

2011

Годовой отчет ОАО "Татнефтепром" за 2011 год

ОАО "Татнефтепром"
29.03.2012



СОДЕРЖАНИЕ

№	НАИМЕНОВАНИЕ	Стр.
I	Общие сведения	3
II	Отчет Совета директоров о результатах развития общества по приоритетным направлениям его деятельности	7
1	Производственная деятельность	7
2	Выполнение инвестиционной программы	20
3	Финансовые результаты	22
4	Чистые активы	28
5	Отчет о выплате объявленных (начисленных) дивидендов по акциям общества	28
6	Информация о крупных сделках и сделках, в совершении которых имелась заинтересованность	29
7	Информация о соблюдении норм корпоративного поведения	30

I. Общие сведения

Положение общества в отрасли.

ОАО «Татнефтепром» относится к нефтедобывающим предприятиям, осуществляет разработку трех лицензионных месторождений, расположенных в 4 районах Республики Татарстан: Аксубаевский, Новошешминский, Нижнекамский, Черемшанский. Общество имеет соответствующую видам деятельности необходимую производственную инфраструктуру, основные средства, материально-техническое обеспечение и людские ресурсы.

Открытое акционерное общество "Татнефтепром" - одна из перспективных компаний в Республике Татарстан по разработке трудноизвлекаемых залежей высокосернистой, парафинистой, высоковязкой нефти. Компания является крупным налогоплательщиком, обеспечивающим стабильно высокие поступления в бюджеты всех уровней.

Уставный капитал ОАО «Татнефтепром» составляет 26 804 950 рублей и разделен на 521 894 обыкновенных акций номинальной стоимостью 50 рублей каждая, а также на 14 205 привилегированных акций номинальной стоимостью 50 рублей каждая.

Все предшествующие наименования Общества в течение времени его существования:

Полное фирменное наименование: *Татарское производственное объединение по добыче и переработке нефти "Татнефтепром"*

Сокращенное фирменное наименование: *ТПО "Татнефтепром"*

Дата введения наименования: **21.11.1990**

Основание введения наименования: **Постановление СМ ТАССР № 425.**

Полное фирменное наименование: *Акционерное общество открытого типа "Татнефтепром".*

Сокращенное фирменное наименование: *АООТ "Татнефтепром".*

Дата введения наименования: **25.08.1995.**

Основание введения наименования: **Постановление Государственного Комитета РТ по приватизации государственного имущества.**

Полное фирменное наименование: **Открытое акционерное общество "Татнефтепром".**

Сокращенное фирменное наименование: **ОАО "Татнефтепром".**

Дата введения наименования: **23.09.1997 г.**

Основание введения наименования: **ФЗ № 208 от 26.12.1995 г.**

Общество зарегистрировано МРИ Министерства Российской Федерации по налогам и сборам № 16 по Республике Татарстан 17.07.2002 года за основным государственным регистрационным номером 1021601623670.

Приоритетные направления деятельности ОАО «Татнефтепром» в 2011 г.

Приоритетным направлением деятельности ОАО «Татнефтепром» в 2011г. была разработка и эксплуатация лицензионных нефтяных месторождений.

Основные производственные задачи ОАО «Татнефтепром» на 2012 год:

- добыть 260,5 тыс. тонн нефти;
- выполнить бурение 2 эксплуатационных скважин.

Факторы риска, связанные с деятельностью Общества

1) Отраслевые риски

Риск падения цены на нефть на внутреннем и внешнем рынках.

Технические риски. Возможность не подтверждения части геологических запасов, высокая капиталоемкость технических решений, отсутствие мощностей по подготовке нефти.

Экологические риски. Возможность ужесточения экологических норм в нефтяной отрасли.

2) Страновые и региональные риски

Высокая степень влияния политических решений на экономическое развитие отрасли.

3) Финансовые риски

Падение курса доллара США по отношению к рублю снижает доходность экспорта.

4) Правовые риски

Возможность изменения налогового законодательства в части увеличения налоговых ставок, значительная неопределенность налогового законодательства – возможность различного толкования одних и тех же норм законодательства, постоянное внесение в него изменений.

Возможность изменения правил таможенного контроля и пошлин в части увеличения экспортных пошлин.

Возможность изменения требований по лицензированию основной деятельности эмитента либо лицензированию прав пользования объектами, нахождение которых в обороте ограничено (включая природные ресурсы) в части установления новых требований или ужесточения действующих.

Многочисленность контролирующих государственных органов, зачастую дублирующих друг друга и требующих большой отчетности.

Совет директоров

В состав совета директоров ОАО «Татнефтепром» входят:

1. Зарипов Ралиф Каримович- (председатель СД)

Год рождения: 1942 г.

Контактный телефон: (8553) 32-34-61.

Основное место работы: советник генерального директора ОАО «Татнефтепром».

Доля участия лица в уставном капитале эмитента, %: **0.097**.

Доля принадлежащих лицу обыкновенных акций эмитента, %: **доли нет.** (по данным на 15.03.11).

2. Зеленин Сергей Александрович

Год рождения: 1955 г.

Контактный телефон: (8553) 30-60-89.

Основное место работы: директор Филиала ЗАО «ИФК «Солид» в г. Альметьевск.

Акциями общества не владеет.

3. Сафаргалеев Нафис Хамзаевич

Год рождения: 1972 г.

Контактный телефон: (8553) 30-73-85.

Основное место работы: начальник отдела планирования инвестиций ОАО «Татнефть».

Акциями общества не владеет.

4. Спиридонов Григорий Николаевич

Год рождения: 1965 г.

Контактный телефон: (8553) 31-98-57.

Основное место работы: генеральный директор ЗАО «Консалтинговый Центр».

Акциями общества не владеет.

5. Фассахов Роберт Харрасович

Год рождения: 1952 г.

Контактный телефон: (8553) 31-41-10.

Основное место работы: генеральный директор ОАО «Татойлгаз».

Акциями общества не владеет.

6. Фоменко Юлиана Сергеевна

Год рождения: 1980 г.

Контактный телефон: (495) 730-00-79.

Основное место работы: аудитор ООО «ЛИН-Аудит».

Акциями общества не владеет.

7. Шелков Сергей Федорович

Год рождения: 1971 г.

Контактный телефон: (8553) 32-34-52.

Основное место работы: генеральный директор ОАО «Татнефтепром».

Акциями общества не владеет.

Критерии определения и размер вознаграждения Генерального директора Общества определены в трудовом договоре, заключенном между ним и Обществом в лице Председателя Совета директоров. Размер вознаграждения членов Совета директоров устанавливается решением общего собрания акционеров общества в соответствии с Положением о Совете директоров. Общая сумма вознаграждений Генерального директора и всех членов Совета директоров за 2011 год составляет 5 035 928 руб.

Исполнительная дирекция

Генеральным директором ОАО «Татнефтепром» является:

Шелков Сергей Федорович

Год рождения: 1971 г.

Образование: высшее законченное (Альметьевский нефтяной институт).

Сфера деятельности: добыча нефти.

Размер вознаграждения генерального директора определяется заключенным с ним трудовым договором.

В состав руководства предприятия входят также (заместители генерального директора):

Первый заместитель генерального директора-главный инженер – **Заббаров Радик Габделракибович.**

Главный геолог – **Новиков Игорь Петрович.**

Состав ревизионной комиссии

1. Байрамбаева Роза Актасовна.

Год рождения: 1954 г.

Контактный телефон: (8553)307-765

Основное место работы: Заместитель начальника контрольно-ревизионного отдела ОАО «Татнефть»

Акциями не владеет

2. Комаров Андрей Викторович.

Год рождения: 1980 г.

Контактный телефон: (8553)314-624

Основное место работы: Главный бухгалтер ЗАО «Консалтинговый Центр»

Акциями не владеет

3. Салахова Альбина Вазировна.

Год рождения: 1981 г.

Контактный телефон: (8553)305-032

Основное место работы: Начальник отдела основных средств, капитальных вложений и нематериальных активов ООО «ЮБМ бизнес-сервис»

Акциями не владеет

Сведения об организации, осуществляющей учет прав на ценные бумаги Общества

Регистратор: Общество с ограниченной ответственностью «Евроазиатский регистратор».

Место нахождения: 420021, Российская Федерация, Республика Татарстан, г.Казань, ул.

Столбова, д.2

Место нахождения Альметьевского филиала ООО «Евроазиатский регистратор»:

423450, Республика Татарстан, г.Альметьевск, ул.Мира. д.10

Тел.: (8553)30-61-18.

Орган, осуществляющий регистрацию: Казанский филиал №1 Государственной регистрационной палаты при Министерстве Юстиции Республики Татарстан

Номер и дата регистрации: №9927/ю-к(16:50:08), 07.02.2002 г.

Номер лицензии: 10-000-1-00332.

Дата выдачи: 10.03.2005 г.

Дата окончания действия: без ограничения срока действия.

Орган, выдавший лицензию: ФСФР России.

Аудитор

Аудитор, осуществляющий независимую проверку бухгалтерского учета и финансовой (бухгалтерской) отчетности Общества за 2011 год:

Полное фирменное наименование: *Закрытое акционерное общество "ЭНЕРДЖИ КОНСАЛТИНГ/Аудит"*

Сокращенное фирменное наименование: *ЗАО "ЭНЕРДЖИ КОНСАЛТИНГ/Аудит"*

Место нахождения: *129515, Россия, г. Москва, ул. Звездный бульвар, д. 14.*

ИНН: *7717149511*

ОГРН: *1047717034640*

Телефон: *(495) 980-9081*

Факс: *(495) 980-9082*

Адрес электронной почты: *info@ec-group.ru*

II. Отчет Совета директоров о результатах развития Общества по приоритетным направлениям его деятельности

За 2011 год Совет директоров Общества провел 5 заседаний, на которых рассматривались вопросы об итогах финансово-хозяйственной деятельности Общества, о финансовых показателях, принимались рекомендации о выплате дивидендов, а также другие вопросы в пределах компетенции Совета директоров.

В настоящем отчете нашли свое отражение вопросы финансово-хозяйственной деятельности Общества, сделан анализ технико-экономических показателей хозяйственной (текущей) и инвестиционной деятельности.

1. Производственная деятельность

Добыча нефти, бурение скважин, выполнение ГТМ.

За 12 месяцев 2011 года по компании добыто 251,869 тыс.т. нефти при плане 252,0 тыс.т. (выполнение – 99,95 %) что на 2,9% выше уровня соответствующего периода прошлого года, в том числе по Ульяновскому месторождению -56,074тыс.т. при плане 56,090 тыс.тонн (100 %), Ивинское – 176,075 тыс.т. при плане 176,190 тыс.тонн (99,9%), Шереметьевское – 19,720 тыс.т. при плане 19,720 тыс.тонн (100 %) (**таблица №1**). Добыча нефти обеспечена за счёт эффективной работы с фондом добывающих и нагнетательных скважин. За счет ГТМ дополнительная добыча нефти составила 26,47 тыс.т. (на 25% больше в сравнении с планом), в том числе за счет бурения и ввода 4 добывающих скважин – 1,872 тыс.т., производства капитального ремонта 46 скважин – 13,252 тыс.т. , внедрения ОРЭ на 11 скважинах - 4,249 тыс.тонн.

С целью дальнейшего расширения влияния искусственного заводнения на нефтеотдачу и обеспечения необходимой компенсации отборов жидкости для сохранения оптимальных уровней пластовых и забойных давлений в добывающих скважинах, закачено рабочего агента в объёме 275,009 тыс.м3 (на 100 % в сравнении с плановым показателем), а так же организована закачка согласно плана на 5 новых участках.

Информация о выполнении программы геолого-технических мероприятий и их эффективности отражено в сводной форме 15 (**таблица №2**), а по отдельным видам работ в таблицах №№ 3-7.

Пробурено и введено в эксплуатацию 4 скважины. Средний дебит одной новой скважины составил – 6,3 т/сут, при плане – 5,5 т/сут.

За отчетный период проведено:

44 КРС (из них 5 опер. - ввод скважин из б/д, 4 опер. – ввод скважин из консервации, 7 опер. – изоляция притока воды, 28 опер. – переход на другой горизонт). Среднесуточный прирост – 1,8 т/сут, при плане 1,7 т/сут. Средняя стоимость выполненных работ по состоянию на 01.01.2012 года составила – 935,8 тыс. руб, при плане – 903,7 тыс. руб;

9 ОПЗ+ПНП (НСКО – 8 опер., СНПХ-9350 – 1 опер.). Среднесуточный прирост – 1,2 т/сут, при плане 1,5 т/сут. Средняя стоимость выполненных работ по состоянию на 01.01.2012 года составила – 644 тыс. руб, при плане - 620,8 тыс. руб;

11 ОРЭ (верей+турней – 1 опер., башкир+турней – 10 опер.). Среднесуточный прирост – 3,1 т/сут, при плане 2,3 т/сут. Средняя стоимость выполненных работ по состоянию на 01.01.2012 года составила – 1404,5 тыс. руб, при плане – 1117 тыс. руб;

Фонд скважин всего по ОАО «Татнефтепром» составляет - 455 скв., в том числе эксплуатационный фонд – 338 скв., действующий – 326 скв.

Среднесуточный дебит одной действующей добывающей скважины – 2,23 т/сут.

Среднесуточная добыча нефти за текущий год – 711 т/сут.

Коэффициент эксплуатации скважин за текущий год –0,981 долей единиц.

Средняя обводненность за текущий год по месторождениям компании составила – 46,4% (что на 9,4% больше чем за аналогичный период 2010 года).

Темп отбора нефти от НИЗ, ТИЗ за текущий год, соответственно – 1,43% и 2,06%.

Добыча и утилизация пластовых воды.

С целью дальнейшего расширения влияния искусственного заводнения на нефтеотдачу и обеспечения необходимой компенсации отборов жидкости для сохранения оптимальных уровней пластовых и забойных давлений в добывающих скважинах, закачено рабочего агента в объеме 275,01 тыс. м3, а также организована закачка согласно плана на 2-х новых участках. Компенсация отбора жидкости закачкой по месторождениям за 2011 год составила 55,1%, с начала разработки – 75,3%.

Фонд нагнетательных скважин на 01.01.2012 года составляет 35 скважин.

Добыча и утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ).

За отчетный период добыто 2302,046 тыс. м3 ПНГ.

Коэффициент утилизации ПНГ составил 95%. Использовано в качестве топлива в печах нагрева нефти: ДНС-2; УУН при ДНС-4, СП-1 – 2186,9 тыс. м3 (95% от общей добычи ПНГ). Сожжено на факельных установках – 115,1 тыс. м3 (5% от общей добычи ПНГ).

Реализация нефти.

В отчетном периоде реализовано 249,5 тыс. тонн нефти, в том числе 88,7 тыс. тонн на экспорт в страны дальнего зарубежья и 160,8 тыс. тонн – на внутреннем рынке.

Производственные показатели

Таблица №1

№№ п/п	Наименование	Ед. Изм.	2010 год	2011 год			%
			факт	план	факт	%	
1	Добыча нефти, всего в т.ч.	тонн	244 801	252 000	251 869	99,9	102,9
1.1.	Ульяновское месторождение	тонн	59 359	56 090	56 074	100	94,5
1.2.	Ивинское месторождение	тонн	163 227	176 190	176 075	99,9	107,9
1.3.	Шереметьевское месторождение	тонн	22 215	19 720	19 720	100	88,8
2	Закачка рабочего агента, всего в т.ч.	куб.м	245 656	275 000	275 009	100	97,0
2.1.	Ульяновское месторождение	куб.м	217 574	235 000	238 339	101,4	109,5
2.2.	Ивинское месторождение	куб.м	28 082	40 000	36 670	91,7	130,6
3	Бурение скважин	скв	14*	4	4	100	28,6
3.1.	Разведочные	скв	-	-	-	-	-
3.2.	Эксплуатационные	скв	13	4	4	100	30,7
4	Проходка	пог.метр	14 500	54 00	5 490	101,7	37,9
5	Ввод скважин в эксплуатацию	скв	22	4	4	100	18,2
5.1.	Из бурения текущего года	скв	6	4	4	100	66,7
5.2.	Из бурения прошлых лет	скв	16	-	-	-	-
5.3.	Из других категорий	скв	-	-	-	-	-
6	Ввод из консервации	скв	-	2	3	150	-
6.1.	в т.ч. для свабной добычи	скв	-	-	-	-	-
7	Ввод из бездействия	скв	3	3	6	200	200
8	Ввод нагнетательных скважин	скв	-	5	2	40	-
9	Подземный ремонт скважин	опер.	165	130	131	100,8	79,4
10	Обработка призабойной зоны	скв	60	8	9	112,5	15,0
11	Капитальный ремонт скважин, всего	скв	43	58	58	100	134,9
11.1.	КРС добывающих скважин	скв	37	40	42	104,9	113,5
11.2.	КРС для внедрения ОРЭ	скв	2	10	11	110	550
11.3.	КРС для перевода скважин под закачку	скв	4	8	5	62,5	125
12	Фонд скважин, всего	скв	423	419	420	100,2	99,3
12.1	экспл./действ.	скв	335/316	338/320	338/326	-	-
13	Фонд нагнетательных скважин	скв	28	36	35	97,2	125
14	Реализация нефти	тонн	242 366	251 300	249 530	99,3	83
	Дальнее зарубежье	тонн	104 696	100 400	88 703	88,3	64,8
	Внутренний рынок	тонн	137 670	150 900	160 827	106,6	101,1
15	Структура реализации нефти	%	100	100	100	100	100
	Дальнее зарубежье	%	43,2	40,0	35,5	88,8	78,2
	Внутренний рынок	%	56,8	60,0	64,5	107,5	121,7

*в т.ч. 1 скважина ликвидирована по геологическим причинам

**Геолого-технические мероприятия по обеспечению выполнения уровней добычи нефти
за 2010-2011 г.г. и их эффективность по месторождениям ОАО "Татнефтепром"**

Таблица № 2

№	НАИМЕНОВАНИЕ	ед.изм	2010 г	2011 г	2011 г
			факт	план	факт
1	<i>входная добыча нефти</i>	<i>т/сут</i>	817,0	671,0	671,0
2	<i>Расчётная добыча нефти по входной</i>	<i>т.тонн</i>	298,2	244,9	244,9
3	Фактическая (плановая) добыча нефти	<i>т.тонн</i>	244,8	252,0	251,9
4	<i>плановая (факт.) добыча к добыче по входной</i>	<i>т.тонн</i>	-53,4	7,1	7,0
5	<i>снижение добычи нефти</i>	<i>т.тонн</i>	76,82	15,35	19,51
6	объём мероприятий и их эффективность	т.тонн	23,42	22,44	26,47
6.1.	ввод скважин из бурения и освоен				
	количество скважин	скв	22	4	4
	средний дебит одной скважины	т/сут	2,1	5,5	6,3
	кол-во дней работы 1 скв	дни	262,2	165	74,3
	добыча нефти	т.тонн	12,0	3,6	1,87
6.2.	ввод скважин из б/д				
	количество скважин	скв	3	1	5
	средний дебит одной скважины	т/сут	1,5	1,5	1,7
	кол-во дней работы 1 скв	дни	162,6	200	164
	добыча нефти	т.тонн	0,73	0,3	1,39
6.3.	ввод скважин из консервации и др. категорий				
	количество скважин	скв	0	2	4
	эффективность на 1 скважину	т/сут	0,0	1,2	1,6
	кол-во дней работы 1 скв	дни	0	300	126
	добыча нефти	т.тонн	0,0	0,7	0,81
6.4.	Свабная добыча со скважин находящихся в консервации				
	количество скважин	скв			
	эффективность на 1 скважину	т/сут			
	кол-во дней работы 1 скв	дни			
	добыча нефти	т.тонн	0,00	0,00	0,00
6.5.	ОПЗ+ПНП добыч. скважин				
	количество скважин	скв	48	9	9
	эффективность на 1 скважину	т/сут	1,1	1,5	1,2
	кол-во дней работы 1 скв	дни	137	265	162,2
	добыча нефти	т.тонн	7,3	3,6	1,795
6.6.	радиальное вскрытие пласта				
	количество скважин	скв			
	эффективность на 1 скважину	т/сут			
	кол-во дней работы 1 скв	дни			
	добыча нефти	т.тонн			
6.7.	гидроразрыв пласта (ГРП)				
	количество скважин	скв			
	эффективность на 1 скважину	т/сут			
	кол-во дней работы 1 скв	дни			
	добыча нефти	т.тонн	0,00	0,00	

№	НАИМЕНОВАНИЕ	ед.изм	2010 г	2011 г	2011 г
			факт	план	факт
6.8.	оптимизация скважин+ПРС				
	количество скважин	скв	35	15	32
	эффективность на 1 скважину	т/сут	0,3	0,5	0,7
	кол-во дней работы 1 скв	дни	178	165	166,5
	добыча нефти	т.тонн	1,82	1,24	3,73
6.9.	изоляция притока воды				
	количество скважин	скв	5	8	7
	эффективность на 1 скважину	т/сут	1,6	2,2	1,8
	кол-во дней работы 1 скв	дни	198	200	112,2
	добыча нефти	т.тонн	1,57	3,44	1,41
6.10.	переход на др. горизонты (приобщение)				
	количество скважин с эффектом	скв		11	28
	кол-во скважин без эффекта	скв			
	эффективность на 1 скважину	т/сут		1,9	1,9
	кол-во дней работы 1 скв	дни		165	210,7
	добыча нефти	т.тонн	0,00	3,50	11,21
6.11.	ОРЭ				
	количество скважин	скв		10	11
	эффективность на 1 скважину	т/сут		2,3	3,1
	кол-во дней работы 1 скв	дни		250	124,6
	добыча нефти	т.тонн	0,00	5,75	4,25
6.12.	ППД новые				
	количество воздейст- х скважин	скв		1	2
	количество реагир- х скважин	скв		4	0
	эффективность на 1 скважину	т/сут		0,5	0
	кол-во дней работы 1 скв	дни		165	0
	добыча нефти	т.тонн	0,00	0,33	0,00
6.13.	Прочие КРС	шт.			
6.14.	Перевод в другие категории	шт.			
6.15.	ОПЗ нагнетательных скважин	шт.			

**Информация о выполнении плановых объемов по добыче нефти со скважин, введенных из бурения,
согласно производственной программе 2011 года (по состоянию на 01.01.2012 года)**

Таблица №3

месторожд ение	№ скв	Средняя глубина скважины (м)		эксплуатируемый объект		толщина нефтенас. (м)		дебит жидкости (м3/сут)		дебит нефти (т/сут)		обводненнос ть (%)		Дата ввода в эксплуатацию		дни работы (сут)		добыча нефти в 2011 г (тонн)		Инвестиции, тыс. руб. без НДС		индекс доходности		срок окупаемости (лет)	
		план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Ивинское	4999	1200	1158	башкир + турне	тула+ турне, башкир	35	37,1	5,8	9,2	5,5	8,7	5	5	август	06.10. 11	150	86,7	825	760	17 550	20 598	1,6	1,6	3,1	2,2
	5000	1200	1171,6	башкир + турне	тула +турне, башкир	40	44,6	5,8	9,3	5,5	7,3	5	5	август	01.10.11	135	75	742	547	17 550	19 581	1,6	1,5	3,2	3,3
	5001	1200	1258	башкир + турне	тула+ турне, башкир	20	27,5	5,8	8,1	5,5	4,6	5	32	октябрь	01.10.11	90	91,7	495	421	17 550	16 051	1,5	1,7	3,3	2,3
	5002	1800	1903	башкир + турне	тула+ турне, башкир	30	35,2	5,8	5	5,5	4,6	5	30	октябрь	02.11.11	75	45	412	207	24 001	25 226	1,3	1,3	3,8	4,4
Итого		5 400	5 490,6	х	х	125	144,4	17,4	31,6	16,5	25,2	20	72	х	х	450	298,4	2 474	1 935	76 651	81 456	1,5	1,5	3,3	3,0

ПРИМЕЧАНИЕ: * - вскрытая бурением (видимая) толщина пласта

**Выполнение программы развития системы ППД на месторождениях
ОАО «Татнефтепром» в 2011г. (по состоянию на 01.01.12 года)**

Таблица №4

Месторожде ние	№ нагн. скв.	Дата ГТМ		Поднятие / эксплуат. объект	Источник водоснабжен ия	Реагирующ. скв.	Ожид. ср. прирост дебита нефти по участку, тн/сут		Начал Рпл. (атм.)	Тек-е Рпл. (атм.)	Рплн. / Рпл.г ек.	Освоение инвестиций, тыс. руб. без НДС		Индекс доходнос ти	Срок окупаемо сти, лет
		план	факт				план	факт				план	факт	план	план
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ивинское	5045	4 кв	21.10.11	Ивинское/ верейский	Сточная вода	4088,4089, 5039,5046, 4090	2	ожидаем эффект в 2012г	100	95	1,05	2 710	2 642	1,4	3
Ивинское	4010	4 кв	24.11.11	Быструшинское / тульский	ВСП (турнейский ярус)	5003, 4009, 5005, 5006, 4011	2	ожидаем эффект в 2012г	115	110	1,05	4 120	1 640	1,2	3,9
Ульяновское	1644	3 кв	07.10.11	бобриковский	Сточная вода	1284,1647, 3063	1,5	в освое- нии	112	96	1,17	1 390	1 434	1,5	2,5
Ульяновское	3064	3кв	04.11.11	бобриковский	Сточная вода	1274,3090, 1608,1641д	2	в освое- нии	112	87	1,29	2 490	2 853	1,4	2,8
Ульяновское	1684	3кв	14.12.11	тульский	Сточная вода	3054,3055, 3098,9613	1,5	в освое- нии	110	90	1,22	2 692	969	1,3	2,1
Итого		5 скв	5 кв.	х	х	21	9	х	х	х	х	13 402	9 538	1,4	2,9

**Выполнение программы по капитальному ремонту скважин за 2011 год
по ОАО "Татнефтепром" (по состоянию на 01.01.12г.)**

Таблица №5

№ п/п	№скв	Цель ремонта	Дата проведения ГТМ	Среднесуточ ный прирост добычи, т/сут	Объем доп.добычи нефти, т	Освоение инвестиций, тыс.руб. без НДС	Индекс доходности	Срок окупаемости, мес.	Примеча ние
1	419	ЦНСКО, дострел пласта, ОПЗ соляной кислотой.	05.01-14.01.11	0,65	221	676	1,6	3	
2	4018	ЦНСКО, дострел пласта, ОПЗ соляной кислотой.	12.03-22.03.11	0,9	253	516	1,5	5	
3	5046	Отключение турнейского яруса, дострел башкирского яруса ЦНСКО	24.12-22.02.11	3,8	1176	1 983	1,5	6	
4	5023	Отключение нижнего горизонта, дострел пласта, ОПЗ соляной кислотой.	09.04-21.04.11	4,3	1093	810	1,6	2	0 ставка НДПИ
5	402	Дострел пласта, ОПЗ соляной кислотой	03.05.-12.05.11	4,5	1272	591	4,07	1	0 ставка НДПИ
6	4036	Перестрел пласта, ОПЗ соляной кислотой	12.05-22.02.11	0,22	70	584	1,2	11	
7	5007	ЦНСКО, дострел пласта, ОПЗ соляной кислотой.	14.05.-24.05.11	2,8	620	712	1,6	2	
8	4029	Отключение нижнего горизонта, приобщение верейского горизонта	12.05-04.06.11	1,6	334	1 462	1,4	6	
9	4096	Углубление забоя, перфорация башкирского яруса.	30.04-31.05.11	1,6	343	867	1,5	2	

№ п/п	№скв	Цель ремонта	Дата проведения ГТМ	Среднесуточный прирост добычи, т/сут	Объем доп.добычи нефти, т	Освоение инвестиций, тыс.руб. без НДС	Индекс доходности	Срок окупаемости, мес.	Примечание
10	4109	Приобщение башкирского яруса, ОПЗ	10.06-21.06.11	2,0	143	702	1,4	6	
11	5013	Отключение турнейского яруса, дострел верейского горизонта.	31.05.-17.06.11	2,04	391	1 057	1,5	4	
12	5022	Отключение турнейского яруса, перфорация башкирского яруса, ОПЗ.	05.06-22.06.11	2,0	386	823	1,5	3	
13	6501	Дострел башкирского яруса, ОПЗ соляной кислотой	23.02-07.03.11	0,7	119	971	1,0	20	
14	5012	Отключение нижнего карбона, ВИР с ВВП ,дострел башкирского яруса, ОПЗ	16.11-10.12.11	2,95	67	1 180	2,8	2	0 ставка НДС
15	5020	Дострел башкирского яруса, ОПЗ соляной кислотой	28.06-09.07.11	2,4	412	791	1,6	3	
16	5036	Дострел башкирского яруса, ОПЗ соляной кислотой	19.07.-01.08.11	0,4	78	620	1,2	10	
17	5034	Дострел башкирского яруса, ОПЗ соляной кислотой	01.08-10.08.11	1,1	154	527	1,5	4	
18	5061	Дострел башкирского яруса, ОПЗ соляной кислотой	31.07.-17.08.11	2,0	271	901	1,6	4	
19	6013	Отключение нижнего карбона, дострел верейского гор-та	15.06.-14.07.11	0,1	13	2 173	-	-	Нет результата

№ п/п	№скв	Цель ремонта	Дата проведения ГТМ	Среднесуточный прирост добычи, т/сут	Объем доп.добычи нефти, т	Освоение инвестиций, тыс.руб. без НДС	Индекс доходности	Срок окупаемости, мес.	Примечание
20	6011	Отключение турнейского яруса, дострел башкирского яруса, ОПЗ	15.07.-27.07.11	0,1	3	904	-	-	Нет результата
21	4086	Отключение турнейского яруса, дострел башкирского яруса, ОПЗ	14.06-30.06.11	8,8	1612	727	4,1	1	0 ставка НДС
22	5025	Отключение турнейского яруса, дострел башкирского яруса, ОПЗ	17.06-28.06.11	4,3	789	718	1,6	2	
23	4115	Отключение бобриковского гор-та, дострел башкирского яруса, ОПЗ	01.07.-10.08.11	1,4	204	1 564	2,2	4	0 ставка НДС
24	635	Отключение турнейского яруса, дострел башкирского яруса, ОПЗ	25.07-10.08.11	1,6	232	837	1,6	4	
25	6014	Исследование ИГН. Отключение нижнего карбона, дострел башкирского яруса, ОПЗ ПАКС	27.07.-12.08.11	1,0	134	1 512	1,2	12	
26	5016	Дострел башкирского яруса, ОПЗ соляной кислотой.	12.08-04.09.11	3,0	359	1 233	1,5	3	
27	6019	Углубление забоя, ОПЗ соляной кислотой.	04.09.-14.09.11	1,7	179	597	1,7	3	
28	6023	Углубление забоя, ОПЗ соляной кислотой.	14.09-25.09.11	0,4	34	720	1,1	20	
29	1641д	Перевод в добычу	13.09-21.09.11	0,2	20	846	1,3	12	

№ п/п	№скв	Цель ремонта	Дата проведения ГТМ	Среднесуточный прирост добычи, т/сут	Объем доп.добычи нефти, т	Освоение инвестиций, тыс.руб. без НДС	Индекс доходности	Срок окупаемости, мес.	Примечание
30	288	Дострел пласта	01.09-08.09.11	0,2	22	675	1,2	13	
31	6027	Отключение нижнего карбона, ОПЗ ВВЭ+ПАКС на верейский горизонт	21.09-01.10.11	0	0	619	-	-	Нет результата
32	748	Дострел верейского горизонта.	06.10-17.10.11	1,1	87	605	1,3	6	
33	4017	Разбурили «открытый забой», ОПЗ, отключили верейский горизонт	01.10-01.11.11	0,5	30	1 388	2,2	2	0 ставка НДПИ
34	6015	Дострел бобриковского горизонта, ОПЗ ВВЭ+ПАКС	18.10-01.11.11	1,3	78	721	1,4	4	
35	6503	Дострел части турнейского яруса, Закачка ВВЭ+ПАКС	25.10-14.11.11	0,9	44	1 721	1,3	8	
36	300	Исследование СТД, ДГД, ИГН. Проработка ствола, перестрел пласта.	07.11-01.12.11	0,3	10	697	1,4	5	
ИТОГО			х	62,9	11 253	34 030	1,7*	6*	х

Примечание: * итоговый расчет выполнен по скважинам с положительным результатом деятельности.

**Выполнение программы по МУН за 2011 год
по ОАО "Татнефтепром" (по состоянию на 01.01.12г.)**

Таблица №6

№	№ скв.	Вид работ	Дата проведения ГТМ		Объем доп. добычи нефти, т	Среднесут. прирост, т/сут	Освоение инвестиций, тыс. руб. без НДС	Индекс доходности	Срок окупаемости, мес.
			план	факт	факт	факт	факт	факт	факт
1	4042	Закачка ВВЭ+ СНПХ-9350	август	17.08-25.08.11	96	1,3	485	1,4	5
2	6011	ВИР по технологии «СИНТЕК», отключение нижних пластов, дострел башкирского яруса	Ноябрь	15.11-17.12.11	0*	0*	1 579	0,8	37
3	6013	ВИР по технологии «СИНТЕК», отключение нижнего карбона, дострел верейского горизонта	декабрь	06.12-31.12.11	0*	0*	1 944	1,0	23
Итого			х	х	х	х	4 008	1,07	22

* **Примечание:** ожидаемая доп. добыча в 2012 году:

- скв. № 6011 - 230 тн при среднесуточном дебите 1тн;

- скв. № 6013 - 230 тн при среднесуточном дебите 1тн.

Выполнение программы внедрения ОРЭ скважин на месторождениях ОАО «Татнефтепром» в 2011 г.

Таблица №7

Месторождение	№ п/п	№ скв.	Дата проведения		Эксплуат. горизонты	Способ экспл.	Дебит нефти, т/сут		Прирост дебита нефти, т/сут		Доп.добыча нефти на 01.01.12г., тонн		Освоение инвестиций, тыс.руб. без НДС		Индекс доходности		Срок окупаемости, мес.		Примечание
			план	факт			до меропр	после меропр	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	
Ивинское	1	5014	январь	15.12.10 - 15.01.11	башкирский, турнейский	СКН	0,4	4,1	2,3	3,7	730	1 119	758	901	1,5	1,5	4	3	Общим фильтром
			-	9.11-16.11.11	башкирский, турнейский	СКН	4,1	4,9	-	0,8	-	65	-	2 214	-	2,8	-	3	0 ставка НДС по башкирскому горизонту
	2	5038	февраль	13.01-05.03.11	верейский, турнейский	СКН	0,3	2	2,3	1,7	200	209	868	2 059	1,3	-	10	-	Общим фильтром
	3	4038	февраль	15.02-06.04.11	верейский, турнейский	СКН	0,8	3,6	2,3	2,8	190	505	993	1 081	1,1	1,5	16	5	Общим фильтром
	4	5032	август	23.06-12.07.11	башкирский, турнейский	СКН	1,2	4,5	2,3	3,3	276	459	3 965	3 942	1,7	1,8	10	7	0 ставка НДС по башкирскому горизонту
	5	5028	сентябрь	23.08-04.09.11	башкирский, турнейский	СКН	1,3	3,8	2,3	2,5	210	431	4 070	3 909	1,8	2,3	10	5	0 ставка НДС по башкирскому горизонту
	6	4033	июнь	12.10.-18.10.11	башкирский, турнейский	СКН	1	4,5	2,3	3,5	420	302	4 027	3 063	1,8	2,2	9	4	0 ставка НДС по башкирскому горизонту
	7	5026	июль	18.10-25.10.11	башкирский, турнейский	СКН	0,8	3,8	2,3	3	345	219	4 018	3 708	1,7	2,5	10	5	0 ставка НДС по башкирскому горизонту
	8	5033	август	2.11-08.11.11	башкирский, турнейский	СКН	0,4	6,5	2,3	6,1	276	349	3 893	3 016	1,7	2,5	10	3	0 ставка НДС по башкирскому горизонту
	9	5015	сентябрь	12.12.-20.12.11	башкирский, турнейский	СКН	0,6	2,6	2,3	2	210	22	4 062	3 037	1,7	1,8	10	8	0 ставка НДС по башкирскому горизонту
	10	5050	октябрь	14.11-01.12.11	башкирский, турнейский	СКН	0,5	2,1	2,3	1,6	138	50	4 111	3 683	1,5	1,5	12	10	0 ставка НДС по башкирскому горизонту
Итого 10 скважин					х	х	11,4	42,4	23	31	2 995	3 730	30 765	30 613	1,4	2,0*	9	5*	х

Примечание: * итоговый расчет выполнен по скважинам с положительным результатом деятельности.

Информация об объеме использованных Обществом в отчетном году видов энергетических ресурсов

Таблица №8

№	Вид энергетического ресурса	Единица измерения	Объем использования в натуральном выражении	Объем использования в денежном выражении, тыс.руб.
1	2	3	4	5
1	Тепловая энергия	Гкал	-	-
2	Электроэнергия	тыс.квтч	11 821,25	24 508,3
3	Газ природный	тыс.куб.м.	68,33	418,8
4	Бензин автомобильный	тн	0,308	9,03
5	Дизельное топливо	тн	4,125	106,9

2. Выполнение инвестиционной программы в 2011 году

Основной объем инвестиций был направлен на строительство и обустройство 4 скважины. Показатели приведены в таблице № 9

Таблица № 9

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	План 2011 год	Факт 2011 год
1	2	3	4	5
1	Объем инвестиций, в т.ч.:	тыс.руб.	247 732	220 479
<i>1.1</i>	<i>Производственное строительство</i>	<i>тыс.руб.</i>	<i>247 735</i>	<i>220 479</i>
1.1.1	бурение скважин	тыс.руб.	76 684	72 337
1.1.2	кап. строительство	тыс.руб.	63 753	45 167
1.1.3	оборудование не входящее в сметы строек	тыс.руб.	79 558	74 226
1.1.3.1	- по новому строительству	тыс.руб.	59 567	56 593
1.1.3.2	- замена по действующему производству	тыс.руб.	19 991	17 633
1.1.4	прочие (перевод скважин в связи со сменой эксплуатации, ОРЭ, выкуп земли, межев. выкупаемых земель, перевод земель и т.д.)	тыс.руб.	27 738	28 749

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	План 2011 год	Факт 2011 год
1	2	3	4	5
1.2	<i>Непроизводственное строительство (кап. строительство)</i>	<i>тыс.руб.</i>		
1.2.1	прочие (выкуп земли, межев. выкупаемых земель, перевод земель и т.д.)	тыс.руб.		
1.2.2	<i>Непроизводственное оборудование</i>	<i>тыс.руб.</i>		
1.2.3	<i>Приобретение или создание нематериальных активов</i>	<i>тыс.руб.</i>		

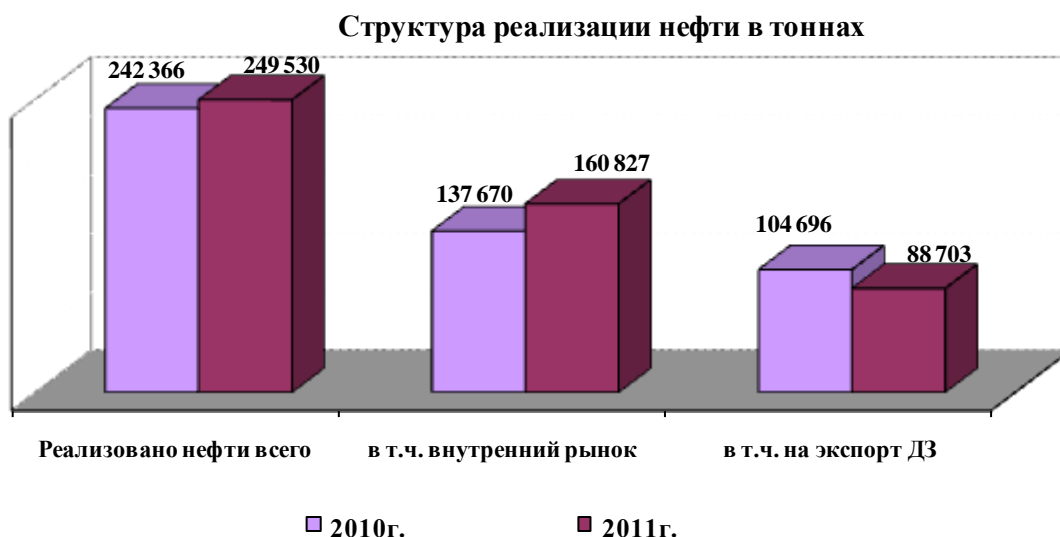
3. Финансовые результаты

Отчет о финансовых результатах компании

Объем фактической реализации нефти за отчетный период увеличился по сравнению с 2010 годом на 7 164 тонн.

Динамика реализации нефти приведена на рисунке 1:

Рис.1.



Основные технико-экономические показатели

Таблица № 10

№ п/п	Наименование	Факт 2010 г., тыс. руб	Факт 2011 г., тыс. руб.
1	2	3	4
1	Выручка (брутто) от реализации - всего, в т.ч.	2 971 891	3 968 214
1.1	выручка от реализации нефти	2 935 921	3 942 028
1.2	прочая выручка	35 970	26 186
2	Экспортная пошлина	1 003 882	1 074 370
3	Выручка (нетто) от реализации - всего, в т.ч.	1 781 546	2 600 401
3.1	выручка от реализации нефти	1 751 062	2 578 209
3.2	прочая выручка	30 484	22 192
4	Производственная себестоимость реализованной продукции	1 218 780	1 551 097
5	Расходы на продажу	125 432	113 761
6	Сальдо прочих доходов/расходов	- 117 245	- 89 853
7	Прибыль до налогообложения	311 880	845 690
8	Налог на прибыль текущего года	76 237	184 171
9	Чистая прибыль	237 663	665 679
10	Чистая прибыль на реализованную нефть руб./тн.	980	2 668

Справочно:

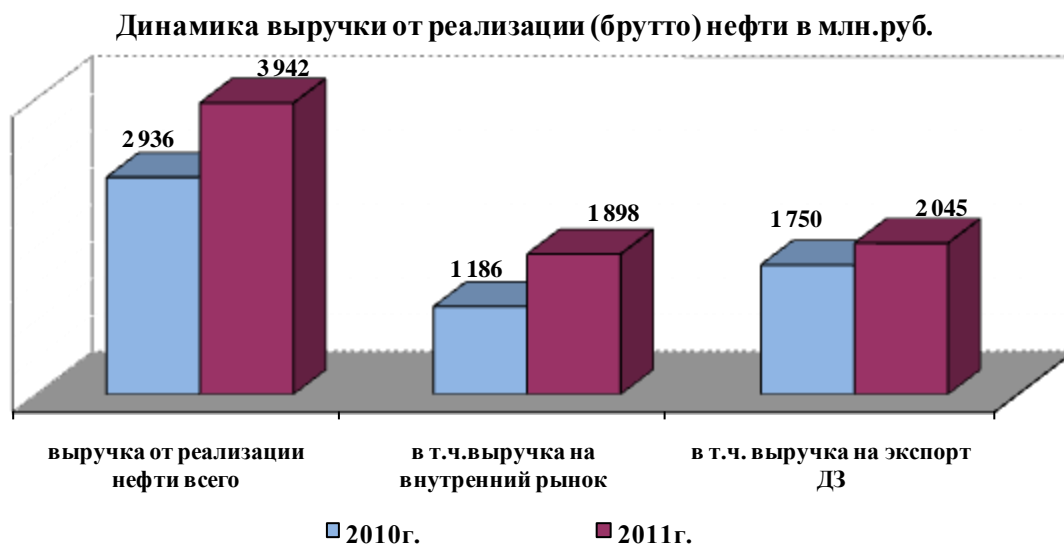
Амортизационная премия за 2011 год применилась в размере 67 745 тыс. руб., за 2010 год 49 580 тыс. руб.

Продажи

Доля экспорта в общем объеме реализации нефти составила 43,2% в 2010 г. и 35,5% в 2011 г. Выручка от реализации (брутто) нефти за отчетный период увеличилась на 1 006 млн. руб. (34,2 %) по сравнению с 2010 годом, в том числе выручка (брутто) от реализации нефти на внутреннем рынке увеличилась на 712 млн. руб., дальнее зарубежье увеличилась на 295 млн. руб.

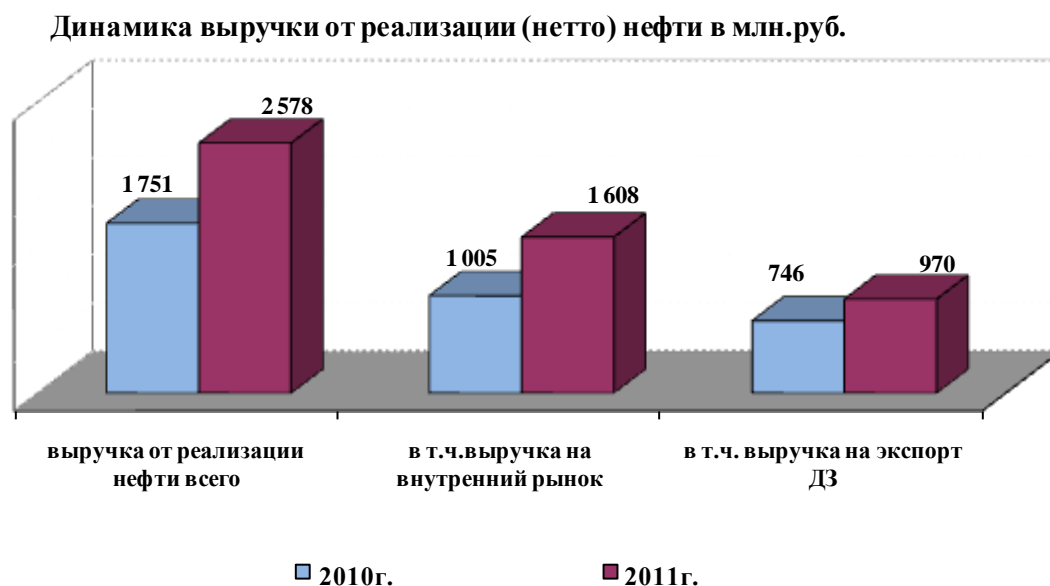
Структура реализации нефти (брутто) по рынкам сбыта приведена на рисунке 2:

Рис.2.



Выручка от реализации (нетто) нефти (по форме №2) за 2011 год увеличилась на 827 млн. руб. (47,2%) по сравнению с 2010 годом, в том числе выручка (нетто) от реализации нефти на внутреннем рынке увеличилась на 603 млн. руб., на дальнее зарубежье – увеличилась на 224 млн. руб.

Структура реализации нефти (нетто) по рынкам сбыта приведена на рисунке 3:



Экспортная пошлина

Экспортная пошлина, занимающая наибольшую долю в общей сумме налогов (42%), за 2011 год составила 1 074 370 тыс. руб., что по сравнению с аналогичным периодом прошлого года выше на 70 488 тыс. руб. или на 7%. Рост в основном обусловлен с ростом ставки экспортной пошлины в отчетном году на 49% (с 273,9 \$ за тн. в 2010 году до 408,9 \$ за тн. в 2011 году).

Себестоимость реализованной продукции

Полная фактическая себестоимость реализованной продукции за отчетный период составила 1 551,1 млн. руб. или 39,1% от объема продаж (брутто). За 2010 года данный показатель составлял 1 227 млн. руб. или 41,3% от объема продаж (брутто).

Себестоимость добычи нефти

Себестоимость добычи нефти за 2011 год составила 1 579,3 млн.руб., что на 345,9 млн.руб. (или на 28 %) выше уровня себестоимости за 2010 год. Структура себестоимости добычи нефти приведена в Таблице № 15:

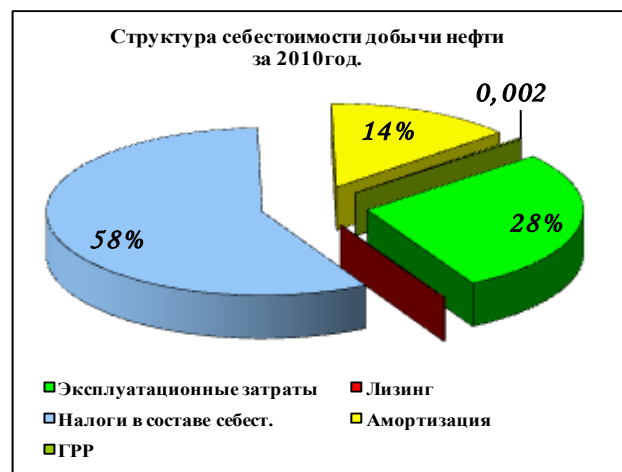
Структура себестоимости добычи нефти (валовой)

Таблица №11

№ п/п	Показатели	Факт 2010 года		Факт 2011 года		Факт 1 тн. 2011 % к 2010г.
		тыс. руб.	руб./тн	тыс.руб.	руб./тн	
1	2	3	4	5	6	7
1	Себестоимость продукции	1 233 376	5 038,3	1 579 305	6270,3	124,5
1.1	Эксплуатационные расходы (без учета лизинга, страхования имущества, амортизации, перевозки нефти, ГРП)	345 910	1 413,0	331 800	1317,4	93,2
1.2	Страхование имущества	-	-	67	0,3	100
1.3	Налоги в составе себестоимости	709 873	2 899,8	1 025 897	4 073,1	140,5
1.4	Амортизация	172 793	705,8	202 121	802,5	113,7
1.5	Лизинг	1 877	7,7	-	-	-
1.6	Перевозка нефти	-	-	15 334	60,9	100
1.7	ГРП	2 923	12,0	4 086	16,2	135,0
2	Добыча нефти, тонн	244 801		251 869		102,9

В графическом изображении структура себестоимости представлена на Рис.1:

Рис.1



Рост валовой себестоимости добычи нефти за 2011 год по сравнению с 2010 годом в основном обусловлен увеличением затрат по следующим статьям:

- информационно-консультационные услуги на 21,5 млн. руб (85,45 руб./тн);
- обязательные отчисления выросли на 316 млн. руб. (1 173,3 руб./тн.). Основная причина роста увеличение ставки НДС на 1 380,93 руб/тн (2010г.- 3 074,4 руб/тн, 2011г.- 4 455,3 руб/тн).
- амортизационные отчисления увеличились на 29,3 млн. руб. Рост амортизационных отчислений связан с бурением и вводом 4 скважин за 2011год.

Снижение себестоимости добычи нефти за 2011 году по сравнению с 2010 годом, в основном обусловлено снижением затрат по следующим статьям:

- вспомогательные материалы и запасные части на 14,2 млн. руб., изменение затрат, по данной статье, связано с реструктуризацией компании и выводом непрофильных структур в сервис;
- топливо на 14,9 млн. руб., изменение затрат, по данной статье, связано с реструктуризацией компании и выводом непрофильных структур в сервис;
- подготовка и перекачка нефти на 15,0 млн. руб., изменение затрат, по данной статье, связано с переходом на услуги одного контрагента НГДУ «Нурлатнефть» (в 2010 году услуги по подготовке и перекачке нефти дополнительно оказывало НГДУ «ТатРитекнефть»);
- оплата труда персонала на 50,4 млн. руб. (200 руб./тн.), изменение затрат, по данной статье, обусловлено снижением численности персонала в результате реструктуризации компании;
- страховые выплаты на 9 млн. руб. (35,8 руб./тн), изменение затрат, по данной статье, обусловлено снижением расходов по оплате персонала.

За 2011 год по сравнению с аналогичным периодом 2010 года эксплуатационные затраты снизились на 95,6 руб./тн и составили 1 317,3 руб/тн (331 800 млн. руб.) или 21% в полной себестоимости добычи нефти за 2011 г.

Расходы на продажу

Расходы на продажу составили 113,8 млн. руб. или 2,9% в общем объеме продаж (брутто). По сравнению с аналогичным периодом прошлого года расходы снизились на 11,7 млн. руб. (в связи со сменой комиссионера и снижением его вознаграждения).

Прочие доходы и расходы, финансовый результат

Прочие доходы и расходы за 2011г. составили соответственно 76,4 млн. руб. и 191,7 млн. руб. Прочие расходы превышают сумму доходов на 115,3 млн. руб.

Существенное влияние на финансовый результат оказали:

- доходы от продажи основных средств 12,2 млн. руб;
- положительная курсовая разница 51,7 млн. руб.;
- доход от восстановления резерва по сомнительным долгам 6,0 млн. руб.;
- прочие доходы 5,3 млн. руб.;
- отчисления в ГЖФ в размере 24,7 млн. руб.;
- расходы от продажи основных средств 3,7 млн. руб.;
- отрицательная курсовая разница 28,1 млн. руб.;
- убытки прошлых лет, выявленные в отчетном году 13,6 млн.руб.;
- дебиторская задолженность с истекшим сроком исковой давности 13,1 млн.руб.;
- расходы по созданию резерва по сомнительным долгам 41,7 млн.руб.;
- расходы на консервацию имущества 5,1 млн. руб.;
- расходы на ликвидацию имущества 6,6 млн. руб.;
- убытки от ликвидации основных средств 10 млн. руб.;
- услуги оценки 6 млн.руб.;
- списание дебиторской задолженности 23,5 млн.руб.;

- выплаты соц.характера 4,4 млн. руб.;
- финансовая помощь 2,6 млн. руб.;
- прочие расходы 9,2 млн. руб.

В отчетном периоде получено 845,7 млн. руб. прибыли до налогообложения, что на 533,8 млн. больше, чем за аналогичный период прошлого года.

Бухгалтерский баланс

Бухгалтерский баланс (форма №1).

За текущий год валюта баланса увеличилась на 787,7 млн. руб. (37,5 %) и составила 2 885,8 млн.руб., в динамике наблюдается:

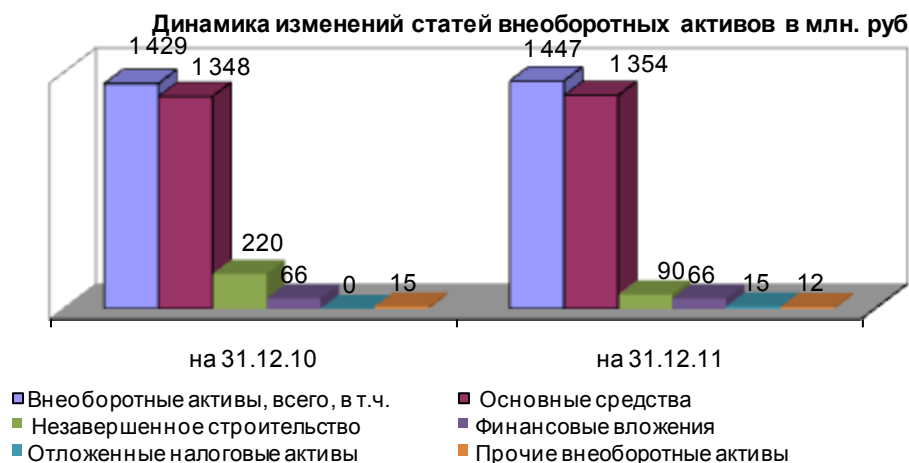
- в активе:

а) увеличение «Внеоборотных активов» на 17,5 млн. руб. в основном обусловлено изменением по статьям:

- по статье «Основные средства» увеличение на 6,3 млн.руб. за счет ввода оконченных строительством объектов и основных средств, в том числе
 - по статье «Незавершенное строительство» снижение на 130 млн. руб.;
 - по статье «Земельные участки и объекты природопользования» увеличение на 1,0 млн. руб.;
 - по статье «Здания, машины, оборудование и другие основные средства» увеличение на 135,3 млн. руб.;
- по статье «Отложенные налоговые активы» увеличение на 14,9 млн. руб.;
- по статье «Прочие внеоборотные активы» снижение на 3,6 млн. руб.

Динамика изменения статей баланса раздела I «Внеоборотные активы» приведена на рисунке 5:

Рис.5.



б) увеличение «Оборотных активов» на 770,2 млн. руб. в основном обусловлено изменением по статьям:

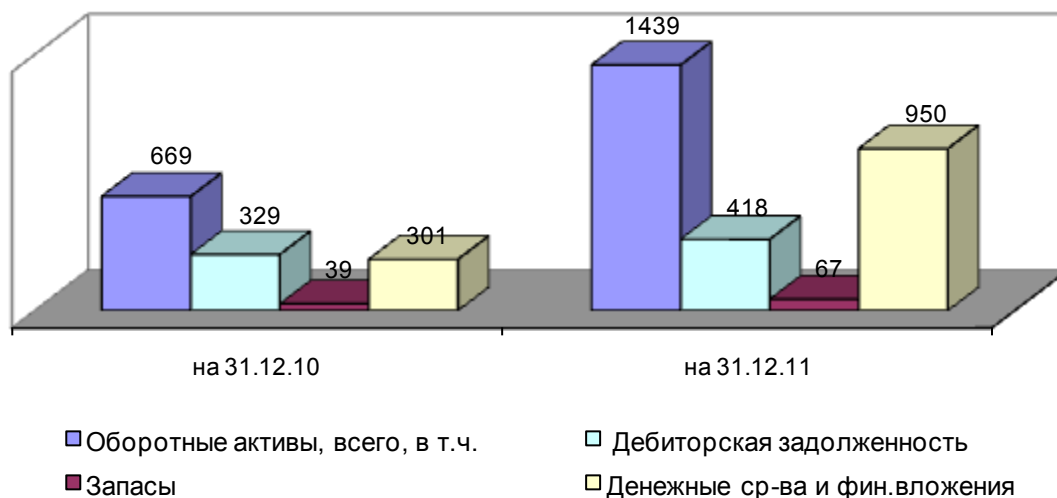
- по статье «Денежные средства и денежные эквиваленты» увеличение на 549,0 млн. руб.;
- по статье «Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)» увеличении на 100,0 млн.
- по статье «Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям» увеличение на 5,0 млн. руб.;
- по статье «Дебиторская задолженность» увеличение на 88,8 млн. руб. связано со увеличением суммы задолженности покупателей за отгруженную нефть;
- по статье «Запасы» увеличение на 27,4 млн. руб. (или на 69,5%) произошло в основном за счет увеличения себестоимости остатков готовой продукции (нефти)

2,2 раза (или на 29,5 млн. руб.), остатков сырья и материалов на 17,4 % (или на 1,7 млн.руб.) и за счет снижения в 3,5 раза (или на 3,8 млн. руб.) сумм расходов будущих периодов.

Динамика изменения статей баланса раздела II «Оборотные активы» приведена на рисунке 6:

Динамика изменения статей оборотных активов в млн. руб

Рис.6.



- в пассиве:

а) увеличение итоговой суммы по III разделу баланса «Капитал и резервы» на 645,1 млн. руб., обусловлено получением чистой прибыли за отчетный период в размере 665,7 млн. руб. и уменьшением нераспределенной прибыли в обращении на сумму начисленных и выплаченных акционерам дивидендов в размере 18,7 млн. руб.;

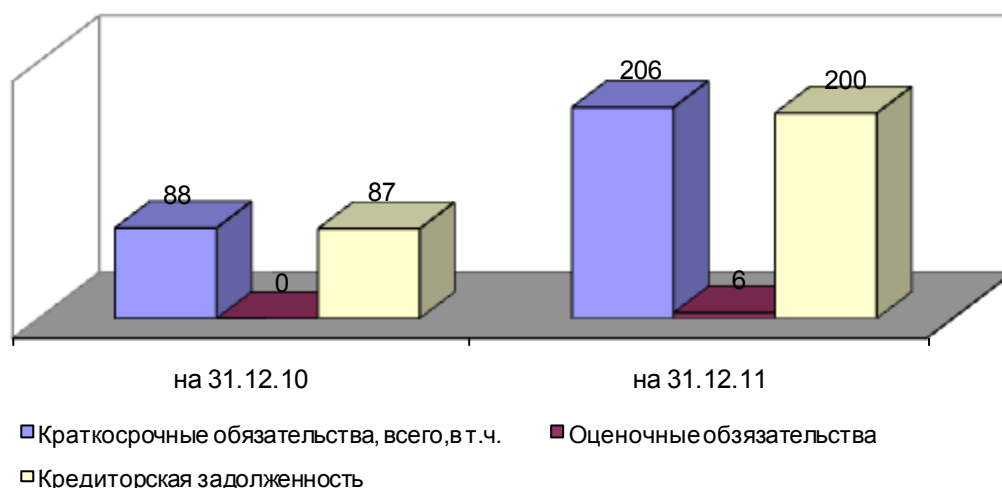
б) увеличение по IV разделу «Долгосрочные обязательства» на 25,2 млн. руб. (или в 3,6 раза) обусловлено увеличением суммы отложенных налоговых обязательств (разница между себестоимостью по налоговому и бухгалтерскому учету связана с вводом объектов капитального строительства и применением по ним амортизационной премии);

в) увеличение по V разделу «Краткосрочные обязательства» на 117,4 млн. руб. (или в 2,3 раза) в основном обусловлено изменением по статьям:

- по статье «Кредиторская задолженность» увеличение на 111,8 млн. руб. обусловлено увеличением задолженности:
 - по налогам и сборам в 2,3 раза (или на 81,4 млн. руб.). Существенное влияние на изменение данного показателя оказал рост ставки НДС, увеличилась задолженность по налогу на добычу полезных ископаемых на 32,1 млн. руб.;
 - перед поставщиками и подрядчиками в 2,2 раза (или на 21,9 млн. руб.);
- по статье «Оценочные обязательства» увеличение на 5,5 млн. руб. связано с созданием резерва на отпуска.

Динамика изменения статей баланса раздела V «Краткосрочные обязательства» приведена на рисунке 7:

Динамика изменения статей краткосрочных обязательств в млн. руб



Из четырех выделяемых типов устойчивости финансовое состояние ОАО «Татнефтепром» по состоянию на 31.12.11г. можно охарактеризовать как «абсолютно устойчивое финансовое состояние» - наличие у предприятия излишка собственных источников формирования «Запасов».

Анализ угрозы банкротства свидетельствует о том, что вероятность наступления банкротства ОАО «Татнефтепром» очень низкая. Значение показателя уровня угрозы банкротства Z-счет составляет 11,715 (нормативное значение Z-счет ≥ 3).

Анализ имущества свидетельствует о том, что источником финансирования деятельности компании в большей части являются собственный капитал и резервы. Данное значение на 31.12.11г. составило 92%.

По отчету о прибылях и убытках (форма № 2) по ОАО «Татнефтепром» за 2011 год:

- выручка (нетто) по нефти увеличилась на 818,9 млн. руб. или на 45,9% по сравнению с 2010г. и составила 2 600,4 млн. руб.;
- себестоимость реализованной продукции увеличилась на 324,1 млн. руб. или на 26,4 % по сравнению с 2010г. и составила 1 551,1 млн. руб.;
- налог на прибыль увеличился на 107,9 млн. руб. или в 2,4 раза и составил 184,2 млн. руб.;
- чистая прибыль увеличилась на 428 млн. руб. или в 2,8 раза и составила 665,7 млн. руб.

4. Чистые активы

Чистые активы на 31.12.2011 г. – 2 645 763 тыс. руб.

Чистые активы на одну акцию – 4,94 тыс. руб.

Номинальная стоимость одной акции – 50 руб.

Прирост чистых активов по сравнению с 01.01.2011 г. составил 645 266 тыс. руб.(32,2%)

5. Отчет о выплате объявленных (начисленных) дивидендов по акциям общества

В 2011 году были выплачены дивиденды по результатам 2010 года. Общий фонд дивидендов составил 18 763 465 рублей. Дивиденды выплачены полностью.

6. Информация о крупных сделках и сделках, в совершении которых имелась заинтересованность

В таблице №12 представлены юридические и физические лица, являющиеся связанными сторонами на 31.12.2011г. Сделки со связанными сторонами проводятся в денежной форме и проведением взаимных расчетов.

Связанные стороны на 31.12.2011

Таблица № 12

№ п/п	Наименование аффилированного лица (местонахождение)	Комментарий
1	Щелков Сергей Федорович	Член совета директоров с 13.05.11г. (генеральный директор ОАО «Татнефтепром»)
2	ООО «Агро-Фирма Кутеминская» (Республика Татарстан, Черемшанский район, д. Кутема, ул. Клубная, д. 1)	Дочернее Общество
3	ОАО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» (423040, Республика Татарстан, Нурлатский район, с. Мамыково)	Дочернее Общество
4	Закрытое акционерное общество «СОЛИД Менеджмент» Д.У. Закрытого паевого инвестиционного фонда прямых инвестиций «Солид-Инжиниринг» (123007, Россия, г. Москва, Хорошевское шоссе, 32А)	Компания осуществляет контроль над Обществом в силу того, что управляет от имени пайщиков более чем 70% акций, составляющих уставный капитал Общества
5	ERMINA TRADING LIMITED (Spyrou Araouzou, 165 LORDOS WATERFRONT, 2 nd floor, Flat/Office 2001, 3036, P.C, Limassol, Cyprus)	Лицо, принадлежащее к группе лиц Эмитента.
6	Общество с ограниченной ответственностью «ТрансТехСервис-Волга» (125480, г. Москва, бульвар Яна Райниса, д. 2, корп. 1.)	Лицо, принадлежащее к группе лиц Эмитента.
7	Зарипов Ралиф Каримович	Член совета директоров в 2011г.
8	Зеленин Сергей Александрович	Член совета директоров в 2011г.
9	Сафаргалеев Нафис Хамзаевич	Член совета директоров в 2011г.
10	Фассахов Роберт Харрасович	Член совета директоров в 2011г.
11	Фоменко Юлиана Сергеевна	Член совета директоров в 2011г.
12	Вафин Риф Вакилович	Член совета директоров до 13.05.11г.

№ п/п	Наименование аффилированного лица (местонахождение)	Комментарий
13	Галимова Илгиза Фатыховна	Член совета директоров до 13.05.11г.
14	Ягудин Шамил Габдулхаевич	Член совета директоров до 13.05.11г.
15	Салахутдинов Сергей Рифхатович	Член совета директоров до 13.05.11г.
16	Спиридонов Григорий Николаевич	Член совета директоров с 13.05.11г.

В 2011 году с ООО «Агро-Фирма Кутеминская» заключены договора по следующим видам работ:

- реализация имущества (основные средства) на общую сумму 138 200 рублей (дог.№05/41-11 от 27.01.11г.);
- реализация имущества (КЖНТ) на общую сумму 725 000 рублей (дог.№107/11-ТНП от 05.08.11г.);
- договор на временное занятие земельных участков на сумму 54 312,43 рублей (дог.№128-11-ТНП от 01.10.11г.);
- договор на временное занятие земельных участков на сумму 78 534,24 рублей (дог.№129-11-ТНП от 01.10.11г.);
- договор на временное занятие земельных участков на сумму 194 809,21 рублей (дог.№140-11-ТНП от 09.12.11г.).

7. Информация о соблюдении норм корпоративного поведения

Таблица №13

№	Нормы корпоративного поведения	Соблюдается или не соблюдается	Примечание
Общее собрание акционеров			
1	Извещение акционеров о проведении общего собрания акционеров не менее чем за 30 дней до даты его проведения независимо от вопросов, включенных в его повестку дня, если законодательством не предусмотрен большой срок.	Не соблюдается	Согласно действующей редакции Устава
2	Наличие у акционеров возможности знакомиться со списками лиц, имеющих право на участие в общем собрании акционеров, начиная со дня сообщения о проведении общего собрания акционеров, а в случае заочного общего собрания акционеров – до даты окончания приема бюллетеней для голосования.	Соблюдается	
3	Наличие у акционера возможности внести вопрос в повестку дня общего собрания акционеров или потребовать созыва общего собрания акционеров без предоставления выписки из реестра акционеров, а в случае, если его права на акции учитываются на счете депо, - достаточно выписки со счета депо для осуществления вышеуказанных прав.	Не соблюдается	Предоставление выписки из реестра акционеров обязательно

№	Нормы корпоративного поведения	Соблюдается или не соблюдается	Примечание
Совет директоров			
4	Наличие в уставе акционерного общества права совета директоров принять решение о приостановления полномочий генерального директора, назначаемого общим собранием акционеров.	Не соблюдается	Назначение генерального директора на должность, а также прекращение его полномочий является компетенцией Совета Директоров
5	Наличие в уставе акционерного общества права совета директоров утверждать условия договора с генеральным директором.	Соблюдается	
6	Наличие в составе совета директоров акционерного общества не менее 3 независимых директоров, отвечающих требованиям Кодекса корпоративного поведения.	Соблюдается	
7	Отсутствие в составе совета директоров акционерного общества лиц, которые признавались виновными в совершении преступлений в сфере экономической деятельности или преступлений против государственной власти, интересов государственной службы и службы в органах местного самоуправления или к которым применялись административные наказания за правонарушение в области предпринимательской деятельности или в области финансов, налогов и сборов, рынка ценных бумаг.	Соблюдается	
8	Отсутствие в составе совета директоров акционерного общества лиц, являющихся участником, генеральным директором (управляющим), членом органа управления или работником юридического лица, конкурирующего с акционерным обществом.	Соблюдается	
9	Наличие в уставе акционерного общества требования об избрании совета директоров кумулятивным голосованием.	Соблюдается	
10	Наличие во внутренних документах акционерного общества порядка проведения заседаний совета директоров.	Соблюдается	
11	Наличие комитета совета директоров (комитета по аудиту), который рекомендует совету директоров аудитора акционерного общества и взаимодействует с ним и ревизионной комиссией акционерного общества.	Не соблюдается	Не целесообразно
12	Наличие в уставе акционерного общества порядка определения кворума совета директоров, позволяющего обеспечить обязательное участие независимых директоров в заседаниях совета директоров.	Соблюдается	
Исполнительные органы			
13	Наличие коллегиального исполнительного органа (правления) акционерного общества.	Не соблюдается	Согласно действующей редакции Устава

№	Нормы корпоративного поведения	Соблюдается или не соблюдается	Примечание
14	Наличие в акционерном обществе специального должностного лица (секретаря общества), задачей которого является обеспечение соблюдения органами и должностными лицами акционерного общества процедурных требований, гарантирующих реализацию прав и законных интересов акционеров общества	Соблюдается	
Существенные корпоративные действия			
15	Обязательное привлечение независимого оценщика для оценки рыночной стоимости имущества, являющегося предметом крупной сделки.	Соблюдается	
16	Отсутствие в уставе акционерного общества освобождения приобретателя от обязанности предложить акционерам продать принадлежащие им обыкновенные акции общества (эмиссионные ценные бумаги, конвертируемые в обыкновенные акции) при поглощении.	Соблюдается	
17	Наличие во внутренних документах акционерного общества перечня информации документов и материалов, которые должны предоставляться акционерам для решения вопросов, выносимых на общее собрание акционеров	Соблюдается	
18	Наличие у акционерного общества веб-сайта в сети Интернет и регулярное раскрытие информации об акционерном обществе на этом веб-сайте	Соблюдается	Информация раскрывается на официальном сайте www.tatneftprom.ru

Генеральный директор
ОАО "Татнефтепром"

Щелков С.Ф.

Главный инженер
ОАО «Татнефтепром»

Заббаров Р.Г.

Главный геолог
ОАО «Татнефтепром»

Новиков И.П.

Заместитель генерального директора
по экономике и финансам
ЗАО «Консалтинговый Центр»

Сабиров И.Ф.

Главный бухгалтер
ЗАО «Консалтинговый Центр»

Комаров А.В.