

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы за три месяца, закончившихся 30 июня и 31 марта 2015г., и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 и 2014 гг.

Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 30 июня 2015 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 30 июня и 31 марта 2015 г., и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2015 и 2014 гг., и должен рассматриваться вместе с промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетностью Группы и примечаниями к ней, подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

Данный отчет представляет финансовое состояние и результаты деятельности Группы на консолидированной основе. В данном отчете термины «Газпром нефть», «Компания», «Группа», означают ОАО «Газпром нефть», ее дочерние общества и пропорционально консолидированные предприятия (совместные операции по МСФО 11) («Томскнефть», «Salym petroleum development» (SPD) и «Южно-Приобский ГПЗ» (ЮГПЗ)). Термин «Совместные предприятия» означает общества, отражаемые по методу долевого участия.

Тонны добытой нефти пересчитаны в баррели с использованием коэффициентов, учитывающих плотность нефти на каждом из наших месторождений. Приобретенная нефть, а также иные операционные показатели, выраженные в баррелях, пересчитаны в баррели с использованием коэффициента 7,33 барреля на тонну. Кубические метры пересчитаны в кубические футы с использованием коэффициента 35,31 кубических футов на кубический метр. Нефть пересчитана в баррели нефтяного эквивалента (барр. н. э.) из расчета 1 баррель на 1 барр. н. э., и газ пересчитан из расчета 6 тысяч кубических футов на 1 барр. н. э.

Заявления прогнозного характера

Настоящий отчет содержит заявления прогнозного характера, касающиеся финансового положения, результатов деятельности и бизнеса Газпром нефти и консолидируемых обществ. Все заявления, за исключением утверждений о свершившихся фактах, являются или могут рассматриваться в качестве заявлений прогнозного характера. Заявления прогнозного характера представляют собой утверждения о будущих ожиданиях, основанных на текущей ситуации и допущениях руководства, и учитывают известные и неизвестные риски и неопределенности, которые могут привести к тому, что фактические результаты, показатели или события будут существенно отличаться от тех, которые содержатся или подразумеваются в настоящем отчете.

Помимо прочего, заявления прогнозного характера содержат утверждения, касающиеся возможного влияния рыночных рисков на Газпром нефть, и утверждения, содержащие ожидания, предположения, оценки, прогнозы, планы и допущения руководства. Такие заявления прогнозного характера определяются наличием следующих терминов и фраз: «подразумевать», «предполагать», «в состоянии», «оценивать», «ожидать», «намереваться», «могло бы», «планировать», «цели», «взгляд», «вероятно», «проект», «будет», «добиваться», «стремиться», «риски», «задачи», «следует» и подобных терминов и фраз. Существует множество факторов, которые могут повлиять на будущую деятельность Газпром нефти и привести к существенным отклонениям будущих результатов от тех, которые содержатся в заявлениях прогнозного характера в этом отчете, включая (но, не ограничиваясь) следующие: (а) колебание цен на нефть и газ; (б) изменение спроса на продукцию Компании; (в) изменение курса иностранной валюты; (г) результаты бурения и добычи; (д) оценка резервов; (е) потеря доли рынка и конкуренция в отрасли; (ж) экологические и материальные риски; (з) риски, связанные с определением подходящей для приобретения собственности и активов, а также успешное ведение переговоров и завершение таких сделок; (и) экономические и финансовые рыночные условия в различных странах и регионах; (к) политические риски, отсрочка или ускорение реализации проектов, утверждение и оценка затрат; и (л) изменение торговой конъюнктуры.

Основные финансовые и операционные показатели

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %		6 мес. 2015	2014	Δ, %
Финансовые результаты (млн. руб.)						
423 225	380 035	11,4	Выручка с учетом пошлин (продажи) ¹	803 260	814 508	(1,4)
106 379	93 387	13,9	Скорректированная EBITDA ²	199 766	178 383	12,0
5 380,8	5 119,9	5,1	руб./т. н. э.	5 255,6	5 602,5	(6,2)
13,8	11,1	23,8	долл. США ³ /барр. н. э.	12,3	21,8	(43,3)
73 225	39 129	87,1	Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»	112 354	87 599	28,3
450 347	461 806	(2,5)	Чистый долг	450 347	216 604	107,9
Операционные результаты						
146,92	135,14	8,7	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	282,06	234,18	20,5
19,77	18,24	8,4	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. т. н. э.)	38,01	31,84	19,4
1,61	1,50	7,3	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э./сутки)	1,56	1,29	20,9
103,25	99,46	3,8	Добыча нефти и конденсата с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	202,71	186,72	8,6
262,07	214,06	22,4	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	476,13	284,74	67,2
10,93	10,39	5,2	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	21,32	21,99	(3,1)

¹ Выручка с учетом пошлин (продажи) включает выручку с учетом экспортных пошлин и акцизов, рассчитанных исходя из объема проданной продукции.

² EBITDA является дополнительным финансовым показателем, который не определяется МСФО. Расчет представлен в Приложении.

³ пересчет в доллары США произведен по среднему курсу за период.

Основные события за 6 месяцев 2015 г.

- В марте 2015 г. Группа получила контроль над компанией ООО «Газпром Ресурс Нортгаз», владеющей 50% долей в ЗАО «Нортгаз». В результате этого доля Группы в ЗАО «Нортгаз» выросла с 9,1% до 50%;
- Введено в эксплуатацию третье месторождение СеверЭнергии (Арктикгаз) – Яро-Яхинское;
- В апреле 2015 г. была получена первая партия нефти сорта Kirkuk в качестве возмещения инвестиций на месторождении Бадра;
- По результатам аукционов получены лицензии на право пользования недрами Малоюганского, Западно-Зимнего, Панлорского-5 и Нялинского участков;
- Крупнейшее независимое рейтинговое агентство Китая Dagong Global Credit Rating Company Limited присвоило Группе высокий долгосрочный рейтинг кредитоспособности по обязательствам в российской валюте - «АА» со стабильным прогнозом.

Результаты за 6 месяцев 2015 г. по сравнению с 6 месяцами 2014 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 19,4% и составила 38,01 млн. т.н.э. вследствие продолжающегося роста добычи на месторождениях Оренбургского региона и СеверЭнергии (Арктикгаз), началом добычи нефти на Приразломном месторождении и получения контроля в ЗАО «Нортгаз»;
- Объем переработки нефти снизился на 3,1%, при этом производство светлых нефтепродуктов осталось на уровне прошлого года. Переработанный объем был оптимален в условиях сложившегося уровня спроса и ценовой конъюнктуры на нефть и нефтепродукты. Объем переработки снизился также вследствие ремонта установки риформинга на Московском НПЗ в июне 2015 года;
- Падение цен на нефть и нефтепродукты на мировых рынках привели к снижению выручки с учетом пошлин на 1,4%;

- Рост объема добычи углеводородов, объемов продаж через премиальные каналы сбыта и действия менеджмента позволили скомпенсировать отрицательное влияние большого налогового маневра (введенного с начала 2015 года) и временного лага пошлин (эффект запаздывания пошлин), что привело к росту показателя скорректированная EBITDA на 12%.
- Более высокий рост чистой прибыли, относящейся к акционерам ОАО «Газпром нефть» (+28.3%), по сравнению с ростом показателем EBITDA (+12%) обусловлен положительным влиянием курсовых разниц, возникших при переоценке кредитов и займов.

Результаты за 2 квартал 2015 г. по сравнению с 1 кварталом 2015 г.

- Суточная добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях выросла до 1,61 млн. барр.н.э. в сутки;
- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 8,7% за счет ввода в эксплуатацию установки комплексной подготовки газа на Яро-Яхинском месторождении в апреле 2015, а также увеличения доли в ЗАО «Нортгаз» до 50%;
- Объем переработки нефти вырос на 5,2% квартал к кварталу вследствие роста экономической эффективности переработки нефти на Московском НПЗ и Омском НПЗ;
- Увеличение доли реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке с одновременным ростом цен на них на внутреннем рынке позволило увеличить выручку на 17,9%;
- Рост объема добычи, положительное влияние временного лага пошлин (эффект запаздывания пошлин) и действия менеджмента привели к росту показателя скорректированная EBITDA на 13,9%.
- Чистая прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть», достигла 73 млрд. руб. по сравнению с прибылью в 39 млрд. руб. за предыдущий период. Помимо роста операционных показателей на прибыль также оказали влияние положительные курсовые разницы, возникшие при переоценке кредитов и займов и списание в своей доле обязательства ОАО «Томскнефть» ВНК на сумму 16,1 млрд. руб.

Анализ операционных результатов деятельности

Эксплуатационное бурение

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %		6 мес. 2015	2014	Δ, %
Дочерние компании						
804	650	23,8	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	1 454	1 489	(2,4)
200	186	7,5	Количество новых скважин (шт.)	386	397	(2,8)
34,14	36,31	(6,0)	Средний дебит новых скважин (т./сут.)	35,22	40,18	(12,4)
Пропорционально консолидированные предприятия						
226	168	34,5	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	394	287	37,1
52	49	6,1	Количество новых скважин (шт.)	101	79	27,9
Совместные предприятия						
311	261	18,8	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	572	514	11,3
64	45	42,2	Количество новых скважин (шт.)	109	92	18,5

- Рост объемов бурения во 2 квартале 2015 года по сравнению с 1 кварталом 2015 года обусловлен следующими факторами:
 - Низкой интенсификацией разбуривания месторождений в первом квартале в связи с простоями по метеоусловиям;
 - Интенсификацией разбуривания Новопортовского месторождения и плановым увеличением объемов бурения на месторождениях Ноябрьского региона ЯНАО во втором квартале 2015 года;
 - Бурением скважин проекта «Мессояха» на автономных месторождениях.
- Снижение объемов бурения по дочерним компаниям год к году на 2,4% обусловлено увеличением доли бурения горизонтальных скважин, имеющих меньшую скорость бурения относительно наклонно-направленных скважин.

Добыча

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %		6 мес. 2015	2014	Δ, %
(млн. т.)			Нефть и конденсат	(млн. т.)		
3,61	3,58	0,8	Ноябрьскнефтегаз	7,19	7,44	(3,4)
3,57	3,52	1,4	Хантос	7,09	6,74	5,2
1,25	1,23	1,6	Томскнефть	2,48	2,43	2,1
0,76	0,77	(1,3)	SPD	1,53	1,66	(7,8)
0,64	0,64	-	Оренбург	1,28	1,12	14,3
0,29	0,28	3,6	НИС	0,57	0,61	(6,6)
0,38	0,35	8,6	Восток**	0,73	0,71	2,8
0,09	0,07	28,6	Новый Порт	0,16	0,03	433,3
0,16	0,14	14,3	Приразломное	0,30	-	-
0,10	0,07	42,9	Бадра и Курдистан	0,17	-	-
0,05	0,09	(44,4)	Прочие	0,14	0,39	(64,1)
10,90	10,74	1,5	Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	21,64	21,13	2,4
1,93	1,94	(0,5)	Доля в добыче Славнефти	3,87	4,04	(4,2)
0,82	0,64	28,1	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	1,46	0,19	668,4
0,16	0,05	220,0	Доля в добыче Нортгаза	0,21	-	-
2,91	2,63	10,7	Доля в добыче совместных предприятий	5,54	4,23	31,0
13,81	13,37	3,3	Итого добыча нефти и конденсата	27,18	25,36	7,2
(млрд. куб. м.)			Газ*	(млрд. куб. м.)		
2,30	2,49	(7,6)	Ноябрьскнефтегаз	4,79	4,80	(0,2)
0,15	0,16	(6,3)	Хантос	0,31	0,21	47,6
0,18	0,25	(28,0)	Томскнефть	0,43	0,43	-
0,03	0,03	-	SPD	0,06	0,07	(14,3)
0,49	0,51	(3,9)	Оренбург	1,00	0,90	11,1
0,14	0,14	-	НИС	0,28	0,28	-
0,02	0,02	-	Восток	0,04	0,04	-
0,02	0,01	100,0	Прочие	0,03	0,02	50,0
3,33	3,61	(7,8)	Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	6,94	6,75	2,8
0,11	0,11	-	Доля в добыче Славнефти	0,22	0,21	4,8
2,61	1,93	35,2	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	4,54	1,10	312,7
1,37	0,41	234,2	Доля в добыче Нортгаза	1,78	-	-
4,09	2,45	66,9	Доля в добыче совместных предприятий	6,54	1,31	399,2
7,42	6,06	22,4	Итого добыча газа	13,48	8,06	67,3
(млн. т. н. э.)			Углеводороды	(млн. т. н. э.)		
13,57	13,64	(0,5)	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	27,21	26,55	2,5
6,20	4,60	34,8	Доля в добыче совместных предприятий	10,80	5,29	104,2
19,77	18,24	8,4	Итого добыча углеводородов	38,01	31,84	19,4
146,92	135,14	8,7	млн. т. н. э.	282,06	234,18	20,5
1,61	1,50	7,3	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)	1,56	1,29	20,9

*Добыча газа состоит из объемов товарного газа и газа, использованного на собственные нужды

** В июне 2015 года произошло присоединении компании Арчинское к компании Восток, в связи с этим с июня 2015 добыча по месторождениям Арчинское и Урманское показывается по компании Восток

- Суточная добыча по Группе увеличилась на 20,9% год к году и на 7,3% квартал к кварталу;

- Добыча нефти и конденсата по Группе увеличилась год к году на 7,2% и составила 27,18 млн т.н.э. Увеличение обусловлено ростом объемов добычи СеверЭнергии (Арктикгаз), началом добычи нефти на Приразломном месторождении и в Ираке, продолжающимся ростом добычи на месторождениях Оренбургского региона и приобретением доли владения в Нортгазе;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 67,3% год к году и на 22,4% квартал к кварталу за счет повышения уровня добычи природного газа на Уренгойском месторождении и началом добычи природного газа на Яро-Яхинском месторождении (СеверЭнергия (Арктикгаз)), а также за счет увеличения доли владения в Нортгазе.

Покупка нефти

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %	(млн. т.)	6 мес. 2015	2014	Δ, %
2,16	1,37	57,7	Покупки нефти в России *	3,53	1,97	79,2
-	-	-	Покупки нефти на международном рынке	-	1,07	-
2,16	1,37	57,7	Итого покупки нефти	3,53	3,04	16,1

* Покупки нефти в России не включают покупки у совместных предприятий (Славнефть и СеверЭнергия (Арктикгаз)).

- Увеличение покупки нефти в России на 79,2% год к году, а также на 57,7% квартал к кварталу обусловлено повышением экономической эффективности трейдинговых операций на внутреннем рынке.

Переработка

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %	(млн. т.)	6 мес. 2015	2014	Δ, %
5,41	5,21	3,8	Омск	10,62	10,44	1,7
2,94	2,58	14,0	Москва	5,52	6,02	(8,3)
0,73	0,61	19,7	Панчево	1,34	1,31	2,3
9,08	8,40	8,1	Переработка на НПЗ дочерних компаний	17,48	17,77	(1,6)
1,74	1,90	(8,4)	Доля в Ярославском НПЗ	3,64	3,62	0,6
0,11	0,09	22,2	Доля в Мозырском НПЗ	0,20	0,60	(66,7)
10,93	10,39	5,2	Итого переработка	21,32	21,99	(3,1)

Производство нефтепродуктов

2,27	2,31	(1,7)	Бензин	4,58	4,47	2,5
-	0,02	-	Класс 2 и ниже	0,02	-	-
-	-	-	Класс 3	-	0,05	-
0,11	0,15	(26,7)	Класс 4	0,26	0,38	(31,6)
2,16	2,14	0,9	Класс 5	4,30	4,04	6,4
0,36	0,37	(2,7)	Нафта	0,73	0,67	9,0
2,93	2,93	-	Дизельное топливо	5,86	6,25	(6,2)
0,03	0,01	200,0	Класс 2 и ниже	0,04	0,04	-
-	-	-	Класс 3	-	0,14	-
-	-	-	Класс 4	-	0,24	-
2,90	2,92	(0,7)	Класс 5	5,82	5,83	(0,2)
1,51	1,91	(20,9)	Мазут	3,42	4,06	(15,8)
0,83	0,63	31,8	Авиатопливо	1,46	1,47	(0,7)
1,05	0,84	25,0	Судовое топливо	1,89	1,84	2,7
0,64	0,19	236,8	Битумы	0,83	0,85	(2,0)
0,09	0,10	(10,0)	Масла	0,19	0,17	13,8
0,76	0,64	18,8	Прочие	1,40	1,27	10,6
10,44	9,92	5,2	Итого производство нефтепродуктов	20,36	21,04	(3,2)

- Снижение переработки нефти год к году на 3,1% обусловлено ремонтом установки риформинга на Московском НПЗ в июне 2015 года и плановым ремонтом установки гидрокрекинга на Ярославском НПЗ в апреле 2015 года. Переработанный объем был

оптимален в условиях сложившегося уровня спроса и ценовой конъюнктуры на нефть и нефтепродукты. При этом производство светлых нефтепродуктов осталось на уровне прошлого года. Наибольшее снижение пришлось на производство мазута (- 15,8%);

- Рост переработки квартал к кварталу на 5,2% обусловлен ростом экономической эффективности переработки нефти на Омском НПЗ и Московском НПЗ за указанный период;
- Рост производства судового топлива на 2,7% год к году и на 25,0% квартал к кварталу обусловлен ростом рыночной потребности в судовом маловязком топливе вида «Э», что также оказало влияние на снижение производства мазута и дизеля;
- Снижение объема выпуска дизельного топлива год к году на 6,2% обусловлено ремонтом установки гидроочистки дизельного топлива в мае-июне 2015 года, а также ростом производства судового топлива;
- Рост объема производства квартал к кварталу авиатоплива на 31,8% и битумов на 236,8% обусловлен сезонным повышением рыночной потребности;
- Снижение объема производства бензина на 1,7% квартал к кварталу обусловлено снижением объема переработки нефти на Ярославском НПЗ в результате ремонта установки гидрокрекинга в апреле 2015 года.

Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	2 кв. 2015		1 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	3 387	0,12	791	0,02	328,2	500,0
Мазут	61	0,00	-	-	-	-
Авиатопливо	2 327	0,07	2 705	0,07	(14,0)	-
Судовое топливо	1 143	0,04	1 874	0,07	(39,0)	(42,9)
Масла	323	0,00	260	0,00	24,2	-
Итого	7 241	0,23	5 630	0,16	28,6	43,8

	6 мес. 2015		6 мес. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Нафта	-	-	1 603	0,05	-	-
Дизельное топливо	4 178	0,14	15 475	0,47	(73,0)	(70,2)
Мазут	61	0,00	17 266	0,87	(99,7)	-
Авиатопливо	5 032	0,14	5 505	0,16	(8,6)	(12,5)
Судовое топливо	3 017	0,11	124	0,01	2 333,1	1 000,0
Масла	583	0,00	485	0,01	20,2	-
Итого	12 871	0,39	40 458	1,57	(68,2)	(75,2)

- Уменьшение объемов покупки нефтепродуктов на международном рынке год к году связано со снижением объема операций со сторонними ресурсами.

Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	2 кв. 2015		1 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	628	0,02	216	0,00	190,7	-
Низкооктановый бензин	15	0,00	8	0,00	87,5	-
Дизельное топливо	518	0,02	223	0,01	132,3	100,0
Прочие	152	0,00	143	0,01	6,3	-
Итого	1 313	0,04	590	0,02	122,5	100,0

	6 мес. 2015		6 мес. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	844	0,02	1 398	0,06	(39,6)	(66,7)
Низкооктановый бензин	23	0,00	89	0,01	(74,2)	-
Дизельное топливо	741	0,03	667	0,03	11,1	-
Мазут	-	-	165	0,01	-	-
Прочие	295	0,01	151	0,01	95,4	-
Итого	1 903	0,06	2 470	0,12	(23,0)	(50,0)

Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	2 кв. 2015		1 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	9 025	0,30	7 643	0,27	18,1	11,1
Дизельное топливо	4 088	0,13	3 720	0,12	9,9	8,3
Мазут	314	0,03	379	0,04	(17,2)	(25,0)
Авиатопливо	3 021	0,11	1 383	0,06	118,4	83,3
Судовое топливо	659	0,04	465	0,02	41,7	100,0
Масла	177	0,00	44	0,00	302,3	-
Прочие	513	0,02	212	0,01	142,0	100,0
Итого	17 797	0,63	13 846	0,52	28,5	21,2

	6 мес. 2015		6 мес. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	16 668	0,57	16 040	0,55	3,9	3,6
Дизельное топливо	7 808	0,25	6 470	0,21	20,7	19,1
Мазут	693	0,07	437	0,03	58,6	133,3
Авиатопливо	4 404	0,17	8 118	0,31	(45,8)	(45,2)
Судовое топливо	1 124	0,06	-	-	-	-
Масла	221	0,00	72	0,00	206,9	-
Продукты нефтехимии	-	-	133	0,00	-	-
Прочие	725	0,03	492	0,03	47,4	-
Итого	31 643	1,15	31 762	1,13	(0,4)	1,8

- Снижение объемов покупки авиатоплива на внутреннем рынке год к году обусловлено снижением потребления топлива авиакомпаниями и снижением объема поставок в Киргизию;
- Рост объема закупок авиатоплива квартал к кварталу обусловлен сезонным фактором;
- Увеличение покупки судового топлива на внутреннем рынке год к году обусловлено покупкой топлива ULS FO (топливо с ультранизким содержанием серы) в связи с ростом спроса на данный продукт вследствие введения конвенции МАРПОЛ в бассейне Балтийского моря.

Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %		6 мес. 2015	2014	Δ, %
	(шт.)		Действующие АЗС		(шт.)	
1 161	1 156	0,4	в России	1 161	1 086	6,9
249	249	-	в СНГ	249	232	7,3
422	420	0,4	в Восточной Европе	422	416	1,4
1 832	1 825	0,4	Итого АЗС (на конец периода)	1 832	1 734	5,6
			Среднесуточная реализация через одну АЗС по России (т./сут.)			
18,7	17,8	4,8		18,3	18,7	(2,2)
(млн. т.)			Объем продаж через премиальные каналы	(млн. т.)		
4,74	4,11	15,3	Продажи автомобильного топлива	8,85	8,78	0,8
0,80	0,62	29,0	Продажи авиатоплива	1,42	1,39	2,2
1,02	0,92	10,9	Продажи судового топлива	1,94	1,94	-
0,06	0,05	20,0	Продажи масел	0,11	0,09	22,2
6,62	5,70	16,1	Итого объем продаж через премиальные каналы	12,32	12,20	1,0

- Общее количество действующих АЗС увеличилось на 5,6% год к году;
- Снижение среднесуточной реализации через одну АЗС в России на 2,2% год к году обусловлено сокращением потребления дизельного топлива в регионах присутствия Группы;
- Рост среднесуточной реализации через одну АЗС в России на 4,8% квартал к кварталу обусловлен сезонным фактором;
- Объем продаж через премиальные каналы вырос на 1,0% год к году, в основном за счет следующих факторов:
 - Усилия менеджмента привели к увеличению доли рынка по всем направлениям премиальных каналов сбыта при общем падении рынка сбыта;
 - Объем продаж авиатоплива вырос за счет расширения сети аэропортов присутствия в России и за рубежом, в том числе за счет увеличения доли в ООО «ГПН-Аэро Шереметьево» до 100%, а также развития сотрудничества с Министерством обороны РФ;
 - Объем продаж судового топлива остался на уровне прошлого года за счет увеличения доли рынка бункеровки на Дальнем Востоке и Черном море при общем падении емкости рынка.
- Рост объема продаж через премиальные каналы на 16,1% квартал к кварталу обусловлен главным образом сезонным фактором;
- В апреле 2014 г. на Омском заводе смазочных материалов был введен в эксплуатацию самый крупный в России комплекс по производству моторных масел, что позволило увеличить объем продаж масел на 22,2% год к году.

Результаты деятельности

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес. 2015	2014	Δ, %
423 225	380 035	11,4	Продажи (выручка с учетом пошлин)*	803 260	814 508	(1,4)
(36 378)	(51 788)	(29,8)	Минус: экспортные пошлины и акцизы**	(88 166)	(126 080)	(30,1)
386 847	328 247	17,9	Итого выручка от продаж	715 094	688 428	3,9
Расходы и прочие затраты						
(98 291)	(62 553)	57,1	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(160 844)	(180 587)	(10,9)
(50 950)	(46 143)	10,4	Производственные и операционные расходы	(97 093)	(81 170)	19,6
(23 438)	(21 407)	9,5	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(44 845)	(37 850)	18,5
(34 458)	(31 311)	10,1	Транспортные расходы	(65 769)	(55 765)	17,9
(23 670)	(22 197)	6,6	Износ, истощение и амортизация	(45 867)	(41 215)	11,3
(95 383)	(92 354)	3,3	Налоги, за исключением налога на прибыль	(187 737)	(174 059)	7,9
(159)	(143)	11,2	Расходы на геологоразведочные работы	(302)	(618)	(51,1)
(326 349)	(276 108)	18,2	Итого операционные расходы	(602 457)	(571 264)	5,5
15 177	(2 035)	-	Прочие доходы / (расходы)	13 142	(1 505)	-
75 675	50 104	51,0	Операционная прибыль	125 779	115 659	8,7
10 618	6 647	59,7	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	17 265	4 492	284,3
8 087	(8 830)	-	Прибыль / (Убыток) от курсовых разниц, нетто	(743)	(5 311)	(86,0)
3 524	3 422	3,0	Финансовые доходы	6 946	2 635	163,6
(6 815)	(6 923)	(1,6)	Финансовые расходы	(13 738)	(5 842)	135,2
15 414	(5 684)	-	Итого прочие доходы / (расходы)	9 730	(4 026)	-
91 089	44 420	105,1	Прибыль до налогообложения	135 509	111 633	21,4
(7 987)	(7 059)	13,1	Расход по текущему налогу на прибыль	(15 046)	(18 758)	(19,8)
(7 563)	304	-	(Расход) / Доход по отложенному налогу на прибыль	(7 259)	(2 375)	205,6
(15 550)	(6 755)	130,2	Итого расход по налогу на прибыль	(22 305)	(21 133)	5,5
75 539	37 665	100,6	Прибыль за период	113 204	90 500	25,1
(2 314)	1 464	-	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(850)	(2 901)	(70,7)
73 225	39 129	87,1	Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»	112 354	87 599	28,3

* Выручка с учетом пошлин (продажи) включает выручку с учетом экспортных пошлин и акцизов, рассчитанных исходя из объема проданной продукции.

**Включает акциз, рассчитанный исходя из объема нефтепродуктов, реализованных сербским дочерним предприятием.

Выручка

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес. 2015	2014	Δ, %
Нефть						
31 927	22 191	43,9	Экспорт	54 118	57 663	(6,1)
45 808	38 259	19,7	Продажи на экспорт	84 067	105 359	(20,2)
(13 881)	(16 068)	(13,6)	Минус: экспортные пошлины	(29 949)	(47 696)	(37,2)
1 718	1 494	15,0	Международный рынок	3 212	1 063	202,2
8 848	7 991	10,7	Экспорт в СНГ	16 839	8 331	102,1
8 897	8 328	6,8	Экспорт и продажи в СНГ	17 225	8 331	106,8
(49)	(337)	(85,5)	Минус: экспортные пошлины	(386)	-	-
21 181	21 250	(0,3)	Внутренний рынок	42 431	18 707	126,8
63 674	52 926	20,3	Итого выручка от продаж нефти	116 600	85 764	36,0
Газ						
950	1 630	(41,7)	Международный рынок	2 580	866	197,9
8 394	6 290	33,4	Внутренний рынок	14 684	12 027	22,1
9 344	7 920	18,0	Итого выручка от продаж газа	17 264	12 893	33,9
Нефтепродукты						
59 430	56 783	4,7	Экспорт	116 213	154 141	(24,6)
68 471	79 038	(13,4)	Продажи на экспорт	147 509	214 786	(31,3)
(9 041)	(22 255)	(59,4)	Минус: экспортные пошлины	(31 296)	(60 645)	(48,4)
25 420	23 539	8,0	Международный рынок	48 959	47 226	3,7
38 815	36 640	5,9	Продажи на международном рынке	75 455	64 567	16,9
(13 395)	(13 101)	2,2	Минус: акциз*	(26 496)	(17 341)	52,8
18 067	17 121	5,5	СНГ	35 188	27 799	26,6
18 079	17 148	5,4	Экспорт и продажи в СНГ	35 227	28 197	24,9
(12)	(27)	(55,6)	Минус: экспортные пошлины	(39)	(398)	(90,2)
189 680	156 593	21,1	Внутренний рынок	346 273	339 416	2,0
292 597	254 036	15,2	Итого выручка от продажи нефтепродуктов	546 633	568 582	(3,9)
21 232	13 365	58,9	Прочая выручка	34 597	21 189	63,3
386 847	328 247	17,9	Итого выручка	715 094	688 428	3,9

*Включает акциз, рассчитанный исходя из объема нефтепродуктов, реализованных сербским дочерним предприятием.

Объем реализации

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %		6 мес. 2015	2014	Δ, %
			Нефть			
(млн. т.)				(млн. т.)		
1,96	1,60	22,5	Продажи на экспорт	3,56	3,80	(6,3)
0,09	0,07	28,6	Продажи на международном рынке*	0,16	0,04	300,0
0,54	0,55	(1,8)	Экспорт в СНГ	1,09	0,56	94,6
1,42	1,57	(9,6)	Продажи на внутреннем рынке	2,99	1,56	91,7
4,01	3,79	5,8	Итого продажи нефти	7,80	5,96	30,9
			Газ			
(млрд. куб. м.)				(млрд. куб. м.)		
0,06	0,10	(40,0)	Продажи на международном рынке	0,16	0,08	100,0
4,01	3,13	28,1	Продажи на внутреннем рынке	7,14	6,20	15,2
4,07	3,23	26,0	Итого продажи газа	7,30	6,28	16,2
			Нефтепродукты			
(млн. т.)				(млн. т.)		
2,99	3,25	(8,0)	Продажи на экспорт	6,24	8,30	(24,8)
0,78	0,68	14,7	Продажи на международном рынке	1,46	1,39	5,0
0,57	0,44	29,5	Экспорт и продажи в СНГ	1,01	1,02	(1,0)
7,17	6,13	17,0	Продажи на внутреннем рынке	13,30	13,36	(0,4)
11,51	10,50	9,6	Итого продажи нефтепродуктов	22,01	24,07	(8,6)

*Включая СРП – соглашения о разделе продукции

Средние сложившиеся цены реализации

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %		6 мес. 2015	2014	Δ, %
(руб./т.)			Нефть	(руб./т.)		
23 372	23 912	(2,3)	Продажи на экспорт	23 615	27 726	(14,8)
16 381	14 529	12,7	Экспорт в СНГ	15 447	14 877	3,8
14 916	13 535	10,2	Продажи на внутреннем рынке	14 191	11 992	18,3
(руб./т.)			Нефтепродукты	(руб./т.)		
22 900	24 319	(5,8)	Продажи на экспорт	23 639	25 878	(8,7)
49 763	53 882	(7,6)	Продажи на международном рынке	51 682	46 451	11,3
31 716	38 973	(18,6)	Экспорт и продажи в СНГ	34 877	27 644	26,2
26 455	25 545	3,6	Продажи на внутреннем рынке	26 036	25 405	2,5

Реализация нефти

- Снижение объема продаж нефти на экспорт на 6,3% год к году обусловлено ростом реализации нефти в России в связи с более привлекательной ценовой конъюнктурой внутреннего рынка;
- Рост объема продаж нефти на экспорт на 22,5% квартал к кварталу обусловлен периодичностью реализации нефти с арктических месторождений (Приразломное и Новопортовское)
- Увеличение объемов продаж нефти на экспорт в СНГ на 94,6% год к году обусловлено началом реализации нефти в Узбекистан;
- Увеличение объемов продаж нефти на внутреннем рынке на 91,7% год к году обусловлено повышением экономической эффективности трейдинговых операций на внутреннем рынке.

Реализация газа

- Реализация газа на внутреннем рынке выросла на 28,1% квартал к кварталу и на 15,2% год к году в связи с ростом добычи и закупок газа у СеверЭнергии (Арктикгаз) и Нортгаза.

Реализация нефтепродуктов на экспорт

	2 кв. 2015		1 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	458	0,02	1 057	0,03	(56,7)	(33,3)
Низкооктановый бензин	201	0,00	441	0,02	(54,4)	-
Нафта	8 356	0,31	6 365	0,24	31,3	29,2
Дизельное топливо	25 284	0,85	30 657	0,95	(17,5)	(10,5)
Мазут	19 761	1,22	24 092	1,46	(18,0)	(16,4)
Авиатопливо	4 918	0,20	5 880	0,13	(16,4)	53,9
Судовое топливо	4 760	0,18	6 915	0,28	(31,2)	(35,7)
Битумы	162	0,01	34	0,00	376,5	-
Масла	548	0,02	1 022	0,03	(46,4)	(33,3)
Продукты нефтехимии	3 792	0,17	2 098	0,10	80,7	70,0
Прочие	231	0,01	477	0,01	(51,6)	-
Итого	68 471	2,99	79 038	3,25	(13,4)	(8,0)

	6 мес. 2015		6 мес. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	1 515	0,05	2 564	0,08	(40,9)	(37,5)
Низкооктановый бензин	642	0,02	1 020	0,03	(37,1)	(33,3)
Нафта	14 721	0,55	17 799	0,55	(17,3)	-
Дизельное топливо	55 941	1,80	84 142	2,59	(33,5)	(30,5)
Мазут	43 853	2,68	81 072	4,05	(45,9)	(33,8)
Авиатопливо	10 798	0,33	11 058	0,33	(2,4)	-
Судовое топливо	11 675	0,46	9 841	0,37	18,6	24,3
Битумы	196	0,01	519	0,03	(62,2)	(66,7)
Масла	1 570	0,05	1 725	0,04	(9,0)	25,0
Продукты нефтехимии	5 890	0,27	4 415	0,20	33,4	35,0
Прочие	708	0,02	631	0,03	12,2	(33,3)
Итого	147 509	6,24	214 786	8,30	(31,3)	(24,8)

- Снижение объемов реализации нефтепродуктов на экспорт на 8% квартал к кварталу обусловлено ростом объемов реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке;
- Снижение объемов реализации нефтепродуктов на экспорт на 24,8% год к году обусловлено сокращением объемов реализации сторонних ресурсов на международном рынке;
- Увеличение объемов реализации судового топлива и снижение реализации мазута год к году связано с изменением ассортимента выпуска на Омском НПЗ.

Реализация нефтепродуктов в СНГ

	2 кв. 2015		1 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	8 022	0,23	8 009	0,18	0,2	27,8
Низкооктановый бензин	1 071	0,03	1 136	0,03	(5,7)	-
Дизельное топливо	5 887	0,17	5 482	0,13	7,4	30,8
Мазут	32	0,01	-	-	-	-
Авиатопливо	917	0,03	1 036	0,03	(11,5)	-
Битумы	794	0,06	365	0,02	117,5	200,0
Масла	655	0,01	571	0,02	14,7	(50,0)
Продукты нефтехимии	382	0,02	172	0,01	122,1	100,0
Прочие	319	0,01	377	0,02	(15,4)	(50,0)
Итого	18 079	0,57	17 148	0,44	5,4	29,5

	6 мес. 2015		6 мес. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	16 031	0,41	12 082	0,41	32,7	-
Низкооктановый бензин	2 207	0,06	1 539	0,06	43,4	-
Дизельное топливо	11 369	0,30	9 553	0,33	19,0	(9,1)
Мазут	32	0,01	295	0,03	(89,2)	(66,7)
Авиатопливо	1 953	0,06	1 922	0,06	1,6	-
Битумы	1 159	0,08	686	0,05	69,0	60,0
Масла	1 226	0,03	954	0,03	28,5	-
Продукты нефтехимии	554	0,03	547	0,03	1,3	-
Прочие	696	0,03	619	0,02	12,4	50,0
Итого	35 227	1,01	28 197	1,02	24,9	(1,0)

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	2 кв. 2015		1 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	77 037	2,29	67 353	2,08	14,4	10,1
Низкооктановый бензин	561	0,02	448	0,02	25,2	-
Дизельное топливо	58 421	1,90	47 913	1,57	21,9	21,0
Мазут	2 467	0,30	3 884	0,49	(36,5)	(38,8)
Авиатопливо	19 723	0,75	15 403	0,59	28,1	27,1
Судовое топливо	15 919	0,90	11 428	0,70	39,3	28,6
Битумы	4 841	0,54	1 212	0,17	299,4	217,7
Масла	2 701	0,02	2 152	0,09	25,5	(77,8)
Продукты нефтехимии	5 355	0,27	4 200	0,25	27,5	8,0
Прочие	2 655	0,18	2 600	0,17	2,1	5,9
Итого	189 680	7,17	156 593	6,13	21,1	17,0

	6 мес. 2015		6 мес. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	144 390	4,37	134 213	4,23	7,6	3,3
Низкооктановый бензин	1 009	0,04	1 739	0,06	(42,0)	(33,3)
Дизельное топливо	106 334	3,47	104 461	3,52	1,8	(1,4)
Мазут	6 351	0,79	8 103	0,80	(21,6)	(1,3)
Авиатопливо	35 126	1,34	38 452	1,50	(8,7)	(10,7)
Судовое топливо	27 347	1,60	28 104	1,59	(2,7)	0,6
Битумы	6 053	0,71	6 575	0,70	(7,9)	1,4
Масла	4 853	0,11	3 404	0,10	42,6	10,0
Продукты нефтехимии	9 555	0,52	9 858	0,52	(3,1)	-
Прочие	5 255	0,35	4 507	0,34	16,6	2,9
Итого	346 273	13,30	339 416	13,36	2,0	(0,4)

- Объем продаж авиатоплива на внутреннем рынке квартал к кварталу вырос на 27,1% за счет влияния сезонного фактора и расширения сети аэропортов присутствия в России, в том числе за счет развития сотрудничества с Министерством обороны РФ;
- Рост объемов продаж судового топлива и битумов квартал к кварталу обусловлен сезонным фактором;
- Снижение продаж авиатоплива на внутреннем рынке год к году на 10,7% вызвано сокращением внутреннего рынка авиатоплива.

Прочая выручка

Прочая выручка состоит в основном из выручки от транспортных, строительных, коммунальных и прочих услуг.

- Рост прочей выручки на 63,3% год к году обусловлен увеличением объема операторских услуг совместному предприятию Мессояханефтегаз.

Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов снизилась на 10,9% год к году за счет снижения стоимости закупки нефти;
- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов увеличилась на 57,1% квартал к кварталу в основном из-за увеличения объема закупки нефти.

Производственные и операционные расходы

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес. 2015	2014	Δ, %
23 490	22 347	5,1	Расходы на добычу углеводородов	45 837	37 976	20,7
17 405	16 832	3,4	Дочерние компании на территории РФ в том числе	34 237	29 147	17,5
			расходы на добычу по зрелым месторождениям	28 358	26 401	7,4
14 420	13 938	3,5				
1 491	1 394	7,0	руб./т.н.э.	1 472	1 364	7,9
3,86	3,06	26,4	долл. США/барр. н. э.	3,50	5,32	(34,3)
2 985	2 894	3,1	расходы на добычу по новым месторождениям	5 879	2 746	114,1
			Дочерние компании за пределами РФ (включая СРП)**	3 379	1 419	138,1
1 683	1 696	(0,8)				
4 402	3 819	15,3	Пропорционально консолидируемые компании	8 221	7 410	10,9
2 019	1 720	17,4	руб./т.н.э.	1 868	1 650	13,2
5,23	3,77	38,6	долл. США/барр. н. э.	4,44	6,44	(31,0)
12 059	12 276	(1,8)	Расходы на переработку	24 335	21 310	14,2
			Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний	13 728	12 101	13,4
6 727	7 001	(3,9)				
741	833	(11,1)	руб./т.	785	681	15,3
1,92	1,83	5,0	долл. США/барр	1,87	2,66	(29,7)
			Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий	6 789	6 662	1,9
3 238	3 551	(8,8)				
1 750	1 784	(1,9)	руб./т.	1 768	1 579	12,0
4,53	3,91	15,9	долл. США/барр	4,20	6,16	(31,7)
			Расходы на производство масел и фасованной продукции	3 818	2 547	49,9
2 094	1 724	21,5				
6 764	6 576	2,9	Расходы на транспортировку до НПЗ	13 340	13 879	(3,9)
8 637	4 944	74,7	Прочие операционные расходы	13 581	8 005	69,7
50 950	46 143	10,4	Итого	97 093	81 170	19,6

* пересчет в доллары США произведен по среднему курсу за период

** СРП – соглашение о разделе продукции

- Расходы на добычу углеводородов включают в себя затраты на сырье и материалы, обслуживание и ремонт оборудования, используемого для добычи углеводородов, расходы на оплату труда, ГСМ и электроэнергию, затраты на мероприятия по увеличению нефтеотдачи и прочие подобные расходы на добывающих предприятиях Группы;
- Рост операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям на территории РФ на 17,5% год к году обусловлен включением в консолидацию Приразломного месторождения и увеличением мероприятий по интенсификации добычи (ГТМ);
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям на зрелых месторождениях выросли на 7,9% год к году в результате:
 - Увеличения мероприятий по интенсификации добычи (ГТМ на базовом фонде) для поддержания уровня добычи нефти;
 - Роста добычи жидкости и обводненности добываемой продукции;
 - Перехода на прокатную схему эксплуатации УЭЦН (экономия на закупке оборудования привела к росту затрат на аренду);
 - Роста тарифов естественных монополий и инфляционного давления, которое частично компенсировалось мероприятиями по оптимизации затрат.
- Рост операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям за пределами РФ на 138,1% год к году обусловлен началом добычи в Ираке (проект Бадр) и Курдистане;
- Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний включают в себя затраты на сырье и материалы, обслуживание и ремонт оборудования, используемого для переработки углеводородов, расходы на оплату труда и электроэнергию и прочие подобные расходы на перерабатывающих предприятиях Группы;

- Операционные расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний выросли на 13,4% год к году в связи с:
 - Ростом тарифов естественных монополий;
 - Ростом затрат на сырье и материалы вследствие инфляционного давления;
 - Ростом затрат, связанных с повышением требований к качеству дизельного топлива, транспортируемого по магистральному нефтепродуктопроводу;
 - Ростом затрат по экологической программе.
- Операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий выросли на 1,9% год к году в связи с ростом затрат на сырье и материалы вследствие инфляционного давления, а также проведенной плановой реконструкции установок бензинового пула во 2 квартале 2014 на Ярославском НПЗ;
- Операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий снизились на 8,8% квартал к кварталу в основном в связи со снижением объема переработки нефти на Ярославском НПЗ на 8,4% в результате проведения планового ремонта установки гидрокрекинга в апреле 2015;
- Расходы по транспортировке нефти до НПЗ сократились на 3,9% год к году в связи с сокращением объемов переработки и увеличением объема операций по нефтезамещению;
- Рост расходов на транспортировку квартал к кварталу на 2,9% обусловлен ростом объемов переработки;
- Прочие операционные расходы выросли более чем в два раза в результате увеличения операторских услуг, которые Группа оказывает совместному предприятию Мессояханефтегаз.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы включают в себя сбытовые расходы, расходы розничной сети Группы, вознаграждения и оплату труда (за исключением вознаграждений и оплаты труда на наших добывающих дочерних обществах и собственных НПЗ), социальные выплаты, услуги банка, страхование, юридические, консультационные и аудиторские услуги, расходы, связанные с созданием резервов под сомнительную дебиторскую задолженность и прочие расходы.

- Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы увеличились на 18,5% год к году в результате:
 - Роста расходов по зарубежным дочерним обществам в результате ослабления курса рубля;
 - Консолидации новых компаний (ГПН Шельф, ГПН-Аэро и т.д.);
 - Роста премиальных продаж и расширения бизнеса компании.

Транспортные расходы

Транспортные расходы включают затраты на доставку нефти и нефтепродуктов до конечного покупателя. Такие затраты состоят из транспортировки по трубопроводу, морского фрахта, железнодорожных перевозок, погрузочно-разгрузочных работ и прочих транспортных затрат.

- Транспортные расходы выросли на 17,9% год к году в связи с ростом тарифов естественных монополий, а также ростом курса доллара по отношению к рублю, повлиявшего на транспортные расходы по экспорту нефти и нефтепродуктов.

Износ, истощение и амортизация

Износ, истощение и амортизация включают истощение нефтегазовых активов и амортизацию прочих основных средств.

- Рост расходов по износу, истощению и амортизации на 11,3% год к году связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации программы капитальных вложений Группы.

Налоги, за исключением налога на прибыль

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес.		
				2015	2014	Δ, %
70 608	68 666	2,8	Налог на добычу полезных ископаемых	139 274	122 245	13,9
17 752	15 989	11,0	Акциз	33 741	40 247	(16,2)
3 176	2 334	36,1	Налог на имущество	5 510	4 587	20,1
3 847	5 365	(28,3)	Прочие налоги	9 212	6 980	32,0
95 383	92 354	3,3	Итого налоги, за исключением налога на прибыль	187 737	174 059	7,9

- Рост налогов, за исключением налога на прибыль, на 7,9% год к году обусловлен увеличением НДПИ на 13,9% в связи с введением налогового маневра, а также ростом добычи нефти дочерними и пропорционально консолидируемыми предприятиями, что было частично компенсировано снижением суммы акциза на 16,2%.

Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес.		
				2015	2014	Δ, %
4 876	3 316	47,0	Славнефть	8 192	5 694	43,9
4 131	2 625	57,4	СеверЭнергия (Арктикгаз)	6 756	(2 005)	-
890	381	133,6	Нортгаз	1 271	-	-
721	325	121,8	Прочие компании	1 046	803	30,3
10 618	6 647	59,7	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	17 265	4 492	284,3

- Доля Группы в прибыли Славнефти выросла год к году и квартал к кварталу, главным образом, за счет дохода от курсовых разниц во 2 квартале 2015г., в результате переоценки кредитного портфеля компании номинированного, в основном, в долларах США, а также положительного эффекта от налогового манёвра на операционную прибыль за 6 месяцев 2015г.;
- Рост доли Группы в прибыли СеверЭнергии (Арктикгаз) за 6 месяцев 2015 связан с вводом в эксплуатацию основных месторождений СеверЭнергии (Арктикгаз).

Прочие доходы и расходы

- На величину прочего дохода за 2 квартал 2015 и 6 месяцев 2015 в основном влияет доход от списания в своей доле обязательства ОАО «Томскнефть» ВНК на сумму 16,1 млрд. руб.

Прочие финансовые статьи

- На величину прибыли/ (убытка) от курсовых разниц в основном влияет переоценка части кредитного портфеля Группы, выраженного в иностранной валюте.

Ликвидность и источники капитала

Денежные средства

(млн. руб.)	6 мес.		Δ %
	2015	2014	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	143 998	145 559	(1,1)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(161 193)	(148 595)	8,5
Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности	18 136	48 794	(62,8)
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов	941	45 758	(97,9)

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

(млн. руб.)	6 мес.		Δ %
	2015	2014	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале, налога на прибыль, процентов и дивидендов	153 305	156 858	(2,3)
Изменения в оборотном капитале	14 914	10 423	43,1
Уплаченный налог на прибыль	(12 726)	(15 432)	(17,5)
Проценты уплаченные	(13 314)	(7 846)	69,7
Дивиденды полученные	1 819	1 556	16,9
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	143 998	145 559	(1,1)

- Скорректированные чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, снизились на 1,1% год к году в основном в результате изменения рабочего капитала и роста уплаченных процентов.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

(млн. руб.)	6 мес.		Δ %
	2015	2014	
Капитальные затраты	(148 084)	(107 585)	37,6
Приобретение дочерних компаний, долей в совместной деятельности и инвестиций, учитываемых по методу долевого участия	303	(52 198)	-
Поступление денежных средств с депозитов	15 825	14 977	5,7
Прочие операции	(29 237)	(3 789)	671,6
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(161 193)	(148 595)	8,5

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, увеличились на 8,5% год к году в связи с ростом капитальных затрат и выдачи инвестиционных займов на финансирование новых проектов (Мессояханефтегаз).

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

(млн. руб.)	6 мес.		Δ %
	2015	2014	
Поступление займов и кредитов	20 763	57 969	(64,2)
Выплата дивидендов акционерам компании	(2 395)	(6 826)	(64,9)
Приобретение неконтролирующих долей участия	-	(485)	-
Прочие операции	(232)	(1 864)	(87,6)
Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности	18 136	48 794	(62,8)

- Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности сократились на 62,8% вследствие меньшего объема привлечений кредитов и займов.

Капитальные вложения

(млн. руб.)	6 мес.		Δ, %
	2015	2014	
Разведка и добыча	105 704	79 403	33,1
Дочерние компании	97 011	72 825	33,2
Пропорционально консолидируемые компании	8 693	6 578	32,2
Нефтепереработка	9 358	10 274	(8,9)
Маркетинг и сбыт	5 059	3 380	49,7
Прочие	6 630	3 128	112,0
Подытог капитальные вложения	126 751	96 185	31,8
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	21 333	11 400	87,1
Итого капитальные вложения	148 084	107 585	37,6

- Рост капитальных вложений в сегменте разведка и добыча на 33,1% год к году обусловлен главным образом:
 - Активным строительством крупных инфраструктурных объектов Новопортовского месторождения;
 - Реализацией программы ГРП и разведочного бурения на проектах в Ираке;
 - Приобретением новых лицензий в Оренбургском и Ханты-Мансийском регионе;
 - Бурением на Приобском месторождении;
 - Капитальными затратами на Приразломном месторождении.

Долг и ликвидность

(млн. руб.)	30 июня 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Краткосрочные кредиты и займы	95 695	61 121
Долгосрочные кредиты и займы	473 780	502 306
Денежные средства и денежные эквиваленты	(52 659)	(53 167)
Краткосрочные депозиты	(66 469)	(76 658)
Чистый долг	450 347	433 602
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	16,8	10,8
Отношение чистого долга к показателю EBITDA в годовом выражении	1,44	1,44

- Кредитный портфель Группы диверсифицирован и включает синдицированные и двусторонние кредиты, облигации и прочие инструменты;
- Средний срок погашения долга снизился с 4,49 лет на 31 декабря 2014 до 4,12 лет на 30 июня 2015 г.;
- Средняя процентная ставка увеличилась с 3,48% на 31 декабря 2014 до 4,22% на 30 июня 2015 г.

Финансовые приложения

Расчет EBITDA

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес.		
				2015	2014	Δ, %
75 539	37 665	100,6	Прибыль за период	113 204	90 500	25,1
15 550	6 755	130,2	Итого доход / (расход) по налогу на прибыль	22 305	21 133	5,5
6 815	6 923	(1,6)	Финансовые расходы	13 738	5 842	135,2
(3 524)	(3 422)	3,0	Финансовые доходы	(6 946)	(2 635)	163,6
23 670	22 197	6,6	Износ, истощение и амортизация	45 867	41 215	11,3
(8 087)	8 830	-	(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	743	5 311	(86,0)
(15 177)	2 035	-	Прочие доходы / (расходы)	(13 142)	1 505	-
94 786	80 983	17,0	EBITDA	175 769	162 871	7,9
(10 618)	(6 647)	59,7	Минус: Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(17 265)	(4 492)	284,3
22 211	19 051	16,6	Плюс: доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	41 262	20 004	106,3
106 379	93 387	13,9	Итого скорректированная EBITDA	199 766	178 383	12,0

Финансовые показатели

Рентабельность

	6 мес.		
	2015	2014	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	27,94	25,91	2,0
Рентабельность по чистой прибыли, %	15,83	13,15	2,7
Рентабельность активов (ROA), %	7,59	12,46	(4,9)
Рентабельность капитала (ROE), %	13,03	19,99	(7,0)
Доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	13,61	17,68	(4,1)

Ликвидность

	6 мес.		
	2015	2014	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	1,62	1,86	(12,9)
Коэффициент срочной ликвидности	0,83	1,00	(16,8)
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,42	0,63	(33,6)

Лeverедж

	6 мес.		
	2015	2014	Δ, п.п.
Чистый долг / Итого Активы, %	20,40	12,52	7,9
Чистый долг / Капитал, %	36,53	20,43	16,1
Лeverедж, %	29,54	18,41	11,1
			Δ, %
Чистый долг / Рыночная капитализация	0,70	0,31	130,1
Чистый долг / EBITDA	1,44	0,64	124,8
Итого долг / EBITDA	1,82	1,09	66,6

Основные макроэкономические факторы, влияющие на результаты деятельности

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности Группы, включают:

- Изменение рыночных цен на нефть и нефтепродукты;
- Изменение курса российского рубля к доллару США и инфляцию;
- Налогообложение;
- Изменение тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов.

Изменение рыночных цен на нефть и нефтепродукты

Цены на нефть и нефтепродукты на мировом и российском рынках являются основным фактором, влияющим на результаты деятельности Группы.

Цены на нефтепродукты на мировом рынке прежде всего определяются уровнем мировых цен на нефть, спросом и предложением нефтепродуктов и уровнем конкуренции на различных рынках. Динамика цен на международном рынке, в свою очередь, оказывает влияние на цены на внутреннем рынке. Ценовая динамика различна для различных видов нефтепродуктов.

Значительное снижение цен на нефть и нефтепродукты на международном рынке в 1 полугодии 2015 оказало негативное влияние на результат Группы. Часть негативного влияния от падения международных цен была нивелирована ростом курса доллара по отношению к рублю.

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %		6 мес. 2015	2014	Δ, %
			Международный рынок	(долл. США/барр.)		
61,88	53,94	14,7	Нефть "Brent"	57,84	108,93	(46,9)
61,73	52,92	16,6	Нефть "Urals" (ср. Med и NWE)	57,26	107,09	(46,5)
				(долл. США/т.)		
671,00	548,78	22,3	Бензин Premium (ср. NWE)	608,90	989,69	(38,5)
525,60	455,23	15,5	Нафта (ср. Med и NWE)	489,85	916,18	(46,5)
580,66	528,11	10,0	Дизельное топливо (ср. NWE)	553,96	922,03	(39,9)
570,63	508,77	12,2	Газойль 0,2% (ср. Med)	539,20	906,95	(40,5)
314,81	266,83	18,0	Мазут 3,5% (ср. NWE)	290,43	566,58	(48,7)
			Внутренний рынок	(руб./т.)		
31 497	29 254	7,7	Высокооктановый бензин	30 382	29 879	1,7
27 188	26 341	3,2	Низкооктановый бензин	26 767	26 622	0,5
29 279	27 474	6,6	Дизельное топливо	28 381	27 443	3,4
8 383	7 444	12,6	Мазут	7 916	9 117	(13,2)

Источник: Platts (международный рынок), Кортес (внутренний рынок).

Изменение курса российского рубля к доллару США и инфляция

Руководство Группы определило, что российский рубль является валютой представления отчетности Группы. Функциональной валютой каждого дочернего общества является валюта экономической среды, в которой общество осуществляет свою деятельность, для большинства обществ – российский рубль.

2 кв. 2015	1 кв. 2015		6 мес. 2015	2014
1,0	7,4	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	8,4	4,8
2,3	9,2	Изменение Индекса цен производителей (ИЦП), %	11,5	4,3
55,52	58,46	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	55,52	33,63
52,65	62,19	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	57,40	34,98

Налогообложение

Средние ставки налогов и сборов, действовавшие в отчетных периодах для налогообложения нефтегазовых компаний в России

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %		6 мес. 2015	2014	Δ, %
			Экспортная таможенная пошлина	(долл. США/т.)		
130,57	129,63	0,7	Нефть	130,10	386,64	(66,4)
62,63	62,13	0,8	Светлые нефтепродукты	62,38	255,15	(75,6)
62,63	62,13	0,8	Дизельное топливо	62,38	251,92	(75,2)
101,80	101,07	0,7	Бензин	101,44	347,94	(70,8)
110,93	110,13	0,7	Нафта	110,53	347,94	(68,2)
99,20	98,50	0,7	Темные нефтепродукты	98,85	255,15	(61,3)
			Налог на добычу полезных ископаемых			
7 072	6 873	2,9	Нефть (руб./т.)	6 972	6 109	14,1

Ставки вывозной таможенной пошлины на нефть и нефтепродукты

Ставки вывозной таможенной пошлины на нефть и нефтепродукты рассчитываются Министерством экономического развития РФ в соответствии с Методикой расчета вывозных таможенных пошлин на нефть сырую и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, утвержденной Постановлением Правительства РФ №276 от 29 марта 2013.

Вывозная таможенная пошлина на нефть сырую

а) В соответствии с пунктом 4 статьи 3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе» (в редакции Федерального закона от 24 ноября 2014 г. №366-ФЗ), ставки вывозных таможенных пошлин на нефть не должны превышать размер предельной ставки пошлины, рассчитываемой следующим образом:

Котировка цены Urals (P), доллар США за тонну	Максимальная ставка экспортной таможенной пошлины
≤109,50	0%
109,50 < P ≤ 146,00	35,0% * (P – 109,50)
146,00 < P ≤ 182,50	12,78 + 45,0% * (P – 146,00)
>182,50	29,20 + 59,0% x (P – 182,50) на 2014 г. 29,20 + 42,0% x (P – 182,50) на 2015 г. 29,20 + 36,0% x (P – 182,50) на 2016 г. 29,20 + 30,0% x (P – 182,50) с 2017 г.

Нефть, экспортируемая в страны СНГ, являющиеся членами Таможенного союза (Казахстан, Белоруссия), не облагается вывозной таможенной пошлиной на нефть.

б) В соответствии с Федеральным законом от 3 декабря 2012 г. № 239-ФЗ законодательно урегулирован вопрос установления Правительством РФ особых формул расчета пониженных ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую с особыми физико-химическими характеристиками, классифицируемую кодами ТН ВЭД ТС 2709 00 900 1 и 2709 00 900 3, размер которых в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 29 марта 2013 г. № 276 устанавливается в зависимости от сложившейся за период мониторинга средней цены на нефть сырую марки Urals в следующем размере:

Котировка цены Urals (P), доллар США за тонну	Ставка экспортной таможенной пошлины
≤365	0
>365	45,0% * (P – 365)

Федеральным законом от 24 ноября 2014 г. №366-ФЗ и Постановлением Правительства РФ от 29 ноября 2014 г. №1274 вышеописанный порядок расчета пониженных ставок вывозных таможенных

пошлин на нефть сырую был скорректирован. В соответствии с новым порядком расчет ставок производится следующим образом:

$Ст = (P - 182,5) \times K - 56,57 - 0,14 \times P$, где P - цена на нефть "Юралс" (в долларах США за тонну), а K - приростной коэффициент, равный 42% (в 2015 г.), 36% (в 2016 г.) и 30% (начиная с 2017 г.).

Постановлением Правительства №846 от 26 сентября 2013 г. утвержден порядок подготовки предложений о применении особых формул расчета ставок экспортных пошлин на нефть сырую и мониторинга обоснованности их применения, в том числе в отношении новых проектов, расположенных на территории республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, севернее 65 градуса Ямало-Ненецкого автономного округа.

Приказом №868 от 3 декабря 2013 г. Минэнерго России утвердило форму заявления и методические указания по проведению анализа обоснованности применения особых формул расчета ставок экспортных пошлин на нефть сырую.

в) В соответствии с п.1.1 ст.35 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе» для нефти, добытой на новом морском месторождении, установлено освобождение от уплаты вывозной таможенной пошлины на срок до:

- 31 марта 2032 г. - для месторождений, расположенных полностью в Азовском море или на 50% и более своей площади в Балтийском море, Черном море (глубина до 100м), Печорском или Белом море, Охотском море (южнее 55° с.ш.), Каспийском море;
- 31 марта 2042 г. - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Черном море (глубина более 100м), Охотском море (севернее 55° с.ш.), Баренцевом море (южнее 72° с.ш.);
- неограниченно - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Карском море, Баренцевом море (севернее 72° с.ш.), восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, Чукотское море, Берингово море).

В соответствии с пп.5 ст.11.1 НК РФ новым морским месторождением признается морское месторождение, дата начала промышленной добычи углеводородного сырья на котором приходится на период с 1 января 2016 г. При этом в случае, если по состоянию на 1 января 2014 г. степень выработанности всех видов углеводородного сырья (за исключением попутного газа) морского месторождения составляет менее 1%, налогоплательщик вправе самостоятельно принять решение об отнесении указанного месторождения к новому морскому месторождению.

Вывозная таможенная пошлина на нефтепродукты

В соответствии со статьей 3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе», ставка вывозной таможенной пошлины на отдельные категории товаров, выработанных из нефти, устанавливается Правительством РФ. Нефтепродукты, экспортируемые в страны СНГ, являющиеся членами Таможенного союза (Казахстан, Белоруссия), не облагаются ввозной таможенной пошлиной. С 1 января 2011 г. также отменены ввозные таможенные пошлины в отношении нефтепродуктов, экспортируемых в Кыргызстан. С 13 ноября 2013 г. освобождены от вывозных таможенных пошлин поставки нефтепродуктов в Таджикистан в пределах индикативных балансов.

Постановлением Правительства РФ от 29 марта 2013 г. № 276 установлен следующий порядок определения ставок вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты:

$Стп = K \times Стн$, где $Стн$ – ставка вывозной таможенной пошлины на нефть сырую, а K - расчетный коэффициент в отношении отдельной категории нефтепродуктов.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 3 января 2014 г. №2 на 2014 г для дизельного топлива был установлен расчетный коэффициент (K) в размере 0,65., для бензинов и нафты – 0,90, для прочих светлых и темных нефтепродуктов – 0,66.

С 1 января 2015 г. Федеральным законом от 24 ноября 2014 г. №366-ФЗ и Постановлением Правительства РФ от 29 ноября 2014 г. №1274 установлены следующие коэффициенты для расчета ставок вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты:

	2015 г.	2016 г.	с 2017 г.
Легкие и средние дистилляты			
Дизельное топливо	0,48	0,4	0,3
Масла смазочные			
Нафта	0,85	0,71	0,55
Бензин	0,78	0,61	0,3

Акциз на нефтепродукты

Налогоплательщиками по уплате акциза на нефтепродукты на территории РФ являются производители нефтепродуктов. Кроме того, налог уплачивается юридическими лицами при ввозе подакцизных товаров на территорию РФ.

В соответствии со статьей 193 НК РФ установлены следующие ставки акцизов на нефтепродукты (рублей за тонну):

	2014	2015	2016	2017
Бензин				
Ниже класса 3	11 110	7 300	7 530	5 830
Класс 3	10 725	7 300	7 530	5 830
Класс 4	9 916	7 300	7 530	5 830
Класс 5	6 450	5 530	7 530	5 830
Прямогонный	11 252	11 300	10 500	9 700
Дизельное топливо				
Ниже класса 3	6 446	3 450	4 150	3 950
Класс 3	6 446	3 450	4 150	3 950
Класс 4	5 427	3 450	4 150	3 950
Класс 5	4 767	3 450	4 150	3 950
Печное топливо	6 446	3 000	3 000	2 800
Моторные масла	8 260	6 500	6 000	5 400

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

а) В соответствии со статьей 342 НК РФ (в редакции Федерального закона от 24 ноября 2014 г. №366-ФЗ) установлены следующие формулы для определения ставки НДПИ на нефть):

	2014	2015	2016	2017
НДПИ на нефть	$493 \times K_{ц} \times K_{в} \times K_{з} \times K_{д} \times K_{дв}$	$766 \times K_{ц} - Дм$	$857 \times K_{ц} - Дм$	$919 \times K_{ц} - Дм$

$Дм = 530 \times K_{ц} \times (1 - K_{в} \times K_{з} \times K_{д} \times K_{дв} \times K_{кан})$

Кндпи = 530 на 2015 г., 559 – с 2016 г.

Кц – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, определяется по следующей формуле: $K_{ц} = (Ц - 15) \times P / 261$, где Ц – среднемесячная цена Urals на роттердамской и средиземноморской биржах (доллар США/баррель) и Р – среднемесячный курс рубля к доллару США.

Кв – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ на нефть для участков недр с высокой степенью выработанности. Степень выработанности запасов определяется как N/V , где N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр, а V – начальные извлекаемые запасы нефти

категорий А, В, С1 и С2 по конкретному участку недр на 1 января 2006 г. В случае, если степень выработанности запасов конкретного участка недр больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент K_v рассчитывается по формуле: $K_v = 3,8 - 3,5 \times N/V$. В случае если степень выработанности запасов конкретного участка недр превышает 1, коэффициент K_v принимается равным 0,3. В иных случаях коэффициент K_v принимается равным 1.

Кз – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ для малых участков недр. В случае если величина начальных извлекаемых запасов нефти (V_z – начальные извлекаемые запасы нефти категорий А, В, С1 и С2 по конкретному участку недр на 1 января года, предшествующего году налогового периода) меньше 5 млн. тонн и степень выработанности его запасов меньше или равна 0,05, коэффициент K_z рассчитывается по формуле: $K_z = 0,125 \times V_z + 0,375$.

Кд – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти. Его значение варьируется от 0,2 до 1 в зависимости от сложности добычи нефти из конкретной залежи:

- 0,2 – при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более 2×10^{-3} мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров;
- 0,4 – при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более 2×10^{-3} мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров;
- 0,8 – при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;
- 1 – при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья.

Кдв – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ на нефть для залежей с высокой степенью выработанности. Степень выработанности запасов определяется как $N_{дв}/V_{дв}$, где $N_{дв}$ – сумма накопленной добычи нефти на конкретной залежи, а $V_{дв}$ – начальные извлекаемые запасы нефти категорий А, В, С1 и С2 по конкретной залежи на 1 января года, предшествующего году налогового периода. В случае если степень выработанности запасов конкретной залежи больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент $K_{дв}$ рассчитывается по формуле: $K_{дв} = 3,8 - 3,5 \times N_{дв}/V_{дв}$. В случае, если степень выработанности запасов конкретной залежи превышает 1, коэффициент $K_{дв}$ принимается равным 0,3. В иных случаях коэффициент $K_{дв}$ принимается равным 1. Для залежей, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти, коэффициент K_v принимается равным 1.

Ккан – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ на нефть на участках недр, расположенных полностью или частично в регионах со сложными природно-климатическими и геологическими условиями (в частности, п-ов Ямал в ЯНАО, Иркутская область, Республика Саха (Якутия)). Коэффициент $K_{кан}$ принимается равным 0 до 1-го числа месяца, следующего за месяцем наступления хотя бы одного из следующих условий: достижение предельного объема накопленной добычи нефти на участке недр (1) или истечение предельно установленного срока (2). По истечении предельного срока применения налоговой льготы $K_{кан}$ принимается равным 1.

б) В соответствии с п.2.1 ст.342 и п.6 ст.338 НК РФ для нефти, добытой на новом морском месторождении, установлены следующие адвалорные ставки НДПИ (в % от стоимости):

- 30% до истечения 5 лет с даты начала промышленной добычи углеводородного сырья, но не позднее 31 марта 2022 г. – для месторождений, расположенных полностью в Азовском море или на 50% и более своей площади в Балтийском море;
- 15% до истечения 7 лет с даты начала промышленной добычи углеводородного сырья, но не позднее 31 марта 2032 г. – для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Черном море (глубина до 100м), Японском, Печорском или Белом море, Охотском море (южнее 55° с.ш.), Каспийском море;
- 10% до истечения 10 лет с даты начала промышленной добычи углеводородного сырья, но не позднее 31 марта 2037 г. – для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Охотском море (севернее 55° с.ш.), в Черном море (глубина более 100м), Баренцевом море (южнее 72° 0 с.ш.);

- 5% до истечения 15 лет с даты начала промышленной добычи углеводородного сырья, но не позднее 31 марта 2042 г. - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Карском море, Баренцевом море (севернее 72° с.ш.), восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, Чукотское море, Берингово море).

Кроме того, налоговым законодательством установлена нулевая ставка налога в отношении нефти, добытой из залежей, отнесенных к баженовским продуктивным отложениям, при условии соблюдения требований НК РФ.

Эффективная ставка НДС на нефть по Группе

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %		6 мес. 2015	2014	Δ, %
7 072	6 873	2,9	Общеустановленная ставка НДС на нефть	6 972	6 109	14,1
6 682	6 545	2,1	Эффективная ставка НДС на нефть (с учетом применения Кв, Кз и Кд)	6 545	5 824	12,4
390	328		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общеустановленной (руб./т.)	427	285	

По итогам 6 месяцев 2015 г. эффективная ставка НДС на нефть составила 6 545 руб./т., что на 427 руб./т. ниже средней общеустановленной ставки в соответствии с налоговым законодательством. Данное отклонение обусловлено влиянием установленных налоговым законодательством льгот по НДС на нефть, в том числе понижающих коэффициентов Кв, Кз, Кд и Ккан.

НДС на природный газ и газовый конденсат

В соответствии со статьей 342 НК РФ (в редакции Федерального закона от 24 ноября 2014 г. №366-ФЗ) установлены следующие ставки НДС на газ горючий природный и газовый конденсат:

	2014 (01.01-30.06)	2014 (01.07-31.12)	2015
Природный газ (руб./ тыс. куб. м.)	471*	35 x Еут x Кс	35 x Еут x Кс + Тг
Газовый конденсат (руб. / тонну)	700	42 x Еут x Кс	42 x Еут x Кс x Ккм

* Пониженная ставка НДС на газ установлена для налогоплательщиков, не являющихся собственниками объектов Единой системы газоснабжения и не являющихся организациями, в которых непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и доля такого участия превышает 50%.

Еут - базовое значение единицы условного топлива, рассчитываемое налогоплательщиком в зависимости от цены природного газа и газового конденсата, а также соотношения объемов добычи указанных углеводородов.

Кс - коэффициент, характеризующий сложность добычи полезного ископаемого из залежи углеводородного сырья. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДС на природный газ и газовый конденсат и принимается равным минимальному значению из 5 понижающих коэффициентов - Кр (льгота по территориальному признаку), Квг (льгота для выработанных участков недр), Кгз (льгота для залежей с глубиной залегания более 1,7 км), Кас (льгота для участков недр региональной системы газоснабжения) и Корз (льгота для залежей, отнесенных к туронским продуктивным отложениям).

Тг - показатель, характеризующий расходы на транспортировку природного газа (согласно информации ФСТ России на 2015 год принимается равным 0).

Ккм - корректирующий коэффициент, равный 4,4 на 2015 год.

Налоговые льготы

Действующим законодательством о налогах и сборах предусмотрены следующие виды налоговых льгот, применяемых дочерними обществами Группы (включая пониженные налоговые ставки и понижающие коэффициенты к ставке НДС на нефть и природный газ):

Налоговые льготы, применяемые в 1 полугодии 2015 г.	Применимость к Группе
НДС на нефть	
Понижающий коэффициент К _з к ставке НДС	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Воргенское, Восточно-Вынгаяхинское, Северо-Карамовское, Валинтойское, Южно-Пурпейское) ООО «Живой исток» (Балейкинское)
Понижающий коэффициент К _в к ставке НДС	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Пограничное, Холмогорское, Чатылькинское, Муравленковское, Сугмутское) ООО «Газпромнефть-Восток» (Западно-Лугинецкий участок, Шингинское) ОАО «Южуралнефтегаз» (Капитоновское)
Понижающий коэффициент К _д к ставке НДС	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Вынгаяхинское, Еты-Пуровское, Западно-Ноябрьское, Крайнее)) ООО «Арчинское» (Урманское, Арчинское) ООО «Заполярье» (Вынгапуровское, Новогоднее) ООО «Газпромнефть-Хантос» (Приобское)
Понижающий коэффициент К _{кан} к ставке НДС	ООО «Газпромнефть-Ангара» (Тымпучиканское, Игнялинское) ООО «Газпромнефть Новый Порт» (Новопортовское)
Ставка 0 руб. при добыче нефти из залежей баженовских продуктивных отложений	ООО «Газпромнефть-Хантос» (Красноленинское)
Пониженная ставка НДС при добыче на новом морском месторождении, расположенном на 50 и более процентов своей площади в, Печорском море	ООО «Газпромнефть Шельф» (Приразломное)
НДС на газ	
Понижающий коэффициент К _с к ставке НДС	ООО «Газпромнефть Новый Порт» (Новопортовское) ЗАО «Газпром нефть Оренбург» (Восточный участок Оренбургского НГКМ)
Налог на прибыль организаций	
Применение пониженной ставки в размере 16% (льгота 4% в соответствии с региональным законодательством ХМАО)	ООО «Газпромнефть-Хантос» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
Применение пониженной ставки в размере 15,5%	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

(льгота 4,5% в соответствии с региональным законодательством ЯНАО)

Налог на имущество

Освобождение от налога на имущество по инвестиционным проектам в ХМАО, заявленным до 01.01.2011г. (в соответствии с законодательством ХМАО)

ООО «Газпромнефть-Хантос»

Применение пониженной ставки в размере 1,1% в отношении имущества, созданного/приобретенного при реализации инвестиционных проектов в ЯНАО (в соответствии с региональным законодательством ЯНАО)

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
ООО «Заполярье»

Освобождение от налога на имущество в отношении имущества, созданного/приобретенного при реализации инвестиционных проектов в Оренбургской области (в соответствии с региональным законодательством Оренбургской области)

ЗАО «Газпром нефть Оренбург»

Транспортировка нефти и нефтепродуктов

Политика в отношении транспортных тарифов определяется государственными органами для того, чтобы обеспечить баланс интересов государства и всех участников процесса транспортировки. Транспортные тарифы естественных монополий устанавливаются Федеральной службой по тарифам Российской Федерации («ФСТ»). Тарифы зависят от направления транспортировки, объема поставок, расстояния до пункта назначения и нескольких других факторов. Изменения тарифов зависят от инфляции, прогнозируемой Министерством экономического развития Российской Федерации, потребностей владельцев транспортной инфраструктуры в капитальных вложениях, прочих макроэкономических факторов, а также от окупаемости экономически обоснованных затрат, понесенных естественными монополиями. Тарифы пересматриваются ФСТ не реже одного раза в год, включая тарифы на погрузочно-разгрузочные работы, перевалку, перевозку и другие тарифы.

В таблице ниже указаны средние затраты на транспортировку тонны нефти на экспорт, до заводов Группы, а также средние затраты на транспортировку тонны нефтепродуктов на экспорт от заводов Группы:

2 кв. 2015	1 кв. 2015	Δ, %	(руб./т.)	6 мес. 2015	2014	Δ, %
Нефть						
			Экспорт			
1 574	1 846	(14,7)	Трубопроводный	1 709	1 702	0,4
			СНГ			
1 118	1 247	(10,3)	Трубопроводный	1 182	1 168	1,3
			Транспортировка на НПЗ			
402	487	(17,4)	Омский НПЗ	444	514	(13,5)
1 047	1 187	(11,8)	Московский НПЗ	1 117	1 024	9,0
1 139	914	24,6	Ярославский НПЗ	1 027	1 069	(3,9)
Нефтепродукты						
			Экспорт с Омского НПЗ			
2 749	2 792	(1,6)	Бензин	2 771	2 336	18,6
4 684	4 371	7,2	Мазут	4 528	3 986	13,6
4 500	3 876	16,1	Дизельное топливо	4 190	3 302	26,9
			Экспорт с Московского НПЗ			
1 885	1 916	(1,6)	Бензин	1 901	1 643	15,7
2 787	1 947	43,1	Мазут	2 369	1 460	62,3
1 801	2 142	(15,9)	Дизельное топливо	1 971	1 854	6,3
			Экспорт с Ярославского НПЗ			
1 389	1 387	0,1	Бензин	1 388	1 133	22,5
1 809	1 843	(1,9)	Мазут	1 826	1 742	4,8
1 801	1 687	6,8	Дизельное топливо	1 744	1 473	18,4

Распределение экспорта нефти ОАО «Газпром нефть» по направлениям в страны дальнего зарубежья и СНГ в 1 полугодии 2015 представлено ниже:

	6 мес.	
	2015	2014
Распределение экспорта нефти по направлениям в страны дальнего зарубежья		
порт Балтийского моря – Приморск	5,5%	34,5%
трубопровод «Дружба»	15,4%	9,2%
порт Новороссийск	36,4%	21,9%
трубопровод Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино	37,2%	34,4%
экспортировано минуя систему Транснефт	5,5%	0,0%
с месторождения Приразломное	3,7%	0,0%
с Новопортовского месторождения	1,8%	0,0%
Итого	100,0%	100,0%
Распределение экспорта нефти в страны СНГ		
Белоруссия	95,2%	100,0%
Узбекистан	4,8%	0,0%
Итого	100,0%	100,0%

www.gazprom-neft.com

Контакты: ОАО «Газпром нефть»

Управление по связям с инвесторами, эл. почта: ir@gazprom-neft.ru

Адрес: 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская д. 3-5

Тел.: +7 812 385 95 48

Данный отчет содержит заявления прогнозного характера, которые отражают ожидания руководства Компании. Такие термины как «предполагать», «считать», «ожидать», «прогнозировать», «намереваться», «планировать», «проект», «рассматривать», «могло бы» наряду с другими похожими или аналогичными выражениями определяют заявления прогнозного характера. Данные предположения содержат риски и неопределенности, предвидимые либо не предвидимые Компанией. Таким образом, будущие результаты деятельности могут отличаться от текущих ожиданий и пользователи данной информации не должны основывать свои предположения исключительно на представленной в этом документе информации.