

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

Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 30 сентября 2015 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 30 сентября и 30 июня 2015 г., и девять месяцев, закончившихся 30 сентября 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 ПАО «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

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %		9 мес.		Δ, %
2015	2015			2015	2014	
Финансовые результаты (млн. руб.)						
434 988	423 225	2,8	Выручка с учетом пошлин (продажи) ¹	1 238 248	1 246 155	(0,6)
112 457	106 379	5,7	Скорректированная EBITDA ²	312 223	285 536	9,3
5 419,6	5 380,8	0,7	руб./т. н. э.	5 313,5	5 887,3	(9,8)
11,6	13,8	(15,9)	долл. США ³ /барр. н. э.	12,1	22,6	(46,6)
18 527	73 225	(74,7)	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	130 881	139 531	(6,2)
Операционные результаты						
154,36	146,92	5,1	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	436,42	357,03	22,2
20,75	19,77	5,0	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. т. н. э.)	58,76	48,50	21,2
1,68	1,61	4,4	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э./сутки)	1,60	1,31	22,1
107,38	103,25	4,0	Добыча нефти и конденсата с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	310,09	284,89	8,9
281,88	262,07	7,6	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	758,01	432,84	75,1
11,55	10,93	5,7	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	32,87	33,45	(1,7)

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 9 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%;
- В 3 квартале 2015 доля Группы в СеверЭнергии (Арктикгаз) увеличилась с 45,1% до 46,7%;
- Введено в эксплуатацию третье месторождение СеверЭнергии (Арктикгаз) – Яро-Яхинское;
- В 2015 г. были получены первые две партии нефти в качестве возмещения инвестиций на месторождении Бадра;
- В феврале 2015 года началась коммерческая добыча на блоке Garmian (Курдистан). Добыча нефти с февраля по сентябрь 2015 года составила 71,7 тыс. тонн;
- По результатам аукционов получены лицензии на право пользования недрами Малоюганского, Западно-Зимнего, Панлорского-5, Нялинского и Юильского-3 участков;
- Получены 2 разрешения на право пользования недрами газовых месторождений «Русанда плитко» и «Мартонош запад» в Сербии;
- В сентябре 2015 г. введен в эксплуатацию Южно-Приобский ГПЗ (ЮПГПЗ). Это совместное предприятие с СИБУР создано с целью утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) и производства ШФЛУ. Мощность переработки ЮПГПЗ составляет 0,9 млрд куб. м ПНГ в год;
- Крупнейшее независимое рейтинговое агентство Китая Dagong Global Credit Rating Company Limited присвоило Группе высокий долгосрочный рейтинг кредитоспособности по обязательствам в российской валюте - «AA» со стабильным прогнозом.

Результаты за 9 месяцев 2015 г. по сравнению с 9 месяцами 2014 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 21,2% и составила 58,76 млн. т.н.э. вследствие продолжающегося роста добычи на месторождениях СеверЭнергии (Арктикгаз) и Оренбургского региона, ростом добычи нефти на Приразломном

месторождении, получения контроля в ЗАО «Нортгаз» и поддержания уровня добычи на основных активах;

- Объем переработки нефти снизился на 1,7%, 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 и реконструкции установки каталитического крекинга на Омском НПЗ (сентябрь – ноябрь 2015 года);
- Падение цен на нефть и нефтепродукты на мировых рынках привели к снижению выручки с учетом пошлин на 0,6%;
- Рост объема добычи углеводородов 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 9,3%;
- Снижение чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть» (-6,2%), по сравнению с ростом показателя EBITDA (+9,3%) обусловлен негативным влиянием курсовых разниц, возникших при переоценке кредитов и займов, в том числе по совместным предприятиям.

Результаты за 3 квартал 2015 г. по сравнению со 2 кварталом 2015 г.

- Суточная добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях выросла до 1,68 млн. барр.н.э. в сутки;
- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 5,0% за счет ввода новых скважин на Приразломном месторождении и проекте Бадра, выполнения программы летней отгрузки нефти с Новопортовского месторождения и увеличения загрузки установки комплексной подготовки газа на Яро-Яхинском месторождении (Арктикгаз);
- Объем переработки нефти вырос на 5,7% квартал к кварталу вследствие роста экономической эффективности переработки нефти на Московском НПЗ, а также в связи с окончанием во 2 квартале 2015 планового капитального ремонта цепочки установок на Ярославском НПЗ;
- Выручка с учетом пошлин выросла на 2,8% в связи с переориентацией реализации нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок и страны СНГ, что было обусловлено большей эффективностью данных рынков.
- Негативное влияние временного лага пошлин (эффект запаздывания пошлин) было компенсировано ростом объема добычи углеводородов, ростом объема продаж через премиальные каналы сбыта и действиями менеджмента, что привело к росту показателя скорректированная EBITDA на 5,7%;
- Снижение чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть» (-74,7%), по сравнению с ростом показателя EBITDA (+5,7%) обусловлено негативным влиянием курсовых разниц, возникших при переоценке кредитов и займов, в том числе по совместным предприятиям.

Анализ операционных результатов деятельности

Эксплуатационное бурение

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %		9 мес.		
				2015	2014	Δ, %
Дочерние компании						
847	804	5,4	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	2 301	2 276	1,1
197	200	(1,5)	Количество новых скважин (шт.)	583	642	(9,2)
39,46	34,14	15,6	Средний дебит новых скважин (т./сут.)	36,65	37,70	(2,8)
Пропорционально консолидированные предприятия						
196	226	(13,1)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	590	539	9,5
52	52	-	Количество новых скважин (шт.)	153	139	10,1
Совместные предприятия						
300	311	(3,3)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	872	859	1,6
51	64	(20,3)	Количество новых скважин (шт.)	160	155	3,2

- Рост объемов бурения по дочерним компаниям год к году на 1,1% и квартал к кварталу на 5,4% обусловлен следующими факторами:
 - Интенсификацией разбуривания Новопортовского месторождения;
 - Реализацией дополнительной программы бурения скважин на Крайнем, Еты-Пуровском и Вынгапуровском месторождениях.
- Снижение объемов бурения по пропорционально консолидируемым предприятиям квартал к кварталу на 13,1% связано с бурением менее глубоких скважин на месторождениях Томскнефти и SPD;
- Рост объемов бурения по пропорционально консолидируемым предприятиям год к году на 9,5% обусловлен ростом объемов бурения по SPD;
- Снижение объемов бурения по совместным предприятиям квартал к кварталу на 3,3% связано с увеличением доли бурения технологически более сложных горизонтальных и многоствольных скважин на месторождениях Славнефти.

Добыча

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %		9 мес.		
				2015	2014	Δ, %
			Нефть и конденсат	(млн. т.)		
3,63	3,61	0,6	Ноябрьскнефтегаз	10,82	11,26	(3,9)
3,63	3,57	1,7	Хантос	10,72	10,32	3,9
1,25	1,25	-	Томскнефть	3,73	3,69	1,1
0,78	0,76	2,6	SPD	2,31	2,48	(6,9)
0,69	0,64	7,8	Оренбург	1,97	1,73	13,9
0,28	0,29	(3,5)	НИС	0,85	0,91	(6,6)
0,44	0,38	15,8	Восток**	1,17	1,08	8,3
0,17	0,09	88,9	Новый Порт	0,33	0,12	175,0
0,24	0,16	50,0	Приразломное	0,54	0,02	2 600,0
0,16	0,10	60,0	Бадра и Курдистан	0,33	0,00	-
0,01	0,05	(80,0)	Прочие	0,15	0,48	(68,8)
			Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	32,92	32,09	2,6
1,94	1,93	0,5	Доля в добыче Славнефти	5,81	6,08	(4,4)
0,98	0,82	19,5	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	2,44	0,46	430,4
0,14	0,16	(12,5)	Доля в добыче Нортгаза	0,35	0,03	1 066,7
3,06	2,91	5,2	Доля в добыче совместных предприятий	8,60	6,57	30,9
			Итого добыча нефти и конденсата	41,52	38,66	7,4
			млн. т.	(млрд. куб. м.)		
(млн. т.)			Газ*	(млрд. куб. м.)		
2,06	2,30	(10,4)	Ноябрьскнефтегаз	6,85	6,82	0,4
0,22	0,15	46,7	Хантос	0,53	0,32	65,6
0,24	0,18	33,3	Томскнефть	0,67	0,64	4,7
0,04	0,03	33,3	SPD	0,10	0,10	-
0,68	0,49	38,8	Оренбург	1,68	1,37	22,6
0,14	0,14	-	НИС	0,42	0,42	-
0,03	0,02	50,0	Восток	0,07	0,06	16,7
-	0,02	-	Прочие	0,03	0,03	-
			Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	10,35	9,76	6,1
0,11	0,11	-	Доля в добыче Славнефти	0,33	0,32	3,1
3,16	2,61	21,1	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	7,70	1,95	294,9
1,31	1,37	(4,4)	Доля в добыче Нортгаза	3,09	0,23	1 243,5
4,58	4,09	12,0	Доля в добыче совместных предприятий	11,12	2,50	344,8
7,99	7,42	7,7	Итого добыча газа	21,47	12,26	75,1
(млн. т. н. э.)			Углеводороды	(млн. т. н. э.)		
14,01	13,57	3,2	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	41,22	39,92	3,3
6,74	6,20	8,7	Доля в добыче совместных предприятий	17,54	8,58	104,4
			Итого добыча углеводородов	58,76	48,50	21,2
154,36	146,92	5,1	млн. барр. н. э.	436,42	357,03	22,2
			Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)	1,60	1,31	22,1

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

** В июне 2015 года произошло присоединение компании Арчинское к компании Восток, в связи с этим с июня 2015 добыча по месторождениям Арчинское и Урманское показывается по компании Восток(ранее было включено в Прочие дочерние общества)

- Суточная добыча по Группе увеличилась на 22,1% год к году и на 4,4% квартал к кварталу;
- Добыча нефти и конденсата по Группе увеличилась год к году на 7,4% и составила 41,52 млн т.н.э. Увеличение обусловлено ростом объемов добычи СеверЭнергии (Арктикгаз), продолжающимся ростом добычи на месторождениях Оренбургского региона, ростом добычи нефти на Приразломном месторождении, в Ираке и на Новопортовском месторождении, а также консолидацией 50% объемов добычи Нортгаза;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 75,1% год к году и на 7,7% 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 консолидации 50% объемов добычи Нортгаза.

Покупка нефти

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %	(млн. т.)	9 мес.		
				2015	2014	Δ, %
2,29	2,16	6,0	Покупки нефти в России *	5,82	3,35	73,7
0,08	-	-	Покупки нефти на международном рынке	0,08	1,31	(93,9)
2,37	2,16	9,7	Итого покупки нефти	5,90	4,66	26,6

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

- Увеличение покупки нефти в России на 73,7% год к году, а также на 6% квартал к кварталу обусловлено повышением экономической эффективности трейдинговых операций на внутреннем рынке.

Переработка

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %	(млн. т.)	9 мес.		
				2015	2014	Δ, %
5,40	5,41	(0,2)	Омск	16,02	16,00	0,1
3,10	2,94	5,4	Москва	8,62	9,05	(4,8)
0,80	0,73	9,6	Панчево	2,14	1,89	13,2
9,30	9,08	2,4	Переработка на НПЗ дочерних компаний	26,78	26,94	(0,6)
2,00	1,74	14,9	Доля в Ярославском НПЗ	5,64	5,63	0,2
0,25	0,11	127,3	Доля в Мозырском НПЗ	0,45	0,88	(48,9)
11,55	10,93	5,7	Итого переработка	32,87	33,45	(1,7)

Производство нефтепродуктов

2,46	2,27	8,4	Бензин	7,04	6,85	2,8
-	-	-	Класс 2 и ниже	0,02	-	-
0,01	-	-	Класс 3	0,01	0,10	(90,0)
0,04	0,11	(63,6)	Класс 4	0,30	0,53	(43,4)
2,41	2,16	11,6	Класс 5	6,71	6,22	7,9
0,32	0,36	(11,1)	Нафта	1,05	0,96	9,4
3,10	2,93	5,8	Дизельное топливо	8,96	9,37	(4,4)
0,04	0,03	33,3	Класс 2 и ниже	0,08	0,04	100,0
-	-	-	Класс 3	-	0,14	-
-	-	-	Класс 4	-	0,37	-
3,06	2,90	5,5	Класс 5	8,88	8,82	0,7
1,72	1,51	13,9	Мазут	5,14	5,66	(9,2)
0,90	0,83	8,4	Авиатопливо	2,36	2,35	0,4
1,01	1,05	(3,8)	Судовое топливо	2,90	3,05	(4,9)
0,70	0,64	9,4	Битумы	1,53	1,58	(3,0)
0,11	0,09	22,2	Масла	0,30	0,27	9,5
0,66	0,76	(13,2)	Прочие	2,06	1,97	4,6
10,98	10,44	5,2	Итого производство нефтепродуктов	31,34	32,06	(2,3)

- Снижение переработки нефти год к году на 1,7% обусловлено ремонтом установки риформинга на Московском НПЗ в июне 2015 года, плановым ремонтом цепочки установок на Ярославском НПЗ в апреле 2015 года и реконструкцией установки каталитического крекинга на Омском НПЗ в сентябре-ноябре 2015. Переработанный объем был оптимален в условиях сложившегося уровня спроса и ценовой конъюнктуры на нефть и нефтепродукты. При этом наибольшее снижение пришлось на производство мазута (- 9,2%), а производство светлых нефтепродуктов осталось на уровне прошлого года вследствие увеличения переработки стабильного газового конденсата (СГК) на ОНПЗ;
- Рост переработки квартал к кварталу на 5,7% обусловлен ростом экономической эффективности переработки нефти на Московском НПЗ, а также в связи с плановым капитальным ремонтом цепочки установок на Ярославском НПЗ во 2 квартале 2015;
- Снижение объема выпуска дизельного топлива год к году на 4,4% обусловлено ремонтом установки гидроочистки дизельного топлива на Ярославском НПЗ в мае-июне 2015 года;
- Рост объема производства квартал к кварталу авиатоплива на 8,4% и битумов на 9,4% обусловлен сезонным повышением рыночной потребности;
- Рост объема производства бензина на 8,4% квартал к кварталу обусловлен относительно низким объемом переработки нефти на Ярославском НПЗ во 2 квартале в результате ремонта цепочки установок в апреле 2015 года, а также ростом производства бензина 5 класса на Омском НПЗ вследствие увеличения переработки СГК.

Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	3 кв. 2015		2 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	1 394	0,04	3 387	0,12	(58,8)	(66,7)
Мазут	-	-	61	0,00	-	-
Авиатопливо	2 740	0,07	2 327	0,07	17,8	-
Судовое топливо	866	0,03	1 143	0,04	(24,2)	(25,0)
Масла	281	0,01	323	0,00	(13,0)	-
Итого	5 281	0,15	7 241	0,23	(27,1)	(34,8)

	9 мес. 2015		9 мес. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Нафта	-	-	2 783	0,09	-	-
Дизельное топливо	5 572	0,18	21 840	0,67	(74,5)	(73,1)
Мазут	61	0,00	25 836	1,33	(99,8)	-
Авиатопливо	7 772	0,21	7 819	0,22	(0,6)	(4,6)
Судовое топливо	3 883	0,14	2 364	0,10	64,3	40,0
Масла	864	0,01	602	0,01	43,5	-
Итого	18 152	0,54	61 244	2,42	(70,4)	(77,7)

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

Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	3 кв. 2015		2 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	3 442	0,09	628	0,02	448,1	350,0
Низкооктановый бензин	356	0,01	15	0,00	2 273,3	-
Дизельное топливо	982	0,03	518	0,02	89,6	50,0
Прочие	103	0,01	152	0,00	(32,2)	-
Итого	4 883	0,14	1 313	0,04	271,9	250,0

	9 мес. 2015		9 мес. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	4 286	0,11	4 266	0,16	0,5	(31,3)
Низкооктановый бензин	379	0,01	568	0,03	(33,3)	(66,7)
Дизельное топливо	1 723	0,06	1 516	0,07	13,7	(14,3)
Мазут	-	-	165	0,01	-	-
Прочие	398	0,02	151	0,01	163,6	100,0
Итого	6 786	0,20	6 666	0,28	1,8	(28,6)

Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	3 кв. 2015		2 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	11 754	0,33	9 025	0,30	30,2	10,0
Дизельное топливо	5 312	0,17	4 088	0,13	29,9	30,8
Мазут	110	0,01	314	0,03	(65,0)	(66,7)
Авиатопливо	2 762	0,09	3 021	0,11	(8,6)	(18,2)
Судовое топливо	491	0,02	659	0,04	(25,5)	(50,0)
Масла	166	0,00	177	0,00	(6,2)	-
Прочие	267	0,00	513	0,02	(48,0)	-
Итого	20 862	0,62	17 797	0,63	17,2	(1,6)

	9 мес. 2015		9 мес. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	28 422	0,90	24 350	0,80	16,7	12,5
Дизельное топливо	13 120	0,42	10 360	0,34	26,6	23,5
Мазут	803	0,08	437	0,03	83,8	166,7
Авиатопливо	7 166	0,26	12 367	0,48	(42,1)	(45,8)
Судовое топливо	1 615	0,08	509	0,03	217,3	166,7
Масла	387	0,00	126	0,00	207,1	-
Продукты нефтехимии	-	-	228	0,01	-	-
Прочие	992	0,03	1 005	0,05	(1,3)	(40,0)
Итого	52 505	1,77	49 382	1,74	6,3	1,7

- Снижение объемов покупки авиатоплива на внутреннем рынке год к году обусловлено снижением потребления топлива авиакомпаниями и снижением объема поставок в Киргизию;
- 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 Северо-Западной Европе.

Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %		9 мес.		
	(шт.)			2015	2014	Δ, %
			Действующие АЗС		(шт.)	
1 159	1 161	(0,2)	в России	1 159	1 077	7,6
247	249	(0,8)	в СНГ	247	232	6,5
422	422	0,1	в Восточной Европе	422	420	0,5
1 828	1 832	(0,2)	Итого АЗС (на конец периода)	1 828	1 729	5,7
			Среднесуточная реализация через одну АЗС по России (т./сут.)			
19,7	18,7	5,4		18,8	19,4	(3,1)
	(млн. т.)		Объем продаж через премиальные каналы	(млн. т.)		
5,13	4,74	8,2	Продажи автомобильного топлива	13,98	13,92	0,4
0,83	0,80	3,8	Продажи авиатоплива	2,25	2,21	1,8
1,06	1,02	3,9	Продажи судового топлива	3,00	3,16	(5,1)
0,06	0,06	-	Продажи масел	0,17	0,14	21,4
7,08	6,62	6,9	Итого объем продаж через премиальные каналы	19,40	19,43	(0,2)

- Общее количество действующих АЗС увеличилось на 5,7% год к году;
- Снижение среднесуточной реализации через одну АЗС в России на 3,1% год к году обусловлено сокращением спроса на дизельное топливо;
- Рост среднесуточной реализации через одну АЗС в России на 5,4% квартал к кварталу обусловлен сезонным фактором;
- Объем продаж через премиальные каналы остался практически на уровне предыдущего года, 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 судового топлива снизился вследствие снижения спроса на бункеровку в портах РФ;
 - 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%.
- Увеличение объема продаж через премиальные каналы на 6,9% квартал к кварталу обусловлено 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 21,4% год к году. Также на рост продаж масел год к году повлияло замещение импортных масел на масла, произведенные на внутреннем рынке.

Результаты деятельности

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес.		
				2015	2014	Δ, %
434 988	423 225	2,8	Продажи (выручка с учетом пошлин)*	1 238 248	1 246 155	(0,6)
(50 262)	(36 378)	38,2	Минус: экспортные пошлины и акцизы**	(138 428)	(183 838)	(24,7)
384 726	386 847	(0,5)	Итого выручка от продаж	1 099 820	1 062 317	3,5
Расходы и прочие затраты						
(90 392)	(98 291)	(8,0)	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(251 236)	(275 509)	(8,8)
(52 630)	(50 950)	3,3	Производственные и операционные расходы	(149 723)	(125 034)	19,7
(23 183)	(23 496)	(1,3)	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(67 840)	(57 452)	18,1
(6 469)	58	0,0	Расходы по созданию резерва по сомнительной задолженности	(6 657)	(339)	1 863,7
(33 925)	(34 458)	(1,5)	Транспортные расходы	(99 694)	(84 026)	18,6
(24 623)	(23 670)	4,0	Износ, истощение и амортизация	(70 490)	(63 159)	11,6
(88 408)	(95 383)	(7,3)	Налоги, за исключением налога на прибыль	(276 145)	(263 801)	4,7
(229)	(159)	44,0	Расходы на геологоразведочные работы	(531)	(716)	(25,8)
(319 859)	(326 349)	(2,0)	Итого операционные расходы	(922 316)	(870 036)	6,0
(5 899)	15 177	-	Прочие (расходы) / доходы	7 243	(3 846)	-
58 968	75 675	(22,1)	Операционная прибыль	184 747	188 435	(2,0)
6 984	10 618	(34,2)	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	24 249	4 576	429,9
(40 238)	8 087	-	(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	(40 981)	(14 554)	181,6
3 547	3 524	0,7	Финансовые доходы	10 493	4 734	121,7
(7 663)	(6 815)	12,4	Финансовые расходы	(21 401)	(9 735)	119,8
(37 370)	15 414	-	Итого прочие (расходы) / доходы	(27 640)	(14 979)	84,5
21 598	91 089	(76,3)	Прибыль до налогообложения	157 107	173 456	(9,4)
(11 717)	(7 987)	46,7	Расход по текущему налогу на прибыль	(26 763)	(26 458)	1,2
10 209	(7 563)	-	Доход / (Расход) по отложенному налогу на прибыль	2 950	(3 919)	-
(1 508)	(15 550)	(90,3)	Итого расход по налогу на прибыль	(23 813)	(30 377)	(21,6)
20 090	75 539	(73,4)	Прибыль за период	133 294	143 079	(6,8)
(1 563)	(2 314)	(32,5)	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(2 413)	(3 548)	(32,0)
18 527	73 225	(74,7)	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	130 881	139 531	(6,2)

* 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

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес.		
2015	2015			2015	2014	Δ, %
Нефть						
24 189	31 927	(24,2)	Экспорт	78 307	78 386	(0,1)
41 917	45 808	(8,5)	Продажи на экспорт	125 984	150 517	(16,3)
(17 728)	(13 881)	27,7	Минус: экспортные пошлины	(47 677)	(72 131)	(33,9)
2 193	1 718	27,6	Международный рынок	5 405	1 063	408,5
4 691	8 848	(47,0)	Экспорт в СНГ	21 530	12 126	77,6
4 994	8 897	(43,9)	Экспорт и продажи в СНГ	22 219	12 126	83,2
(303)	(49)	518,4	Минус: экспортные пошлины	(689)	-	-
18 799	21 181	(11,2)	Внутренний рынок	61 230	30 013	104,0
49 872	63 674	(21,7)	Итого выручка от продаж нефти	166 472	121 588	36,9
Газ						
535	950	(43,7)	Международный рынок	3 115	1 251	149,0
6 288	8 394	(25,1)	Внутренний рынок	20 972	17 182	22,1
6 823	9 344	(27,0)	Итого выручка от продаж газа	24 087	18 433	30,7
Нефтепродукты						
42 611	59 430	(28,3)	Экспорт	158 824	222 083	(28,5)
56 812	68 471	(17,0)	Продажи на экспорт	204 321	305 457	(33,1)
(14 201)	(9 041)	57,1	Минус: экспортные пошлины	(45 497)	(83 374)	(45,4)
30 257	25 420	19,0	Международный рынок	79 216	75 080	5,5
48 271	38 815	24,4	Продажи на международном рынке	123 726	102 943	20,2
(18 014)	(13 395)	34,5	Минус: акциз*	(44 510)	(27 863)	59,7
22 592	18 067	25,0	СНГ	57 780	46 319	24,7
22 608	18 079	25,1	Экспорт и продажи в СНГ	57 835	46 789	23,6
(16)	(12)	33,3	Минус: экспортные пошлины	(55)	(470)	(88,3)
215 548	189 680	13,6	Внутренний рынок	561 821	544 906	3,1
311 008	292 597	6,3	Итого выручка от продажи нефтепродуктов	857 641	888 388	(3,5)
17 023	21 232	(19,8)	Прочая выручка	51 620	33 908	52,2
384 726	386 847	(0,5)	Итого выручка	1 099 820	1 062 317	3,5

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

Объем реализации

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %		9 мес.		
2015	2015			2015	2014	Δ, %
			Нефть	(млн. т.)		
1,82	1,96	(7,1)	Продажи на экспорт	5,38	5,45	(1,3)
0,12	0,09	33,3	Продажи на международном рынке*	0,28	0,04	600,0
0,36	0,54	(33,3)	Экспорт в СНГ	1,45	0,86	68,6
1,50	1,42	5,6	Продажи на внутреннем рынке	4,49	2,60	72,7
3,80	4,01	(5,2)	Итого продажи нефти	11,60	8,95	29,6
			Газ	(млрд. куб. м.)		
0,04	0,06	(33,3)	Продажи на международном рынке	0,20	0,11	81,8
3,10	4,01	(22,7)	Продажи на внутреннем рынке	10,24	8,83	16,0
3,14	4,07	(22,9)	Итого продажи газа	10,44	8,94	16,8
			Нефтепродукты	(млн. т.)		
2,56	2,99	(14,4)	Продажи на экспорт	8,80	11,87	(25,9)
0,87	0,78	11,5	Продажи на международном рынке	2,33	2,20	5,9
0,64	0,57	12,3	Экспорт и продажи в СНГ	1,65	1,64	0,6
7,72	7,17	7,7	Продажи на внутреннем рынке	21,02	21,13	(0,5)
11,79	11,51	2,4	Итого продажи нефтепродуктов	33,80	36,84	(8,3)

*Включая СПП – соглашения о разделе продукции

Средние сложившиеся цены реализации

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %		9 мес.				
				2015	2014	Δ, %		
(руб./т.)			Нефть			(руб./т.)		
23 031	23 371	(1,5)	Продажи на экспорт	23 417	27 618	(15,2)		
13 031	16 385	(20,5)	Экспорт в СНГ	14 848	14 100	5,3		
12 533	14 916	(16,0)	Продажи на внутреннем рынке	13 637	11 543	18,1		
(руб./т.)			Нефтепродукты			(руб./т.)		
22 192	22 900	(3,1)	Продажи на экспорт	23 218	25 734	(9,8)		
55 484	49 763	11,5	Продажи на международном рынке	53 101	46 792	13,5		
35 325	31 718	11,4	Экспорт и продажи в СНГ	35 052	28 530	22,9		
27 921	26 455	5,5	Продажи на внутреннем рынке	26 728	25 788	3,6		

Реализация нефти

- Снижение объема продаж нефти на экспорт на 1,3% год к году обусловлено ростом реализации нефти в России в связи с более привлекательной ценовой конъюнктурой внутреннего рынка;
- Снижение объема продаж нефти на экспорт 7,1% квартал к кварталу обусловлено ростом реализации нефти в России и ростом объема переработки квартал к кварталу;
- Увеличение объемов продаж нефти на экспорт в СНГ на 68,6% год к году обусловлено началом реализации нефти в Узбекистан и увеличением продаж на Мозырский НПЗ;
- Увеличение объемов продаж нефти на внутреннем рынке на 72,7% год к году обусловлено повышением экономической эффективности трейдинговых операций на внутреннем рынке.

Реализация газа

- Реализация газа на внутреннем рынке выросла на 16% год к году в связи с ростом добычи газа у СеверЭнергии (Арктикгаз) и Нортгаза;
- Снижение реализации газа на 22,9% квартал к кварталу обусловлено сезонным фактором.

Реализация нефтепродуктов на экспорт

	3 кв. 2015		2 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	-	-	458	0,02	-	-
Низкооктановый бензин	-	-	201	0,00	-	-
Нафта	6 144	0,23	8 356	0,31	(26,5)	(25,8)
Дизельное топливо	21 412	0,71	25 284	0,85	(15,3)	(16,5)
Мазут	17 927	1,21	19 761	1,22	(9,3)	(0,8)
Авиатопливо	4 340	0,12	4 918	0,20	(11,8)	(40,0)
Судовое топливо	3 160	0,12	4 760	0,18	(33,6)	(33,3)
Битумы	149	0,01	162	0,01	(8,0)	-
Масла	753	0,02	548	0,02	37,4	-
Продукты нефтехимии	1 120	0,06	3 792	0,17	(70,5)	(64,7)
Прочие	1 807	0,08	231	0,01	682,3	700,0
Итого	56 812	2,56	68 471	2,99	(17,0)	(14,4)

	9 мес. 2015		9 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	2 278	0,07	(71,8)	(71,4)
Нафта	20 865	0,78	25 641	0,80	(18,6)	(2,5)
Дизельное топливо	77 353	2,51	115 068	3,54	(32,8)	(29,1)
Мазут	61 780	3,89	112 243	5,66	(45,0)	(31,3)
Авиатопливо	15 138	0,45	17 185	0,53	(11,9)	(15,1)
Судовое топливо	14 835	0,58	16 468	0,64	(9,9)	(9,4)
Битумы	345	0,02	763	0,04	(54,8)	(50,0)
Масла	2 323	0,07	2 798	0,07	(17,0)	-
Продукты нефтехимии	7 010	0,33	6 412	0,31	9,3	6,5
Прочие	2 515	0,10	4 037	0,13	(37,7)	(23,1)
Итого	204 321	8,80	305 457	11,87	(33,1)	(25,9)

- Снижение объемов реализации нефтепродуктов на экспорт на 14,4% квартал к кварталу обусловлено ростом объемов реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке;
- Снижение объемов реализации нефтепродуктов на экспорт на 25,9% год к году обусловлено сокращением объемов реализации сторонних ресурсов;
- Снижение объемов реализации судового топлива год к году и квартал к кварталу связано со снижением спроса.

Реализация нефтепродуктов в СНГ

	3 кв. 2015		2 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	9 117	0,20	8 022	0,23	13,7	(13,0)
Низкооктановый бензин	1 465	0,04	1 071	0,03	36,8	33,3
Дизельное топливо	7 444	0,19	5 887	0,17	26,5	11,8
Мазут	186	0,02	32	0,01	481,3	100,0
Авиатопливо	1 776	0,05	917	0,03	93,7	66,7
Битумы	1 014	0,08	794	0,06	27,7	33,3
Масла	614	0,02	655	0,01	(6,3)	100,0
Продукты нефтехимии	457	0,02	382	0,02	19,6	-
Прочие	535	0,02	319	0,01	67,7	100,0
Итого	22 608	0,64	18 079	0,57	25,1	12,3

	9 мес. 2015		9 мес. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	25 148	0,61	18 698	0,60	34,5	1,7
Низкооктановый бензин	3 672	0,10	2 763	0,10	32,9	-
Дизельное топливо	18 813	0,49	17 053	0,56	10,3	(12,5)
Мазут	218	0,03	586	0,06	(62,8)	(50,0)
Авиатопливо	3 729	0,11	2 645	0,08	41,0	37,5
Битумы	2 173	0,16	1 512	0,11	43,7	45,5
Масла	1 840	0,05	1 477	0,05	24,6	-
Продукты нефтехимии	1 011	0,05	956	0,05	5,8	-
Прочие	1 231	0,05	1 099	0,03	12,0	66,7
Итого	57 835	1,65	46 789	1,64	23,6	0,6

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	3 кв. 2015		2 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	93 605	2,44	77 037	2,29	21,5	6,6
Низкооктановый бензин	617	0,02	561	0,02	10,0	-
Дизельное топливо	62 500	2,11	58 421	1,90	7,0	11,1
Мазут	2 536	0,32	2 467	0,30	2,8	6,7
Авиатопливо	23 855	0,86	19 723	0,75	21,0	14,7
Судовое топливо	15 529	0,93	15 919	0,90	(2,5)	3,3
Битумы	6 278	0,56	4 841	0,54	29,7	3,7
Масла	2 893	0,06	2 701	0,02	7,1	200,0
Продукты нефтехимии	4 874	0,26	5 355	0,27	(9,0)	(3,7)
Прочие	2 861	0,16	2 655	0,18	7,8	(11,1)
Итого	215 548	7,72	189 680	7,17	13,6	7,7

	9 мес. 2015		9 мес. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	237 995	6,81	216 621	6,61	9,9	3,0
Низкооктановый бензин	1 626	0,06	2 757	0,10	(41,0)	(40,0)
Дизельное топливо	168 834	5,58	164 947	5,55	2,4	0,5
Мазут	8 887	1,11	12 553	1,20	(29,2)	(7,5)
Авиатопливо	58 981	2,20	60 707	2,34	(2,8)	(6,0)
Судовое топливо	42 876	2,53	46 523	2,58	(7,8)	(1,9)
Битумы	12 331	1,27	13 902	1,35	(11,3)	(5,9)
Масла	7 746	0,17	5 654	0,16	37,0	6,3
Продукты нефтехимии	14 429	0,78	14 858	0,78	(2,9)	-
Прочие	8 116	0,51	6 384	0,46	27,1	10,9
Итого	561 821	21,02	544 906	21,13	3,1	(0,5)

- Объем продаж авиатоплива на внутреннем рынке квартал к кварталу вырос на 14,7% за счет влияния сезонного фактора и расширения сети аэропортов присутствия в России;
- Снижение продаж авиатоплива на внутреннем рынке год к году на 6% вызвано сокращением спроса;
- Снижение объемов реализации битумов год к году на 5,9% обусловлено снижением финансирования дорожной отрасли РФ.

Прочая выручка

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

- Рост прочей выручки на 52,2% год к году обусловлен увеличением объема операторских услуг совместному предприятию Мессояханефтегаз в связи с развитием проекта.

Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов снизилась на 8,8% год к году и 8% квартал к кварталу в связи со снижением цен на нефть.

Производственные и операционные расходы

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес.		
				2015	2014	Δ, %
25 176	23 490	7,2	Расходы на добычу углеводородов	71 013	58 703	21,0
18 027	17 405	3,6	Дочерние компании на территории РФ в том числе	52 264	44 721	16,9
15 276	14 420	5,9	расходы на добычу по зрелым месторождениям	43 634	40 730	7,1
1 580	1 442	9,6	<i>руб./т.н.э.</i>	1 521	1 408	8,0
3,42	3,74	(8,4)	<i>долл. США/барр. н. э.</i>	3,50	5,43	(35,5)
2 751	2 985	(7,8)	расходы на добычу по новым месторождениям	8 630	3 991	116,2
2 465	1 683	46,5	Дочерние компании за пределами РФ (включая СРП)**	5 844	2 216	163,7
4 684	4 402	6,4	Пропорционально консолидируемые компании	12 905	11 766	9,7
2 082	2 019	3,1	<i>руб./т.н.э.</i>	1 941	1 743	11,3
4,51	5,23	(13,8)	<i>долл. США/барр. н. э.</i>	4,47	6,72	(33,5)
13 671	12 059	13,4	Расходы на переработку	38 006	32 515	16,9
7 467	6 727	11,0	Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний	21 195	18 269	16,0
803	741	8,4	<i>руб./т.</i>	791	678	16,7
1,74	1,92	(9,4)	<i>долл. США/барр</i>	1,82	2,61	(30,3)
4 071	3 238	25,7	Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий	10 860	10 291	5,5
1 809	1 750	3,4	<i>руб./т.</i>	1 783	1 581	12,8
3,92	4,53	(13,6)	<i>долл. США/барр</i>	4,10	6,09	(32,7)
2 133	2 094	1,9	Расходы на производство масел и фасованной продукции	5 951	3 955	50,5
7 628	6 764	12,8	Расходы на транспортировку до НПЗ	20 968	20 988	(0,1)
6 155	8 637	(28,7)	Прочие операционные расходы	19 736	12 828	53,9
52 630	50 950	3,3	Итого	149 723	125 034	19,7

* 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 16,9% 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 8,0% год к году в результате:
 - Увеличения мероприятий по интенсификации добычи (ГТМ на базовом фонде) для поддержания уровня добычи нефти;
 - Роста добычи жидкости вследствие увеличения обводненности добываемой продукции;
 - Продолжения 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 163,7% год к году обусловлен началом коммерческой добычи в Ираке (проект Бафра) 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 16,0% 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 на ремонт установок на Омском НПЗ;
 - Ростом затрат по экологической программе.
- Операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий выросли на 5,5% год к году в связи с ростом затрат на сырье и материалы вследствие инфляционного давления;
- Операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий выросли на 25,7% квартал к кварталу в основном в связи с ростом объема переработки нефти на Ярославском НПЗ на 14,9% в результате проведения планового ремонта установки гидрокрекинга в апреле 2015;
- Рост расходов на транспортировку квартал к кварталу на 12,8% обусловлен ростом объемов переработки;
- Прочие операционные расходы выросли на 53,9% год к году 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 добывающих дочерних обществах и собственных НПЗ), социальные выплаты, услуги банка, страхование, юридические, консультационные и аудиторские услуги, прочие расходы.

- Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы увеличились на 18,1% год к году в результате:
 - Роста расходов по зарубежным дочерним обществам в результате ослабления курса рубля;
 - Консолидации новых компаний (ГПН Шельф, ИТСК);
 - Начала коммерческой добычи в Ираке (проект Бадра) и Курдистане;
 - Роста числа АЗС и расширения бизнеса компании.

Расходы по созданию резерва по сомнительной задолженности

Рост расходов по созданию резерва по сомнительной задолженности год к году и квартал к кварталу обусловлен резервированием задолженности ОАО «АК «Трансаэро».

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 18,6% год к году в связи с ростом добычи нефти, 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 11,6% год к году связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации программы капитальных вложений Группы.

Налоги, за исключением налога на прибыль

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес.		
				2015	2014	Δ, %
63 052	72 518	(13,1)	Налог на добычу полезных ископаемых	204 236	182 240	12,1
19 691	17 752	10,9	Акциз	53 432	64 653	(17,4)
2 369	2 430	(2,5)	Налог на имущество	7 133	6 777	5,3
3 296	2 683	22,8	Прочие налоги	11 344	10 131	12,0
88 408	95 383	(7,3)	Итого налоги, за исключением налога на прибыль	276 145	263 801	4,7

- Рост налогов, за исключением налога на прибыль, на 4,7% год к году обусловлен увеличением НДС на 12,1% в связи с ростом базовой ставки НДС в результате налогового маневра, а также ростом добычи нефти дочерними и пропорционально консолидируемыми предприятиями, что было частично компенсировано снижением суммой акциза на 17,4%.

Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес.		
				2015	2014	Δ, %
442	4 876	(90,9)	Славнефть	8 634	5 093	69,5
5 283	4 131	27,9	СеверЭнергия (Арктикгаз)	12 039	(1 966)	-
873	890	(1,9)	Нортгаз	2 144	-	-
386	721	(46,5)	Прочие компании	1 432	1 449	(1,2)
6 984	10 618	(34,2)	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	24 249	4 576	429,9

- Доля Группы в прибыли Славнефти выросла год к году главным образом за счет роста цен на нефть на внутреннем рынке, роста стоимости процессинговых услуг и снижения убытка по курсовым разницам;
- Доля Группы в прибыли Славнефти снизилась квартал к кварталу главным образом за счет убытка от курсовых разниц в 3 квартале 2015г., в результате переоценки кредитного портфеля компании номинированного, в основном, в долларах США;
- Рост доли Группы в прибыли СеверЭнергии (Арктикгаз) за 9 месяцев 2015 связан с вводом в эксплуатацию основных месторождений СеверЭнергии (Арктикгаз) и увеличением доли владения.

Прочие доходы и расходы

- На величину прочего дохода за 2 квартал 2015 и 9 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.)	9 мес.		
	2015	2014	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	219 627	228 176	(3,7)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(241 816)	(254 537)	(5,0)
Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности	21 073	30 289	(30,4)
Чистое (уменьшение) / увеличение денежных средств и их эквивалентов	(1 116)	3 928	-

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

(млн. руб.)	9 мес.		
	2015	2014	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале, налога на прибыль, процентов и дивидендов	244 296	256 740	(4,8)
Изменения в оборотном капитале	9 725	7 567	28,5
Уплаченный налог на прибыль	(16 285)	(25 963)	(37,3)
Проценты уплаченные	(20 524)	(11 821)	73,6
Дивиденды полученные	2 415	1 653	46,1
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	219 627	228 176	(3,7)

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, снизились на 3,7% год к году в основном в результате роста уплаченных процентов.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

(млн. руб.)	9 мес.		
	2015	2014	Δ %
Капитальные затраты	(234 238)	(180 976)	29,4
Приобретение дочерних компаний, долей в совместной деятельности и инвестиций, учитываемых по методу долевого участия	303	(56 893)	-
Поступление / (Размещение) денежных средств на депозитах	3 257	(3 181)	-
Прочие операции	(11 138)	(13 487)	(17,4)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(241 816)	(254 537)	(5,0)

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, снизились на 5,0% год к году. Рост капитальных затрат был компенсирован меньшим объемом средств, направленных на приобретение новых активов.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

(млн. руб.)	9 мес.		
	2015	2014	Δ %
Поступление займов и кредитов	31 975	61 725	(48,2)
Выплата дивидендов акционерам компании	(8 735)	(24 959)	(65,0)
Приобретение неконтролирующих долей участия	-	(4 118)	-
Прочие операции	(2 167)	(2 359)	(8,1)
Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности	21 073	30 289	(30,4)

- Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности сократились на 30,4% вследствие меньшего объема привлечений кредитов и займов.

Капитальные вложения

(млн. руб.)	9 мес.		Δ, %
	2015	2014	
Разведка и добыча	169 676	126 444	34,2
Дочерние компании	157 414	115 499	36,3
Пропорционально консолидируемые компании	12 262	10 945	12,0
Нефтепереработка	16 956	16 957	-
Маркетинг и сбыт	7 071	6 254	13,1
Прочие	9 389	6 456	45,4
Подытог капитальные вложения	203 092	156 111	30,1
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	31 146	24 865	25,3
Итого капитальные вложения	234 238	180 976	29,4

- Рост капитальных вложений в сегменте разведка и добыча на 34,2% 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 сентября 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Краткосрочные кредиты и займы	133 251	61 121
Долгосрочные кредиты и займы	539 597	502 306
Денежные средства и денежные эквиваленты	(56 202)	(53 167)
Краткосрочные депозиты	(88 952)	(76 658)
Чистый долг	527 694	433 602
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	19,8	10,8
Отношение чистого долга к показателю EBITDA в годовом выражении	1,69	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 3,95 лет на 30 сентября 2015 г.;
- Средняя процентная ставка увеличилась с 3,48% на 31 декабря 2014 до 4,17% на 30 сентября 2015 г.

Финансовые приложения

Расчет EBITDA

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес.		
				2015	2014	Δ, %
20 090	75 539	(73,4)	Прибыль за период	133 294	143 079	(6,8)
1 508	15 550	(90,3)	Итого расход по налогу на прибыль	23 813	30 377	(21,6)
7 663	6 815	12,4	Финансовые расходы	21 401	9 735	119,8
(3 547)	(3 524)	,7	Финансовые доходы	(10 493)	(4 734)	121,7
24 623	23 670	4,0	Износ, истощение и амортизация	70 490	63 159	11,6
40 238	(8 087)	-	Прибыль / (Убыток) от курсовых разниц, нетто	40 981	14 554	181,6
5 899	(15 177)	-	Прочие (расходы) / доходы	(7 243)	3 846	-
96 474	94 786	1,8	EBITDA	272 243	260 016	4,7
(6 984)	(10 618)	(34,2)	Минус: Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(24 249)	(4 576)	429,9
22 967	22 211	3,4	Плюс: доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	64 229	30 096	113,4
112 457	106 379	5,7	Итого скорректированная EBITDA	312 223	285 536	9,3

Финансовые показатели

Рентабельность

	9 мес.		
	2015	2014	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	28,39	26,88	1,5
Рентабельность по чистой прибыли, %	12,12	13,47	(1,3)
Рентабельность активов (ROA), %	5,55	11,53	(6,0)
Рентабельность капитала (ROE), %	9,97	18,50	(8,5)
Доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	11,85	16,07	(4,2)

Ликвидность

	9 мес.		
	2015	2014	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	1,34	1,86	(28,2)
Коэффициент срочной ликвидности	0,68	1,03	(33,7)
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,38	0,63	(39,4)

Лeverедж

	9 мес.		
	2015	2014	Δ, п.п.
Чистый долг / Итого Активы, %	22,09	14,91	7,2
Чистый долг / Капитал, %	42,08	24,91	17,2
Лeverедж, %	32,96	22,59	10,4
Чистый долг / Рыночная капитализация	0,77	0,40	92,2
Чистый долг / EBITDA	1,69	0,80	111,3
Итого долг / EBITDA	2,15	1,23	74,8

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 за 9 месяцев 2015 оказало негативное влияние на результат Группы. Часть негативного влияния от падения международных цен была нивелирована ростом курса доллара по отношению к рублю.

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %		9 мес.		
				2015	2014	Δ, %
				Международный рынок		
				(долл. США/барр.)		
50,47	61,88	(18,4)	Нефть "Brent"	55,31	106,52	(48,1)
49,55	61,73	(19,7)	Нефть "Urals" (ср. Med и NWE)	54,61	105,04	(48,0)
				(долл. США/т.)		
599,03	671,00	(10,7)	Бензин Premium (ср. NWE)	605,51	984,34	(38,5)
419,54	525,60	(20,2)	Нафта (ср. Med и NWE)	465,67	901,41	(48,3)
485,24	580,66	(16,4)	Дизельное топливо (ср. NWE)	530,33	907,51	(41,6)
471,36	570,63	(17,4)	Газойль 0,2% (ср. Med)	515,87	892,29	(42,2)
234,76	314,81	(25,4)	Мазут 3,5% (ср. NWE)	271,29	561,06	(51,6)
				Внутренний рынок		
				(руб./т.)		
36 597	31 497	16,2	Высокооктановый бензин	32 476	31 406	3,4
31 219	27 188	14,8	Низкооктановый бензин	28 267	27 564	2,6
29 492	29 279	0,7	Дизельное топливо	28 756	27 675	3,9
7 448	8 383	(11,2)	Мазут	7 758	9 302	(16,6)

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.

3 кв. 2015	2 кв. 2015		9 мес.	
			2015	2014
2,0	1,0	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	10,4	6,3
-	2,3	Изменение Индекса цен производителей (ИЦП), %	11,5	5,2
66,24	55,52	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	66,24	39,39
62,98	52,65	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	59,28	35,39

Налогообложение

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

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %		9 мес.		
				2015	2014	Δ, %
			Экспортная таможенная пошлина	(долл. США/т.)		
128,47	130,57	(1,6)	Нефть	129,56	383,87	(66,2)
61,60	62,63	(1,6)	Светлые нефтепродукты	62,12	253,32	(75,5)
61,60	62,63	(1,6)	Дизельное топливо	62,12	249,46	(75,1)
100,17	101,80	(1,6)	Бензин	101,01	345,43	(70,8)
109,17	110,93	(1,6)	Нафта	110,08	345,43	(68,1)
97,57	99,20	(1,6)	Темные нефтепродукты	98,42	253,32	(61,1)
			Налог на добычу полезных ископаемых			
6 262	7 072	(11,5)	Нефть (руб./т.)	6 736	6 019	11,9

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 г.

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% x (P – 109,50)
146,00 < P ≤ 182,50	12,78 + 45,0% x (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.

Нефть, экспортируемая в Казахстан и Белоруссию, 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% x (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 - природной коэффициент, равный 42% в 2015 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 Казахстан, Белоруссию и Киргизию, не облагаются вывозной таможенной пошлиной. Также в рамках индикативных балансов от вывозных таможенных пошлин освобождаются нефтепродукты, экспортируемые в Таджикистан и Армению, с 13 ноября 2013 г. и 19 января 2015 г. соответственно.

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	$493 \times K_{ц} \times K_{в} \times K_{з} \times K_{д} \times K_{дв}$	$766 \times K_{ц} - Дм$	$857 \times K_{ц} - Дм$	$919 \times K_{ц} - Дм$

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

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 P – 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. Для участка недр, содержащего в себе залежь (залежи) нефти, значение коэффициента K_d для которой составляет менее 1, коэффициент K_v принимается равным 1.

Кз – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДС 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 НДС 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. Если участок недр содержит залежь (залежи) нефти, значение коэффициента K_d для которой составляет менее 1, в отношении иных залежей данного участка (коэффициент K_d для которых равен 1) коэффициент $K_{дв}$ принимается равным значению коэффициента K_v , определяемому для всего участка недр.

Ккан - коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДС 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 НДС (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 55⁰ 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 55⁰ с.ш.), в Черном море (глубина более 100м), Баренцевом море (южнее 72⁰ 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 72⁰ 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

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %		9 мес.		Δ, %
				2015	2014	
6 262	7 072	(11,5)	Общеустановленная ставка НДС на нефть	6 736	6 019	11,9
5 855	6 682	(12,4)	Эффективная ставка НДС на нефть (с учетом применения Кв, Кз и Кд)	6 347	5 775	9,9
407	390		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общеустановленной (руб./т.)	389	244	
6,5%	5,5%		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общеустановленной (%)	5,8%	4,1%	

По итогам 9 месяцев 2015 г. эффективная ставка НДС на нефть составила 6 347 руб./т., что на 389 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 течение 9 месяцев 2015 г.	Применимость к Группе
НДС на нефть	
Понижающий коэффициент Кз к ставке НДС	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Воргенское, Восточно-Вынгайхинское, Северо-Карамовское, Вальнтойское, Южно-Пурпейское) ЗАО «Живой исток» (Балейкинское)
Понижающий коэффициент Кв к ставке НДС	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Пограничное, Холмогорское, Чатылькинское, Муравленковское, Сугмутское) ООО «Газпромнефть-Восток» (Западно-Лугинецкий участок, Шингинское) ОАО «Южуралнефтегаз» (Капитоновское)
Понижающий коэффициент Кд к ставке НДС	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Вынгайхинское, Еты-Пуровское, Западно-Ноябрьское, Крайнее) ООО «Газпромнефть-Восток» (Урманское, Арчинское) ООО «Заполярье» (Вынгапуровское, Новогоднее) ООО «Газпромнефть-Хантос» (Приобское)
Понижающий коэффициент Ккан 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)

НДПИ на газ	
Понижающий коэффициент Кс к ставке НДПИ	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% (льгота 4,5% в соответствии с региональным законодательством ЯНАО)	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
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»
Освобождение от налога на имущество - в отношении месторождений, введенных в разработку после 01.01.2011 г. (в соответствии с региональным 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», ЗАО «Центр наукоемких технологий»

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:

3 кв. 2015	2 кв. 2015	Δ, %	(руб./т.)	9 мес.		
				2015	2014	Δ, %
Нефть						
Экспорт						
1 463	1 574	(7,1)	Трубопроводный	1 626	1 710	(4,9)
СНГ						
1 062	1 118	(5,1)	Трубопроводный	1 142	1 164	(1,9)
Транспортировка на НПЗ						
384	402	(4,6)	Омский НПЗ	424	511	(17,1)
904	1 047	(13,7)	Московский НПЗ	1 045	1 022	2,2
1 088	1 139	(4,5)	Ярославский НПЗ	1 047	1 063	(1,4)
Нефтепродукты						
Экспорт с Омского НПЗ						
2 747	2 749	(0,1)	Бензин	2 762	2 362	16,9
4 028	4 684	(14,0)	Мазут	4 360	3 931	10,9
5 000	4 500	11,1	Дизельное топливо	4 463	3 304	35,1
Экспорт с Московского НПЗ						
1 944	1 885	3,1	Бензин	1 915	1 662	15,3
2 651	2 787	(4,9)	Мазут	2 464	1 489	65,5
1 559	1 801	(13,5)	Дизельное топливо	1 832	1 869	(2,0)
Экспорт с Ярославского НПЗ						
1 363	1 389	(1,9)	Бензин	1 380	1 195	15,4
1 809	1 809	-	Мазут	1 820	1 663	9,5
1 906	1 801	5,8	Дизельное топливо	1 798	1 503	19,7

Распределение экспорта нефти ПАО «Газпром нефть» по направлениям в страны дальнего зарубежья и СНГ за 9 месяцев 2015 и 2014 представлено ниже:

	9 мес.	
	2015	2014
Распределение экспорта нефти по направлениям в страны дальнего зарубежья		
порт Балтийского моря – Приморск	3,0%	28,2%
трубопровод «Дружба»	18,6%	12,3%
порт Новороссийск	32,1%	22,6%
трубопровод Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино	34,0%	34,7%
экспортировано минуя систему Транснефть:	12,3%	2,2%
с месторождения Приразломное	8,1%	1,2%
с Новопортовского месторождения	4,2%	1,0%
Итого	100,0%	100,0%
Распределение экспорта нефти в страны СНГ		
Белоруссия	95,3%	100,0%
Узбекистан	4,7%	0,0%
Итого	100,0%	100,0%

www.gazprom-neft.com

Контакты: ПАО «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.