



ОАО «НОВАТЭК»

**АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО
ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

ЗА ГОДЫ, ЗАКОНЧИВШИЕСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2015 И 2014 ГГ.

СОДЕРЖАНИЕ

Общие положения	3
Краткая информация о Группе.....	3
Последние события	4
Основные показатели деятельности	7
Основные макроэкономические показатели	9
Некоторые факторы, влияющие на финансовые результаты деятельности.....	11
Текущая экономическая ситуация	11
Цены на природный газ.....	12
Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть	13
Тарифы на транспортировку.....	17
Налоговая нагрузка и обязательные платежи	18
Запасы природного газа и жидких углеводородов	22
Ключевые показатели операционной деятельности.....	25
Финансовые результаты операционной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2014 года	32
Выручка от реализации	33
Операционные расходы	36
Прочие операционные прибыли (убытки).....	42
Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях	42
Прибыль от операционной деятельности и EBITDA	43
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	43
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	44
Расходы по налогу на прибыль	44
Прибыль, относящаяся к акционерам, и доход на одну акцию	45
Ликвидность и капитальные затраты.....	46
Движение денежных средств.....	46
Оборотный капитал	49
Капитальные затраты	49
Количественная и качественная информация и рыночные риски	51
Термины, аббревиатуры и сокращения	53

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящий анализ и оценка руководством финансового положения и результатов хозяйственной деятельности по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2015 г., должен рассматриваться в контексте аудированной консолидированной финансовой отчетности по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг. Консолидированная финансовая отчетность и примечания к ней подготовлены в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (далее – «МСФО»).

Информация по финансовой и хозяйственной деятельности, содержащаяся в данном «Анализе и оценке руководством финансового положения и результатов деятельности», включает в себя информацию по ОАО «НОВАТЭК», его консолидируемым дочерним обществам и совместным предприятиям (далее – «мы» или «Группа»).

КРАТКАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ГРУППЕ

Мы являемся крупнейшим независимым производителем природного газа и вторым по величине производителем природного газа в Российской Федерации по данным Центрального Диспетчерского Управления Топливо-Энергетического Комплекса за оба отчетных периода. Согласно методологии определения запасов Системы управления нефтегазовыми ресурсами (Petroleum Resources Management System – PRMS) по объемам доказанных запасов природного газа мы являемся вторыми в Российской Федерации после ПАО «Газпром».

Наша деятельность по разведке и разработке участков недр, добыче и переработке природного газа, газового конденсата и сырой нефти осуществляется на территории Российской Федерации.

В соответствии с российским законодательством мы реализуем весь добытый нами на действующих месторождениях природный газ исключительно на территории Российской Федерации.

Добываемый нами нестабильный газовый конденсат мы отправляем по собственным трубопроводам на наш Пуровский завод по переработке газового конденсата (далее – «Пуровский завод»), на выходе которого мы получаем стабильный газовый конденсат и сжиженный углеводородный газ. В мае 2015 года мы достигли проектного уровня переработки на Пуровском заводе и имеем возможность перерабатывать до 12 млн тонн нестабильного газового конденсата в год.

Большую часть нашего стабильного газового конденсата мы поставляем на дальнейшую переработку на наш комплекс по фракционированию и перевалке, расположенный в порту Усть-Луга на Балтийском море (далее – «Комплекс в Усть-Луге»). Комплекс в Усть-Луге перерабатывает стабильный газовый конденсат в легкую и тяжелую нефть, керосин, газойл и мазут, которые мы практически полностью реализуем на экспорт, что позволяет нам увеличить добавленную стоимость при реализации жидких углеводородов. Комплекс в Усть-Луге позволяет переработать более 6 млн тонн стабильного газового конденсата в год, и в январе 2015 года мы вышли на проектный уровень переработки.

Превышение объемов стабильного газового конденсата, полученного из переработки на Пуровском заводе, над объемами, отправленными на дальнейшую переработку на Комплекс в Усть-Луге, реализуются как на внутреннем, так и на международных рынках (через порт Усть-Луга на Балтийском море танкерами и/или железнодорожным транспортом на рынки стран Европы).

С июня 2014 года большая часть произведенного нами на Пуровском заводе сжиженного углеводородного газа отгружается по трубопроводу на перерабатывающие мощности ООО «Тобольск-Нефтехим». Оставшаяся часть реализуется непосредственно на выходе с Пуровского завода без дополнительных затрат на транспортировку. На выходе из переработки «Тобольск-Нефтехима» мы получаем сжиженный углеводородный газ с более высокой добавленной стоимостью, большая часть которого транспортируется по железной дороге нашим конечным покупателям на внутренний и международный рынки, а оставшаяся часть реализуется непосредственно на выходе с «Тобольск-Нефтехима» без дополнительных затрат на транспортировку.

Добываемую сырую нефть мы поставляем и на внутренний рынок, и на экспорт.

Группа, совместно с компаниями «TOTAL S.A.» и «China National Petroleum Corporation», через свое совместное предприятие ОАО «Ямал СПГ» осуществляет крупномасштабный проект по строительству завода по производству сжиженного природного газа мощностью 16,5 млн тонн в год на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения, расположенного на северо-востоке полуострова Ямал (далее – «проект «Ямал СПГ»»). Реализация проекта «Ямал СПГ» предполагает также создание транспортной инфраструктуры, включая строительство морского порта и международного аэропорта. Ввод завода в промышленную эксплуатацию и начало коммерческих поставок сжиженного природного газа планируется в 2017 году. В сентябре 2014 года «Ямал СПГ» получил лицензию от Министерства энергетики Российской Федерации на экспорт СПГ. Ожидается, что производимый сжиженный природный газ будет реализовываться преимущественно на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) и на Европейский рынок.

ПОСЛЕДНИЕ СОБЫТИЯ

Увеличение добывающих и загрузка перерабатывающих мощностей

В сентябре 2014 года ООО «СеверЭнергия», совместное предприятие Группы и ПАО «Газпром нефть», ввело в эксплуатацию третью очередь Самбургского месторождения. В декабре 2014 года «СеверЭнергия» вывела на проектную мощность первую очередь и ввела в эксплуатацию вторую очередь Уренгойского месторождения (проектная мощность была достигнута в феврале 2015 года). Суммарная мощность двух очередей Уренгойского месторождения составляет около 13 млрд куб. метров природного газа и 4,7 млн тонн газового конденсата в год. В результате существенно увеличилась добыча газового конденсата Группы, что позволило нам, начиная с января 2015 года, полностью загрузить перерабатывающие мощности нашего Комплекса в Усть-Луге.

В апреле 2015 года «СеверЭнергия» ввела в эксплуатацию Яро-Яхинское месторождение и в июне 2015 года достигла проектной мощности 7,7 млрд куб. метров природного газа и 1,3 млн тонн газового конденсата в год.

В мае 2015 года ЗАО «Тернефтегаз», совместное предприятие Группы и «TOTAL S.A.», начало коммерческую добычу на Термокарстовом газоконденсатном месторождении, расположенном в Ямало-Ненецком автономном округе (далее – «ЯНАО»). Проектная мощность была достигнута в июне 2015 года и составляет 2,4 млрд куб. метров природного газа и 0,8 млн тонн газового конденсата в год.

Ввод в эксплуатацию в конце 2014 года и в первом полугодии 2015 года дополнительных добывающих мощностей позволил нам полностью загрузить мощности по переработке газового конденсата на нашем Пуровском заводе с мая 2015 года.

В декабре 2015 года мы начали коммерческую добычу на Ярудейском нефтяном месторождении и уже к концу месяца достигли проектного уровня добычи около 3,5 млн тонн сырой нефти в год. Успешный ввод и выход на проектный уровень добычи Ярудейского месторождения позволит нам существенно увеличить добычу сырой нефти, что будет являться основным фактором увеличения добычи жидких углеводородов в 2016 году.

Реализация проекта «Ямал СПГ»

В декабре 2015 года «НОВАТЭК» и китайский инвестиционный фонд «Фонд Шелкового Пути» (далее – «SRF») заключили договор купли-продажи о реализации фонду «SRF» 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ». Сделка содержит ряд отлагательных условий, исполнение которых руководство Группы ожидает в начале 2016 года. Вхождение «SRF» в проект «Ямал СПГ» является важным шагом в успешной реализации долгосрочной стратегии развития проекта.

В 2015 и 2014 годах продолжилось формирование портфеля потребителей сжиженного природного газа, который будет производиться в рамках проекта «Ямал СПГ», в процессе которого был заключен ряд долгосрочных соглашений.

Так, в 2015 году Группа заключила долгосрочные контракты на поставку СПГ компаниям группы «ENGIE», «Royal Dutch Shell» и «Gupvor» со средним сроком поставки не менее 20 лет. Поставка СПГ по данным контрактам будет осуществляться компанией «Novatek Gas & Power GmbH», 100%-ным дочерним обществом Группы, которое будет приобретать сжиженный природный газ у «Ямала СПГ» по ранее заключенному долгосрочному договору.

Кроме того, в 2015 и 2014 годах «Ямал СПГ» заключил долгосрочные контракты на поставку СПГ компаниям ПАО «Газпром», «СНПС» и компаниям группы «TOTAL S.A.» с различными сроками поставки, но не менее 15 лет.

В настоящее время в рамках долгосрочных соглашений законтрактовано более 95% объемов СПГ, которые будут произведены в рамках проекта «Ямал СПГ». Оставшаяся часть объемов СПГ будет реализована на спотовом рынке. Руководство полагает, что заключение Группой и «Ямалом СПГ» долгосрочных соглашений на поставку СПГ является важным шагом в реализации проекта «Ямал СПГ».

В декабре 2014 года Правительство Российской Федерации одобрило выделение 150 млрд рублей из Фонда Национального Благосостояния на финансирование проекта «Ямал СПГ» путем покупки процентных облигаций ОАО «Ямал СПГ». В феврале и ноябре 2015 года Министерство Финансов осуществило подписку и выкупило первый и второй транши облигаций «Ямала СПГ» на сумму 75 млрд рублей каждый (номинальной стоимостью 1,21 млрд и 1,16 млрд долл. США соответственно). Погашение облигаций будет производиться равными частями с 2022 по 2030 годы в рублях по курсу доллара США на дату совершения платежа. Выплата процентов осуществляется раз в полгода, начиная с сентября 2015 года. Средства, полученные «Ямалом СПГ» от размещения облигаций, были инвестированы в полной сумме в реализацию проекта «Ямал СПГ».

В декабре 2014 года в аэропорту Сабетта совершил первую посадку самолет Boeing 737. В феврале 2015 года аэропорт Сабетта (часть транспортной инфраструктуры проекта «Ямал СПГ») был официально введен в эксплуатацию. Открытие аэропорта Сабетта является важным этапом в реализации проекта «Ямал СПГ», обеспечивая надежную доставку специалистов и оборудования на Южно-Тамбейское месторождение.

Приобретения и выбытия

В марте 2014 года «НОВАТЭК» и «Газпром нефть» достигли принципиального соглашения о выравнивании долей владения в совместном предприятии «СеверЭнергия», которым стороны владеют через свои совместные предприятия ООО «Ямал развитие» и «Arctic Russia» B.V. В рамках данного соглашения 31 марта 2014 г. Группа продала 20%-ную долю в «Arctic Russia» B.V. компании «Ямал развитие». В результате, эффективная доля Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 59,8% до 54,9%.

В августе 2015 года в рамках очередного этапа реструктуризации «НОВАТЭК» внес 6,4%-ную долю владения в «Arctic Russia» B.V. в капитал «Ямала развитие». Одновременно с этим, Группа и «Газпром нефть» произвели взносы в капитал «Ямала развитие» путем конвертации займов на суммы 2,5 млрд и 14,9 млрд рублей, включая начисленные проценты, соответственно. В результате данных сделок эффективная доля участия Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 54,9% до 53,3%. Ожидается, что дальнейшие шаги по достижению паритетного владения «СеверЭнергией» будут завершены до конца 2016 года.

В декабре 2014 года Группа приобрела 100%-ную долю участия в компании ООО «НоваЭнерго» (переименована в ООО «НОВАТЭК-Энерго» в сентябре 2015 года), которая осуществляет услуги по ремонту и обслуживанию энергетического оборудования для поддержания производственных мощностей Группы, расположенных в ЯНАО.

Развитие деятельности на полуострове Гыдан и акватории Обской губы

В мае 2014 года Группа создала 100%-ные дочерние общества ООО «Арктик СПГ 1», ООО «Арктик СПГ 2» и ООО «Арктик СПГ 3» для дальнейшего освоения и разработки ранее приобретенных Группой Салмановского (Утреннего) и Геофизического месторождений и Северо-Обского лицензионного участка, расположенных на полуострове Гыдан и в акватории Обской губы. Позднее в 2014 году Группа также приобрела лицензию за 435 млн рублей на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Трехбугорном лицензионном участке, расположенном на полуострове Гыдан.

В июне 2014 года Государственной Думой Российской Федерации были приняты поправки к Налоговому Кодексу, которые устанавливают применение нулевой ставки НДС в отношении природного газа и газового конденсата, добытых на участках недр, расположенных полностью или частично на полуострове Гыдан и в акватории Обской губы, если природный газ будет использоваться исключительно для производства СПГ. Нулевые ставки действуют до достижения накопленного объема добычи природного газа в 250 млрд куб. метров и газового конденсата в 20 млн тонн, но не более 12 лет с момента начала добычи для каждого месторождения.

В октябре 2014 года Правительство Российской Федерации включило вышеперечисленные дочерние компании Группы в перечень организаций, которым предоставлено право на экспорт природного газа в сжиженном состоянии в соответствии с законом о либерализации СПГ.

В 2015 году мы провели комплекс геологоразведочных работ, обработку и интерпретацию новых и имеющихся данных сейсморазведки, а также ряд подготовительных работ для строительства разведочных скважин с целью уточнения ресурсной базы и определения дальнейшего плана разработки данных месторождений.

Согласно классификации PRMS по состоянию на 31 декабря 2015 г. совокупные доказанные, вероятные и возможные запасы Салмановского (Утреннего) и Геофизического месторождений составляют суммарно 1,3 трлн куб. метров природного газа и 49,1 млн тонн жидких углеводородов. Ресурсы Северо-Обского лицензионного участка согласно российской классификации запасов С3+Д1л по состоянию на 31 декабря 2015 г. оцениваются в 1,1 трлн куб. метров природного газа и 71 млн тонн жидких углеводородов. Ресурсы Трехбугорного лицензионного участка по состоянию на 31 декабря 2015 г. согласно российской классификации С3+Д составили около 1,0 трлн куб. метров природного газа и 92 млн тонн жидких углеводородов.

Группа рассматривает свои месторождения на полуострове Гыдан и в акватории Обской губы как будущую платформу для наращивания своей ресурсной базы и дальнейшего развития производства СПГ.

Продление и заключение новых договоров на поставку природного газа

В 2015 году Группа заключила и продлила ряд крупных договоров на поставку природного газа:

- заключен договор с ПАО «Энел Россия» на ежегодную поставку с января 2016 года около 2 млрд. куб. метров природного газа в течение трех лет;
- заключен ряд договоров с компаниями группы «Новолипецкий металлургический комбинат» на ежегодную поставку с января 2016 года 2,8 млрд куб. метров природного газа в течение пяти лет;
- продлен договор поставки природного газа с ОАО «Мосэнерго» на четыре года до конца 2019 года с ежегодным объемом поставок около 9,1 млрд куб. метров.

Продление и заключение новых крупных договоров являются важными шагами по поддержанию и наращиванию нашей клиентской базы.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

млн рублей, если не указано иное	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Финансовые показатели			
Выручка от реализации ⁽¹⁾	475'325	357'643	32,9%
Операционные расходы	(335'042)	(236'512)	41,7%
ЕВИТДА нормализованная ^{(2),(3)}	214'466	159'631	34,4%
Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», нормализованная ⁽³⁾	73'407	35'197	108,6%
Прибыль на акцию нормализованная ⁽³⁾ (в рублях)	24,30	11,65	108,7%
Чистый долг ⁽⁴⁾	329'518	204'361	61,2%
Объем добычи ⁽⁵⁾			
Добыча углеводородов (млн бнэ)	521,6	456,7	14,2%
Среднесуточная добыча (млн бнэ в сутки)	1,43	1,25	14,2%
Объем реализации			
Объем реализации природного газа (млн куб. метров)	62'465	67'231	(7,1%)
Объем реализации нефти (тыс. тонн)	4'120	3'319	24,1%
Объем реализации стабильного газового конденсата (тыс. тонн)	2'786	303	н/п
Объем реализации прочих продуктов переработки газового конденсата (тыс. тонн) ⁽⁶⁾	2'573	1'119	129,9%
Объем реализации сжиженного углеводородного газа (тыс. тонн)	2'306	1'434	60,8%
Объем реализации нефти (тыс. тонн)	1'090	903	20,7%
Запасы углеводородов ⁽⁷⁾			
Доказанные запасы углеводородов SEC (млрд бнэ)	12,8	12,6	1,4%
Доказанные запасы природного газа SEC (трлн куб. метров)	1,77	1,75	1,4%
Доказанные запасы жидких углеводородов SEC (млн тонн)	143	140	2,0%
Движение денежных средств			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	132'864	111'241	19,4%
Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений ⁽⁸⁾	50'584	62'040	(18,5%)
Свободный денежный поток ⁽⁹⁾	82'280	49'201	67,2%

⁽¹⁾ Без НДС, пошлин, акцизов и топливного налога.

⁽²⁾ ЕВИТДА представляет собой прибыль (убыток), относящиеся к акционерам, скорректированные на расходы на износ, истощение и амортизацию, обесценение активов (нетто), доходы (расходы) от финансовой деятельности, налог на прибыль, а также на прибыль (убыток) от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов. Показатель ЕВИТДА включает ЕВИТДА дочерних обществ Группы и нашу долю в ЕВИТДА совместных предприятий.

⁽³⁾ Без учета эффекта от выбытия долей владения в совместных предприятиях.

⁽⁴⁾ Чистый долг представляет собой общий долг за вычетом денежных средств и их эквивалентов.

⁽⁵⁾ Добыча углеводородов и среднесуточная добыча рассчитываются на основании 100% товарной добычи дочерних обществ Группы и с учетом нашей доли в добыче совместных предприятий.

⁽⁶⁾ Прочие продукты переработки газового конденсата представляют собой керосин, газойл и мазут.

⁽⁷⁾ Запасы углеводородов включают 100% запасов по всем консолидируемым дочерним обществам и нашу долю владения в запасах совместных предприятий.

⁽⁸⁾ Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений, представляют собой поступления и приобретения основных средств, материалов для строительства с учетом уплаченных и капитализированных процентов из Консолидированного отчета о движении денежных средств, без учета платежей за лицензии на право пользования недрами и приобретения дочерних обществ.

⁽⁹⁾ Свободный денежный поток представляет собой разницу между чистыми денежными средствами, полученными от операционной деятельности, и денежными средствами, использованными на оплату капитальных вложений.

Расчет показателей EBITDA и EBITDA нормализованная от прибыли, относящейся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», представлен ниже:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	74'396	37'296	99,5%
Износ, истощение и амортизация	19'980	17'172	16,4%
Расходы (сторнирование расходов) по обесценению активов, нетто	(204)	(229)	(10,9%)
Убыток (прибыль) от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов	1'006	(2'093)	н/п
Расходы (доходы) от финансовой деятельности	16'182	46'745	(65,4%)
Расходы по налогу на прибыль	18'822	15'928	18,2%
Доля в убытке (прибыли) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	31'607	28'175	12,2%
EBITDA дочерних обществ	161'789	142'994	13,1%
Доля в EBITDA совместных предприятий	53'666	19'260	178,6%
EBITDA	215'455	162'254	32,8%
Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях, нетто	(989)	(2'623)	(62,3%)
EBITDA нормализованная	214'466	159'631	34,4%
EBITDA дочерних обществ нормализованная	160'800	140'371	14,6%

ОСНОВНЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Обменный курс, рублей за одну единицу иностранной валюты ⁽¹⁾	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год		
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	Изменение %
Доллар США											
Средний за период	62,19	34,96	52,65	35,00	62,98	36,19	65,94	47,42	60,96	38,42	58,7%
На начало периода	56,26	32,73	58,46	35,69	55,52	33,63	66,24	39,39	56,26	32,73	71,9%
На конец периода	58,46	35,69	55,52	33,63	66,24	39,39	72,88	56,26	72,88	56,26	29,5%
Обесценение (укрепление) рубля к доллару США	3,9%	9,0%	(5,0%)	(5,8%)	19,3%	17,1%	10,0%	42,8%	29,5%	71,9%	н/п
Евро											
Средний за период	70,43	47,95	58,24	48,03	70,11	47,99	72,27	59,20	67,78	50,82	33,4%
На начало периода	68,34	44,97	63,37	49,05	61,52	45,83	74,58	49,95	68,34	44,97	52,0%
На конец периода	63,37	49,05	61,52	45,83	74,58	49,95	79,70	68,34	79,70	68,34	16,6%
Обесценение (укрепление) рубля к евро	(7,3%)	9,1%	(2,9%)	(6,6%)	21,2%	9,0%	6,9%	36,8%	16,6%	52,0%	н/п

⁽¹⁾ Основаны на данных Центрального Банка Российской Федерации (далее – «ЦБ РФ»). Средние курсы за период рассчитываются как среднее арифметическое курсов на каждый рабочий день (курс устанавливается ЦБ РФ) и курсов на каждый нерабочий день (курс приравнивается к курсу предыдущего рабочего дня).

• • •

Средние за период	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год		
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	Изменение %
Мировые цены на нефть ⁽²⁾											
Нефть «Брент», долл. США за баррель	53,9	108,2	61,9	109,7	50,5	101,9	43,8	76,6	52,4	98,9	(47,0%)
Нефть «Юралс», долл. США за баррель	52,9	106,5	61,7	107,7	49,6	101,1	42,0	75,6	51,4	97,6	(47,3%)
Нефть «Юралс», рублей за баррель	3'290	3'723	3'249	3'770	3'124	3'659	2'769	3'585	3'133	3'750	(16,5%)
Мировые цены на нефть за вычетом экспортных пошлин ⁽³⁾											
Нефть «Юралс», долл. США за баррель	35,1	53,3	43,8	55,3	32,0	49,0	29,4	32,7	34,9	47,4	(26,4%)
Нефть «Юралс», рублей за баррель	2'183	1'863	2'306	1'936	2'015	1'773	1'939	1'551	2'128	1'821	16,9%
Мировые цены на нефтепродукты ⁽⁴⁾ и сжиженный углеводородный газ ⁽⁵⁾, долл. США за тонну											
Нафта Japan	493	935	563	951	462	913	444	646	490	862	(43,2%)
Нафта CIF NWE	468	915	538	939	431	882	413	614	461	836	(44,9%)
Керосин Jet	565	975	603	970	503	938	439	753	526	908	(42,1%)
Газойл Gasoil	519	917	574	911	480	869	405	686	493	845	(41,7%)
Мазут Fuel Oil	292	625	338	637	253	584	202	418	270	565	(52,2%)
Сжиженный углеводородный газ	316	758	364	668	352	794	367	623	350	711	(50,8%)

⁽²⁾ Основаны на котировках нефти Brent (dtd) и спотовых котировках российской Urals CIF Rotterdam, которые предоставляются агентством Platts.

⁽³⁾ Для перевода экспортной пошлины из тонн в баррели используется коэффициент 7,3.

⁽⁴⁾ Основаны на котировках Naphtha C+F Japan (стоимость плюс фрахт), Naphtha CIF NWE, Jet CIF NWE, Gasoil 0,1% CIF NWE, Fuel Oil 1,0% CIF NWE, предоставляемых агентством Platts.

⁽⁵⁾ Основаны на спотовых котировках пропан-бутановой смеси на белорусско-польской границе (DAF, Брест), которые предоставляются агентством Argus.

<i>Средние за период</i>	1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал		Год		
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	Изменение %
Экспортные пошлины, долл. США за тонну ⁽⁶⁾											
Сырая нефть, стабильный газовый конденсат	129,6	388,5	130,6	382,7	128,5	380,4	92,3	313,0	120,3	366,1	(67,1%)
Сжиженный углеводородный газ	16,1	189,3	0,0	101,1	0,0	152,7	0,0	131,9	4,0	143,8	(97,2%)
Нафта	110,1	349,6	110,9	344,4	109,2	342,3	78,4	281,6	102,2	329,5	(69,0%)
Керосин	62,1	256,4	62,6	252,6	61,6	251,0	44,3	206,5	57,7	241,6	(76,1%)
Газойл	62,1	252,5	62,6	248,7	61,6	247,2	44,3	203,4	57,7	237,9	(75,7%)
Мазут	98,5	256,4	99,2	252,6	97,6	251,0	70,1	206,5	91,3	241,6	(62,2%)

⁽⁶⁾ Ставка вывозной таможенной пошлины устанавливается Правительством Российской Федерации в долларах США и оплачивается в рублях (см. раздел «Налоговая нагрузка и обязательные платежи» ниже).

НЕКОТОРЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Текущая экономическая ситуация

Политические события на Украине в начале 2014 года повлекли за собой негативную реакцию мирового сообщества, в том числе в виде экономических санкций, наложенных Соединенными Штатами Америки, Канадой и Европейским Союзом на определенных граждан и юридических лиц Российской Федерации. В июле 2014 года ОАО «НОВАТЭК» было включено в Идентификационный список секторальных санкций (далее – «Список») Управления по контролю за иностранными активами казначейства Соединенных Штатов Америки (OFAC), который запретил юридическим и физическим лицам, зарегистрированным или работающим на территории США, предоставлять новое финансирование Группе сроком более 90 дней. Включение в Список не препятствует Группе осуществлять любые прочие операции, включая финансовые, с американскими инвесторами и бизнес-партнерами. «НОВАТЭК» был включен в Список несмотря на то, что Группа не ведет бизнес на территории Украины и не оказывает влияния на политические и экономические процессы, происходящие в этой стране. Руководство рассмотрело эффект от вышеперечисленных санкций на деятельность Группы с учетом текущего состояния мировой экономики, ситуации на российском и международных фондовых рынках, специфики нашей деятельности и наших долгосрочных проектов с иностранными партнерами. Мы пришли к выводу, что включение Группы в Список существенно не препятствует производственной и коммерческой деятельности Группы в любой юрисдикции, не затрагивает активы и котируемые на биржах акции и заемные средства Группы и не оказывает существенного влияния на финансовое положение Группы.

Одновременно, в течение 2014 года начали проявляться признаки ослабления российской экономики, которые стали особенно явными в четвертом квартале 2014 года: значительное обесценение российского рубля, снижение ВВП, существенное увеличение ключевых ставок финансирования Центрального Банка Российской Федерации, рост инфляции и прочие факторы. Экономическую ситуацию в России также ухудшило стремительное падение котировок нефти на международных рынках. В результате в январе и феврале 2015 года агентства Standard & Poor's (S&P) и Moody's понизили суверенный кредитный рейтинг Российской Федерации, а также произвели соответствующие понижающие поправки к кредитным рейтингам российских эмитентов, включая ОАО «НОВАТЭК». Мы категорически не согласны с позицией S&P и Moody's относительно нашего кредитного рейтинга, потому что мы показываем высокие операционные результаты и имеем хорошие возможности генерировать денежные потоки для поддержания нашей ликвидности.

В 2015 году курс российского рубля по отношению к мировым валютам и котировки на сырьевые товары на международных рынках оставались волатильными, в то же время ключевая ставка финансирования Центрального Банка Российской Федерации постепенно снижалась. Значительный спад мировых цен на сырьевые товары после 31 декабря 2015 г. продолжает оказывать негативное влияние на финансовые и операционные результаты компаний нефтегазовой отрасли во всем мире. Ожидается, что текущая макроэкономическая ситуация останется нестабильной на протяжении 2016 года, так как текущее предложение сырой нефти превышает мировой спрос. На наши финансовые результаты, безусловно, также оказывает влияние ситуация на мировом рынке, так как наша экспортная выручка зависит от цен на соответствующие продукты на международных рынках. Тем не менее, мы полагаем, что наша модель ведения бизнеса, в результате которой мы являемся компанией с одной из самой низкой себестоимостью добычи в мире, защищает нас от сильного финансового и операционного потрясения. Мы не ожидаем какого-либо обесценения или выбытия активов в результате более низких котировок на сырьевые товары.

Руководство Группы продолжает внимательно следить за экономической и политической ситуацией в Российской Федерации и за рубежом, в том числе за ситуацией на российском и международном рынках капитала, для принятия дальнейших корректирующих или предупредительных мер с целью поддержания и развития деятельности Группы. Мы также внимательно следим за текущей ситуацией на сырьевых рынках и ее влиянием на нашу деятельность.

Мы проводим регулярный анализ нашей программы капитального строительства и существующих долговых обязательств. По нашему мнению, текущее финансовое положение у Группы стабильное, а ожидаемые операционные денежные потоки являются достаточными для обслуживания и погашения имеющегося долга и выполнения всех запланированных программ капитального строительства Группы.

Мы вместе с иностранными партнерами «TOTAL S.A.» и «China National Petroleum Corporation» предпринимаем все необходимые действия по реализации наших совместных инвестиционных проектов в запланированные сроки, включая, но не ограничиваясь, привлечением финансирования на внутреннем и международных (за исключением США) рынках капитала.

Цены на природный газ

Возможные для Группы цены реализации природного газа на внутреннем рынке существенно зависят от цен, устанавливаемых федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации, осуществляющим государственное регулирование цен и тарифов на товары и услуги естественных монополий в сфере топливно-энергетического комплекса и транспорта (далее – «Регулятор»), и от текущей рыночной ситуации. В 2014 году и первом полугодии 2015 года Регулятором являлась Федеральная служба по тарифам (далее – «ФСТ»). В июле 2015 года Указом Президента Российской Федерации ФСТ была упразднена и ее функции переданы Федеральной антимонопольной службе.

В течение 2014 года и первого полугодия 2015 года регулируемые цены на природный газ на внутреннем рынке для всех категорий потребителей (кроме населения) не менялись и были рассчитаны по формуле цены исходя из параметров, установленных в декабре 2013 года.

С 1 июля 2015 г. параметры, используемые в формуле расчета оптовых цен на природный газ, были скорректированы Регулятором, в результате чего оптовые цены на природный газ на внутреннем рынке для всех категорий потребителей (кроме населения) были увеличены на 7,5%.

В октябре 2015 года Министерство экономического развития Российской Федерации опубликовало «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2016 год и на плановый период 2017 и 2018 годов», согласно которому оптовые цены на природный газ для всех категорий потребителей (кроме населения) в июле 2016, 2017 и 2018 годов будут увеличены в среднем на 2,0%, на 3,0% и на 3,0% соответственно. Правительство Российской Федерации продолжает обсуждать различные концепции развития газовой отрасли, в том числе темпы роста цен на природный газ на внутреннем рынке и тарифов на его транспортировку.

Согласно изменениям в Налоговом Кодексе Российской Федерации, вступившим в силу с 1 июля 2014 г., изменение цен на природный газ с этой даты и расходы на транспортировку с 1 января 2015 г. принимаются во внимание как одни из основных параметров при определении ставки НДС на природный газ (см. раздел «Налоговая нагрузка и обязательные платежи» ниже). Таким образом, будущие возможные отклонения регулируемых цен на природный газ и тарифов на его транспортировку от параметров, предусмотренных текущими Прогнозами Министерства экономического развития, будут учтены при расчете ставок НДС, сглаживая колебания и обеспечивая снижение волатильности доходов независимых газовых производителей.

Базис поставки природного газа влияет на нашу среднюю цену реализации. Большую часть природного газа мы реализуем напрямую конечным потребителям в регионах потребления газа, таким образом тариф на транспортировку природного газа до конечного потребителя включен в контрактную цену реализации. Оставшуюся небольшую часть природного газа мы продаем на точке входа в магистральный газопровод (далее – «на точке врезки») оптовым покупателям (трейдерам), которые сами оплачивают тариф на последующую транспортировку газа. Реализация оптовым покупателям газа позволяет нам диверсифицировать продажи природного газа без дополнительных коммерческих расходов.

Мы осуществляем поставки природного газа населению Челябинской и Костромской областей Российской Федерации по регулируемым ценам через наши дочерние общества ООО «НОВАТЭК-Челябинск» и ООО «НОВАТЭК-Кострома» соответственно. Мы отражаем такие поставки населению в составе продаж конечным потребителям.

Кроме того, время от времени в зависимости от конъюнктуры рынка мы реализуем природный газ на Санкт-Петербургской Международной Товарно-сырьевой Бирже. Мы отражаем такую реализацию в составе продаж конечным потребителям.

В 2015 году наши средние цены реализации природного газа конечным потребителям увеличились на 4,3% преимущественно в результате роста регулируемых цен на 7,5% с 1 июля 2015 г. При этом средний удельный расход на транспортировку увеличился на 1,4% в результате роста установленных Регулятором средних тарифов на транспортировку природного газа на 2,0% с 1 июля 2015 г. (см. раздел «Тарифы на транспортировку» ниже). В результате средняя цена реализации природного газа конечным потребителям за вычетом транспортировки увеличилась на 6,3%.

В следующей таблице приведены наши средние цены реализации природного газа (без НДС):

рублей за тыс. куб. метров	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Средняя цена реализации газа конечным потребителям ⁽¹⁾	3'678	3'527	4,3%
Средний расход на транспортировку газа конечным потребителям	(1'483)	(1'463)	1,4%
Средняя цена реализации газа конечным потребителям за вычетом транспортировки	2'196	2'066	6,3%
Средняя цена реализации газа трейдерам на точке врезки	1'965	1'833	7,2%
Общая средняя цена реализации газа за вычетом транспортировки	2'180	2'052	6,2%

⁽¹⁾ Включает покрытие расходов на транспортировку.

Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть

Цены на сырую нефть, стабильный газовый конденсат, сжиженный углеводородный газ и нефтепродукты на международных рынках всегда были изменчивыми и зависели, среди прочего, от соотношения спроса и предложения, возможности и готовности стран-экспортеров нефти обеспечить определенный уровень добычи или изменять его для удовлетворения изменяющегося мирового спроса и предупреждения возможного срыва мировых поставок нефти в связи с войнами, развитием геополитических процессов, деятельностью террористических организаций или природными катастрофами.

Наши фактические цены реализации жидких углеводородов как на внутреннем, так и на международных рынках зависят от многих внешних факторов, находящихся вне контроля руководства Группы. К таким факторам, среди многих прочих, относятся резкие колебания мировых цен на сырую нефть и нефтепродукты, которые могут иметь как положительное, так и отрицательное влияние на наши контрактные цены реализации жидких углеводородов.

Кроме того, на наши фактические чистые экспортные цены реализации сырой нефти, стабильного газового конденсата и продуктов его переработки оказывает влияние так называемый эффект «временного лага» вывозной таможенной пошлины. Данный эффект возникает за счет разниц между фактическими ценами на нефть за определенный период и ценами на нефть, на основе которых рассчитывается пошлина за этот же период (см. раздел «Налоговая нагрузка и обязательные платежи» ниже). В период роста цен на нефть эффект временного лага экспортных пошлин, как правило, оказывает положительное влияние на финансовые результаты Группы, так как ставки таможенной пошлины устанавливаются на основе более низких цен на нефть по сравнению с фактическими. И наоборот, в период снижения цен на нефть ставка таможенной пошлины рассчитывается по более высоким ценам по сравнению с фактическими, что оказывает отрицательный финансовый эффект.

Наша сырая нефть транспортируется по сети магистральных нефтепроводов, где смешивается с сырой нефтью различного качества других производителей. В зависимости от маршрута транспортировки мы реализуем на экспорт сырую нефть разных сортов (сорт нефти «Юралс» до конца 2014 года и с третьего квартала 2014 года – малосернистую сибирскую легкую нефть SILCO), которые, как правило, продаются с дисконтом к маркерному сорту «Брент». Цена реализации сырой нефти на внутреннем рынке определяется на основе отдельных соглашений для каждой партии поставки.

При реализации бóльшей части наших жидких углеводородов на международных и внутреннем рынках транспортные расходы включаются в цены реализации в соответствии с условиями договоров поставок. Оставшаяся небольшая часть жидких углеводородов реализуется нами без дополнительных расходов на транспортировку (поставки сжиженного углеводородного газа на выходе с Пуровского завода и на выходе с перерабатывающих мощностей «Тобольск-Нефтехима», а также некоторые другие виды поставок).

Стабильный газовый конденсат и продукты его переработки

В 2014 году практически весь объем нашего стабильного газового конденсата, производимого на Пуровском заводе, мы отправляли на переработку на Комплекс в Усть-Луге для получения более высокодоходных продуктов переработки газового конденсата. Оставшаяся небольшая часть стабильного газового конденсата реализовывалась на внутреннем рынке. В результате в 2014 году мы не реализовывали стабильный газовый конденсат на экспорт.

В связи с запуском новых месторождений и достижением полной загруженности перерабатывающих мощностей нашего Комплекса в Усть-Луге с первого квартала 2015 года мы начали реализовывать стабильный газовый конденсат на экспорт. В 2015 году мы реализовали 1'477 тыс. тонн стабильного газового конденсата по средней экспортной контрактной цене (включая экспортные пошлины) 394 долл. США за тонну, а наша средняя чистая экспортная цена (без экспортных пошлин) составила 282,1 долл. США за тонну. Мы будем продолжать реализовывать стабильный газовый конденсат на экспорт в той мере, в какой объемы переработки на Пуровском заводе будут превышать возможность его переработки на Комплексе в Усть-Луге и реализацию на внутреннем рынке.

В 2015 году наши средние экспортные контрактные цены реализации нефти и прочих продуктов переработки газового конденсата, произведенных на Комплексе в Усть-Луге, уменьшились на 361 долл. и 310 долл. США за тонну (или 42,2% и 39,6%) и составили приблизительно 494 долл. и 473 долл. США за тонну соответственно (включая экспортные пошлины). Снижение наших средних экспортных контрактных цен реализации произошло в результате уменьшения цен на соответствующие продукты на международных рынках, используемых в качестве основы для ценообразования (см. раздел «*Основные макроэкономические показатели*» выше).

При этом наши средние чистые экспортные цены реализации нефти и прочих продуктов переработки газового конденсата, произведенных на Комплексе в Усть-Луге (без экспортных пошлин), в 2015 году снизились в меньшей степени, на 137,1 долл. и 149,2 долл. США (или 26,0% и 27,1%) и составили соответственно 389,9 долл. и 401,5 долл. США за тонну в результате значительного уменьшения средних экспортных пошлин (см. раздел «*Основные макроэкономические показатели*» выше). Наши средние чистые экспортные цены реализации нефти и прочих продуктов переработки газового конденсата в рублевом выражении увеличились на 23,6% и 16,3% соответственно в результате роста среднего курса доллара США к рублю на 58,7% в 2015 году по сравнению с 2014 годом.

Реализация на международные рынки проводилась на различных условиях поставок: «стоимость и фрахт» CFR, «стоимость, страхование и фрахт» CIF, «поставка с судна» DES, «поставка в пункте» DAP или «поставка на судно» FOB (только в 2015 году).

В 2015 и 2014 годах мы реализовали небольшой объем прочих продуктов переработки газового конденсата, произведенных на Комплексе в Усть-Луге, на внутреннем рынке. Цена реализации определяется на основе отдельных соглашений для каждой партии поставки и в 2015 году наша средняя цена составила 19'320 рублей за тонну (без НДС), уменьшившись на 782 рубля за тонну (или 3,9%) по сравнению с 2014 годом. Мы ожидаем, что поставки прочих продуктов переработки на внутреннем рынке будут продолжаться в небольших объемах.

В следующей таблице приведены наши средние цены реализации стабильного газового конденсата и продуктов его переработки. Цены указаны без НДС и экспортных пошлин, где применимо:

<i>рублей или долл. США за тонну</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Стабильный газовый конденсат			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну	16'842	-	н/п
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	282,1	-	н/п
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	14'601	12'547	16,4%
Нафта			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну	23'203	18'767	23,6%
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	389,9	527,0	(26,0%)
Прочие продукты переработки газового конденсата			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну	24'064	20'692	16,3%
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	401,5	550,7	(27,1%)
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	19'320	20'102	(3,9%)

Сжиженный углеводородный газ

В 2015 году наша средняя экспортная контрактная цена реализации сжиженного углеводородного газа (включая пошлины, акцизы и топливный налог; без учета торговых операций по покупке и продаже) значительно уменьшилась на 329 долл. США за тонну (или 39,4%) и составила приблизительно 506 долл. США за тонну по сравнению с 835 долл. США за тонну в 2014 году. Уменьшение нашей средней контрактной цены произошло в результате значительного снижения цен на сжиженный углеводородный газ на международных рынках, используемых в качестве основы для ценообразования (см. раздел «Основные макроэкономические показатели» выше).

При этом наша средняя чистая экспортная цена реализации сжиженного углеводородного газа (без пошлин, акцизов и топливного налога) снизилась в меньшей степени, на 170,9 долл. США за тонну (или 30,8%), до 384,8 долл. США за тонну с 555,7 долл. США за тонну в результате установления Правительством Российской Федерации нулевой ставки экспортной пошлины с февраля 2015 года (см. раздел «Основные макроэкономические показатели» выше). Несмотря на снижение средней чистой экспортной цены реализации в долларах США, наши средние чистые экспортные цены реализации в рублевом выражении выросли на 9,9% в результате роста среднего курса доллара США к рублю на 58,7% в 2015 году по сравнению с 2014 годом.

В обоих отчетных периодах сжиженный углеводородный газ, поставляемый нами на экспорт, реализовывался на условиях DAP (на границе страны покупателя) или на условиях «франко перевозчик» FCA (перевалочные терминалы в Польше). В 2015 году реализация также осуществлялась на условиях «фрагт/перевозка оплачены до» CPT в порту Темрюк (юг России).

В 2015 году средняя цена реализации нашего сжиженного углеводородного газа на внутреннем рынке уменьшилась на 2'562 рубля за тонну (или 18,5%) до 11'307 рублей с 13'869 рублей за тонну в 2014 году главным образом в результате перераспределения объемов реализации в пользу поставок сжиженного углеводородного газа на выходах с Пуровского завода и с перерабатывающих мощностей ООО «Тобольск-Нефтехима», при которых не возникают дополнительные расходы на транспортировку.

В следующей таблице приведены наши средние цены реализации сжиженного углеводородного газа (за исключением торговых операций по покупке и продаже). Цены указаны без НДС, пошлин, расходов по акцизу и топливному налогу, где применимо. Цены в долларах США переведены из рублей по среднему курсу за период:

<i>рублей или долл. США за тонну</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Сжиженный углеводородный газ			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну	23'457	21'349	9,9%
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	384,8	555,7	(30,8%)
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	11'307	13'869	(18,5%)

Сырая нефть

Наша средняя экспортная контрактная цена реализации сырой нефти (включая экспортные пошлины) уменьшилась на 317 долл. США за тонну (или 46,1%) и составила приблизительно 371 долл. США за тонну по сравнению с 688 долл. США за тонну в 2014 году. Уменьшение нашей средней контрактной цены произошло в результате снижения цены нефти сорта «Брент» на международных рынках, которая используется в качестве основы для ценообразования (см. раздел «*Основные макроэкономические показатели*» выше).

При этом наша средняя чистая экспортная цена реализации сырой нефти (без экспортных пошлин) снизилась в меньшей степени, на 67,2 долл. США за тонну (или 21,1%), до 250,9 долл. США за тонну с 318,1 долл. США за тонну в 2014 году в результате значительного уменьшения на 67,1% средних экспортных пошлин, установленных Правительством Российской Федерации (см. раздел «*Основные макроэкономические показатели*» выше). Наши средние чистые экспортные цены реализации в рублевом выражении выросли на 22,5% в результате роста среднего курса доллара США к рублю на 58,7% в 2015 году по сравнению с 2014 годом.

В 2015 году и во втором полугодии 2014 года сырая нефть, поставляемая нами на экспорт, реализовывалась через порт Новороссийск на условиях FOB. Кроме того, в 2014 году мы реализовали сырую нефть на условиях DAP (Будковце, Словакия).

В 2015 году наша средняя цена реализации сырой нефти на внутреннем рынке составила 12'967 рублей за тонну (без НДС), увеличившись на 406 рублей за тонну (или 3,2%) с 12'561 рубля за тонну (без НДС) в 2014 году.

В следующей таблице приведены наши средние цены реализации сырой нефти. Цены указаны без НДС и экспортных пошлин, где применимо:

<i>рублей или долл. США за тонну</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Сырая нефть			
Чистая экспортная цена, рублей за тонну	14'922	12'183	22,5%
Чистая экспортная цена, долл. США за тонну	250,9	318,1	(21,1%)
Цена на внутреннем рынке, рублей за тонну	12'967	12'561	3,2%

Тарифы на транспортировку

Природный газ

Мы транспортируем природный газ по своим собственным газопроводам до Единой системы газоснабжения (ЕСГ), принадлежащей и монополично управляемой ПАО «Газпром», контролируемым Правительством Российской Федерации. Тарифы на услуги по транспортировке газа по газотранспортной системе «Газпрома» (ГТС), входящей в состав ЕСГ, для независимых производителей устанавливаются Регулятором (см. раздел «*Термины, аббревиатуры и сокращения*» ниже).

Согласно существующей методике расчета транспортных тарифов для природного газа, добываемого на территории Российской Федерации и доставляемого потребителям, расположенным в пределах таможенной территории Российской Федерации и государств-участников соглашений о Таможенном союзе (Беларусь, Казахстан, Кыргызстан и Таджикистан), размер тарифа складывается из двух частей: ставки за пользование магистральным газопроводом и ставки по перемещению одной тыс. куб. метров на 100 км. Ставка за пользование магистральным газопроводом устанавливается в зависимости от зон входа и выхода в/из магистрального газопровода и включает постоянную часть ставки за пользование при осуществлении транспортировки газа по системе магистральных газопроводов, принадлежащих «Газпрому». Эта постоянная составляющая вычитается из ставки за пользование в случаях, когда транспортировка газа конечным потребителям осуществляется через газораспределительные станции, не принадлежащие «Газпрому».

В 2014 году и в первом полугодии 2015 года ставка по перемещению составляла 12,79 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров на 100 км, при этом ставка за пользование магистральным газопроводом находилась в диапазоне от 57,18 до 2'048,11 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров.

С 1 июля 2015 г. средний размер тарифов на транспортировку природного газа по магистральным газопроводам был увеличен на 2,0%, в результате ставка по перемещению была увеличена до 13,04 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров на 100 км, а ставка за пользование магистральным газопроводом была установлена в диапазоне от 62,57 до 2'014,16 рублей (без НДС) за тыс. куб. метров.

Согласно Прогнозу Министерства экономического развития Российской Федерации, опубликованному в октябре 2015 года, рост тарифов на транспортировку природного газа для независимых производителей в 2016, 2017 и 2018 годах будет соответствовать росту оптовых цен на газ (см. раздел «*Цены на природный газ*» выше). Правительство Российской Федерации продолжает обсуждать различные концепции развития газовой отрасли, в том числе темпы роста цен на природный газ на внутреннем рынке и тарифы на его транспортировку.

Стабильный газовый конденсат и сжиженный углеводородный газ железнодорожным транспортом

Стабильный газовый конденсат, произведенный на Пуровском заводе, и сжиженный углеводородный газ, полученный из переработки на «Тобольск-Нефтехиме», мы транспортируем по железной дороге, принадлежащей государственному монопольному оператору сети железных дорог в Российской Федерации – компании ОАО «Российские железные дороги» (далее – «РЖД»).

Тарифы на транспортировку по железной дороге устанавливаются Регулятором и варьируются в зависимости от вида перевозимого продукта, направления транспортировки и протяженности маршрута. Кроме того, Регулятор устанавливает диапазон ценовых пределов в процентном выражении от установленного тарифа, в рамках которого «РЖД» имеет возможность изменять размер тарифа на услуги по перевозке железнодорожным транспортом по территории Российской Федерации дифференцированно по видам груза, направлениям и дальности транспортировки, принимая во внимание изменение конъюнктуры рынка железнодорожных перевозок и конъюнктуры товарных рынков.

В 2014 году Регулятор не изменял тарифы на железнодорожные перевозки. Однако, с 9 августа 2014 г., в рамках установленных Регулятором ценовых пределов, «РЖД» повысили железнодорожный тариф на перевозку сжиженного углеводородного газа по территории Российской Федерации при реализации на экспорт на 13,4%. Тарифы на транспортировку других наших жидких углеводородов оставались прежними.

С 1 января 2015 г. тарифы на грузовые железнодорожные перевозки всех видов углеводородов были увеличены Регулятором на 10%, а с 3 января 2016 г. – дополнительно на 9%, что соответствовало Прогнозу Министерства экономического развития, опубликованному в октябре 2015 года.

В 2014 и 2015 годах мы применяли понижающий коэффициент 0,94 к действующим тарифам при перевозке стабильного газового конденсата от ж/д станции Лимбей до порта Усть-Луга и конечных потребителей на внутреннем рынке. Понижающий коэффициент устанавливается решением Правления «РЖД» в рамках Соглашения о стратегическом партнерстве, заключенном между Группой и «РЖД». В декабре 2015 года «РЖД» расширили список направлений транспортировки, в отношении которых применяется понижающий коэффициент, а также продлили действие коэффициента 0,94 до конца 2016 года, что позволяет нам применять понижающий коэффициент для перевозки по железной дороге всего объема произведенного нами стабильного газового конденсата.

В 2014 году для перевозки нашего стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа мы использовали наши собственные цистерны и цистерны, предоставленные в пользование независимыми российскими транспортными компаниями. В конце 2014 года в связи с оптимизацией схемы транспортировки и реализации сжиженного углеводородного газа мы полностью реализовали свой парк железнодорожных цистерн.

Стабильный газовый конденсат и продукты его переработки танкерами

Мы транспортируем часть стабильного газового конденсата и практически все продукты его переработки на международные рынки через порт Усть-Луга на Балтийском море зафрахтованными танкерами. Расходы на транспортировку танкерами определяются базовыми условиями транспортировки, расстоянием до конечного порта назначения, наличием танкеров и сезоном поставок.

Сырая нефть

Мы транспортируем практически всю сырую нефть по сети магистральных нефтепроводов, принадлежащих государственному монопольному оператору сети нефтепроводов в Российской Федерации – компании ОАО «АК «Транснефть». Тарифы на транспортировку сырой нефти по нефтепроводам «Транснефти» устанавливаются Регулятором и распространяются на услуги по перекачке нефти, диспетчеризации, наливу/сливу, приемке/сдаче, перевалке и прочие сопутствующие услуги. Регулятор устанавливает тарифы на каждый отдельный участок нефтепровода, в результате чего общие расходы на транспортировку сырой нефти зависят от протяженности маршрута от месторождения до пункта назначения, направления транспортировки и ряда прочих факторов.

В течение 2014 года тарифы на транспортировку сырой нефти по территории Российской Федерации не менялись. С 1 января 2015 г. тарифы на транспортировку сырой нефти по сети магистральных нефтепроводов по территории Российской Федерации были проиндексированы в среднем на 6,75%. С 1 января 2016 г. тарифы на транспортировку сырой нефти были проиндексированы в среднем на 5,76% относительно 2015 года.

Налоговая нагрузка и обязательные платежи

Наша деятельность подлежит налогообложению на федеральном, региональном и местном уровнях, при этом основой для начисления большинства налогов является сумма выручки либо натуральные показатели. Помимо налога на прибыль основными налогами и обязательными платежами являются: НДС, налог на добычу полезных ископаемых (далее – «НДПИ»), экспортные пошлины, налог на имущество и отчисления во внебюджетные фонды.

На практике российские налоговые органы часто интерпретируют налоговое законодательство не в пользу налогоплательщиков, что заставляет последних прибегать к судебным разбирательствам для защиты собственных интересов. Различные толкования налогового законодательства налоговыми органами на федеральном, региональном и местном уровнях создают некоторую неопределенность и противоречивые требования. Налоговые декларации и иные документы, например, таможенные декларации, могут быть проверены различными налоговыми органами, уполномоченными начислять дополнительные налоги, штрафы и пени. Налоговые проверки могут охватывать три календарных года деятельности, непосредственно предшествовавшие году проверки. Благоприятные результаты ранее проведенных проверок полностью не исключают возможные претензии налоговых органов по проверенным периодам впоследствии. Кроме того, при определенных обстоятельствах изменения в налоговом законодательстве могут иметь обратную силу.

Мы не использовали каких-либо схем по минимизации налогов с использованием офшоров или зон налогового благоприятствования в Российской Федерации.

Налог на добычу полезных ископаемых – природный газ и газовый конденсат

В соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации с 1 января по 1 июля 2014 г. ставки налога на добычу природного газа и газового конденсата были фиксированными и составляли 471 рубль за тыс. куб. метров добытого природного газа независимыми производителями (определялась исходя из установленных базовой ставки и понижающего коэффициента для независимых производителей природного газа) и 647 рублей за тонну добытого газового конденсата.

С 1 июля 2014 г. в связи с изменениями в Налоговом Кодексе Российской Федерации ставки НДС на природный газ и газовый конденсат стали рассчитываться ежемесячно по формуле, согласно которой установленная базовая ставка налога умножается на базовое значение единицы условного топлива и коэффициент, характеризующий степень сложности добычи природного газа и газового конденсата на каждом конкретном месторождении. Базовое значение ставки налога установлено в размере 35 рублей за одну тыс. куб. метров добытого природного газа и 42 рубля за одну тонну добытого газового конденсата. Базовое значение единицы условного топлива рассчитывается ежемесячно и зависит, главным образом, от цен на природный газ и сырую нефть сорта «Юралс» и ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть. Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа и газового конденсата принимается равным минимальному значению из коэффициентов, характеризующих степень выработанности запасов, географическое расположение лицензионного участка, глубину залежи углеводородного сырья, принадлежность участка недр к региональной системе газоснабжения и особенности разработки отдельных залежей.

С 1 января 2015 г. при определении ставки НДС на природный газ также учитывается превышение среднего установленного тарифа на транспортировку природного газа за предыдущий год над тарифом 2013 года, скорректированным на изменение индекса потребительских цен.

В ноябре 2014 года в рамках налогового маневра в нефтяной отрасли был принят закон №366-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации», который предусматривает увеличение бюджетных доходов за счет поэтапного (в течение трех лет) увеличения ставок НДС при одновременном снижении акцизов и ставок вывозных таможенных пошлин. В результате формула расчета ставки НДС на газовый конденсат была скорректирована на коэффициент, который увеличил ставку в 4,4 раза, в 5,5 раз и в 6,5 раз с 1 января 2015, 2016 и 2017 гг. соответственно относительно ставки, установленной с 1 июля 2014 г.

Налог на добычу полезных ископаемых – сырая нефть

Ставка НДС на сырую нефть ежемесячно рассчитывается в долларах США и переводится в российские рубли по среднему курсу доллара США к рублю за месяц. Средний курс рассчитывается на основании котировок, устанавливаемых ЦБ РФ ежедневно.

В течение 2014 года ставка НДС на сырую нефть рассчитывалась путем перемножения базового значения ставки НДС и коэффициентов, характеризующих динамику мировых цен на нефть и особенности добычи на конкретном участке недр и из конкретной залежи углеводородного сырья (степень выработанности и величину запасов конкретного участка недр, степень сложности добычи и степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья). С 1 января 2014 г. базовая ставка налога на добычу сырой нефти была установлена в размере 493 рубля за тонну.

В рамках налогового маневра в нефтяной отрасли (см. выше) с 1 января 2015 г. формула расчета ставки НДС на сырую нефть была скорректирована. Ставка налога стала рассчитываться путем умножения базового значения ставки НДС на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, и уменьшения полученного произведения на величину показателя, характеризующего особенности добычи нефти. Базовая ставка налога на добычу сырой нефти на 2015 год была установлена в размере 766 рублей за тонну (увеличена на 55,4% относительно 2014 года). С 1 января 2016 г. базовая ставка налога была увеличена до 857 рублей за тонну, а с 1 января 2017 г. составит 919 рублей за тонну.

В 2014 году в соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации мы применяли нулевую ставку НДС в отношении сырой нефти, добытой на Юрхаровском, Восточно-Таркосалинском и Ханчейском месторождениях, так как эти месторождения находятся полностью или частично севернее 65 градуса северной широты полностью или частично в границах ЯНАО. С 1 января 2015 г. в результате изменений в Налоговом Кодексе Российской Федерации ставка НДС в отношении сырой нефти, добытой на вышеперечисленных месторождениях, рассчитывалась исходя из эффективной ставки в размере 236 рублей за тонну (с 1 января 2016 г. ставка была увеличена до 298 рублей за тонну, а с 1 января 2017 г. составит 360 рублей за тонну), умноженной на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть.

Экспортные пошлины

В соответствии с Законом Российской Федерации «О таможенном тарифе» при реализации жидких углеводородов (стабильного газового конденсата и продуктов его переработки, сжиженного углеводородного газа и сырой нефти) на экспорт у Группы возникает обязательство по уплате вывозных таможенных пошлин. Формулы расчета ставок вывозных таможенных пошлин устанавливаются Правительством Российской Федерации. На основании установленных формул Министерство Экономического Развития ежемесячно рассчитывает и публикует ставки вывозных таможенных пошлин (см. раздел «Основные макроэкономические показатели» выше).

Ставка вывозной таможенной пошлины на стабильный газовый конденсат и сырую нефть на следующий календарный месяц рассчитывается на основе средней цены на нефть сорта «Юралс» за период с 15-го числа предыдущего месяца по 14-е число текущего месяца. В 2014 году расчет ставки при средней цене на нефть сорта «Юралс» больше 182,5 долл. США за тонну происходил по формуле: 29,2 долл. США плюс 59% разницы между средней ценой на нефть сорта «Юралс» и 182,5 долл. США за тонну. В рамках налогового маневра в нефтяной отрасли (см. выше) с 1 января 2015 г. установленный процент был снижен с 59% до 42% и должен был быть дополнительно снижен до 36% и 30% с 1 января 2016 и 2017 гг. соответственно. Однако в целях увеличения бюджетных доходов в 2016 году в условиях ожидаемой низкой цены на нефть в ноябре 2015 года Правительство Российской Федерации приняло решение не корректировать на 2016 год формулу расчета ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть и сохранить установленный процент на уровне 2015 года (42%).

Ставки вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты рассчитывается на основе ставки таможенной пошлины на сырую нефть, к которой применяется коэффициент, устанавливаемый для каждой категории нефтепродуктов. Ставки вывозных таможенных пошлин на реализуемые нами продукты переработки газового конденсата как процент от ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть представлены ниже:

<i>% от ставки таможенной пошлины на сырую нефть</i>	2014	2015	2016	2017 и далее
Нафта	90%	85%	71%	55%
Керосин	66%	48%	40%	30%
Газойл	65%	48%	40%	30%
Мазут	66%	76%	82%	100%

Поэтапное снижение ставок вывозных таможенных пошлин на сырую нефть и нефтепродукты (за исключением мазута) проводится в рамках налогового маневра в нефтяной отрасли одновременно с увеличением ставок НДС на газовый конденсат и сырую нефть (см. выше).

Ставка вывозной таможенной пошлины на сжиженный углеводородный газ на следующий календарный месяц рассчитывается на основе средней цены на сжиженный углеводородный газ на границе с Республикой Польша (DAF, Брест) за период с 15-го числа предыдущего месяца по 14-е число текущего месяца. Ставка определяется как разница между средней ценой на сжиженный углеводородный газ и 490 долл., 640 долл. или 740 долл. США (в зависимости от того, выше какого из этих значений средняя цена), умноженная на коэффициент 0,5, 0,6 или 0,7, и затем увеличенная на 0 долл., 75 долл. или 135 долл. США соответственно. При средней цене на сжиженный углеводородный газ ниже 490 долл. США за тонну ставка вывозной таможенной пошлины устанавливается равной нулю.

Ставки страховых взносов во внебюджетные фонды

В 2014 и 2015 годах ставки страховых взносов в Пенсионный Фонд Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и Фонд социального страхования Российской Федерации, уплачиваемых работодателем за работников, не менялись и составляли 22,0%, 5,1% и 2,9% соответственно (совокупно 30,0%). Данные ставки применяются работодателем в отношении работника до тех пор, пока годовой доход работника не превысит предельную базу, установленную Правительством Российской Федерации. Для годового дохода, превышающего предельную базу, в отношении суммы превышения применяются пониженные ставки.

В 2014 году ставка страховых взносов для годового дохода, превышающего предельную базу, была установлена в размере 10,0% от суммы превышения в Пенсионный Фонд Российской Федерации и в остальные фонды – в размере 0,0%.

С 1 января 2015 г. ставка страховых взносов в Федеральный фонд обязательного медицинского страхования была установлена в размере 5,1% независимо от годового дохода работника. Ставки страховых взносов в другие фонды не менялись.

В таблице ниже представлены установленные Правительством Российской Федерации ставки страховых взносов и предельные величины баз для начисления страховых взносов во внебюджетные фонды за 2014, 2015 и 2016 года:

	2014 год		2015 год		2016 год	
	База, тыс. рублей	Ставка, %	База, тыс. рублей	Ставка, %	База, тыс. рублей	Ставка, %
Пенсионный фонд Российской Федерации	до 624	22,0%	до 711	22,0%	до 796	22,0%
	свыше 624	10,0%	свыше 711	10,0%	свыше 796	10,0%
Федеральный фонд обязательного медицинского страхования	до 624	5,1%	Без		Без	
	свыше 624	5,1%	ограничений	5,1%	ограничений	5,1%
Фонд социального страхования Российской Федерации	до 624	2,9%	до 670	2,9%	до 718	2,9%
	свыше 624	0,0%	свыше 670	0,0%	свыше 718	0,0%

ЗАПАСЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

У Группы нет обязанности отчитываться перед Комиссией по ценным бумагам и биржам США (SEC) или выпускать отчеты о запасах в соответствии с классификацией SEC. Однако мы последовательно раскрываем информацию о доказанных запасах природного газа и жидких углеводородов в качестве неаудированной дополнительной информации в составе аудированной консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО. Оценка доказанных запасов Группы, состоящих из доказанных разрабатываемых и доказанных неразрабатываемых запасов, по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг. представлена согласно методике оценки запасов SEC. Мы также представляем дополнительную информацию о наших запасах углеводородов, подготовленную согласно широко распространенной в нефтегазовой отрасли методологии определения запасов Системы управления нефтяными ресурсами (PRMS), которая помимо доказанных запасов содержит информацию о наших возможных и вероятных запасах.

Запасы Группы расположены на территории Российской Федерации в Ямало-Ненецком Автономном Округе (Западная Сибирь) и представляют одну географическую область.

Подсчет запасов природного газа и жидких углеводородов Группы и процесс составления отчетов по их оценке включают в себя привлечение на ежегодной основе внешних независимых специалистов-оценщиков, а также проведение оценки запасов силами собственных специалистов. Оценка запасов собственными силами проводится квалифицированными инженерами и техническими специалистами Группы, работающими непосредственно с запасами природного газа и жидких углеводородов. Оценка запасов периодически обновляется в течение года, основываясь на характеристиках новых скважин, эффективности использования скважин, на поступлении новой технической информации и результатах других исследований.

Ежегодная внешняя независимая оценка наших запасов проводится независимым оценщиком компанией «DeGolyer and MacNaughton» (далее – «D&M»). Группа каждый год предоставляет «D&M» технические, геологические и геофизические сведения, данные по добыче и другую информацию, необходимую для оценки запасов. Стандарт или набор стандартов, используемые для анализа каждой скважины, применяются с учетом опыта по схожим участкам, стадиям разработки, качества и полноты исходных данных и хронологии добычи. Оценка наших запасов проводилась с использованием геологических и инженерных стандартов, широко применяемых в нефтегазовой отрасли. Технический персонал Группы и инженеры-оценщики «D&M» проводят совещания, на которых происходит обсуждение предоставленной информации, и затем, основываясь на результатах проведенных совещаний, высшее руководство анализирует данные и утверждает окончательную оценку запасов, составленную оценщиками «D&M».

Группа по оценке запасов (далее – «RMAG», Reserve Management and Assessment Group) состоит из квалифицированных представителей различных департаментов, таких как департамент геологии, реализации природного газа и жидких углеводородов, инжиниринга и капитального строительства, добычи газа и конденсата, долгосрочного финансового планирования, а также представителей дочерних обществ ОАО «НОВАТЭК», владеющих лицензиями на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов. Член Правления является ответственным лицом, курирующим деятельность группы RMAG.

Утверждение окончательных оценок запасов является прямой обязанностью высшего руководства Компании.

Представленная ниже информация о запасах углеводородов Группы согласно классификациям SEC и PRMS отражена с учетом 100% запасов всех дочерних обществ Группы, входящих в состав консолидации (вне зависимости от доли владения), а также нашей доли в доказанных запасах обществ, учитываемых по методу долевого участия (с учетом эффективной доли владения).

В таблице ниже представлены доказанные запасы углеводородов согласно классификации SEC в метрических единицах измерения и в баррелях нефтяного эквивалента:

	По состоянию на / за год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Природный газ, млрд куб. метров	1'775	1'751	1,4%
Дочерние общества	1'034	1'018	1,6%
Доля Группы в совместных предприятиях ⁽¹⁾	741	733	1,1%
Жидкие углеводороды, млн метр. тонн	143	140	2,0%
Дочерние общества	68	62	9,7%
Доля Группы в совместных предприятиях ⁽¹⁾	75	78	(3,8%)
Совокупные запасы, млн бнэ	12'817	12'643	1,4%
Товарная добыча, млн бнэ	522	457	14,2%
Коэффициент восполнения запасов ⁽²⁾, %	133%	114%	н/п

⁽¹⁾ По состоянию на 31 декабря 2015 г. доля Группы в доказанных запасах совместных предприятий согласно классификации SEC включает запасы, относящиеся к 9,9%-ной доле участия в «Ямале СПГ», предназначенной для продажи, в размере 51,6 млрд куб. метров природного газа и 1,5 млн метрических тонн жидких углеводородов.

⁽²⁾ Коэффициент восполнения запасов рассчитывается как отношение величины изменения запасов, скорректированных на добычу за год, к годовой добыче.

В 2015 году, несмотря на увеличение совокупной добычи природного газа и жидких углеводородов в наших совместных предприятиях и дочерних обществах на 65 млн бнэ (или 14,2%), которое было обеспечено преимущественно вводом в эксплуатацию дополнительных мощностей по добыче (см. раздел «Последние события» выше), мы восполнили наши запасы углеводородов (согласно классификации SEC) на 133% в основном в результате увеличения доказанных запасов природного газа. Увеличение доказанных запасов природного газа было преимущественно связано с пересмотром предыдущих оценок по Салмановскому (Утреннему) месторождению и по месторождениям наших совместных предприятий «СеверЭнергия» и «Ямал СПГ», а также с расширением и доразведкой запасов Северо-Русского месторождения. Увеличение запасов было частично нивелировано выбытием 1,6%-ной эффективной доли владения в нашем совместном предприятии «СеверЭнергия». Без учета эффекта от выбытия долей владения в «СеверЭнергии» коэффициент восполнения запасов в 2015 году составил 148%.

В результате, по состоянию на 31 декабря 2015 г. согласно классификации SEC совокупные доказанные запасы Группы в баррелях нефтяного эквивалента увеличились на 1,4% до 12,8 млрд бнэ.

В таблице ниже представлены доказанные, вероятные и возможные запасы Группы согласно классификации PRMS в метрических единицах измерения и в баррелях нефтяного эквивалента:

	Природный газ, млрд куб. метров		Жидкие углеводороды, млн метр. тонн		Совокупные запасы, млн бнэ	
	31 декабря 2015	31 декабря 2014	31 декабря 2015	31 декабря 2014	31 декабря 2015	31 декабря 2014
Доказанные запасы	2'118	2'140	177	182	15'344	15'522
Вероятные запасы	1'034	991	121	128	7'773	7'547
Доказанные и вероятные запасы	3'152	3'131	298	310	23'117	23'069
Возможные запасы	662	668	110	173	5'230	5'756
Доказанные, вероятные и возможные запасы	3'814	3'799	408	483	28'347	28'825

По мере инвестирования средств в развитие наших месторождений, мы ожидаем дальнейшее увеличение нашей ресурсной базы, а также перемещение запасов по категориям.

В приведенной ниже таблице представлена информация об обеспеченности Группы запасами согласно обеим классификациям запасов по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 гг. соответственно:

<i>Количество лет</i>	SEC		PRMS	
	На 31 декабря:		На 31 декабря:	
	2015	2014	2015	2014
Обеспеченность доказанными запасами	25	28	29	34
Обеспеченность доказанными и вероятными запасами	-	-	44	50
Обеспеченность доказанными, вероятными и возможными запасами	-	-	54	63

КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Расходы на производство природного газа и жидких углеводородов

Расходы на производство природного газа и жидких углеводородов получены из отчета о результатах деятельности по добыче нефти и газа, представленного в «Дополнительной информации о запасах природного газа и жидких углеводородов – неаудированной» (далее – «Дополнительная информация о запасах») в составе консолидированной финансовой отчетности, и относятся к месторождениям, принадлежащим нашим консолидируемым дочерним обществам. Расходы на производство природного газа и жидких углеводородов не включают в себя общехозяйственные расходы и связанные с ними налоговые эффекты. Таблицы, представленные ниже, дают соответствующую информацию о расходах на производство природного газа и жидких углеводородов за рассматриваемые периоды в миллионах рублей общими суммами, а также в рублях и в долларах США на баррель нефтяного эквивалента («бнэ»):

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	10'705	9'472	13,0%
Налоги, кроме налога на прибыль	36'296	29'081	24,8%
Транспортные расходы	83'574	89'747	(6,9%)
Итого расходы на производство углеводородов до амортизации	130'575	128'300	1,8%
Износ, истощение и амортизация	17'522	15'127	15,8%
Итого расходы на производство углеводородов	148'097	143'427	3,3%

<i>рублей на бнэ</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Удельные расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	30,1	24,9	20,9%
Налоги, кроме налога на прибыль	102,1	76,6	33,3%
Транспортные расходы	235,1	236,3	(0,5%)
Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации	367,3	337,8	8,7%
Износ, истощение и амортизация	49,3	39,8	23,9%
Общие удельные расходы на производство углеводородов	416,6	377,6	10,3%

<i>долл. США на бнэ (1)</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Удельные расходы на производство углеводородов:			
Прямые расходы на добычу	0,49	0,65	(24,6%)
Налоги, кроме налога на прибыль	1,67	1,99	(16,1%)
Транспортные расходы	3,87	6,15	(37,1%)
Удельные расходы на производство углеводородов до амортизации	6,03	8,79	(31,4%)
Износ, истощение и амортизация	0,80	1,04	(23,1%)
Общие удельные расходы на производство углеводородов	6,83	9,83	(30,5%)

(1) Удельные расходы переведены в долл. США из рублей по среднему курсу за период (см. раздел «Основные макроэкономические показатели» выше).

Расходы на производство природного газа и жидких углеводородов включают в себя расходы, непосредственно связанные с добычей природного газа, газового конденсата и сырой нефти из скважин и прочие связанные расходы, включая расходы на добычу, налоги, кроме налога на прибыль (налог на добычу полезных ископаемых, налог на имущество и прочие налоги), расходы на страхование и расходы на погрузку/разгрузку и транспортировку конечным потребителям. Средние расходы на производство углеводородов на бнэ рассчитываются путем деления соответствующих расходов на количество баррелей нефтяного эквивалента углеводородов, добытых нами в течение года. Объемы природного газа, газового конденсата и сырой нефти, добытых на наших месторождениях, переводятся в баррели нефтяного эквивалента в зависимости от энергосодержания углеводородов на каждом месторождении.

Наши прямые расходы на добычу, как показано в таблицах выше, отличаются от прямых затрат на добычу, отраженных в «Дополнительной информации о запасах», тем, что расходы, отраженные в консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО, включают изменения в запасах природного газа и жидких углеводородов для более корректного соотношения понесенных затрат и выручки от реализации согласно принципу соответствия МСФО. Сверка прямых расходов на добычу, отраженных в «Дополнительной информации о запасах», представлена ниже:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Прямые расходы на добычу, представленные в разделе «Расходы на производство природного газа и жидких углеводородов» выше	10'705	9'472	13,0%
Изменение остатков запасов природного газа и жидких углеводородов, отраженных по себестоимости в Консолидированном отчете о финансовом положении	(603)	(658)	(8,4%)
Прямые расходы на добычу согласно «Дополнительной информации о запасах природного газа и жидких углеводородов – неаудированной»	10'102	8'814	14,6%

Объемы добычи и реализации углеводородов

Объемы реализации природного газа в 2015 году уменьшились на 4'766 млн куб. метров (или 7,1%), что было обусловлено временной невыборкой по техническим причинам законтрактованных объемов природного газа одним из наших крупных потребителей и более теплой погодой на территории Российской Федерации в 2015 году по сравнению с 2014 годом. Объемы добычи природного газа на наших основных месторождениях несколько снизились, но были полностью компенсированы ростом добычи в наших совместных предприятиях.

Объемы реализации жидких углеводородов значительно увеличились на 5'799 тыс. тонн (или 81,8%) преимущественно за счет роста добычи газового конденсата в наших совместных предприятиях и, в меньшей степени, сырой нефти в наших дочерних обществах.

Объем добычи природного газа

В результате роста добычи в наших совместных предприятиях в 2015 году общий объем добытого нами природного газа (с учетом доли в добыче наших совместных предприятий) увеличился на 5'776 млн куб. метров (или 9,3%) до 67'905 млн куб. метров с 62'129 млн куб. метров в 2014 году.

млн куб. метров	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Добыча в дочерних обществах:			
Юрхаровское м/р	35'979	38'154	(5,7%)
Восточно-Таркосалинское м/р	9'075	10'348	(12,3%)
Ханчейское м/р	2'510	2'933	(14,4%)
Прочие м/р	1'608	1'163	38,3%
Итого добыча природного газа в дочерних обществах	49'172	52'598	(6,5%)
Доля Группы в добыче совместных предприятий:			
«СеверЭнергия» («Арктикгаз»)	12'624	4'129	205,7%
«Нортгаз»	5'395	5'402	(0,1%)
«Тернефтегаз»	714	-	н/п
Итого доля Группы в добыче природного газа совместных предприятий	18'733	9'531	96,5%
Итого добыча природного газа с учетом доли в добыче совместных предприятий	67'905	62'129	9,3%

В 2015 году общий объем добытого нашими дочерними обществами природного газа уменьшился на 3'426 млн куб. метров (или 6,5%) до 49'172 млн куб. метров с 52'598 млн куб. метров в 2014 году в результате естественного снижения пластового давления в текущих продуктивных горизонтах на наших «зрелых» месторождениях (Юрхаровском, Восточно-Таркосалинском и Ханчейском). Снижение добычи было частично компенсировано вводом в эксплуатацию Северо-Ханчейского месторождения в конце 2014 года, а также увеличением добычи на Добровольском месторождении в результате бурения новых скважин в конце 2014 года (добыча по которым включена в состав статьи «Прочие м/р» в таблице выше).

В 2015 году наша доля в добыче природного газа совместных предприятий увеличилась на 9'202 млн куб. метров (или 96,5%) до 18'733 млн куб. метров с 9'531 млн куб. метров в 2014 году главным образом в результате роста добычи «СеверЭнергии». Добыча «СеверЭнергии» значительно выросла в связи с выходом на проектную мощность первой и второй очередей Уренгойского месторождения в декабре 2014 года и в феврале 2015 года соответственно, вводом третьей очереди Самбургского месторождения в сентябре 2014 года, а также вводом в эксплуатацию Яро-Яхинского месторождения в апреле 2015 года, проектная мощность которого была достигнута в июне 2015 года. Кроме того, с мая 2015 года наше совместное предприятие «Тернефтегаз» начало добычу на Термокарстовом месторождении (см. раздел «Последние события» выше).

Объем реализации природного газа

В 2015 году общий объем реализации природного газа уменьшился на 4'766 млн куб. метров (или 7,1%) до 62'465 млн куб. метров с 67'231 млн куб. метров в 2014 году в связи с временной невыборкой по техническим причинам законтрактованных объемов природного газа одним из наших крупных потребителей и более теплой погодой на территории Российской Федерации в 2015 году по сравнению с 2014 годом.

<i>млн куб. метров</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Добыча в дочерних обществах	49'172	52'598	(6,5%)
Покупка у совместных предприятий Группы	7'152	5'402	32,4%
Прочие покупки	6'626	7'165	(7,5%)
Итого добыча и покупка	62'950	65'165	(3,4%)
Расходы на нужды Пуровского завода, собственные нужды и производство метанола	(207)	(181)	14,4%
Уменьшение (увеличение) остатка в ГТС, подземных хранилищах и собственных трубопроводах	(278)	2'247	н/п
Итого объем реализации природного газа	62'465	67'231	(7,1%)
<i>Конечным потребителям</i>	<i>58'054</i>	<i>63'281</i>	<i>(8,3%)</i>
<i>Трейдерам на точке врезки</i>	<i>4'411</i>	<i>3'950</i>	<i>11,7%</i>

В 2015 году покупки природного газа у наших совместных предприятий увеличились на 1'750 млн куб. метров (или 32,4%) до 7'152 млн куб. метров с 5'402 млн куб. метров в 2014 году главным образом в результате начала покупок у «Тернефтегаза» в связи с запуском Термокарстового месторождения в мае 2015 года.

Прочие покупки природного газа уменьшились на 539 млн куб. метров (или 7,5%) в результате снижения покупок у третьих сторон и у ПАО «СИБУР». Прочие покупки природного газа входят в состав общего объема реализации природного газа, что позволяет нам распределять поставки по географическим регионам, а также оптимизировать портфель конечных потребителей.

В 2015 году мы использовали 80 млн куб. метров природного газа в качестве сырья для производства метанола по сравнению с 78 млн куб. метров в 2014 году. Большая часть произведенного метанола используется нами на собственные нужды для предотвращения образования гидратов при добыче, подготовке и транспортировке углеводородов.

По состоянию на 31 декабря 2015 г. наш остаток природного газа в ГТС, подземных хранилищах и собственных газопроводах составил 1'327 млн куб. метров, увеличившись за год на 278 млн куб. метров по сравнению с уменьшением на 2'247 млн куб. метров в 2014 году при относительно неизменном объеме закачки.

Объем добычи жидких углеводородов

В 2015 году общий объем добытых нами жидких углеводородов с учетом доли в добыче наших совместных предприятий увеличился на 3'058 тыс. тонн (или 50,7%) до 9'094 тыс. тонн с 6'036 тыс. тонн в 2014 году главным образом в связи со значительным ростом добычи в наших совместных предприятиях и, в меньшей степени, ростом добычи сырой нефти в наших дочерних обществах.

тыс. тонн	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Добыча в дочерних обществах:			
Юрхаровское м/р	2'126	2'496	(14,8%)
Восточно-Таркосалинское м/р	1'365	1'293	5,6%
Ханчейское м/р	392	445	(11,9%)
Ярудейское м/р	184	-	н/п
Прочие м/р	131	106	23,6%
Итого добыча жидких углеводородов в дочерних обществах			
	4'198	4'340	(3,3%)
<i>в т.ч. газовый конденсат</i>	2'764	3'272	(15,5%)
<i>в т.ч. сырая нефть</i>	1'434	1'068	34,3%
Доля Группы в добыче совместных предприятий:			
«СеверЭнергия» («Арктикгаз»)	4'016	1'063	277,8%
«Нортгаз»	622	633	(1,7%)
«Тернефтегаз»	258	-	н/п
Итого доля Группы в добыче жидких углеводородов совместных предприятий			
	4'896	1'696	188,7%
Итого добыча жидких углеводородов с учетом доли в добыче совместных предприятий			
	9'094	6'036	50,7%

В 2015 году добыча жидких углеводородов в наших дочерних обществах незначительно уменьшилась на 142 тыс. тонн (или 3,3%), при этом снижение добычи газового конденсата было в значительной мере компенсировано увеличением добычи сырой нефти. В 2015 году мы нарастили добычу сырой нефти в результате бурения новых скважин и проведения ряда технологических работ по повышению нефтеотдачи на Восточно-Таркосалинском месторождении. Кроме того, в декабре 2015 года мы начали коммерческую добычу сырой нефти на Ярудейском месторождении, проектная мощность которого была достигнута к концу декабря (см. раздел «Последние события» выше). Добыча газового конденсата на наших «зрелых» месторождениях (Юрхаровском, Восточно-Таркосалинском и Ханчейском) уменьшилась в связи с естественным снижением содержания газового конденсата в результате снижения пластового давления в текущих продуктивных горизонтах.

В 2015 году наша доля в добыче жидких углеводородов совместных предприятий увеличилась на 3'200 тыс. тонн (или 188,7%) до 4'896 тыс. тонн с 1'696 тыс. тонн в 2014 году преимущественно в результате роста добычи «СеверЭнергии». Добыча «СеверЭнергии» значительно увеличилась в связи с выходом на проектную мощность первой и второй очередей Уренгойского месторождения в декабре 2014 года и в феврале 2015 года соответственно, вводом третьей очереди Самбургского месторождения в сентябре 2014 года, а также вводом в эксплуатацию Яро-Яхинского месторождения в апреле 2015 года, проектная мощность которого была достигнута в июне 2015 года. Кроме того, наше совместное предприятие «Тернефтегаз» начало добычу на Термокарстовом месторождении в мае 2015 года.

Объем реализации жидких углеводородов

В 2015 году общий объем реализации жидких углеводородов значительно увеличился на 5'799 тыс. тонн (или 81,8%) до 12'888 тыс. тонн с 7'089 тыс. тонн в 2014 году главным образом за счет роста добычи газового конденсата в наших совместных предприятиях и, в меньшей степени, сырой нефти в наших дочерних обществах.

тыс. тонн	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Добыча в дочерних обществах	4'198	4'340	(3,3%)
Покупка у совместных предприятий Группы	9'045	3'180	184,4%
Прочие покупки	94	49	91,8%
Итого добыча и покупка	13'337	7'569	76,2%
Потери ⁽¹⁾ и расходы на собственные нужды ⁽²⁾	(278)	(276)	0,7%
Заполнение системы технологического оборудования и трубопроводов на Ярудейском месторождении	(36)	-	н/п
Уменьшение (увеличение) остатка	(135)	(204)	(33,8%)
Итого объем реализации жидких углеводородов	12'888	7'089	81,8%
<i>Нафта на экспорт</i>	4'120	3'319	24,1%
<i>Прочие продукты переработки газового конденсата на экспорт</i>	2'479	1'096	126,2%
<i>Прочие продукты переработки газового конденсата на внутренний рынок</i>	94	23	308,7%
Итого продукты переработки газового конденсата	6'693	4'438	50,8%
<i>Стабильный газовый конденсат на экспорт</i>	1'477	-	н/п
<i>Стабильный газовый конденсат на внутренний рынок</i>	1'309	303	332,0%
Итого стабильный газовый конденсат	2'786	303	н/п
<i>Сжиженный углеводородный газ на экспорт</i>	551	559	(1,4%)
<i>Сжиженный углеводородный газ на внутренний рынок</i>	1'755	875	100,6%
Итого сжиженный углеводородный газ	2'306	1'434	60,8%
<i>Сырая нефть на экспорт</i>	377	313	20,4%
<i>Сырая нефть на внутренний рынок</i>	713	590	20,8%
Итого сырая нефть	1'090	903	20,7%
<i>Прочие нефтепродукты на внутренний рынок</i>	13	11	18,2%
Итого прочие нефтепродукты	13	11	18,2%

(1) Потери связаны с переработкой на Пуровском заводе, Комплексе в Усть-Луге и мощностях «Тобольск-Нефтехима», а также с транспортировкой по железной дороге, магистральному трубопроводу и танкерами.

(2) Расходы на собственные нужды связаны в основном с поддержанием процесса переработки на Комплексе в Усть-Луге, а также заправкой топливом зафрахтованных нами танкеров.

В 2015 году наши покупки жидких углеводородов у совместных предприятий значительно выросли на 5'865 тыс. тонн (или 184,4%) вследствие существенного роста покупок газового конденсата у «СеверЭнергии» в результате ввода в эксплуатацию в конце 2014 и первом полугодии 2015 годов дополнительных мощностей по добыче (см. «Объем добычи жидких углеводородов» выше). Кроме того, с мая 2015 года мы начали покупать газовый конденсат у нашего совместного предприятия «Тернефтегаза» в связи с вводом в эксплуатацию Термокарстового месторождения.

В 2014 году большая часть нашего стабильного газового конденсата, произведенного на Пуровском заводе, поставлялась в качестве сырья на Комплекс в Усть-Луге для дальнейшей переработки. В результате у нас отсутствовали объемы реализации стабильного газового конденсата на экспорт. В связи с запуском новых месторождений и достижением полной загрузки перерабатывающих мощностей нашего Комплекса в Усть-Луге с первого квартала 2015 года мы начали реализовывать стабильный газовый конденсат на экспорт.

Объемы реализации керосина, газойла и мазута, полученные в результате переработки стабильного газового конденсата, отражены по статьям «Прочие продукты переработки газового конденсата на экспорт» и «Прочие продукты переработки газового конденсата на внутренний рынок».

В 2015 году наши остатки жидких углеводородов увеличились на 171 тыс. тонн до 910 тыс. тонн по состоянию на 31 декабря 2015 г. по сравнению с увеличением остатков на 204 тыс. тонн до 739 тыс. тонн в 2014 году. Остатки наших жидких углеводородов могут изменяться от периода к периоду в зависимости от графика отгрузки и расположения конечных пунктов доставки стабильного газового конденсата и продуктов его переработки (см. раздел *«Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства»* ниже).

ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2015 ГОДА, В СРАВНЕНИИ С ГОДОМ, ЗАКОНЧИВШИМСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2014 ГОДА

Следующая таблица с дальнейшими пояснениями к ней представляет собой свод консолидированных результатов операционной деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг. Для всех показателей в каждой строке таблицы показан процент от общей выручки.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2015	% от общей выручки	2014	% от общей выручки
Выручка от реализации ⁽¹⁾	475'325	100,0%	357'643	100,0%
<i>в том числе:</i>				
реализация природного газа	222'180	46,7%	230'447	64,4%
реализация жидких углеводородов	249'827	52,6%	125'226	35,0%
Операционные расходы	(335'042)	(70,5%)	(236'512)	(66,1%)
Прочие операционные прибыли (убытки)	(542)	(0,1%)	4'009	1,1%
Прибыль от операционной деятельности до выбытия долей владения	139'741	29,4%	125'140	35,0%
Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях, нетто	989	0,2%	2'623	0,7%
Прибыль от операционной деятельности	140'730	29,6%	127'763	35,7%
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	(16'182)	(3,4%)	(46'745)	(13,0%)
Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	(31'607)	(6,6%)	(28'175)	(7,9%)
Прибыль до налога на прибыль	92'941	19,6%	52'843	14,8%
Расходы по налогу на прибыль	(18'822)	(4,0%)	(15'928)	(4,5%)
Прибыль (убыток)	74'119	15,6%	36'915	10,3%
Минус: прибыль (убыток), относящиеся к неконтролирующим акционерам дочерних обществ	277	0,1%	381	0,1%
Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК»	74'396	15,7%	37'296	10,4%

⁽¹⁾ Без НДС, пошлин, расходов по акцизу и топливному налогу, где применимо.

Ввод в эксплуатацию в конце 2014 и первом полугодии 2015 годов дополнительных мощностей по добыче позволил нам полностью загрузить нашу вертикально-интегрированную производственную цепочку по добыче, переработке и реализации газового конденсата. Мы реализовали значительно больший объем жидких углеводородов с более высокой добавленной стоимостью по сравнению с 2014 годом, что существенно увеличило денежные потоки Группы и оказало положительное влияние на финансовые результаты Группы, так как большая часть нашей выручки от реализации жидких углеводородов номинирована в иностранной валюте. В результате, выручка от реализации жидких углеводородов превысила выручку от реализации природного газа в 2015 году и составила 250 млрд рублей.

Выручка от реализации

В представленной ниже таблице приведены данные о выручке (без НДС, пошлин, расходов по акцизу и топливному налогу, где применимо) за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг.:

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Выручка от реализации природного газа	222'180	230'447	(3,6%)
<i>Конечным потребителям</i>	213'513	223'209	(4,3%)
<i>Трейдерам на точке врезки</i>	8'667	7'238	19,7%
Выручка от реализации			
продуктов переработки газового конденсата	157'066	85'420	83,9%
<i>Экспорт – нефтя</i>	95'588	62'280	53,5%
<i>Экспорт – прочие продукты переработки</i>	59'667	22'668	163,2%
<i>Внутренний рынок – прочие продукты переработки</i>	1'811	472	n/n
Выручка от реализации стабильного газового конденсата	43'997	3'797	n/n
<i>Экспорт</i>	24'887	-	n/n
<i>Внутренний рынок</i>	19'110	3'797	n/n
Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа	33'467	24'401	37,2%
<i>Экспорт</i>	12'924	12'177	6,1%
<i>Внутренний рынок</i>	20'543	12'224	68,1%
Выручка от реализации сырой нефти	14'873	11'226	32,5%
<i>Экспорт</i>	5'629	3'813	47,6%
<i>Внутренний рынок</i>	9'244	7'413	24,7%
Выручка от реализации прочих продуктов	424	382	11,0%
<i>Внутренний рынок</i>	424	382	11,0%
Итого выручка от реализации нефти и газа	472'007	355'673	32,7%
Прочая выручка	3'318	1'970	68,4%
Итого выручка от реализации	475'325	357'643	32,9%

Выручка от реализации природного газа

В 2015 году выручка от реализации природного газа уменьшилась на 8'267 млн рублей (или 3,6%) по сравнению с 2014 годом в результате снижения объемов реализации, что было в значительной мере компенсировано увеличением средних цен реализации. Увеличение наших средних цен реализации природного газа было преимущественно вызвано ростом регулируемых цен на 7,5% с 1 июля 2015 г. (см. раздел «Цены на природный газ» выше). Уменьшение наших совокупных объемов реализации было обусловлено временной невыборкой по техническим причинам контрактованных объемов природного газа одним из наших крупных потребителей и более теплой погодой на территории Российской Федерации в 2015 году по сравнению с 2014 годом.

Доля объемов реализации природного газа нашим конечным потребителям от общего объема реализации природного газа изменилась незначительно и составила 92,9% и 94,1% в 2015 и 2014 годах соответственно.

Выручка от реализации продуктов переработки газового конденсата

Выручка от реализации продуктов переработки газового конденсата представляет собой выручку от реализации нефти, керосина, газойла и мазута, произведенных на Комплексе в Усть-Луге из нашего стабильного газового конденсата.

В 2015 году наша выручка от реализации продуктов переработки газового конденсата значительно увеличилась на 71'646 млн рублей (или 83,9%) по сравнению с 2014 годом в результате увеличения объемов и средних чистых экспортных цен реализации в рублевом выражении.

В 2015 году наша выручка от реализации нефти увеличилась на 33'308 млн рублей (или 53,5%) по сравнению с 2014 годом в результате увеличения средних чистых экспортных цен реализации в рублевом эквиваленте на 23,6% и объемов реализации на 24,1%.

В 2015 и 2014 годах мы экспортировали 4'120 тыс. и 3'319 тыс. тонн нефти соответственно. При этом наша средняя чистая экспортная цена реализации (без экспортных пошлин) увеличилась на 4'436 рублей за тонну (или 23,6%) до 23'203 рублей за тонну (CIF, CFR, DES, DAP и FOB) с 18'767 рублей за тонну (CIF, CFR, DES и DAP) в 2014 году (см. раздел *«Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть»* выше).

В 2015 году наша выручка от реализации керосина, газойла и мазута на внутреннем и международном рынках увеличилась на 38'338 млн рублей (или 165,7%) по сравнению с 2014 годом преимущественно в результате увеличения объемов и, в меньшей степени, средних чистых экспортных цен реализации в рублях. За годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг., мы экспортировали в совокупности 2'479 тыс. и 1'096 тыс. тонн этих продуктов на рынки стран Европы (или 96,3% и 97,9% от общего объема реализации на внутреннем и международном рынках соответственно). При этом наша средняя чистая экспортная цена реализации (без экспортных пошлин) увеличилась на 3'372 рубля за тонну (или 16,3%) до 24'064 рублей за тонну (CIF, DES, FOB и DAP) с 20'692 рублей за тонну (CIF) в 2014 году (см. раздел *«Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть»* выше).

Выручка от реализации стабильного газового конденсата

В 2015 году наша выручка от реализации стабильного газового конденсата значительно увеличилась на 40'200 млн рублей (в 11,6 раз) по сравнению с 2014 годом в результате значительного увеличения объемов реализации (см. раздел *«Объемы добычи и реализации углеводородов»* выше).

В 2015 году мы реализовали 1'477 тыс. тонн стабильного газового конденсата (или 53,0% от общего объема реализации) на рынки стран АТР и Европы по средней чистой экспортной цене реализации (без экспортных пошлин) 16'842 рубля за тонну (CFR, DAP, DES и CIF).

В 2015 году мы реализовали 1'309 тыс. тонн стабильного газового конденсата на внутреннем рынке по сравнению с реализацией 303 тыс. тонн в 2014 году. Наша средняя цена реализации стабильного газового конденсата на внутреннем рынке в 2015 году составила 14'601 рубль за тонну (без НДС), увеличившись на 2'054 рубля за тонну (или 16,4%) по сравнению с 2014 годом (см. раздел *«Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть»* выше).

Выручка от реализации сжиженного углеводородного газа

В 2015 году наша выручка от реализации сжиженного углеводородного газа увеличилась на 9'066 млн рублей (или 37,2%) по сравнению с 2014 годом за счет роста общего объема реализации. Влияние данного фактора было частично снижено перераспределением объемов реализации в пользу внутреннего рынка, средняя цена реализации на котором была ниже чистой экспортной цены (см. раздел *«Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть»* выше).

В 2015 году мы реализовали на экспорт 551 тыс. тонн сжиженного углеводородного газа (или 23,9% от нашего общего объема реализации сжиженного углеводородного газа) по сравнению с реализацией 559 тыс. тонн (или 39,0%) в 2014 году. При этом наша средняя чистая цена реализации сжиженного углеводородного газа на экспорт (без пошлин, акцизов и топливного налога; включая торговые операции по покупке и продаже) увеличилась на 1'672 рубля за тонну (или 7,7%).

В обоих отчетных периодах мы реализовали практически весь экспортный объем сжиженного углеводородного газа на рынки Польши и Финляндии.

В 2015 году мы реализовали 1'755 тыс. тонн сжиженного углеводородного газа на внутреннем рынке по сравнению с реализацией 875 тыс. тонн в 2014 году. При этом наша средняя цена реализации сжиженного углеводородного газа на внутреннем рынке, включая торговые операции по покупке и продаже, в 2015 году составила 11'707 рублей за тонну, уменьшившись на 2'266 рублей за тонну (или 16,2%) по сравнению с 2014 годом (см. раздел *«Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть»* выше).

Выручка от реализации сырой нефти

В 2015 году выручка от реализации сырой нефти увеличилась на 3'647 млн рублей (или 32,5%) по сравнению с 2014 годом в результате увеличения объемов реализации и, в меньшей степени, средних цен реализации в рублевом выражении. Наши объемы реализации сырой нефти увеличились на 187 тыс. тонн (или 20,7%) до 1'090 тыс. тонн с 903 тыс. тонн в 2014 году преимущественно за счет роста объемов добычи сырой нефти на Восточно-Таркосалинском месторождении, а также начала коммерческой добычи сырой нефти на Ярудейском месторождении в декабре 2015 года.

В 2015 году мы реализовали на внутреннем рынке 65,4% от общего объема реализации сырой нефти по средней цене 12'967 рублей за тонну (без НДС), что представляет собой увеличение на 406 рублей за тонну (или 3,2%) по сравнению с 2014 годом.

Оставшиеся 34,6% объемов нашей сырой нефти были реализованы на международных рынках по средней чистой цене 14'922 рубля за тонну (FOB, без экспортных пошлин), что представляет собой увеличение на 2'739 рублей за тонну (или 22,5%) по сравнению с 2014 годом (см. раздел «Цены на стабильный газовый конденсат и продукты его переработки, сжиженный углеводородный газ и сырую нефть» выше).

Выручка от реализации прочих продуктов

Выручка от реализации прочих продуктов представляет собой выручку от реализации на внутреннем рынке метанола, приобретенных для продажи в розницу нефтепродуктов (дизельного топлива и бензина) и прочих жидких углеводородов. В 2015 году наша выручка от реализации прочих продуктов увеличилась на 42 млн рублей (или 11,0%) до 424 млн рублей с 382 млн рублей в 2014 году.

Прочая выручка

Прочая выручка включает выручку от оказания услуг по геологоразведке, выручку от аренды и субаренды, предоставления услуг по ремонту и обслуживанию энергетического оборудования, а также прочих услуг. В 2015 году прочая выручка увеличилась на 1'348 млн рублей (или 68,4%) до 3'318 млн рублей с 1'970 млн рублей в 2014 году главным образом в результате увеличения выручки от субаренды танкеров на 1'360 млн рублей. Соответствующие этой выручке расходы по аренде танкеров включены в состав транспортных расходов по статье «Транспортировка продуктов переработки газового конденсата и стабильного газового конденсата танкерами».

Кроме того, в 2015 году прочая выручка увеличилась на 387 млн рублей в результате выручки от услуг по ремонту и обслуживанию энергетического оборудования, оказанных нашим дочерним обществом «НОВАТЭК-Энерго».

Операционные расходы

В 2015 году операционные расходы увеличились на 98'530 млн рублей (или 41,7%) до 335'042 млн рублей по сравнению с 236'512 млн рублей в 2014 году, а отношение операционных расходов к общей выручке увеличилось до 70,5% с 66,1% главным образом за счет роста покупок природного газа и жидких углеводородов у наших совместных предприятий, что в свою очередь позволило нам реализовать бóльшие объемы углеводородов на внутренний и международные рынки (см. раздел «Покупка природного газа и жидких углеводородов» ниже), и, в меньшей степени, увеличения транспортных расходов.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:			
	2015	% от общей выручки	2014	% от общей выручки
Транспортные расходы	130'229	27,4%	114'511	32,0%
Покупка природного газа и жидких углеводородов	120'504	25,4%	52'596	14,7%
Налоги, кроме налога на прибыль	36'630	7,7%	29'336	8,2%
Износ, истощение и амортизация	19'980	4,2%	17'172	4,8%
Общехозяйственные и управленческие расходы	15'163	3,2%	11'831	3,3%
Материалы, услуги и прочие расходы	14'086	3,0%	11'442	3,2%
Расходы на геологоразведку	767	0,2%	112	n/n
Расходы (сторнирование расходов) по обесценению активов, нетто	(204)	n/n	(229)	n/n
Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства	(2'113)	n/n	(259)	n/n
Итого операционные расходы	335'042	70,5%	236'512	66,1%

Транспортные расходы

В 2015 году транспортные расходы увеличились на 15'718 млн рублей (или 13,7%) до 130'229 млн рублей по сравнению со 114'511 млн рублей в 2014 году.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам и сетям низкого давления	86'025	92'494	(7,0%)
Транспортировка стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом	29'273	16'007	82,9%
Транспортировка продуктов переработки газового конденсата и стабильного газового конденсата танкерами	13'378	4'749	181,7%
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам	1'476	1'223	20,7%
Прочие	77	38	102,6%
Итого транспортные расходы	130'229	114'511	13,7%

В 2015 году несмотря на рост установленных средних тарифов на транспортировку природного газа на 2,0% с 1 июля 2015 г. (см. раздел «Тарифы на транспортировку» выше), наши расходы на транспортировку природного газа уменьшились на 6'469 млн рублей (или 7,0%) до 86'025 млн рублей с 92'494 млн рублей в 2014 году в результате уменьшения на 8,3% объемов реализации природного газа конечным потребителям, в отношении которых мы понесли транспортные расходы.

В 2015 году общие расходы на транспортировку стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом увеличились на 13'266 млн рублей (или 82,9%) до 29'273 млн рублей с 16'007 млн рублей в 2014 году в результате увеличения на 81,8% объемов реализации жидких углеводородов, перевозка которых осуществлялась железнодорожным транспортом.

Несмотря на рост железнодорожных тарифов (см. раздел «Тарифы на транспортировку» выше), наш средневзвешенный удельный расход на транспортировку стабильного газового конденсата и сжиженного углеводородного газа железнодорожным транспортом увеличился незначительно на 0,6% в результате снижения доли перевозок сжиженного углеводородного газа в общих объемах (вследствие увеличения поставок сжиженного углеводородного газа на выходе с Пуровского завода и «Тобольск-Нефтехима» без транспортировки) и уменьшения дальности транспортировки. Установленные тарифы на железнодорожные перевозки сжиженного углеводородного газа выше, чем на перевозимые нами другие жидкие углеводороды.

В 2015 году общие расходы на транспортировку жидких углеводородов танкерами на международные рынки увеличились на 8'629 млн рублей (или 181,7%) до 13'378 млн рублей с 4'749 млн рублей в 2014 году в результате увеличения на 74,6% объемов реализации жидких углеводородов, перевозка которых осуществлялась танкерами, а также роста среднего курса доллара США к рублю на 58,7% в 2015 году по сравнению с 2014 годом, так как все наши танкерные расходы деноминированы в долларах США.

Влияние факторов увеличения объемов реализации и роста курса доллара на танкерные расходы было частично снижено изменением географии поставок стабильного газового конденсата и продуктов его переработки. Наш удельный расход на транспортировку танкерами на рынки стран АТР, а также стран Северной и Южной Америки значительно выше по сравнению с расходом на транспортировку на европейский рынок. В 2015 году мы увеличили долю объемов поставок на рынки стран Европы с 40,6% до 51,7%, при этом доля поставок на рынки стран АТР уменьшилась с 46,8% до 41,8%, а доля поставок в Северную Америку уменьшилась с 11,3% до 6,5% от общего экспортного объема реализации стабильного газового конденсата и продуктов его переработки.

В 2015 году наши расходы на транспортировку нефти покупателям по сети магистральных нефтепроводов увеличились на 253 млн рублей (или 20,7%) до 1'476 млн рублей с 1'223 млн рублей в 2014 году преимущественно в результате увеличения объемов транспортируемой нефти на 21,0%.

Покупка природного газа и жидких углеводородов

В 2015 году наши покупки природного газа и жидких углеводородов значительно увеличились на 67'908 млн рублей (или 129,1%) до 120'504 млн рублей по сравнению с 52'596 млн рублей в 2014 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Нестабильный газовый конденсат	91'078	26'669	241,5%
Природный газ	27'715	24'801	11,7%
Прочие жидкие углеводороды	1'711	1'126	52,0%
Итого покупка природного газа и жидких углеводородов	120'504	52'596	129,1%

В 2015 году расходы на покупку нестабильного газового конденсата у наших совместных предприятий значительно увеличились на 64'409 млн рублей (или 241,5%) по сравнению с 2014 годом и были преимущественно обусловлены увеличением покупок у «СеверЭнергии» (его 100%-ного дочернего общества ОАО «Арктикгаз») в результате ввода в эксплуатацию в конце 2014 и первом полугодии 2015 годов дополнительных мощностей по добыче (см. раздел «Последние события» выше).

В 2015 году наши расходы на покупку природного газа увеличились на 2'914 млн рублей (или 11,7%) по сравнению с 2014 годом преимущественно в результате начала покупок у нашего совместного предприятия «Тернефтегаз» с мая 2015 года.

В 2015 году покупки прочих жидких углеводородов увеличились на 585 млн рублей (или 52,0%) по сравнению с 2014 годом преимущественно в результате увеличения покупок сжиженного углеводородного газа для последующей перепродажи мелким оптом и в розницу.

Налоги, кроме налога на прибыль

В 2015 году налоги, кроме налога на прибыль, увеличились на 7'294 млн рублей (или 24,9%) до 36'630 млн рублей с 29'336 млн рублей в 2014 году главным образом за счет роста расходов по налогу на добычу полезных ископаемых.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	33'656	26'962	24,8%
Налог на имущество	2'603	2'095	24,2%
Прочие налоги	371	279	33,0%
Итого налоги, кроме налога на прибыль	36'630	29'336	24,9%

В 2015 году расходы по налогу на добычу полезных ископаемых увеличились на 6'694 млн рублей (или 24,8%) до 33'656 млн рублей с 26'962 млн рублей в 2014 году преимущественно за счет значительного роста ставки налога на добычу газового конденсата. С 1 января 2015 г. в рамках налогового маневра в нефтяной отрасли формула расчета ставки налога на добычу газового конденсата, введенная с 1 июля 2014 г., была скорректирована на коэффициент, который увеличил ставку в 4,4 раза (см. раздел «Налоговая нагрузка и обязательные платежи» выше).

Одновременно, с 1 января 2015 г. в результате изменений в Налоговом Кодексе Российской Федерации сырая нефть, добытая на наших Юрхаровском, Восточно-Таркосалинском и Ханчейском месторождениях, стала облагаться налогом на добычу по эффективной ставке в размере 236 рублей за тонну, умноженной на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть. В 2014 году мы применяли нулевую ставку налога на добычу сырой нефти на этих месторождениях (см. раздел «Налоговая нагрузка и обязательные платежи» выше). Кроме того, в декабре 2015 года мы начали коммерческую добычу сырой нефти на Ярудейском месторождении, что также оказало небольшое влияние на увеличение налога на добычу сырой нефти.

В 2015 году наши расходы по налогу на имущество увеличились на 508 млн рублей (или 24,2%) до 2'603 млн рублей с 2'095 млн рублей в 2014 году в результате ввода в эксплуатацию объектов основных средств в наших производственных дочерних обществах, а также незначительного доначисления налога за прошлые периоды.

Износ, истощение и амортизация

В 2015 году наши расходы на износ, истощение и амортизацию выросли на 2'808 млн рублей (или 16,4%) до 19'980 млн рублей с 17'172 млн рублей в 2014 году главным образом в результате ввода новых объектов основных средств в наших добывающих дочерних обществах (поддержание добычи на Юрхаровском месторождении, дальнейшая разработка нефтяных залежей на Восточно-Таркосалинском месторождении, а также ввод в эксплуатацию Ярудейского месторождения в декабре 2015 года).

Мы начисляем амортизацию методом пропорционально объему добытой продукции по основным средствам, задействованным в добыче нефти и газа, и линейным методом по всем остальным объектам. Наши запасы углеводородного сырья оцениваются ежегодно на 31 декабря и остаются неизменными в расчетах в течение последующего года до очередной оценки, в то время как стоимость основных средств изменяется ежеквартально по мере капитализации понесенных нами затрат в течение года.

Общехозяйственные и управленческие расходы

В 2015 году наши общехозяйственные и управленческие расходы увеличились на 3'332 млн рублей (или 28,2%) до 15'163 млн рублей по сравнению с 11'831 млн рублей в 2014 году. Основными составляющими этих расходов являлись вознаграждения работникам, расходы социального характера и компенсационные выплаты, а также юридические, аудиторские и консультационные услуги, составившие в совокупности 81,0% и 79,1% от общей суммы общехозяйственных и административных расходов за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг. соответственно.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Вознаграждения работникам	9'766	7'147	36,6%
Расходы социального характера и компенсационные выплаты	1'347	1'009	33,5%
Юридические, аудиторские и консультационные услуги	1'175	1'205	(2,5%)
Расходы на командировки сотрудников	634	423	49,9%
Услуги по ремонту и эксплуатации	458	215	113,0%
Расходы на пожарную безопасность и охрану объектов	313	291	7,6%
Расходы на страхование	306	280	9,3%
Расходы на рекламу	253	461	(45,1%)
Расходы по аренде	196	130	50,8%
Прочие	715	670	6,7%
Итого общехозяйственные и управленческие расходы	15'163	11'831	28,2%

Расходы на вознаграждение административного персонала увеличились на 2'619 млн рублей (или 36,6%) до 9'766 млн рублей в 2015 году по сравнению с 7'147 млн рублей в 2014 году. Увеличение было обусловлено ростом средней численности персонала (расширение деятельности в нашем научно-техническом центре и приобретение 100%-ной доли участия в компании «НоваЭнерго» в конце 2014 года), увеличением эффективной ставки обязательных страховых взносов с 1 января 2015 г., индексацией базовых окладов сотрудников с 1 июля 2015 г., а также дополнительными премиями, выплаченными во втором квартале 2015 года по результатам деятельности за предыдущий год, и соответствующим увеличением страховых отчислений на медицинское и социальное страхование и в Пенсионный фонд.

В 2015 году наши расходы социального характера и компенсационные выплаты увеличились на 338 млн рублей (или 33,5%) до 1'347 млн рублей по сравнению с 1'009 млн рублей в 2014 году. Увеличение произошло главным образом в результате увеличения компенсационных выплат, которые относились к освоению Ярудейского (только в 2015 году), Салмановского и Геофизического месторождений и составили 362 млн рублей по сравнению со 176 млн рублей в 2014 году, а также в результате продолжающейся поддержки благотворительных и социальных программ в регионах, в которых мы осуществляем свою деятельность. Расходы социального характера и компенсационные выплаты колеблются от периода к периоду в зависимости от этапов реализации отдельных поддерживаемых нами программ.

Расходы на командировки сотрудников увеличились на 211 млн рублей (или 49,9%) до 634 млн рублей в 2015 году с 423 млн рублей в 2014 году главным образом в связи с расширением деятельности Группы на международных рынках, а также в связи со значительным обесценением российского рубля по отношению к мировым валютам.

Расходы на услуги по ремонту и эксплуатации значительно выросли на 243 млн рублей (или 113,0%) до 458 млн рублей в 2015 году с 215 млн рублей в 2014 году преимущественно в результате проведения текущих ремонтных работ головного офисного здания Группы в Москве и других административных сооружений в дочерних обществах.

Расходы на рекламу уменьшились на 208 млн рублей (или 45,1%) до 253 млн рублей в 2015 году с 461 млн рублей в 2014 году в основном в результате снижения расходов на размещение рекламных материалов Группы при проведении массовых спортивных мероприятий.

Остальные статьи общехозяйственных и административных расходов изменились незначительно.

Материалы, услуги и прочие расходы

В 2015 году наши расходы по статье «Материалы, услуги и прочие расходы» увеличились на 2'644 млн рублей (или 23,1%) до 14'086 млн рублей по сравнению с 11'442 млн рублей в 2014 году. Основными составляющими этой категории расходов являлись услуги по ремонту и эксплуатации, а также расходы на вознаграждения работникам, составившие в совокупности 55,6% и 60,2% от общей суммы расходов по статье «Материалы, услуги и прочие расходы» в 2014 и 2015 годах соответственно.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Вознаграждения работникам	5'866	4'862	20,6%
Услуги по ремонту и эксплуатации	1'959	2'026	(3,3%)
Комплекс услуг по подготовке, транспортировке и переработке углеводородов	1'756	807	117,6%
Сырье и материалы	1'305	879	48,5%
Расходы на электроэнергию и топливо	938	845	11,0%
Расходы по резервированию объемов сжиженного углеводородного газа	768	95	н/п
Расходы на охрану объектов	470	392	19,9%
Расходы на транспортировку	452	422	7,1%
Расходы на аренду	59	633	(90,7%)
Прочие	513	481	6,7%
Итого материалы, услуги и прочие расходы	14'086	11'442	23,1%

Расходы на вознаграждение производственного персонала увеличились на 1'004 млн рублей (или 20,6%) до 5'866 млн рублей по сравнению с 4'862 млн рублей в 2014 году. Увеличение было обусловлено ростом средней численности персонала преимущественно в результате приобретения 100%-ной доли участия в компании «НоваЭнерго» в конце 2014 года, увеличением эффективной ставки обязательных страховых взносов с 1 января 2015 г., а также индексацией базовых окладов сотрудников с 1 июля 2015 г.

Услуги по ремонту и эксплуатации снизились на 67 млн рублей (или 3,3%) до 1'959 млн рублей в 2015 году по сравнению с 2'026 млн рублей в 2014 году преимущественно в результате экономии расходов на ремонт и обслуживание электрооборудования в наших основных добывающих и перерабатывающих дочерних обществах в связи с приобретением компании «НоваЭнерго» в декабре 2014 года, а также в результате значительного объема текущих ремонтных работ, проведенных в нашем добывающем дочернем обществе «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз» в 2014 году, и отсутствия в 2015 году расходов на ремонт собственных железнодорожных цистерн в связи с их продажей в конце 2014 года.

Расходы по комплексу услуг по подготовке, транспортировке и переработке углеводородов в основном связаны с отправкой нашего сжиженного углеводородного газа, произведенного на Пуровском заводе, на дальнейшую переработку на «Тобольск-Нефтехим». Расходы по данной статье увеличились на 949 млн рублей (или 117,6%) до 1'756 млн рублей в 2015 году по сравнению с 807 млн рублей в 2014 году преимущественно в результате соответствующего роста объемов нашего сжиженного углеводородного газа, отправленного на переработку на «Тобольск-Нефтехим».

Расходы на сырье и материалы выросли на 426 млн рублей (или 48,5%) до 1'305 млн рублей в 2015 году по сравнению с 879 млн рублей в 2014 году преимущественно в результате увеличения расхода химических реагентов, используемых для увеличения пропускной способности нашего конденсатопровода в связи со значительным ростом объема транспортировки. Кроме того, расходы на материалы выросли в 2015 году в результате приобретения в декабре 2014 года дочернего общества «НоваЭнерго», а также в результате начала коммерческой добычи сырой нефти на Ярудейском месторождении.

В 2015 году расходы на электроэнергию и топливо увеличились на 93 млн рублей (или 11,0%) до 938 млн рублей с 845 млн рублей в 2014 году в результате роста потребления электроэнергии на наших перерабатывающих предприятиях в связи с введением новых энергоемких объектов и увеличением объема переработки углеводородов на этих объектах.

В 2015 году расходы по резервированию объемов сжиженного углеводородного газа увеличились на 673 млн рублей до 768 млн рублей с 95 млн рублей в 2014 году в результате увеличения объемов сжиженного углеводородного газа, подлежащего резервированию в Польше, в связи с изменением с 1 января 2015 г. методики расчета объема обязательного резервирования. Резервирование сжиженного углеводородного газа осуществляется с целью поддержания необходимого стратегического запаса в Польше в соответствии с местным законодательством.

Расходы на охрану объектов выросли на 78 млн рублей (или 19,9%) до 470 млн рублей в 2015 году по сравнению с 392 млн рублей в 2014 году за счет дополнительных услуг по охране объектов и роста ставок по услугам с января 2015 года в нашем добывающем дочернем обществе «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз».

Расходы на аренду снизились на 574 млн рублей (или 90,7%) до 59 млн рублей с 633 млн рублей в 2014 году. Во втором квартале 2014 года мы арендовали у третьих сторон железнодорожные цистерны для поставки нашего сжиженного углеводородного газа конечным потребителям. Взятые в аренду цистерны мы сдавали в субаренду компании, оказывающей нам транспортные услуги и отражали соответствующую выручку по статье «Прочая выручка». В конце 2014 года договоры на аренду и субаренду железнодорожных цистерн были прекращены.

Остальные расходы по статье «Материалы, услуги и прочие расходы» изменились незначительно.

Расходы на геологоразведку

В 2015 году наши расходы на геологоразведку увеличились на 655 млн рублей (в 6,8 раза) до 767 млн рублей со 112 млн рублей в 2014 году преимущественно в результате проведения геологоразведочных работ на Северо-Обском лицензионном участке. Расходы на геологоразведку колеблются от периода к периоду в соответствии с утвержденным графиком выполнения геологоразведочных работ в наших производственных дочерних обществах.

Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства

В 2015 году мы отразили по строке «Изменения остатков природного газа, жидких углеводородов и незавершенного производства» 2'113 млн рублей в уменьшение операционных расходов в результате увеличения остатков наших углеводородов на 31 декабря по сравнению с 1 января. В 2014 году увеличение остатков наших жидких углеводородов было практически полностью компенсировано значительным снижением остатков природного газа, в результате чего мы отразили 259 млн рублей в уменьшение операционных расходов.

В 2015 году совокупный остаток природного газа, находящегося в подземных хранилищах газа (ПХГ), ГТС и собственных газопроводах, увеличился на 278 млн куб. метров по сравнению с уменьшением остатка на 2'247 млн куб. метров в 2014 году. При этом объем закачки природного газа в ПХГ в обоих периодах изменился незначительно. Уменьшение остатков природного газа в 2014 году обусловлено накоплением большего остатка на начало периода, который был необходим для выполнения обязательств по заключенным договорам. Объем закачки природного газа в подземные хранилища газа «Газпрома» изменяется от периода к периоду в зависимости от ситуации на рынке, вместимости хранилищ и наших планов по поддержанию и/или увеличению добычи в период сезонных колебаний.

В 2015 году совокупные остатки наших жидких углеводородов, отраженные нами как «Остатки готовой продукции и товары в пути», увеличились на 171 тыс. тонн преимущественно в результате увеличения остатков стабильного газового конденсата в железнодорожных цистернах и танкерах в пути и не реализованных на отчетную дату, а также в результате увеличения остатков сырой нефти в связи с запуском Ярудейского месторождения в декабре 2015 года. В 2014 году совокупные остатки наших жидких углеводородов увеличились на 204 тыс. тонн преимущественно в результате увеличения остатков нефти в накопительных емкостях комплекса Усть-Луга. Остатки стабильного газового конденсата и продуктов его переработки могут изменяться от периода к периоду в зависимости от графика отгрузки и расположения конечных пунктов доставки.

В следующей таблице приведено движение наших остатков углеводородной продукции:

Остатки готовой продукции и товаров в пути	2015			2014		
	На 31 декабря	На 1 января	Увеличение / (уменьшение)	На 31 декабря	На 1 января	Увеличение / (уменьшение)
Природный газ (млн куб. метров)	1'327	1'049	278	1'049	3'296	(2'247)
<i>в т.ч. в ПХГ «Газпрома»</i>	<i>1'245</i>	<i>1'016</i>	<i>229</i>	<i>1'016</i>	<i>2'334</i>	<i>(1'318)</i>
Жидкие углеводороды (тыс. тонн)	910	739	171	739	535	204
<i>в т.ч. нефтя</i>	<i>184</i>	<i>305</i>	<i>(121)</i>	<i>305</i>	<i>193</i>	<i>112</i>
<i>стабильный газовый конденсат</i>	<i>369</i>	<i>219</i>	<i>150</i>	<i>219</i>	<i>180</i>	<i>39</i>
<i>нефть</i>	<i>157</i>	<i>29</i>	<i>128</i>	<i>29</i>	<i>25</i>	<i>4</i>

Сторнирование расходов по обесценению активов

В 2015 году мы отразили 204 млн рублей в уменьшение наших расходов по обесценению активов по сравнению с 229 млн рублей в 2014 году, что было преимущественно обусловлено пересмотром руководством вероятности погашения торговой дебиторской задолженности нашими покупателями, в результате чего мы восстановили часть созданных ранее резервов.

Прочие операционные прибыли (убытки)

Прочие операционные прибыли (убытки) включают реализованные прибыли (убытки) от трейдинговой деятельности по покупке и продаже природного газа на европейском рынке по долгосрочным и краткосрочным контрактам, прибыль (убыток) от изменения справедливой стоимости вышеуказанных контрактов, а также другие суммы прибылей (убытков), относящихся к штрафам, выбытию материалов, основных средств и прочим операциям. В 2015 году мы отразили прочий операционный убыток в размере 542 млн рублей по сравнению с прочей операционной прибылью 4'009 млн рублей в 2014 году.

В 2015 году в рамках нашей трейдинговой деятельности на европейском рынке мы приобрели и реализовали 31,7 тераватт-часов (около 3 млрд куб. метров) природного газа, а также осуществляли операции по покупке и продаже различных товарных производных инструментов, получив совокупную реализованную прибыль от трейдинговой деятельности в размере 206 млн рублей по сравнению с прибылью в размере 927 млн рублей в 2014 году. Одновременно, в 2015 году мы отразили неденежный убыток в размере 1'006 млн рублей в результате уменьшения справедливой стоимости контрактов на покупку и продажу углеводородов по сравнению с неденежной прибылью в размере 2'093 млн рублей в 2014 году. Все трейдинговые контракты были классифицированы как производные финансовые инструменты в соответствии с МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка*».

Кроме того, мы отразили прочую операционную прибыль в размере 258 млн и 989 млн рублей в 2015 и 2014 годах соответственно, которая относилась главным образом к прибыли от реализации железнодорожных цистерн (в 2014 году), штрафам, полученным в результате невыполнения нашими контрагентами контрактных обязательств, прибылям (убыткам), полученным от выбытия материалов и основных средств, а также прочим аналогичным операциям.

Прибыль от выбытия долей владения в совместных предприятиях

В марте 2014 года «НОВАТЭК» и «Газпром нефть» достигли принципиального соглашения о выравнивании долей владения в совместном предприятии «СеверЭнергия», которым стороны владеют через свои совместные предприятия, ООО «Ямал развитие» и «Artic Russia» B.V. (см. раздел «*Последние события*» выше). В рамках данного соглашения 31 марта 2014 г. Группа продала 20%-ную долю в «Artic Russia» B.V. компании «Ямал развитие» и признала доход от выбытия в сумме 2'623 млн рублей. В результате, эффективная доля Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 59,8% до 54,9%.

В августе 2015 года, в рамках очередного этапа реструктуризации, направленной на достижение паритетного владения «СеверЭнергией», мы внесли 6,4%-ную долю владения в «Artic Russia» B.V. в капитал «Ямала развитие». В результате мы признали доход от выбытия в сумме 989 млн рублей. При этом эффективная доля участия Группы в «СеверЭнергии» снизилась с 54,9% до 53,3%.

Прибыль от операционной деятельности и EBITDA

В результате факторов, описанных выше, прибыль от операционной деятельности увеличилась на 12'967 млн рублей (или 10,1%) до 140'730 млн рублей в 2015 году по сравнению со 127'763 млн рублей в 2014 году. Наша прибыль от операционной деятельности до выбытия долей владения в совместных предприятиях, выросла на 14'601 млн рублей (или 11,7%) до 139'741 млн рублей в 2015 году по сравнению со 125'140 млн рублей в 2014 году. Одновременно наша доля в операционной прибыли совместных предприятий также существенно выросла на 21'947 млн рублей до 32'052 млн рублей в 2015 году по сравнению с 10'105 млн рублей в 2014 году (см. раздел «Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль» ниже).

Показатель EBITDA, без учета эффекта от выбытия долей владения в совместных предприятиях, увеличился на 54'835 млн рублей (или 34,4%) до 214'466 млн рублей в 2015 году со 159'631 млн рублей в 2014 году преимущественно в результате значительного увеличения объемов реализации жидких углеводородов (на 81,8%).

Доходы (расходы) от финансовой деятельности

В 2015 году мы отразили чистый убыток от финансовой деятельности в размере 16'182 млн рублей по сравнению с чистым убытком в размере 46'745 млн рублей в 2014 году, которые были вызваны признанием неденежного убытка от курсовых разниц в результате обесценения российского рубля по отношению к доллару США и евро в обоих отчетных периодах, а также в результате признания неденежного убытка от переоценки акционерных займов, выданных нами нашим совместным предприятиям.

млн рублей	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Начисленные проценты по займам полученным	(14'549)	(9'311)	56,3%
Минус: капитализированные проценты	6'047	3'837	57,6%
Обязательства по ликвидации активов: эффект от увеличения дисконтированного обязательства с течением времени	(290)	(248)	16,9%
Расходы в виде процентов	(8'792)	(5'722)	53,7%
Доходы в виде процентов	12'622	5'063	149,3%
Изменение справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов	(10'505)	(20'205)	(48,0%)
Положительные (отрицательные) курсовые разницы	(9'507)	(25'881)	(63,3%)
Итого доходы (расходы) от финансовой деятельности	(16'182)	(46'745)	(65,4%)

В 2015 году наши расходы в виде процентов увеличились на 3'070 млн рублей (или 53,7%) до 8'792 млн рублей преимущественно в результате роста задолженности по займам вследствие обесценения среднего курса российского рубля по отношению к доллару США и евро (см. раздел «Основные макроэкономические показатели» выше). Влияние фактора обесценения среднего курса российского рубля на процентные расходы было снижено за счет частичного погашения привлеченных Группой заемных средств.

Доходы в виде процентов значительно увеличились на 7'559 млн рублей (или 149,3%) до 12'622 млн рублей в 2015 году с 5'063 млн рублей в 2014 году в результате увеличения суммы займов, предоставленных нашим совместным предприятиям на развитие и расширение деятельности, а также в результате обесценения среднего курса российского рубля по отношению к доллару США и евро в 2015 году по сравнению со средним курсом в 2014 году.

В 2015 и 2014 годах мы признали неденежные убытки в сумме 10'505 млн и 20'205 млн рублей соответственно, которые в основном относились к переоценке новых траншей акционерных займов, выданных Группой нашим совместным предприятиям, согласно стандарту МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка». Эффект от переоценки акционерных займов по справедливой стоимости может изменяться от периода к периоду в зависимости от изменения рыночных процентных ставок и других макроэкономических показателей и не влияет на реальные будущие денежные потоки погашения займов.

Группа продолжает признавать неденежные прибыли и убытки от курсовых разниц в каждом отчетном периоде в результате колебаний обменных курсов. В 2015 году мы отразили неденежный чистый расход от курсовых разниц в сумме 9'507 млн рублей по сравнению с неденежным чистым расходом в размере 25'881 млн рублей в 2014 году главным образом в результате переоценки полученных и выданных займов, а также остатков денежных средств на счетах в иностранной валюте.

Доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль

В 2015 году доля Группы в убытках совместных предприятий увеличилась на 3'432 млн рублей (или 12,2%) до 31'607 млн рублей по сравнению с 28'175 млн рублей в 2014 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Прибыль от операционной деятельности	32'052	10'105	217,2%
Доходы (расходы) от финансовой деятельности	(68'821)	(43'306)	58,9%
Экономия по налогу на прибыль	5'162	5'026	2,7%
Итого доля в прибыли (убытке) совместных предприятий за вычетом налога на прибыль	(31'607)	(28'175)	12,2%

Наша доля в прибыли от операционной деятельности наших совместных предприятий значительно увеличилась на 21'947 млн рублей в результате роста операционных показателей «СеверЭнергии» в связи с вводом третьей очереди Самбургского месторождения в сентябре 2014 года, выходом на проектную мощность первой и второй очередей Уренгойского месторождения в декабре 2014 года и в феврале 2015 года соответственно, а также вводом в эксплуатацию Яро-Яхинского месторождения в апреле 2015 года (проектная мощность была достигнута в июне 2015 года).

Наша доля в расходах от финансовой деятельности совместных предприятий увеличилась на 25'515 млн рублей (или 58,9%) преимущественно в результате признания «Ямалом СПГ» и «Тернефтегазом» меньшей неденежной прибыли от переоценки справедливой стоимости акционерных займов (наша доля составила 21,3 млрд рублей) и увеличения расходов в виде процентов «Ямала развитие», «СеверЭнергии» и «Нортгаза» (наша доля составила 11,2 млрд рублей) в результате привлечения новых заемных средств одновременно со снижением уровня капитализации процентов в этих компаниях по мере завершения строительства объектов основных средств в 2015 году. Увеличение нашей доли в расходах от финансовой деятельности наших совместных предприятий было частично компенсировано снижением убытков от курсовых разниц по займам, деноминированным в иностранной валюте, признанных «Ямалом СПГ» и «Тернефтегазом» (наша доля составила 4,6 млрд рублей).

Расходы по налогу на прибыль

Установленная законом Российской Федерации ставка налога на прибыль составляла 20% в обоих отчетных периодах. За годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг., эффективная ставка налога на прибыль составила 20,3% и 30,1% соответственно.

Основными факторами, повлиявшими на эффективную ставку налога на прибыль, были прибыли (убытки) и дивиденды от совместных предприятий, а также классификация 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ» как актива, предназначенного для продажи, в 2015 году.

В составе прибыли (убытка) до налога на прибыль Группа признает доли в чистых прибылях (убытках) совместных предприятий, которые, влияя на консолидированную прибыль Группы, не приводят к дополнительным расходам (экономии) по налогу на прибыль на уровне Группы, так как отражены в финансовых отчетностях совместных предприятий за вычетом налога на прибыль. Дивиденды, получаемые Группой от таких компаний, облагаются налогом на дивиденды по нулевой ставке согласно действующему российскому налоговому законодательству, так как доля Группы в каждом из совместных предприятий составляет не менее 50%, и также не приводят к начислению налога.

По состоянию на 31 декабря 2015 г., в соответствии с МСФО (IAS 12) «Налоги на прибыль», Группа признала отложенный налоговый актив в сумме 4'316 млн рублей в связи с ожидаемым выбытием 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ» исходя из разницы между учетной стоимостью доли и ее налоговой базой. Доход от выбытия будет признан в момент завершения сделки.

Без учета влияния прибыли (убытка) и дивидендов от совместных предприятий, а также отложенного налогового актива по 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ», предназначенной для продажи, эффективная ставка налога на прибыль (отношение суммы расхода по налогу на прибыль к прибыли до налогообложения) в 2015 и 2014 годах составила 18,7% и 19,7% соответственно.

Прибыль, относящаяся к акционерам, и доход на одну акцию

Наша прибыль, относящаяся к акционерам, и доход на одну акцию могут изменяться от периода к периоду в результате возникновения единоразовых или исключительных операций. Для того чтобы нормализовать прибыль и сделать сравнение с сопоставимым периодом более значимым, требуется провести корректировки, исключающие данные операции.

Наша прибыль за период увеличилась на 37'204 млн рублей (или 100,8%) до 74'119 млн рублей в 2015 году с 36'915 млн рублей в 2014 году. Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», увеличилась на 37'100 млн рублей (или 99,5%) до 74'396 млн рублей в 2015 году по сравнению с 37'296 млн рублей в 2014 году. Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», без учета эффекта от выбытия долей владения в совместных предприятиях, увеличилась на 38'210 млн рублей (или 108,6%) до 73'407 млн рублей в 2015 году по сравнению с 35'197 млн рублей в 2014 году.

Средневзвешенная базовая и разводненная прибыль на одну акцию, рассчитанная от прибыли, относящейся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», увеличилась на 12,29 рублей (или 99,6%) до 24,63 рублей на акцию в 2015 году с 12,34 рублей на акцию в 2014 году. Средневзвешенная базовая и разводненная прибыль на одну акцию, рассчитанная от прибыли, относящейся к акционерам ОАО «НОВАТЭК», без учета эффекта от выбытия долей владения в совместных предприятиях, увеличилась на 12,65 рублей (или 108,7%) до 24,30 рублей на акцию в 2015 году с 11,65 рублей на акцию в 2014 году.

ЛИКВИДНОСТЬ И КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ

Движение денежных средств

В приведенной ниже таблице представлено движение денежных средств по нашей операционной, инвестиционной и финансовой деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг.:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	132'864	111'241	19,4%
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(159'074)	(48'483)	228,1%
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности	12'714	(36'251)	н/п

<i>Показатели ликвидности и кредитные показатели</i>	На 31 декабря 2015 г.	На 31 декабря 2014 г.	Изменение %
Коэффициент текущей ликвидности	0,76	1,56	(51,3%)
Отношение общего долга к капиталу	0,84	0,63	33,3%
Отношение долгосрочного долга к долгосрочному долгу и капиталу	0,37	0,35	5,7%
Отношение чистого долга к общей капитализации ⁽¹⁾	0,41	0,31	32,3%
Отношение чистого долга к EBITDA дочерних обществ нормализованной ⁽²⁾	2,05	1,46	40,4%
Коэффициент покрытия процентов ⁽³⁾	11	15	(26,7%)

⁽¹⁾ Чистый долг представляет собой общий долг за вычетом денежных средств и их эквивалентов. Общая капитализация представляет собой общий долг, собственный капитал и отложенный налог на прибыль.

⁽²⁾ Коэффициент «Отношение чистого долга к EBITDA дочерних обществ нормализованной» представляет собой отношение чистого долга к показателю EBITDA дочерних обществ нормализованной за последние 12 месяцев.

⁽³⁾ Коэффициент покрытия процентов рассчитывается как отношение показателя EBITDA дочерних обществ нормализованная к сумме начисленных процентов по заемным средствам, включая капитализированные проценты.

На наши кредитные показатели, представленные в таблице выше, существенное влияние оказывает изменение курсов иностранных валют. В 2015 году показатель чистого долга в рублевом выражении вырос преимущественно в результате обесценения российского рубля по отношению к доллару США и евро. При этом в результате существенного роста добычи жидких углеводородов в наших совместных предприятиях доля нашей экспортной выручки выросла до примерно 42% в 2015 году с 28% в 2014 году. Значительная доля валютной выручки снижает подверженность Группы влиянию риска изменения курсов иностранных валют и обеспечивает способность Группы генерировать достаточные денежные потоки для погашения своих валютных обязательств.

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

Величина чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, увеличилась на 21'623 млн рублей (или 19,4%) до 132'864 млн рублей по сравнению со 111'241 млн рублей в 2014 году преимущественно в результате роста операционных показателей (увеличение объемов реализации жидких углеводородов, а также увеличение средних цен реализации природного газа и жидких углеводородов в рублевом выражении).

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Прибыль от операционной деятельности			
до выбытия долей владения в совместных предприятиях	139'741	125'140	11,7%
Корректировки на неденежные статьи ⁽¹⁾	20'820	14'380	44,8%
Изменения оборотного капитала и долгосрочных авансов выданных	(14'470)	(2'503)	н/п
Дивиденды полученные от совместных предприятий	1'850	-	н/п
Проценты полученные	1'454	988	47,2%
Налог на прибыль уплаченный	(16'531)	(26'764)	(38,2%)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	132'864	111'241	19,4%

⁽¹⁾ Включают корректировки на износ, истощение и амортизацию, признание (сторнирование) расходов по обесценению активов, нетто, эффект от изменения справедливой стоимости нетоварных финансовых инструментов и другие корректировки.

Изменения в оборотном капитале и долгосрочных авансах выданных были преимущественно вызваны увеличением долгосрочных авансов, выданных РЖД в соответствии с установленным графиком выплат в рамках Соглашения о стратегическом партнерстве (см. раздел «Тарифы на транспортировку» выше) и были практически полностью компенсированы снижением выплат по налогу на прибыль. Величина оборотного капитала и выплат по налогу на прибыль меняется от периода к периоду в зависимости от различных факторов.

Кроме того, в 2015 году мы получили 1'850 млн рублей дивидендов от нашего совместного предприятия «Нортгаз».

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

В 2015 году объем чистых денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, увеличился на 110'591 млн рублей (или 228,1%) до 159'074 млн рублей по сравнению с 48'483 млн рублей в 2014 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений	(50'584)	(62'040)	(18,5%)
Предоставление займов совместным предприятиям	(108'570)	(45'906)	136,5%
Погашение займов выданных совместным предприятиям	3'710	11'747	(68,4%)
Платежи за приобретение дочерних обществ, за вычетом приобретенных денежных средств	(3'630)	(1'476)	145,9%
Поступление от выбытия долей владения в совместных предприятиях	-	53'534	н/п
Дополнительные вклады в капитал совместных предприятий	-	(4'342)	н/п
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(159'074)	(48'483)	228,1%

Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений, уменьшились на 11'456 млн рублей (или 18,5%) по сравнению с 2014 годом. В 2015 году мы использовали денежные средства главным образом на разработку нефтяных залежей на Ярудейском и Восточно-Таркосалинском месторождениях, поддержание добычи на Юрхаровском месторождении, а также освоение Салмановского (Утреннего) месторождения.

В 2015 году мы выдали 108'570 млн рублей займов нашим совместным предприятиям «Ямалу СПГ» и «Ямалу развитие», тогда как в 2014 году мы выдали этим компаниям 45'906 млн рублей займов. При этом, в 2015 году мы получили 3'710 млн рублей в результате частичного погашения займов, выданных «Тернефтегазу» и «Ямалу развитие», тогда как в 2014 году мы получили 11'747 млн рублей в результате частичного погашения займа, выданного «Ямалу СПГ».

В августе 2014 года мы приобрели 100%-ную долю владения в ЗАО «Офис» за 4'895 млн рублей (135 млн долл. США) и в течение 2014 и 2015 годов осуществили платежи в размере 1'283 млн рублей (34 млн долл. США) и 3'630 млн рублей (62 млн долл. США) соответственно. Кроме того, в декабре 2014 года мы приобрели 100%-ную долю владения в ООО «НоваЭнерго» за 229 млн рублей (193 млн рублей за вычетом приобретенных денежных средств).

В 2014 году мы получили 34'893 млн рублей в результате продажи 20%-ной доли владения в «Artic Russia» B.V. в марте 2014 года, а также 18'641 млн рублей в результате выбытия 20%-ной доли владения в «Ямале СПГ» в декабре 2013 года.

В 2014 году мы внесли 4'342 млн рублей в увеличение акционерного капитала нашего совместного предприятия «Тернефтегаз».

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

В 2015 году объем чистых денежных средств, полученных от финансовой деятельности, составил 12'714 млн рублей по сравнению с 36'251 млн рублей, использованных в финансовой деятельности в 2014 году.

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Получение (погашение) долгосрочных заемных средств, нетто	29'105	5'551	н/п
Получение (погашение) краткосрочных заемных средств, нетто	27'180	(5'037)	н/п
Дивиденды выплаченные	(35'640)	(28'967)	23,0%
Прочее	(7'931)	(7'798)	1,7%
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности	12'714	(36'251)	н/п

В 2015 году мы получили денежные средства по договору займа в размере 55'215 млн рублей (0,73 млрд евро) для финансирования проекта «Ямал СПГ» от китайского инвестиционного фонда «Фонд Шелкового Пути» в рамках сделки по продаже 9,9%-ной доли владения в «Ямале СПГ». Также, одно из дочерних обществ Группы привлекло от миноритарного акционера долгосрочные заемные средства в размере 16'130 млн рублей. При этом в течение 2015 года Группа частично погасила заемные средства на сумму 22'240 млн рублей (346 млн долл. США) в рамках синдицированной кредитной линии, а также полностью погасила трехлетние неконвертируемые рублевые биржевые облигации на сумму 20 млрд рублей.

Кроме того, в 2015 году мы привлекали краткосрочные заемные средства, по которым превышение суммы поступлений над суммами погашений составило 27'180 млн рублей.

В 2014 году мы получили 15'551 млн рублей в результате выборки 430 млн долл. США в рамках синдицированной кредитной линии и погасили 10 млрд рублей долгосрочного займа от «Сбербанка». Также, мы привлекли краткосрочный займ на одно из наших дочерних обществ в размере 1'619 млн рублей от миноритарного акционера и погасили займы на общую сумму 6'656 млн рублей (200 млн долл. США) от «БНП ПАРИБА Банка» и «Креди Агриколь Корпоративного и Инвестиционного Банка».

Оставшееся изменение относилось к выплате дивидендов, уплате процентов по кредитам и займам, приобретению и продаже собственных акций и прочим статьям.

Оборотный капитал

На 31 декабря 2015 г. показатель чистого оборотного капитала (превышение текущих активов и активов, предназначенных для продажи, над текущими обязательствами) был отрицательным и составил 41'203 млн рублей по сравнению с положительным чистым оборотным капиталом в размере 45'383 млн рублей по состоянию на 31 декабря 2014 г. Изменение чистого оборотного капитала произошло главным образом в результате увеличения краткосрочных и текущей части долгосрочных заемных средств на 65'675 млн рублей в связи с отражением части синдицированной кредитной линии и Еврооблигаций на сумму 600 млн долл. США в составе текущих обязательств согласно графику погашения займов и привлечением ряда краткосрочных заемных средств на общую сумму 29,4 млрд рублей.

В каждом отчетном году, а также в каждом отчетном квартале 2014 и 2015 годов свободный денежный поток Группы оставался положительным. Устойчивость свободного денежного потока явилась результатом успешного ввода в эксплуатацию новых месторождений и завершением расширения Пуровского завода и строительства Комплекса в Усть-Луге. Кроме того, мы ожидаем дальнейшее снижение затрат по нашим основным капитальным программам в результате выхода на проектную мощность наших основных месторождений, что позволит в дальнейшем увеличить будущий свободный денежный поток Группы. Руководство полагает, что Группа имеет и будет иметь возможность генерировать достаточные денежные потоки (как от операционной, так и от финансовой деятельности) для погашения всех своих текущих обязательств и финансирования программ капитального строительства.

Капитальные затраты

Общая величина капитальных затрат в обоих отчетных периодах представляет собой наши инвестиции преимущественно в развитие производственных нефтегазовых активов. Капитальные затраты по нашим основным месторождениям и перерабатывающим мощностям представлены в таблице ниже:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:	
	2015	2014
Ярудейское м/р	25'826	18'485
Восточно-Таркосалинское м/р	8'745	12'543
Юрхаровское м/р	7'562	10'612
Салмановское (Утреннее) м/р	6'165	5'741
Ханчейское м/р	1'480	3'696
Северо-Ханчейское + Хадырьяхинское м/р	1'422	3'396
Северо-Русское м/р	1'124	706
Пуровский ЗПК	556	600
Комплекс в Усть-Луге	555	830
Олимпийский л.у.	503	2'026
Прочие	3'621	4'544
Капитальные затраты	57'559	63'179

Совокупные капитальные затраты в основные средства в 2015 году незначительно уменьшились на 5'620 млн рублей (или 8,9%) до 57'559 млн рублей с 63'179 млн рублей в 2014 году.

В обоих отчетных периодах основная часть наших капитальных вложений относилась к разработке нефтяных залежей на Ярудейском и Восточно-Таркосалинском месторождениях, поддержанию добычи на Юрхаровском месторождении, а также освоению Салмановского (Утреннего) месторождения.

По строке «Прочие» в таблице выше представлены наши капитальные затраты, относящиеся к другим месторождениям Группы, а также капитальные затраты, не распределенные на отчетную дату. Распределение капитальных затрат по объектам происходит по мере завершения этапов строительства основных средств и зависит от утвержденного графика ввода основных средств в эксплуатацию.

В таблице ниже представлена сверка наших капитальных затрат с величиной поступлений и приобретений основных средств согласно Примечанию «*Основные средства*» в консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО, и использованных на них денежных средств:

<i>млн рублей</i>	За год, закончившийся 31 декабря:		Изменение %
	2015	2014	
Итого поступления и приобретения основных средств согласно Примечанию «<i>Основные средства</i>» в консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО	57'559	63'614	(9,5%)
Минус: платеж за лицензию на право пользования недрами	-	(435)	н/п
Капитальные затраты	57'559	63'179	(8,9%)
Минус: капитализированные курсовые разницы, увеличение кредиторской задолженности и прочие корректировки на неденежные статьи	(6'975)	(1'139)	н/п
Денежные средства, использованные на оплату капитальных вложений	50'584	62'040	(18,5%)

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ И КАЧЕСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ И РЫНОЧНЫЕ РИСКИ

Наша деятельность подвержена риску изменения цен на рынке товаров, курсов иностранных валют и процентных ставок. Мы подвержены риску изменения цен, так как наши цены реализации сырой нефти, стабильного газового конденсата и продуктов его переработки, поставляемых на экспорт, напрямую зависят от мировых цен на сырую нефть и других мировых котировок. Мы подвержены риску изменения курсов иностранных валют в той части, в которой наша выручка, расходы, дебиторская задолженность, займы выданные и полученные выражены в валютах иных, чем российский рубль. Мы также подвержены риску изменения процентных ставок, так как они влияют на стоимость наших заимствований. Время от времени мы можем использовать производные финансовые инструменты, такие как товарные форвардные контракты, товарные своп-контракты, товарные опционные контракты, валютные форвардные контракты, валютные опционные контракты, свопы процентных ставок и форвардные контракты процентной ставки с целью управления этими рисками, а также можем держать и выпускать производные финансовые инструменты или другие финансовые инструменты с целью продажи.

Риск изменения курсов иностранных валют

Наш основной риск изменения курсов иностранных валют связан с изменением курса российского рубля по отношению к доллару США. На 31 декабря 2015 г. 218'805 млн рублей наших долгосрочных займов (или 61,0% от общей суммы займов на эту дату) были деноминированы в долларах США. Изменение стоимости российского рубля по отношению к иностранным валютам приведет к изменению в рублевом выражении наших расходов, деноминированных в иностранной валюте, расходов по обслуживанию наших валютных займов и суммы дебиторской задолженности в наших зарубежных дочерних обществах. Мы полагаем, что влияние риска, связанного с изменением курсов иностранных валют, отчасти ослабляется тем фактом, что примерно 40,0% нашей выручки в 2015 году было деноминировано в долларах США.

Кроме того, наша доля в прибыли (убытке) совместных предприятий также подвержена риску изменения курсов иностранных валют в связи со значительной суммой валютных заимствований в наших совместных предприятиях, главным образом в «Ямале СПГ». Мы полагаем, что после начала коммерческой добычи эффект от изменения курсов иностранных валют в отношении заемных средств «Ямала СПГ», деноминированных в иностранной валюте, будет нивелирован тем фактом, что весь объем его продукции будет поставляться на международные рынки, и выручка будет деноминирована в иностранной валюте.

По состоянию на 31 декабря 2015 г. по сравнению с 31 декабря 2014 г. рубль обесценился по отношению к доллару США и евро на 29,5% и 16,6% соответственно.

Риск изменения цен на рынке товаров

Практически вся наша реализация стабильного газового конденсата и продуктов его переработки, сжиженного углеводородного газа и сырой нефти на экспорт осуществляется по договорам на реальный товар (спот-контрактам). Наши экспортные цены зависят от мировых цен на сырую нефть и нефтепродукты. Внешние факторы, такие как мировое развитие политических процессов, природные катастрофы и действия, предпринимаемые ОПЕК, влияют на цены на сырую нефть и, следовательно, на наши экспортные цены.

Погодные условия также являются фактором, влияющим на спрос на природный газ. Смена погодных условий от года к году может повлиять на спрос на природный газ и в некоторой степени на газовый конденсат и продукты его переработки.

Время от времени мы можем использовать производные финансовые инструменты с целью уменьшения ценовых рисков от нашей торговой деятельности. В нашей консолидированной финансовой отчетности все производные финансовые инструменты отражаются по справедливой стоимости. Нереализованные прибыли или убытки по операциям с производными финансовыми инструментами отражаются по статье «Прочие операционные прибыли (убытки)», если не квалифицируются как хеджирование.

Группа покупает и продает природный газ на европейском рынке по долгосрочным контрактам, содержащим формулы цен, индексируемых к ценам на природный газ на газовых хабах Северо-Западной Европы, ценам на нефть и нефтепродукты и/или их комбинации. В связи с этим, результаты Группы, относящиеся к торговле природным газом за рубежом, подвержены волатильности вследствие колебаний соответствующих котировок цен.

Доступ к трубопроводам

Мы транспортируем практически весь природный газ посредством принадлежащей ПАО «Газпром» ГТС. «Газпром» несет ответственность за сбор, транспортировку, диспетчеризацию и доставку практически всего природного газа, реализуемого на территории Российской Федерации. В соответствии с существующим законодательством «Газпром» должен обеспечивать равноценный доступ к ГТС всем независимым поставщикам при условии наличия части сети, не загруженной самим «Газпромом». На практике «Газпром» в значительной мере избирательно предоставляет доступ к ГТС, поскольку является единственным владельцем информации о свободных мощностях. Невозможно дать гарантии, что «Газпром» будет продолжать предоставлять нам доступ к ГТС, однако во все предыдущие периоды в доступе нам отказано не было.

Способность к инвестированию

Для поддержания и наращивания добычи и осуществления наших стратегических планов нашему бизнесу постоянно требуются существенные капитальные затраты. Продолжительный период пониженного спроса на наши углеводороды и соответствующее уменьшение выручки от их реализации ограничило бы нашу возможность поддерживать должный уровень капитальных затрат, который, в свою очередь, мог бы ограничить нашу возможность поддерживать или наращивать добычу и реализацию природного газа, газового конденсата, сырой нефти и других продуктов, отрицательно влияя на результаты нашей финансовой и операционной деятельности.

Забалансовые операции

По состоянию на 31 декабря 2015 г. мы не имели никаких отношений с неконсолидируемыми предприятиями или финансовыми партнерами, создаваемыми для особых целей или вовлеченными в финансовые схемы для осуществления забалансовых операций.

ТЕРМИНЫ, АББРЕВИАТУРЫ И СОКРАЩЕНИЯ

CFR	«стоимость и фрахт» (cost and freight)
CIF	«стоимость, страхование и фрахт» (cost, insurance and freight)
DAP	«поставка в пункте» (delivery at point of destination)
DES	«поставка с судна» (delivery to the port of destination ex-ship)
FCA	«франко перевозчик» (free carrier)
FOB	«поставка на судно» (free on board)
OFAC	Office of Foreign Assets Control (Управление по контролю за иностранными активами казначейства США)
PRMS	Petroleum Resources Management System (Система управления углеводородными ресурсами)
S&P	агентство Standard & Poor's
SEC	Securities and Exchange Commission (Комиссия по ценным бумагам и биржам США)
АТР	Азиатско-Тихоокеанский регион
бнэ	баррель нефтяного эквивалента
ГТС	газотранспортная система, входящая в состав ЕСГ
долл. США	доллар США
ЕСГ	Единая система газоснабжения, принадлежащая и монополично управляемая ПАО «Газпром»
Комплекс в Усть-Луге	комплекс по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата, расположенный в порту Усть-Луга на Балтийском море
куб. метр	кубический метр
НДПИ	налог на добычу полезных ископаемых
НДС	налог на добавленную стоимость
Прогноз Министерства экономического развития	Документ « <i>Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и плановый период 2016 и 2017 годов</i> », подготовленный Министерством экономического развития Российской Федерации, или аналогичный документ, подготовленный за другой период
Проект «Ямал СПГ», «Проект»	Крупномасштабный проект по строительству завода по производству сжиженного природного газа мощностью 16,5 млн тонн в год на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения, расположенного на северо-востоке полуострова Ямал, который Группа осуществляет совместно с компаниями «TOTAL S.A.» и «China National Petroleum Corporation», через свое совместное предприятие ОАО «Ямал СПГ»
Пуровский завод	Пуровский завод по переработке газового конденсата
ПХГ	подземные хранилища газа
Регулятор	Федеральный орган исполнительной власти Российской Федерации, осуществляющий государственное регулирование цен и тарифов на товары и услуги естественных монополий в сфере топливно-энергетического комплекса и транспорта. В 2014 году и первом полугодии 2015 года Регулятором являлась Федеральная служба по тарифам. В июле 2015 года Указом Президента Российской Федерации ФСТ была упразднена и ее функции переданы Федеральной антимонопольной службе
РЖД	ОАО «Российские железные дороги», государственный монопольный оператор сети железных дорог в Российской Федерации
СПГ	сжиженный природный газ
ФСТ	Федеральная служба по тарифам
ЦБ РФ	Центральный Банк Российской Федерации
ЯНАО	Ямало-Ненецкий автономный округ