефти и нефтепродуктов	1 303	988	64	-	2 355
Износ, амортизация и истощение запасов	1 320	143	9	-	1 472
Операционная прибыль	1 781	13 903	467	(10 628)	5 523
Итого прочие доходы, нетто					691
Прибыль до налогообложения					6 214
Итого активов	23 005	5 841	1 170	-	30 016

Информация о производственных сегментах

Показатели производственных сегментов за 2004 год:

	Геологоразведка и добыча	Переработка, маркетинг и сбыт	Прочие виды деятельности	Итого исключение	Консолидированные данные
Выручка, поступившая от внешних потребителей	226	4 818	231	-	5 275
Межсегментная реализация	1 899	317	275	(2 491)	-
Итого выручка от реализации	2 125	5 135	506	(2 491)	5 275
Операционные расходы и стоимость приобретенной нефти и нефтепродуктов	344	682	129	-	1 155
Износ, амортизация и истощение запасов	193	103	11	-	307
Операционная прибыль	590	2 818	289	(2 491)	1 206
Итого прочие расходы, нетто					(5)
Прибыль до налогообложения					1 201
Итого активов	21 282	3 653	1 077	-	26 012

Показатели производственных сегментов за 2003 год:

	Геологоразведка и добыча	Переработка, маркетинг и сбыт	Прочие виды деятельности	Итого исключение	Консолидированные данные
Выручка, поступившая от внешних потребителей	383	3 104	154	-	3 641
Межсегментная реализация	1 069	202	218	(1 489)	-
Итого выручка от реализации	1 452	3 306	372	(1 489)	3 641
Операционные расходы и стоимость приобретенной нефти и нефтепродуктов	270	481	59	-	810
Износ, амортизация и истощение запасов	225	67	10	-	302
Операционная прибыль	191	1 734	228	(1 489)	664
Итого прочие расходы, нетто					(75)
Прибыль до налогообложения					589
Итого активов	1 880	4 577	311	-	6 768

ИНФОРМАЦИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ СЕГМЕНТАХ

Разбивка выручки в разрезе реализации на внутреннем и внешнем рынках представлена ниже, при этом классификация экспортной выручки основана на стране регистрации иностранного покупателя.

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА			
Реализация сырой нефти на внутреннем рынке	600	104	71
Реализация газа на внутреннем рынке	175	118	79
Реализация сырой нефти на экспорт – ближнее зарубежье	1 491	411	177
Реализация сырой нефти на экспорт – Европа	11 539	1 689	1 091
Реализация сырой нефти на экспорт – Азия	2 303	353	246
Реализация сырой нефти на экспорт – прочие направления	94	60	50
Всего реализация нефти и газа	16 202	2 735	1 714
РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ И УСЛУГ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ			
Реализации нефтепродуктов и услуг по переработке нефти на внутренний рынок	2 865	1 249	913
Реализация нефтепродуктов на экспорт – ближнее зарубежье	64	–	–
Реализация нефтепродуктов на экспорт – Европа	3 726	506	427
Реализация нефтепродуктов на экспорт – Юго-Восточная Азия	719	478	384
Всего реализация нефтепродуктов и услуг по переработке нефти	7 374	2 233	1 724

В 2005, 2004 и 2003 отчетных годах Компания имела по одному крупному покупателю, каждый из которых является международным нефтяным трейдером, на долю которого приходилась выручка от реализации в сумме 5 041 млн. долл. США, 831 млн. долл. США и 543 млн. долл.

США, или соответственно 21%, 16% и 15% от совокупной выручки от реализации. Указанная выручка от реализации в основном отражена в составе сегмента «Переработка, маркетинг и сбыт». Руководство не считает, что Компания зависит от какого-либо конкретного покупателя.



Примечания к консолидированной финансовой отчетности

СПРАВЕДЛИВАЯ СТОИМОСТЬ ФИНАНСОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ И УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ (28)

В связи с текущей деятельностью Компания подвержена воздействию ряда финансовых рисков, включая валютные, процентные и кредитные риски.

Компания осуществляет управление этими рисками и регулярно отслеживает степень их влияния. Компания не использует хеджирование или производные финансовые инструменты.

Справедливая стоимость денежных средств и их эквивалентов, дебиторской и кредиторской задолженности, векселей к получению, ликвидных ценных бумаг приблизительно равна их учетной стоимости, отраженной в настоящей отчетности. Руководство Компании считает, что дебиторская задолженность, отраженная за вычетом резерва по сомнительным долгам, будет возмещена в течение приемлемого периода времени в полном разме-

ре. Справедливая стоимость долгосрочной дебиторской задолженности, включенной в прочие внеоборотные активы, приблизительно равна суммам, отраженным в настоящей отчетности в результате дисконтирования с применением расчетной рыночной процентной ставки для аналогичных операций. Справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств отличается от сумм, отраженных в консолидированной финансовой отчетности. Предполагаемая справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств в результате дисконтирования с применением предполагаемой рыночной процентной ставки для аналогичных финансовых обязательств по состоянию на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг. составила 10 026 млн. долл. США, 10 012 млн. долл. США и 2 153 млн. долл. США, со-

ответственно. Эта стоимость включает все будущие выплаты денежных средств, связанные с возвратом долгосрочных кредитов, включая их текущую часть и расходы по процентам.

Компания получает значительную долю выручки от реализации продукции в долларах США. Кроме того, значительная часть финансовой и инвестиционной деятельности и обязательств также выражена в долларах США. При этом, существенная часть осуществленных операционных и инвестиционных затрат, прочих обязательств, включая все налоговые обязательства, выражена в российских рублях. В связи с падением курса доллара США относительно рубля Компания подвержена соответствующему валютному риску, но этот риск в значительной степени нивелируется ростом цен на нефть, наблюдаемым в последнее время.



СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ (29)

В январе 2006 г., Компания через свое дочернее предприятие приобрела дополнительную долю в ОАО «НК «Роснефть»-Туапсенефтепродукт» в размере 39,26% от голосующих акций (30,24% от уставного капитала). Сумма сделки составила 100 млн. долл. США. После этого приобретения доля Компании в ОАО «НК «Роснефть»-Туапсенефтепродукт» составляет 89,93% от голосующих акций (68,24% от уставного капитала).

В январе 2006 г. дочерним предприятием Компании, зарегистрированным на Кипре, было заключено соглашение с крупным международным банком об открытии кредитной линии на сумму до 188 млн. евро (223 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2005 г.) под годовую ставку ЕВРИБОР плюс 0,35%, из которых около 90 млн. евро (107 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2005 г.) было получено в феврале и марте 2006 г. Средства кредита будут направлены на строительство танкеров-челноков ледового класса, используемых для транспортировки нефти в северо-западном регионе России. Погашение кредита будет осуществляться в течение 12 лет с момента окончания строительства танкеров.

В феврале 2006 г. Компания подписала кредитное соглашение с синдикатом западных банков на сумму 2000 млн. долл. США сроком на 5 лет. Ставка по кредиту составляет ЛИБОР плюс 0,65% годовых. В марте 2006 г. Компания получила по данному соглашению 575 млн. долл. США, средства были направлены на рефинансирование кредитов с менее выгодными условиями обслуживания.

В марте 2006 г. произошла государственная регистрация лицензии на право разведки и добычи нефти и газа на Восточно-Сугдинском перспективном нефтегазоносном участке в Иркутской области, аукцион на получение которой был выигран

Компанией в декабре 2005. В связи с этим Компания оплатила оставшуюся сумму платежа по данной лицензии в размере 7 170 млн. руб. (249 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2005 г.).

В марте 2006 г. группа банков, возглавляемых банком Сосьете Женераль С.А. подала иск в Арбитражный суд г. Москвы по делу о банкротстве ОАО «НК «ЮКОС». 28 марта 2006 г. Арбитражный суд г. Москвы установил трехмесячную процедуру наблюдения и назначил внешнего управляющего. Также в марте 2006 г. после приобретения Компанией долга ОАО «НК «ЮКОС» в сумме 483 млн. долл. США у группы банков, Арбитражный суд г. Москвы одобрил замену истца по данному долгу. В настоящий момент первое собрание кредиторов запланировано на июнь 2006 года.

За период январь-апрель 2006 г. Компания досрочно погасила кредиты российского государственного банка в сумме 944 млн. долл. США, а также коммерческих российских и международных банков в сумме 453 млн. долл. США.

В апреле 2006 г. Компания заключила соглашения о смягчении условий существующих кредитных договоров о снижении ставки процента до ЛИБОР плюс 0,7% годовых по кредитам на общую сумму задолженности 5 730 млн. долл. США на 31 декабря 2005 г. и о снижении ставки процента до ЛИБОР плюс 0,65% годовых по кредитам на общую сумму задолженности 3 177 млн. долл. США на 31 декабря 2005 г.

В апреле 2006 г. Арбитражный суд г. Москвы постановил снизить общую сумму предъявленных ОАО «Юганскнефтегаз» налоговых претензий, включая пени и штрафы, до 760 млн. долл. США. Налоговые органы вправе обжаловать решение арбитражного суда, однако Компания считает, что в случае предъявления дополни-



События после отчетной даты

тельных исков они не будут поддержаны судом и что суммы, уже начисленные в консолидированной финансовой отчетности, являются достаточными (см. Примечание 26).

5 мая 2006 г. Совет директоров ОАО «НК «Роснефть» принял решение рекомендовать годовому (по итогам

2005 года) общему собранию акционеров ОАО «НК «Роснефть» объявить годовые дивиденды по обыкновенным акциям в размере 11 336 млн. руб. (394 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2005 г.), что в расчете на одну акцию составляет примерно 0,04 доллара США по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2005 г.

В первой половине 2006 г. Компания выиграла ряд аукционов на право разведки и добычи углеводородов в Красноярском крае и Иркутской области. Общая стоимость лицензий составила 7,9 млрд. руб. (274 млн. долл. США по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2005 г.)

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СВЯЗАННОЙ С РАЗВЕДКОЙ И ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ И ГАЗА (НЕАУДИРОВАННЫЕ ДАННЫЕ)

В соответствии с SFAS № 69 «Раскрытие информации о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа», Компания предоставляет дополнительную информацию о своих операциях, связанных с нефтегазодобывающей деятельностью.

Несмотря на то, что эта информация была подготовлена с необходимой тщательностью и добросовестно раскрывается, необходимо отметить, что представленные данные представляют собой наилучшую оценку руководства. Соответственно, данная ин-

формация может не отражать текущие финансовые условия Компании и ее будущие финансовые результаты. В основном деятельность Компании осуществляется на территории России, т.е. в пределах одной географической зоны.

Капитализированные затраты, связанные с добычей нефти и газа

	31 декабря		
	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Стоимость основных средств, относящихся к доказанным запасам нефти и газа	23 218	17 991	5 546
Стоимость основных средств, относящихся к недоказанным запасам нефти и газа	1 382	1 041	266
Итого	24 600	19 032	5 812
Накопленная амортизация, износ, истощение и оценочные резервы	(3 661)	(2 492)	(2 520)
Чистые капитализированные затраты	20 939	16 540	3 292

Доля Компании в капитализированных затратах компаний, учитываемых по методу участия в капитале, в течение 2005, 2004 и 2003 гг. была незначительной.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СВЯЗАННОЙ С РАЗВЕДКОЙ И ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ И ГАЗА (НЕАУДИРОВАННЫЕ ДАННЫЕ)

Затраты, связанные с приобретением, разведкой и освоением запасов нефти и газа

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Затраты на приобретение доказанных запасов нефти и газа	3 475	11 877	512
Затраты на приобретение недоказанных запасов нефти и газа	341	775	266
Затраты на геологоразведочные работы	194	51	18
Затраты на разработку	1 752	568	577
Итого затраты	5 762	13 271	1 373

Затраты на приобретение доказанных запасов нефти и газа в 2005 году включают в себя эффект от корректировки распределения цены приобретения ОАО «Юганскнефтегаз» (См. Примечание 4).

В 2005, 2004 и 2003 гг. доля Компании в затратах, связанных с приобретением, разведкой и освоением

запасов нефти и газа, компаний, учитываемых по методу участия в капитале, была незначительной.

Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
ВЫРУЧКА:			
Выручка от реализации на сторону	378	226	383
Продажи другим сегментам Компании	9 534	1 899	1 069
Итого выручка	9 912	2 125	1 452
Затраты на добычу (не включая налоги)	1 303	344	271
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	266	77	146
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	28	7	22
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	194	51	18
Прирост обязательств, связанных с выбытием активов	35	8	12
Износ, истощение и амортизация	1 320	193	225
Налоги, кроме налога на прибыль	4 985	855	567
Налог на прибыль	777	68	(12)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	1 004	522	203

Операции по передаче сырой нефти между сегментами осуществляются по ценам, согласованным Компанией и ее дочерними предприятиями, которые определяются исходя из цены сырой нефти на российском рынке.

Доля компании в результатах деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа совместных

предприятий и компаний, учитываемых по методу участия в капитале была незначительной.



Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОБЪЕМАХ ЗАПАСОВ

Для оценки запасов на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг., Компанией были использованы данные по размерам запасов нефти и газа, полученные в результате проведения независимой оценки специалистами фирмы «ДеГольер энд МакНотон» в соответствии с положениями Комиссии по ценным бумагам и биржам США. Доказанные запасы 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. В некоторых случаях для извлечения таких запасов могут потребоваться значительные капиталовложения в скважины и вспомогательное оборудование. Доказанные запасы также включают дополнительные объемы запасов нефти и газа, которые будут извлечены после окончания сроков действия имеющихся лицензионных соглашений или возникнут в результате проведения вторичных или третичных процессов добычи, успешно опробованных и проверенных на их экономическую выгоду. Доказанные разрабатываемые запасы представляют собой объемы нефти и газа, которые предполагается извлечь из существующих скважин

при помощи существующего оборудования и путем применения существующих методов добычи. Доказанные неразрабатываемые запасы нефти и газа включают в себя запасы, которые могут быть добыты из дополнительных, еще не пробуренных скважин, или из существующих скважин в случае, если требуются существенные затраты для перевода этих скважин на другие горизонты. Запасы, которые могут быть добыты из дополнительных скважин, ограничиваются теми скважинами, которые определенно будут продуктивными после бурения. Доказанные запасы могут считаться таковыми, только если существует определенность относительно продолжительности добычи из существующих продуктивных пластов. Доказанные неразрабатываемые запасы не могут считаться таковыми, если они расположены на территориях, для которых намечено применение технологий увеличения нефтеотдачи, кроме случаев, если такие технологии уже доказали свою эффективность на других участках тех же продуктивных пластов. «Чистые» запасы включают количество запасов, относящееся к доле Компании в месторождениях. В результате отраслевой специфики и ограниченного характера данных по месторождениям, оценки запасов могут изменяться по мере поступления дополнительной информации. Руководство Компании включило в состав доказан-

ных запасов объемы, которые Компания собирается извлечь после окончания срока действия существующих лицензий. Сроки окончания действия имеющихся лицензий на разработку и добычу углеводородов, в целом по Компании находятся в интервале от 2006 до 2026 гг., при этом сроки действия лицензий на наиболее существенные месторождения истекают между 2013 и 2019 гг. В соответствии с действующей редакцией Закона РФ «О недрах», в настоящее время действует условие выдачи лицензий на срок отработки месторождения полезных ископаемых, исчисляемый исходя из технико-экономического обоснования разработки месторождения полезных ископаемых, обеспечивающего рациональное использование и охрану недр. В соответствии с этим, по мере окончания сроков действия лицензий, выданных на условиях старой редакции Закона РФ «О недрах», Компания проводит переоформление лицензий на право добычи углеводородного сырья на срок полной отработки месторождения. Продление лицензий зависит от соблюдения требований, как в настоящем так и в будущем, установленных, в действующих лицензионных соглашениях. По состоянию на дату отчетности, Компания в основном соответствует требованиям лицензионных соглашений и намеревается соответствовать им в будущем (см. Примечание 11).

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СВЯЗАННОЙ С РАЗВЕДКОЙ И ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ И ГАЗА (НЕАУДИРОВАННЫЕ ДАННЫЕ)

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа Компании, а также их изменения за годы, окончившиеся 31 декабря 2005, 2004, 2003 гг., представлены в следующей таблице (данные по добыче нефти были переведены из тонн в баррели с использованием коэффициента 7,3 барреля за тонну; данные по добыче газа были переведены из кубических метров в баррели с использованием коэффициента 35,3/6 кубических метра за баррель):

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
	млн. барр.	млн. барр.	млн. барр.
Запасы на начало года	12 744	3 346	3 399
Пересмотр предыдущих оценок запасов	(373)	330	(294)
Увеличение, открытие новых запасов	63	–	–
Приобретение новых запасов	–	9 216	374
Добыча	(621)	(148)	(133)
Запасы на конец года	11 813	12 744	3 346
Доказанные разрабатываемые запасы	8 507	8 355	2 307
Доля меньшинства в доказанных запасах	2 393	2 728	587
Доля меньшинства в доказанных разрабатываемых запасах	1 732	1 847	461

Доля меньшинства в доказанных разрабатываемых запасах, а также в доказанных запасах относится в основном к ОАО «Юганскнефтегаз». Увеличение по статье приобретение новых запасов относится в основном к доказанным запасам ОАО «Юганскнефтегаз». Доля Компании в объемах расчетных доказанных запасов нефти и газа компаний, учитываемых по методу участия в капитале, является незначительной.

СТАНДАРТИЗИРОВАННАЯ ОЦЕНКА ДИСКОНТИРОВАННЫХ БУДУЩИХ ЧИСТЫХ ДЕНЕЖНЫХ ПОТОКОВ И ИЗМЕНЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С ДАННЫМИ О ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСАХ НЕФТИ

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств, связанных с вышеуказанными запасами нефти и газа, рассчитывается в соответствии с требованиями SFAS № 69. Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи нефти и газа вычисляются на основе применения цен на нефть и газ на конец года к объемам чистых расчетных доказанных запасов на конец года. Изменения цен

в будущем ограничиваются изменениями, оговоренными в договорах, действовавших на конец каждого отчетного периода. Будущие затраты на разработку и добычу представляются собой расчетные будущие затраты, необходимые для разработки и добычи расчетных доказанных запасов на конец года на основе индекса цен на конец года и при допущении, что в будущем будут существовать те же экономические условия, которые действовали на конец года. Предполагаемые суммы налога на прибыль будущих периодов рассчитываются путем применения налоговых ставок, действовавших на конец отчетного периода. Эти ставки отражают разрешенные вычеты из налогооблагаемой прибыли и налоговые кредиты и применяются к расчетным будущим чистым денежным потокам до налогообложения (за вычетом базы налогообложения соответствующих активов). Дисконтированные будущие чистые денежные потоки рассчитываются с использованием 10%-ного коэффициента дисконтирования. Дисконтирование требует последовательных ежегодных оценок расходов будущих периодов, в течение которых будут извлечены указанные запасы.



Примечания к консолидированной финансовой отчетности

Представленная в таблицах ниже информация не отражает оценки Руководства в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков или стоимости доказанных запасов нефти и газа Компании. Оценки доказанных запасов

изменяются по мере поступления новых данных. Более того, вероятные и возможные запасы, которые могут в будущем перейти в категорию доказанных, из расчетов исключаются. Данная оценка, предписываемая вышеуказан-

ным SFAS № 69, требует допущений относительно сроков и будущих затрат на разработку и добычу. Расчеты не должны использоваться в качестве показателя будущих денежных потоков Компании или стоимости ее запасов нефти и газа.

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Поступление денежных средств будущих периодов	274 619	214 887	51 708
Затраты будущих периодов на освоение	(12 507)	(22 170)	(3 767)
Затраты будущих периодов на добычу	(80 564)	(79 302)	(25 180)
Налог на прибыль будущих периодов	(43 291)	(27 740)	(5 673)
Чистые денежные потоки будущих периодов	138 257	85 675	17 088
Дисконт по расчетным срокам денежных потоков	(87 100)	(56 499)	(10 020)
Чистые дисконтированные денежные потоки будущих периодов	51 157	29 176	7 068

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков и изменения, связанные с данными о доказанных запасах нефти (продолжение)

	2005 г.	2004 г.	2003 г.
Дисконтированная стоимость будущих потоков денежных средств на начало года	29 176	7 068	6 661
Реализация и передача добытых нефти и газа за вычетом себестоимости и налогов, за исключением налога на прибыль	(8 131)	(1 536)	(1 261)
Изменение стоимостных оценок, нетто	26 798	3 808	(1 313)
Изменение будущих затрат на освоение	3 471	(2 751)	(825)
Затраты на освоение за период	1 752	568	577
Пересмотр предыдущих данных о запасах	953	415	(436)
Увеличение запасов за счет открытия новых запасов, за вычетом соответствующих затрат	115	–	–
Чистое изменение налога на прибыль	(5 224)	(389)	138
Начисление дисконта	2 918	707	666
Покупка новых месторождений	–	22 143	873
Прочие	(671)	(857)	1 988
Чистые дисконтированные денежные потоки будущих периодов	51 157	29 176	7 068

Дисконтированная стоимость будущих потоков денежных средств включает в себя долю прочих (миноритарных) акционеров в размере 10 574 млн. долл. США на конец 2005 года, 6 431 млн. долл. США на конец 2004 года и 1 375 млн. долл. США на конец 2003 года, соответственно.

СОДЕРЖАНИЕ

ОБРАЩЕНИЕ ПРЕЗИДЕНТА ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»	2
СТРУКТУРА ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»	4
УПРАВЛЕНИЕ ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»	6
«РОСНЕФТЬ» В 2005 ГОДУ. ИТОГИ И СОБЫТИЯ ГОДА	8
ЗАКЛЮЧЕНИЕ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ	16
КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ	18
Консолидированные балансы	18
Консолидированные отчеты о прибылях и убытках и совокупном доходе	19
Консолидированные отчеты об изменениях в акционерном капитале	20
Консолидированные отчеты о движении денежных средств	21
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ	23



2005

ГODOVOЙ ОТЧЕТ

2005



2005