

ПАО «ЛУКОЙЛ»

АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ КОМПАНИИ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

за три месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2019 г., и за 2019 и 2018 гг.

Данный отчёт представляет собой обзор финансового состояния ПАО «ЛУКОЙЛ» на 31 декабря 2019 г., результатов его деятельности за три месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2019 г., и за 2019 и 2018 гг., а также важнейших факторов, способных повлиять на будущие результаты деятельности Группы. Этот отчёт должен рассматриваться вместе с консолидированной финансовой отчётностью за соответствующие периоды, подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (далее – МСФО), и примечаниями к ней, а также вместе с дополнительно раскрываемой информацией о деятельности нефтегазодобывающих предприятий.

В настоящем документе слова «ЛУКОЙЛ», «Компания», «Группа», местоимение «мы» и его различные формы означают ПАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерние и зависимые общества. Все суммы в рублях указаны в миллионах, за исключением особо оговорённых случаев. Доходы и расходы зарубежных дочерних компаний пересчитываются в рубли по курсам, приближенным к фактическим на дату совершения этих операций. Объёмы добычи нефти и жидких углеводородов пересчитаны из тонн в баррели с использованием коэффициентов, характеризующих плотность углеводородов в зависимости от месторождения, где они добываются, а также фактическую плотность продуктов, выработанных на газоперерабатывающих заводах Группы. Удельные затраты на добычу углеводородов рассчитаны с использованием этих фактических объёмов. Иные показатели, выраженные в баррелях, пересчитывались из тонн с использованием усреднённого коэффициента, равного 7,33 барр./т. Пересчёт кубических метров в кубические футы производился с использованием коэффициента, равного 35,31 куб. фут/куб. м. Баррель нефти соответствует 1 барр. н. э., а пересчёт кубических футов в баррели нефтяного эквивалента производился с использованием коэффициента, равного 6 тыс. куб. фут/барр. н. э.

Настоящий отчёт содержит заявления прогнозного характера. Такие слова, как «считает», «предполагает», «ожидает», «оценивает», «намеревается», «планирует» и некоторые другие, отражают существующие на настоящий момент прогнозы и мнения руководства Компании о будущих результатах, однако они не могут служить гарантией достижения указанных результатов в будущем. См. «Заявления прогнозного характера» на с. 45, где обсуждаются некоторые факторы, которые могут привести к значительному расхождению фактических будущих результатов с результатами, прогнозируемыми в настоящее время.

Содержание

Обзор деятельности Группы 4
Основные финансовые и операционные показатели 5
Изменения в учётной политике 6
Изменения состава Группы 6
Основные макроэкономические факторы, влияющие на результаты нашей деятельности 7
Цены на нефть и нефтепродукты на международных рынках 7
Цены на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке 7
Обменный курс рубля и темпы инфляции 8
Налогообложение 8
Тарифы на транспортировку нефти, газа и нефтепродуктов в России 13
Ресурсная база 15
Основные операционные показатели по сегментам деятельности 17
Разведка и добыча 17
Проект «Западная Курна-2» 20
Переработка, торговля и сбыт 22
Финансовые результаты деятельности 27
Выручка от реализации 28
Операционные расходы 32
Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки 34
Транспортные расходы 35
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы 35
Износ и амортизация 36
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия 36
Налоги (кроме налога на прибыль) 36
Акцизы и экспортные пошлины 37
Затраты на геолого-разведочные работы 38
Прибыль (убыток) по курсовым разницам 38
Прочие (расходы) доходы 38
Налог на прибыль 38
Сверка небухгалтерских показателей 40
Сверка показателя EBITDA 40
Сверка показателя «Свободный денежный поток» 40
Анализ движения денежных средств и капитальных затрат 41
Основная деятельность 41
Инвестиционная деятельность 41
Финансовая деятельность 43
Кредитный рейтинг Компании 43
Сроки погашения долга 43
Судебные разбирательства 44
Ключевые принципы учётной политики 44
Прочая информация 44
Секторальные санкции против российских компаний 44
Деятельность в Ираке 44
Заявления прогнозного характера 45

Обзор деятельности Группы

Основными видами деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних компаний являются разведка, добыча, переработка и реализация углеводородов.

ЛУКОЙЛ является одной из крупнейших публичных вертикально интегрированных нефтегазовых компаний в мире. На 31 декабря 2019 г. доказанные запасы углеводородов Группы по стандартам Комиссии по ценным бумагам и биржам США составили 15,8 млрд барр. н. э. (нефть – 12,0 млрд барр., газ – 22,5 трлн куб. фут). Запасы Группы являются преимущественно традиционными. Группа осуществляет разведку и добычу нефти и газа в России и за рубежом. В России основными нефтедобывающими регионами являются Западная Сибирь, Тимано-Печора, Урал и Поволжье. Сегмент разведки и добычи за рубежом включает доли в СРП и других проектах в Казахстане, Азербайджане, Узбекистане, Румынии, Ираке, Египте, Гане, Норвегии, Камеруне, Нигерии, Мексике, Республике Конго и ОАЭ. Среднесуточная добыча углеводородов в 2019 г. составила 2,4 млн барр. н.э., при этом на жидкие углеводороды приходится около 76% объёма добычи.

Группа обладает географически диверсифицированным портфелем активов переработки и сбыта преимущественно в России и Европе. Деятельность по переработке и сбыту включает в себя переработку нефти, производство продукции нефтехимии, транспортировку продукции и оказание транспортных услуг, продажу нефти и газа и торговые операции с ними, розничную и оптовую реализацию нефтепродуктов и продукции газопереработки, а также генерацию, передачу и реализацию тепловой и электроэнергии и оказание сопутствующих услуг.

Группа владеет и управляет четырьмя нефтеперерабатывающими заводами, расположенными в Европейской части России, и тремя заводами за рубежом – в Болгарии, Румынии и Италии. Кроме того, Группе принадлежит 45%-я доля в нефтеперерабатывающем заводе «Зееланд» в Нидерландах. Группа также владеет двумя нефтехимическими заводами в России и нефтехимическими мощностями на НПЗ в Болгарии и Италии. Наряду с собственным производством нефтепродуктов Группа перерабатывает нефть на сторонних заводах в зависимости от рыночной конъюнктуры и других факторов. В 2019 г. объём собственной переработки нефти составил 1,4 млн барр. в сутки, а общий объём производства продукции нефтехимии – 1,1 млн т.

Группа осуществляет торговлю собственными и приобретёнными нефтью и нефтепродуктами в России, Европе, Юго-Восточной Азии, Центральной и Северной Америке и других регионах. Группе принадлежат сети АЗС в 18 странах мира. Основная часть этих АЗС расположена вблизи НПЗ Группы. Розничные продажи нефтепродуктов в 2019 г. составили 14,1 млн т.

Группа занимается генерацией, передачей и реализацией тепловой и электроэнергии как в России, так и за рубежом. В 2019 г. объём коммерческой генерации электроэнергии составил 18,3 млрд кВт-ч.

Операционная и финансовая деятельность Группы координируется головным офисом, расположенным в Москве, и делится на три бизнес-сегмента: «Разведка и добыча», «Переработка, торговля и сбыт», «Корпоративный центр и прочее».

Основные финансовые и операционные показатели

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Изменение, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Изменение, %
			(млн руб.)			
Выручка от реализации	1 912 439	1 952 322	(2,0)	7 841 246	8 035 889	(2,4)
EBITDA[1], включая	278 160	327 805	(15,1)	1 236 192	1 114 800	10,9
Сегмент «Разведка и добыча»	211 786	211 958	(0,1)	893 950	870 287	2,7
Сегмент «Переработка, торговля и сбыт»	82 157	116 380	(29,4)	371 642	282 144	31,7
EBITDA[1] за вычетом проекта «Западная Курна-2»	276 055	321 126	(14,0)	1 214 502	1 089 370	11,5
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ»	119 310	190 387	(37,3)	640 178	619 174	3,4
Капитальные затраты	135 937	109 062	24,6	449 975	451 526	(0,3)
Свободный денежный поток[2]	184 744	208 859	(11,5)	701 869	555 125	26,4
Свободный денежный поток до изменения рабочего капитала	139 784	196 063	(28,7)	708 650	588 717	20,4
			(тыс. барр. н. э./сут)			
Добыча углеводородов Группой с учётом доли в зависимых компаниях	2 419	2 339	3,4	2 380	2 347	1,4
нефть и жидкие углеводороды	1 816	1 811	0,3	1 815	1 806	0,5
газ	603	528	14,2	565	541	4,4
Переработка нефти на НПЗ Группы	1 355	1 454	(6,8)	1 381	1 352	2,1

[1] Операционная прибыль до вычета износа и амортизации.

[2] Денежный поток от операционной деятельности за вычетом капитальных затрат.

По сравнению с третьим кварталом 2019 г. негативное влияние на финансовые результаты Группы оказали снижение маржи переработки и доходности нашей розничной сети, а также специфика учёта торговых операций за рубежом. Однако это было частично компенсировано положительными эффектами лага экспортных пошлин и налога на добычу полезных ископаемых, увеличением объёмов добычи углеводородов по зарубежным проектам, увеличением доли высокомаржинальных объёмов в структуре добычи нефти в России, а также улучшением структуры выпускаемой продукции НПЗ Группы.

По сравнению с 2018 г. финансовые результаты Группы улучшились за счёт роста объёмов добычи газа за рубежом, увеличения доли высокомаржинальных объёмов в структуре добычи нефти в России, применения налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья на некоторых участках недр, роста объёмов переработки и улучшения структуры выпускаемой продукции на НПЗ Группы, роста доходности розничной сети и торговых операций, а также обесценения рубля. В то же время на динамику результатов негативное влияние оказали снижение мировых цен на углеводороды и эталонной маржи переработки, а также эффекты, связанные со спецификой учёта торговых операций.

С 1 января 2019 г. Компания применяет новый стандарт МСФО 16 «Аренда», что оказало в 2019 г. положительное влияние на показатель EBITDA в размере 37,0 млрд руб., чистую прибыль в размере 5,1 млрд руб. и свободный денежный поток в размере 46,7 млрд руб.

Показатель EBITDA Группы в четвёртом квартале 2019 г. составил 278 млрд руб., что на 15,1% ниже по сравнению с предыдущим кварталом. В 2019 г. показатель EBITDA Группы составил 1 236 млрд руб., что на 10,9% выше по сравнению с 2018 г.

Расходы по износу и амортизации выросли по сравнению с 2018 г. в результате эффекта от применения нового стандарта МСФО 16 «Аренда», а также роста объёмов добычи газа за рубежом.

В результате чистая прибыль, относящая к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ», в четвёртом квартале 2019 г. составила 119 млрд руб., что на 37,3% ниже, чем в третьем квартале 2019 г. Чистая прибыль в 2019 г. составила 640 млрд руб., что на 3,4% выше по сравнению с 2018 г.

Капитальные затраты Группы выросли на 27 млрд руб., или на 24,6% по сравнению с третьим кварталом 2019 г. и существенно не изменились по сравнению с 2018 г.

Свободный денежный поток Группы составил 185 млрд руб. в четвёртом квартале 2019 г., что на 11,5% меньше, чем в третьем квартале 2019 г., и 702 млрд руб. в 2019 г., что на 26,4% больше, по сравнению с 2018 г. Снижение по сравнению с предыдущим кварталом было в основном связано с ростом капитальных затрат, а рост по сравнению с 2018 г. – с ростом доходности основной деятельности Группы.

Среднесуточная добыча углеводородов Группой выросла на 3,4% по сравнению с третьим кварталом 2019 г. и на 1,4% по сравнению с 2018 г. в основном в результате роста добычи углеводородов за рубежом.

В четвёртом квартале 2019 г. объём переработки нефти на НПЗ Группы уменьшился на 6,8% по сравнению с предыдущим кварталом в связи с плановыми ремонтами как в России, так и за рубежом. По сравнению с 2018 г. рост объёма переработки нефти на НПЗ Группы на 2,1% обусловлен увеличением загрузки Нижегородского НПЗ, а также ремонтом на НПЗ в Болгарии в первом квартале 2018 г.

Изменения в учётной политике

С 1 января 2019 г. Группа применяет новый стандарт МСФО 16 «Аренда» (далее – МСФО 16), в рамках которого вводится единая модель учёта арендаторами договоров аренды, предполагающая их отражение на балансе арендатора. В соответствии с МСФО 16, договор в целом или его отдельные компоненты являются договором аренды, если по этому договору передаётся право контролировать использование идентифицированного актива в течение определённого периода в обмен на возмещение. Согласно этой модели арендатор должен признавать актив в форме права пользования, представляющий собой право использовать базовый актив, и обязательство по аренде, представляющее собой обязанность осуществлять арендные платежи. Предусмотрены необязательные упрощения в отношении краткосрочной аренды и аренды объектов с низкой стоимостью.

Группа первоначально применила МСФО 16 с использованием модифицированного ретроспективного подхода путём единовременного увеличения внеоборотных активов и финансовых обязательств по состоянию на 1 января 2019 г. в размере 162 млрд руб., отражённых по приведённой стоимости будущих арендных платежей, дисконтированных по ставке привлечения дополнительных заёмных средств Группой на 1 января 2019 г.

Основными видами арендуемых Группой активов являются: транспорт (морские суда, вагоны-цистерны), земля, буровые установки и иное оборудование, а также резервуарные парки (хранение). Договор аренды в среднем заключается на 3–5 лет. Некоторые договоры аренды предусматривают опцион продления на определённый период по завершении срока, в течение которого договор не может быть расторгнут. Группа применила профессиональное суждение при определении срока аренды по тем договорам, где опцион продления возложен на арендатора. Помимо этого, при определении срока аренды Группа принимала во внимание экономические факторы, влияющие на продолжительность использования актива в своей деятельности.

Характер расходов, относящихся к новым активам и обязательствам, признанным ранее операционной арендой, изменится, поскольку Группа будет признавать амортизацию актива в форме права пользования и расходы по процентам по обязательствам по аренде. Ранее Группа признавала расходы по аренде линейным методом в течение предполагаемого срока аренды и признавала активы и обязательства только в случае наличия временной разницы между фактическими арендными платежами и признанными расходами.

Применение МСФО 16 в 2019 г. оказало следующее влияние на финансовую отчётность Группы.

Операционные, транспортные и коммерческие, общехозяйственные и административные расходы снизились соответственно на 5,7, 22,4 и 8,8 млрд руб. Расходы по амортизации, финансовые расходы и расходы по налогу на прибыль выросли соответственно на 33,0, 6,7 и 0,5 млрд руб. Также Группа отразила прибыль по курсовым разницам по договорам аренды в валюте в сумме 7,9 млрд руб. В результате показатель EBITDA Группы вырос на 37,0 млрд руб., чистая прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ», – на 5,1 млрд руб. и свободный денежный поток – на 46,7 млрд руб.

При этом долг Группы по состоянию на 31 декабря 2019 г. вырос на 136,9 млрд руб.

Изменения состава Группы

В октябре 2019 г. компания Группы приобрела 5% долю участия в Концессии Гаша (Ghasha) в Объединённых Арабских Эмиратах у Национальной нефтяной компании Абу-Даби. Стоимость приобретения составила около 13,8 млрд руб. (214 млн долл. США).

Во втором квартале 2019 г. компания Группы заключила соглашение с компанией New Age M12 Holdings Limited о приобретении 25%-ной доли участия в проекте Marine XII в Республике Конго (Конго, Браззавиль). Сделка в сумме 51,4 млрд руб. (768 млн долл. США) была закрыта в сентябре 2019 г. после выполнения всех отлагательных условий, в том числе получения одобрения государственных органов Республики Конго.

Основные макроэкономические факторы, влияющие на результаты нашей деятельности

Цены на нефть и нефтепродукты на международных рынках

Цены, по которым осуществляются продажи нефти и нефтепродуктов, являются основным фактором, определяющим выручку Группы.

Динамика наших сложившихся цен реализации в основном совпадает с динамикой цены эталонных сортов нефти, таких как нефть сорта «Брент». Однако сами средние сложившиеся цены реализации обычно отличаются от таких цен из-за различных условий поставки, качества нефти, а также специфики региональных рынков (в случае продаж нефтепродуктов).

В 2019 г. средняя цена нефти сорта «Брент» изменялась от 53 до 75 долл./барр., достигнув максимума в 74,7 долл./барр. в середине мая и минимума в 53,2 долл./барр. в начале января. По сравнению с третьим кварталом 2019 г. средняя цена в долларовом выражении выросла на 2,4%, а по сравнению с 2018 г. – снизилась на 9,4%.

В таблице ниже приведены средние цены на нефть и нефтепродукты.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	2018	Измене-ние, %
			(долл./барр.)			
Нефть сорта «Брент»	63,32	61,83	2,4	64,28	70,94	(9,4)
Нефть сорта «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион)	62,11	61,68	0,7	63,84	69,89	(8,7)
Нефть сорта «Юралс» (СИФ Роттердам)	60,88	60,67	0,3	63,02	69,57	(9,4)
			(долл./т)			
Дизельное топливо 0,01% (ФОБ Роттердам)	588,62	578,68	1,7	591,28	638,76	(7,4)
Высокооктановый бензин (ФОБ Роттердам)	604,07	622,61	(3,0)	614,96	671,85	(8,5)
Нафта (ФОБ Роттердам)	516,87	471,83	9,5	501,31	597,08	(16,0)
Реактивное топливо (ФОБ Роттердам)	627,23	626,15	0,2	630,10	683,19	(7,8)
Вакуумный газойль (ФОБ Роттердам)	444,55	439,90	1,1	450,36	487,88	(7,7)
Мазут 3,5% (ФОБ Роттердам)	227,10	330,41	(31,3)	329,97	393,98	(16,2)

Источник: Платтс.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	2018	Измене-ние, %
			(руб./барр.)			
Нефть сорта «Брент»	4 035	3 992	1,1	4 161	4 449	(6,5)
Нефть сорта «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион)	3 958	3 983	(0,6)	4 133	4 383	(5,7)
Нефть сорта «Юралс» (СИФ Роттердам)	3 879	3 917	(1,0)	4 080	4 363	(6,5)
			(руб./т)			
Дизельное топливо 0,01% (ФОБ Роттердам)	37 506	37 364	0,4	38 277	40 055	(4,4)
Высокооктановый бензин (ФОБ Роттердам)	38 491	40 201	(4,3)	39 810	42 130	(5,5)
Нафта (ФОБ Роттердам)	32 934	30 465	8,1	32 453	37 441	(13,3)
Реактивное топливо (ФОБ Роттердам)	39 966	40 430	(1,1)	40 790	42 842	(4,8)
Вакуумный газойль (ФОБ Роттердам)	28 326	28 404	(0,3)	29 154	30 594	(4,7)
Мазут 3,5% (ФОБ Роттердам)	14 471	21 334	(32,2)	21 361	24 706	(13,5)

Переведено в рубли по среднему курсу за период.

Цены на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке

Большая часть нефти в России добывается и затем перерабатывается либо экспортируется вертикально интегрированными нефтяными компаниями. Таким образом, как такового рынка нефти, равно как и эталонных рыночных цен, в России нет. Цены внутри России могут существенно отличаться как от приведённых экспортных цен реализации, так и от региона к региону в зависимости от баланса спроса и предложения.

Внутренние цены на нефтепродукты в определённой степени коррелируют с приведёнными экспортными ценами реализации, но также подвержены влиянию баланса спроса и предложения в различных регионах страны.

В таблице ниже приведены средние оптовые цены на нефтепродукты в России.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Измене-ние, %
			(руб./т)			
Дизельное топливо	42 301	40 713	3,9	40 724	41 582	(2,1)
Бензин (Аи-92)	38 486	39 472	(2,5)	38 243	40 185	(4,8)
Бензин (Аи-95)	39 993	43 146	(7,3)	40 487	42 005	(3,6)
Мазут топочный	10 125	15 063	(32,8)	14 514	17 747	(18,2)

Источник: ИнфоТЭК (без НДС).

Обменный курс рубля и темпы инфляции

Значительная доля доходов Группы выражена в долларах США и евро или в определённой мере привязана к ценам на нефть в долларах США, тогда как бóльшая часть расходов выражена в рублях. Поэтому ослабление рубля по отношению к доллару США и евро приводит к росту выручки в рублёвом исчислении, и наоборот. Инфляция в России также влияет на результаты деятельности Группы.

Приведённая ниже таблица содержит данные о темпах инфляции в России и изменении курса рубля к доллару США и евро.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018
Рублёвая инфляция (ИПЦ), %	0,8	(0,2)	3,0	4,2
Обменный курс рубля к долл. США				
средний за период	63,7	64,6	64,7	62,7
на начало периода	64,4	63,1	69,5	57,6
на конец периода	61,9	64,4	61,9	69,5
Обменный курс рубля к евро				
средний за период	70,5	71,8	72,5	74,0
на начало периода	70,3	71,8	79,5	68,9
на конец периода	69,3	70,3	69,3	79,5

Источник: ЦБР, Росстат.

Налогообложение

Ставки основных налогов в сегменте геологоразведки и добычи. В таблицах ниже представлены сложившиеся ставки налогов, применявшиеся в рассматриваемых периодах к деятельности Группы по разведке и добыче в России.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Измене-ние, %
			(долл./т)			
Налог на добычу полезных ископаемых[1]	198,31	192,12	3,2	201,40	198,83	1,3
Пошлина на экспорт нефти	88,67	95,08	(6,8)	93,77	128,52	(27,1)

[1] Пересчитано из рублей по среднему курсу за период.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Измене-ние, %
			(руб./т)			
Налог на добычу полезных ископаемых	12 636	12 405	1,9	13 038	12 468	4,6
Пошлина на экспорт нефти[1]	5 650	6 139	(8,0)	6 070	8 059	(24,7)

[1] Пересчитано в рубли по среднему курсу за период.

Эти ставки привязаны к мировой цене на нефть и изменяются вслед за ней. Далее приведены соответствующие методики расчёта.

Налоговый манёвр. Правительством РФ проводится так называемый налоговый манёвр, подразумевающий постепенное обнуление ставок экспортных пошлин и увеличение ставок налога на добычу полезных ископаемых и акцизов, а также введение обратного акциза на нефтяное сырьё.

В 2018 г. был принят ряд законов, которые вступили в силу с 1 января 2019 г. и предусматривают завершение налогового манёвра до 2024 г. за счёт постепенного снижения ставки экспортной пошлины на нефть до нуля и эквивалентного увеличения ставки налога на добычу нефти. С целью исключения негативного влияния снижения экспортной пошлины на маржу переработки, был введён отрицательный акциз на перерабатываемое сырьё. Для снижения чувствительности внутренних цен к изменениям стоимости топлива на мировом рынке в формулу отрицательного акциза был включён так называемый коэффициент демпфирования, а ставка налога на добычу полезных ископаемых была дополнительно увеличена.

Ставки акцизов на моторные топлива в России были также увеличены с 1 января 2019 г. после временного снижения в июне–декабре 2018 г.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых для нефти рассчитывается ежемесячно. Налог уплачивается в рублях за тонну добытой нефти. Расчёт ставки осуществляется по следующей формуле:

$$\text{Ставка} = 919 \times (\text{Цена} - 15) \times \frac{\text{Курс}}{261} - \text{Льгота} + \text{Фиксированный коэффициент} + \text{Коэффициент налогового манёвра} + \text{Коэффициенты демпфирования},$$

где *Цена* – это цена нефти сорта «Юралс», выраженная в долларах США за баррель, *Курс* – средний курс доллара США к рублю за период. *Льгота* представляет собой различные стимулирующие меры, рассмотренные далее. *Фиксированный коэффициент* представлен в таблице ниже. *Коэффициент налогового манёвра* определяется как коэффициент снижения ставки экспортной пошлины, умноженный на базовую ставку экспортной пошлины на нефть. *Коэффициенты демпфирования* применимы, когда соответствующие им компоненты при расчёте вычета по акцизу на нефтяное сырьё положительны.

В таблице ниже приведены основные фиксированные компоненты формулы расчёта НДПИ для нефти.

	2018	**С 1 января по 30 сентября 2019**	**С 1 октября по 31 декабря 2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024 и далее**
Коэффициент снижения ставки экспортной пошлины	-	0,167	0,167	0,333	0,500	0,667	0,833	1
			(руб.)					
Фиксированный коэффициент.....	357	428	428	428	428	428	428	428
Коэффициент демпфирования для автобензина	-	125	200	105	105	105	105	105
Коэффициент демпфирования для дизельного топлива.....	-	110	185	92	92	92	92	92

Начиная с 2020 г. к формуле *Коэффициента демпфирования* добавится новая переменная составляющая.

Меры налогового стимулирования, применяемые к месторождениям и запасам Группы, делятся на три типа:

- к стандартной ставке применяется понижающий коэффициент, зависящий от местоположения, степени выработанности, типа запасов, размера и сложности разработки конкретного участка недр. Этот вид стимулирования применяется с различными коэффициентами к месторождениям с высокой степенью выработанности (более 80%), месторождению им. Ю. Корчагина, расположенному в акватории Каспийского моря, пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения сверхвязкой нефти в Тимано-Печоре, Пякяхинскому месторождению, расположенному в Ямало-Ненецком автономном округе Западной Сибири (начиная с 2019 г. по этому месторождению начисляется налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья), к ряду месторождений на территории Ненецкого автономного округа. Кроме того, понижающий коэффициент применяется к новым небольшим месторождениям с извлекаемыми запасами менее 5 млн т, а также запасам с низкой проницаемостью, таким как месторождения им. В. Виноградова и Имилорское и залежи Тюменской свиты;
- ставка налога в размере 15% от цены нефти сорта «Юралс» применяется к объёмам добычи на месторождении им. В. Филановского и другим новым месторождениям в акватории Каспийского моря;
- ставка налога в размере 30% от цены нефти сорта «Юралс» применяется к объёмам добычи на новых месторождениях, расположенных в акватории Балтийского моря;
- пониженная ставка применяется к объёмам добычи на Ярегском месторождении сверхвязкой нефти, а также к отдельным нетрадиционным запасам.

Некоторые стимулирующие меры ограничены по времени или накопленному объёму добычи.

Приведённая ниже таблица содержит данные о влиянии налоговых стимулов на налогообложение добычи нефти на различных месторождениях и залежах Группы при цене на нефть сорта «Юралс» 50 долл./барр.

	НДПИ	Экспортная пошлина	Итого (долл./барр.)	В % от цены на нефть
В налоговых условиях 2019 г.				
Стандартная ставка	**20,2**	**9,6**	**29,8**	**59,6**
Ярегское месторождение	0,7	0,9	1,6	3,3
Месторождение им. Ю. Корчагина	8,0	0,0	8,0	16,0
Месторождение им. В. Филановского	7,5	0,0	7,5	15,0
Усинское месторождение (пермо-карбоновая залежь)	9,9	9,6	19,5	39,0
Месторождения им. В. Виноградова и Имилорское	12,0	9,6	21,6	43,1
Участки недр с выработанностью более 80%	13,0-20,2	9,6	22,6-29,8	45,2-59,6
Новые участки недр с запасами менее 5 млн т	13,8-20,2	9,6	23,4-29,8	46,7-59,6
Тюменская свита	18,1	9,6	27,7	55,5

Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья. С 2019 г. для ряда участков недр введён налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (далее – НДД). Ставка НДД устанавливается в размере 50% и применяется к расчётной выручке от реализации за вычетом фактических и расчётных расходов, где фактические расходы включают как операционные расходы, так и капитальные затраты. Кроме того, база НДД может быть уменьшена на сумму накопленных убытков на участке недр. Для нефти, облагаемой НДД, также устанавливается специальная формула расчёта НДПИ. Специальная ставка НДПИ (в долларах США за баррель) равна 50% разницы между ценой нефти марки «Юралс» и 15 долл. США минус действующая ставка экспортной пошлины на нефть.

Действие НДД распространяется на четыре группы лицензионных участков. В группе 1 Компания имеет 19 лицензионных участков в новых регионах, включая Пякяхинское месторождение и ряд месторождений в Тимано-Печоре, общий объём добычи нефти и газового конденсата на которых в 2019 г. составил 2 011 тыс. т. В группе 3 Компания имеет 8 лицензионных участков, представляющих собой зрелые месторождения Западной Сибири, общий объём добычи нефти и газового конденсата на которых в 2019 г. составил 2 896 тыс. т. В группе 4 Компания имеет 2 лицензионных участка с новыми месторождениями в традиционных регионах добычи в Западной Сибири, общий объём добычи нефти и газового конденсата на которых в 2019 г. составил 41 тыс. т.

НДД оказывает существенное положительное влияние на планы по разработке и профиль добычи соответствующих участков недр.

Ставка экспортной пошлины на нефть устанавливается в долларах США на тонну экспортированной нефти и определяется путём умножения базовой ставки на корректирующий коэффициент из таблиц ниже.

Мировая цена на нефть сорта «Юралс»	Базовая ставка экспортной пошлины
Меньше или равна 109,5 долл./т (15 долл./барр.)	0 долл./т
Выше 109,5 долл./т, но меньше или равна 146,0 долл./т (20 долл./барр.)	35% разницы между ценой нефти и 109,5 долл./т (0,35 долл./барр. на каждый доллар превышения цены нефти над уровнем 15 долл./барр.)
Выше 146,0 долл./т, но меньше или равна 182,5 долл./т (25 долл./барр.)	12,78 долл./т плюс 45% разницы между ценой нефти и 146,0 долл./т (или 1,75 долл. плюс 0,45 долл./барр. на каждый доллар превышения цены нефти над уровнем 20 долл./барр.)
Выше 182,5 долл./т (25 долл./барр.)	29,2 долл./т плюс 30% разницы между ценой нефти и 182,5 долл./т (или 4 долл. плюс 0,3 долл./барр. на каждый доллар превышения цены нефти над уровнем 25 долл./барр.)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 и далее
Корректирующий коэффициент	-	0,833	0,667	0,500	0,333	0,167	0

При этом ставка на следующий месяц основывается на средней мировой рыночной цене нефти сорта «Юралс» за период с 15-го числа предыдущего месяца по 14-е число текущего месяца. Такая методика расчёта приводит к так называемому эффекту «временного лага», когда изменение ставки экспортной пошлины отстаёт от изменения цены на нефть, что может существенно влиять на финансовые результаты в периоды высокой волатильности нефтяных цен. В результате внедрения налогового манёвра эффект «временного лага» стал постепенно перемещаться из экспортной пошлины в НДПИ и полностью перейдёт туда в 2024 г.

Следующая таблица иллюстрирует влияние эффекта «временного лага» на цену нефти сорта «Юралс», очищенную от налогов.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	2018	Измене-ние, %
			(долл./барр.)			
Цена на нефть сорта «Юралс» (Argus)	62,67	61,26	2,3	63,89	69,75	(8,4)
Ставка экспортной пошлины	12,15	13,02	(6,7)	12,85	17,61	(27,0)
Ставка налога на добычу нефти	27,17	26,32	3,2	27,59	27,24	1,3
Нетто-цена на нефть[1]	23,35	21,92	6,5	23,45	24,90	(5,8)
Эффект «временного лага» экспортной пошлины	0,59	(0,64)	-	0,20	(0,19)	-
Эффект «временного лага» НДПИ	0,10	(0,11)	-	0,03	-	-
Нетто-цена на нефть[1] до эффекта «временного лага»	22,66	22,67	-	23,22	25,09	(7,5)
			(руб./барр.)[2]			
Цена на нефть сорта «Юралс» (Argus)	3 993	3 955	1,0	4 136	4 374	(5,4)
Ставка экспортной пошлины	774	841	(8,0)	832	1 104	(24,6)
Ставка налога на добычу нефти	1 731	1 699	1,9	1 786	1 708	4,6
Нетто-цена на нефть[1]	1 488	1 415	5,2	1 518	1 562	(2,8)
Эффект «временного лага» экспортной пошлины	38	(41)	-	13	(12)	-
Эффект «временного лага» НДПИ	6	(7)	-	2	-	-
Нетто-цена на нефть[1] до эффекта «временного лага»	1 444	1 463	(1,3)	1 503	1 574	(4,5)

[1] Цена на нефть сорта «Юралс» за вычетом экспортной пошлины и налога на добычу нефти.

[2] Пересчитано в рубли по среднему курсу за период.

В отношении нефти, добываемой на некоторых месторождениях Группы, действуют особые, вычисляемые по специальным формулам ставки экспортных пошлин, ниже стандартных. Пониженные ставки экспортной пошлины действуют для нефти Ярегского месторождения и месторождения им. Ю. Корчагина, расположенного в Каспийском море. Для нефти месторождения им. В. Филановского, также расположенного в Каспийском море, действует нулевая ставка экспортной пошлины. Кроме того, нулевая ставка пошлин распространяется и на добычу нефти на новых месторождениях Группы в акватории Балтийского моря.

Экспорт нефти в страны – члены Таможенного союза внутри Евразийского экономического союза России, Белоруссии, Казахстана, Армении и Кыргызстана (далее – Таможенный союз) не облагается экспортными пошлинами.

При вывозе нефти и нефтепродуктов с территории Российской Федерации таможенное декларирование и уплата экспортных пошлин осуществляются в два этапа – временного и полного таможенного декларирования. Временная декларация подаётся на основе предварительных данных о количестве вывозимого товара, а уплата пошлины осуществляется в рублях по курсу доллара США на дату временного декларирования. Полная декларация подаётся после получения фактических сведений о вывозимом товаре, но не позднее шести месяцев после временного декларирования. При этом окончательная сумма экспортной пошлины корректируется в зависимости от фактического количества товара, курса доллара США на дату подачи полной декларации (за исключением трубопроводных поставок, для которых используется курс доллара США на дату временного декларирования) и ставки пошлины. В случае если временная и полная декларации подаются в разные отчётные периоды, сумма экспортной пошлины корректируется в периоде, в котором подаётся полная декларация. При высоком уровне волатильности обменного курса рубля к доллару США величина такой корректировки может быть существенной. Для целей подготовки консолидированной финансовой отчётности Группы по МСФО данные временных таможенных деклараций на конец отчётного периода пересчитываются в рубли по курсу на конец этого периода.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых для природного газа рассчитывается по специальной формуле в зависимости от средних регулируемых оптовых цен на природный газ в России, цены на нефть марки «Юралс», доли природного газа в структуре добычи углеводородов на лицензионном участке, месторасположения и сложности газового месторождения. Природный газ, закачанный обратно в пласт, и попутный нефтяной газ облагаются налогом на добычу по нулевой ставке.

К ставке налога на добычу газа на двух крупнейших месторождениях Группы в РФ – Находкинском и Пякяхинском – применяются понижающие коэффициенты, в связи с географическим расположением и глубиной залегания газа.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	2018	Измене-ние, %
			(долл./тыс. м³)[1]			
Находкинское месторождение	5,62	5,54	1,4	5,48	4,86	12,9
Пякяхинское месторождение	8,43	8,16	3,3	8,26	8,55	(3,3)

[1] Пересчитано из рублей по среднему курсу за период.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	2018	Измене-ние, %
			(руб./тыс. м³)			
Находкинское месторождение	358	358	-	355	305	16,6
Пякяхинское месторождение	537	527	1,9	535	536	(0,2)

Ставки экспортных пошлин на нефтепродукты определяются умножением ставки экспортной пошлины на нефть на следующие коэффициенты:

	2018 и далее
Коэффициент для:	
автомобильного бензина, дизельного топлива и лёгких и средних дистиллятов	0,30
прямогонного бензина	0,55
мазута	1,00

Экспорт нефтепродуктов в страны – члены Таможенного союза не облагается экспортными пошлинами.

Акцизы на нефтепродукты. Ответственность за уплату акцизов на нефтепродукты в России возложена на перерабатывающие предприятия (за исключением прямогонного бензина). При этом акцизом облагаются только нефтепродукты, реализованные на внутреннем рынке.

При использовании прямогонного бензина в качестве сырья для нефтехимических производств предусмотрено возмещение затрат по акцизу с коэффициентом 1,7, а при переработке средних дистиллятов и реализации судового топлива – с коэффициентом 2.

В других странах, где Группа осуществляет свою деятельность, плательщиками акциза могут являться как производители, так и продавцы, в зависимости от местного законодательства.

Ставки акцизов в России зависят от экологического класса топлива. Ниже в таблице приведены средние ставки акцизов в рассматриваемые периоды.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	2018	Измене-ние, %
			(руб./т)			
Автомобильный бензин						
ниже Евро-5	13 100	13 100	-	13 100	13 100	-
Евро-5	12 314	12 314	-	12 314	9 454	30,3
Дизельное топливо						
все экологические классы	8 541	8 541	-	8 541	6 492	31,6
Моторные масла	5 400	5 400	-	5 400	5 400	-
Средние дистилляты	9 241	9 241	-	9 241	7 491	23,4
Прямогонный бензин	13 912	13 912	-	13 912	13 100	6,2

В таблице ниже приведены ставки акцизов.

	С 1 января по 31 мая 2018 г.	С 1 июня по 31 декабря 2018 г.	2019	2020	2021	2022
			(руб./т)			
Автомобильный бензин						
ниже Евро-5	13 100	13 100	13 100	13 100	13 624	14 169
Евро-5	11 213	8 213	12 314	12 752	13 262	13 793
Дизельное топливо						
все экологические классы	7 665	5 665	8 541	8 835	9 188	9 556
Моторные масла	5 400	5 400	5 400	5 616	5 841	6 075
Средние дистилляты	8 662	6 665	9 241	переменная ставка	переменная ставка	переменная ставка
Прямогонный бензин	13 100	13 100	13 912	14 720	15 533	16 345

Отрицательный акциз на нефтяное сырьё. Снижение ставки экспортной пошлины на нефть в рамках налогового манёвра вызывает рост расходов российских нефтеперерабатывающих заводов на закупку нефтяного сырья. Этот негативный эффект частично компенсируется соответствующим снижением расходов по вывозным таможенным пошлинам при экспорте нефтепродуктов, оставшаяся часть негативного эффекта устраняется отрицательным акцизом на нефтяное сырьё, который был введён в России с 1 января 2019 г. и выплачивается Правительством РФ нефтеперерабатывающим заводам. Ставка акциза рассчитывается отдельно для каждого НПЗ на основе средней цены нефти сорта «Юралс» и с учётом структуры товарной корзины НПЗ за календарный месяц. Для НПЗ Группы в Ухте действует особый повышающий региональный коэффициент отрицательного акциза, равный 1,3.

Формула отрицательного акциза также включает демпфирующий коэффициент для автомобильного бензина и дизельного топлива, реализуемых на внутреннем рынке. Демпфирующий коэффициент рассчитывается путём умножения *Коэффициента компенсации* на разницу между приведёнными экспортными ценами реализации автомобильного бензина и дизельного топлива на базисе поставки «Северо-Запад РФ» и соответствующими *Фиксированными внутренними ценами.* При положительных значениях демпфирующего коэффициента он выплачивается Правительством РФ нефтеперерабатывающему заводу и наоборот.

Установленные *Фиксированные внутренние цены* и *Коэффициенты компенсации* приведены в таблицах ниже.

	С 1 января по 30 июня 2019 г.	**С 1 июля по 31 декабря 2019 г.**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
			(в рублях за тонну)				
Фиксированная внутренняя цена на автомобильный бензин	56 000	51 000	53 600	56 300	59 000	62 000	65 000
Фиксированная внутренняя цена на дизельное топливо	50 000	46 000	48 300	50 700	53 250	56 000	58 700

	С 1 января по 30 июня 2019 г.	**С 1 июля по 31 декабря 2019 г.**	**2020 и далее**
Коэффициент компенсации для автомобильного бензина	0,60	0,75	0,68
Коэффициент компенсации для дизельного топлива	0,60	0,70	0,65

Средние значения коэффициента демпфирования, сложившиеся в рассматриваемых периодах, приведены в таблицах ниже.

	4 кв. 2019	**3 кв. 2019**	**Изменение, %**	**12 месяцев 2019**	**12 месяцев 2018**	**Изменение, %**
			(долл./т)[1]			
Автомобильный бензин	47,06	80,64	(41,6)	56,52	-	-
Дизельное топливо	64,63	65,70	(1,6)	72,93	-	-

[1] Пересчитано из рублей по среднему курсу за период.

	4 кв. 2019	**3 кв. 2019**	**Изменение, %**	**12 месяцев 2019**	**12 месяцев 2018**	**Изменение, %**
			(руб./т)			
Автомобильный бензин	2 999	5 207	(42,4)	3 659	-	-
Дизельное топливо	4 118	4 242	(2,9)	4 721	-	-

Налог на прибыль. Деятельность Группы в Российской Федерации облагается налогом на прибыль по ставке 20%. В период с 2017 по 2024 гг. включительно федеральная ставка налога на прибыль составит 3,0%, а региональная ставка – 17,0%. Законами субъектов Российской Федерации региональная ставка может быть понижена для отдельных категорий налогоплательщиков, однако законодательство предусматривает определённые ограничения на использование пониженной региональной ставки.

Компания и её российские дочерние общества представляют налоговые декларации по налогу на прибыль в России. В настоящее время ряд компаний Группы в России платит налог на прибыль в составе консолидированной группы налогоплательщиков (далее – КГН). Это позволяет использовать убытки, понесённые отдельными участниками КГН, против прибыли других участников КГН.

Зарубежные операции Группы облагаются налогом на прибыль по ставкам, определённым законодательством стран, в которых они были совершены.

Тарифы на транспортировку нефти, газа и нефтепродуктов в России

Многие из добывающих активов Группы расположены относительно далеко от рынков сбыта. Таким образом, транспортные тарифы являются важным фактором, влияющим на результаты её деятельности.

Нефть, добываемая на месторождениях Группы в России, транспортируется на нефтеперерабатывающие заводы и экспортируется, главным образом, через систему магистральных нефтепроводов государственной компании ПАО «Транснефть». В некоторых случаях нефть также транспортируется железнодорожным транспортом государственной компании ОАО «Российские железные дороги».

Нефтепродукты, производимые на российских НПЗ Группы, транспортируются, главным образом, железнодорожным транспортом ОАО «Российские железные дороги» и по трубопроводной системе АО «Транснефтепродукт», дочерней компании ПАО «Транснефть».

Газ, который не продаётся на устье скважины, транспортируется Объединённой системой газоснабжения, принадлежащей и управляемой компанией ПАО «Газпром».

ПАО «Транснефть», ОАО «Российские железные дороги» и ПАО «Газпром» являются естественными транспортными монополиями, контролируемыми государством, их тарифы регулируются Федеральной антимонопольной службой России и устанавливаются в рублях.

Таблица ниже содержит данные об изменениях средних тарифов транспортных монополий в России.

	4 кв. 2019 к 3 кв. 2019	**12 месяцев 2019 к 12 месяцам 2018**
ПАО «Транснефть» (нефть)	0,0%	3,9%
ОАО «Российские железные дороги» (нефть и нефтепродукты)	0,0%	3,6%

С 1 января 2019 г. выросли тарифы на транспортировку нефти и нефтепродуктов. Тарифы на транспортировку нефти через систему магистральных нефтепроводов увеличились на 3,9%. Тарифы на транспортировку нефти и нефтепродуктов железнодорожным транспортом увеличились на 3,6%, в то время как тарифы транспортировки нефтепродуктов по трубопроводной системе АО «Транснефтепродукт» выросла для НПЗ Группы в интервале от 3,6 до 3,8%.

Ресурсная база

В приведённых ниже таблицах представлены данные о запасах дочерних компаний Группы с учётом доли в запасах зависимых компаний в соответствии со стандартами Комиссии по ценным бумагам и биржам США (до достижения экономического предела рентабельной добычи), собранные на основе отчёта о запасах, проаудированного компанией «Миллер энд Ленц», независимым оценщиком запасов, по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 гг.

		Изменения в 2019 г.			
(млн барр. н.э. углеводородов)	**31 декабря 2019 г.**	**добыча[(1)]**	**увеличение, открытие новых запасов и изменение структуры**	**пересмотр предыдущих оценок**	**31 декабря 2018 г.**
Западная Сибирь	8 185	(353)	336	(102)	8 304
Тимано-Печора	2 414	(130)	113	7	2 424
Урал	2 247	(131)	78	39	2 261
Поволжье	1 173	(98)	92	23	1 156
Прочие регионы России	176	(12)	3	-	185
За рубежом	1 574	(145)	90	28	1 601
Доказанные запасы нефти и газа	**15 769**	**(869)**	**712**	**(5)**	**15 931**
Вероятные запасы нефти и газа	**6 217**				**6 424**
Возможные запасы нефти и газа	**3 000**				**3 242**

[1] Добыча газа показана до вычета собственного потребления.

		Изменения в 2019 г.			
(млн барр. н.э. нефти)	**31 декабря 2019 г.**	**добыча**	**увеличение, открытие новых запасов и изменение структуры**	**пересмотр предыдущих оценок**	**31 декабря 2018 г.**
Западная Сибирь	6 070	(279)	283	(118)	6 184
Тимано-Печора	2 289	(118)	106	10	2 291
Урал	2 112	(122)	74	38	2 122
Поволжье	810	(88)	85	16	797
Прочие регионы России	174	(12)	3	-	183
За рубежом	560	(43)	55	43	505
Доказанные запасы нефти	**12 015**	**(662)**	**606**	**(11)**	**12 082**
Вероятные запасы нефти	**4 671**				**4 855**
Возможные запасы нефти	**2 506**				**2 727**

		Изменения в 2019 г.			
(млрд фут^3 газа)	**31 декабря 2019 г.**	**добыча[(1)]**	**увеличение, открытие новых запасов и изменение структуры**	**пересмотр предыдущих оценок**	**31 декабря 2018 г.**
Западная Сибирь	12 688	(441)	319	87	12 723
Тимано-Печора	748	(73)	44	(20)	797
Урал	812	(51)	23	8	832
Поволжье	2 182	(63)	42	50	2 153
Прочие регионы России	14	(1)	-	1	14
За рубежом	6 083	(609)	208	(90)	6 574
Доказанные запасы газа	**22 527**	**(1 238)**	**636**	**36**	**23 093**
Вероятные запасы газа	**9 275**				**9 414**
Возможные запасы газа	**2 966**				**3 091**

[1] Добыча газа показана до вычета собственного потребления.

Доказанные запасы углеводородов Компании на 31 декабря 2019 г. составили 15,8 млрд барр. н. э., в том числе 12,0 млрд барр. нефти и 22,5 трлн куб. фут газа.

По результатам геологоразведочных работ и эксплуатационного бурения в 2019 г. Компания прирастила 642 млн барр. н. э. доказанных запасов, что на 11% больше, чем в 2018 г. Наибольший прирост обеспечили активы в Западной Сибири, Тимано-Печоре и российском секторе Каспийского моря.

Оптимизация систем разработки и программ геолого-технических мероприятий на действующих месторождениях, а также перевод условных ресурсов в запасы, привели к приросту доказанных запасов на 108 млн барр. н.э. Приобретение в 2019 г. активов в России и за рубежом обеспечило прирост доказанных запасов на 70 млн барр. н.э.

Негативное влияние на динамику запасов оказало снижение на 11% цены на нефть и курса доллара США к рублю, используемых для целей оценки запасов.

Основные операционные показатели по сегментам деятельности

Деятельность Группы делится на три основных операционных сегмента:

- **Разведка и добыча** – разведка и разработка нефтегазовых месторождений и добыча нефти и газа в Российской Федерации, а также на территории Азербайджана, Казахстана, Узбекистана, на Ближнем Востоке, в Северной и Западной Африке, Норвегии, Румынии, Мексике.
- **Переработка, торговля и сбыт** – переработка, транспортировка и реализация нефти, природного газа и продуктов их переработки, нефтехимия, деятельность по генерации, транспортировке и реализации электро- и тепловой энергии, а также оказание сопутствующих услуг.
- **Корпоративный центр и прочее –** операции, относящиеся к головному офису (координирующему деятельность компаний Группы), финансовые операции, и некоторые другие виды деятельности, не являющиеся основными для Группы.

Сегменты нашей деятельности являются взаимозависимыми, поскольку часть выручки одного сегмента входит в состав расходов другого. В частности, предприятия сегмента переработки, торговли и сбыта закупают нефть у предприятий сегмента разведки и добычи. Поскольку в силу ряда причин, подробно рассмотренных в разделе «Цены на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке» на с. 7, определение сопоставимых рыночных цен на нефть внутри России является затруднительным, цены по сделкам между компаниями Группы устанавливаются с учётом рыночных факторов, главным образом цен на нефть на международных рынках, стоимости транспортировки, региональной рыночной конъюнктуры, стоимости переработки нефти и ряда других факторов. Финансовые данные по сегментам приведены в Примечании 33 «Сегментная информация» к консолидированной финансовой отчётности.

Разведка и добыча

В таблице ниже приведены основные данные по сегменту «Разведка и добыча».

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Измене-ние, %
			(млн руб.)			
EBITDA	211 786	211 958	(0,1)	893 950	870 287	2,7
в России	173 108	169 844	1,9	729 077	717 244	1,6
за рубежом, кроме Ирака	36 573	35 435	3,2	143 183	127 613	12,2
в Ираке	2 105	6 679	(68,5)	21 690	25 430	(14,7)
Затраты на добычу углеводородов	54 010	53 428	1,1	210 867	213 815	(1,4)
в России	43 285	42 970	0,7	170 590	175 131	(2,6)
за рубежом, кроме Ирака	6 592	6 607	(0,2)	23 267	21 096	10,3
в Ираке	4 133	3 851	7,3	17 010	17 588	(3,3)
			(руб./барр. н.э.)			
Удельные затраты на добычу углеводородов (исключая Ирак)	233	239	(2,6)	232	238	(2,5)
в России	239	239	0,2	237	244	(2,7)
за рубежом, кроме Ирака	200	245	(18,1)	200	199	0,3
			(долл./барр. н.э.)			
Удельные затраты на добычу углеводородов (исключая Ирак)	3,66	3,71	(1,3)	3,59	3,81	(5,9)
в России	3,75	3,70	1,5	3,67	3,90	(6,0)
за рубежом, кроме Ирака	3,15	3,79	(17,0)	3,09	3,16	(2,1)

Показатель EBITDA сегмента «Разведка и добыча» по сравнению с третьим кварталом 2019 г. существенно не изменился. В России показатель EBITDA вырос в основном в результате роста положительных эффектов лага экспортной пошлины и налога на добычу полезных ископаемых, увеличения доли высокомаржинальных месторождений в структуре добычи нефти, что было частично нивелировано ростом ставки налога на добычу полезных ископаемых и эффектом укрепления рубля. Показатель EBITDA сегмента «Разведка и добыча» за рубежом увеличился в основном благодаря росту объёмов добычи углеводородов, при этом негативное влияние на показатель EBITDA за рубежом оказали списания сухой скважины в Румынии и укрепление рубля.

По сравнению с 2018 г. показатель EBITDA сегмента «Разведка и добыча» увеличился на 2,7% несмотря на снижение цен на нефть. В России снижение цен было компенсировано увеличением доли высокомаржинальных месторождений в структуре добычи нефти, применением налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья на отдельных участках недр, снижением расходов на добычу углеводородов, а также обесценением рубля и позитивными эффектами лага экспортной пошлины и налога на добычу полезных ископаемых. За рубежом показатель EBITDA разведки и добычи увеличился благодаря росту объёмов добычи газа и цены его реализации в Узбекистане, обесценению рубля, что было частично нивелировано списанием сухой скважины в Румынии.

Снижение показателя EBITDA по проекту «Западная Курна-2» в Ираке по сравнению с третьим кварталом 2019 г. и двенадцатью месяцами 2018 г. связано в основном с созданием резерва под ожидаемые кредитные убытки.

В 2019 г. на показатель EBITDA сегмента «Разведка и добыча» также оказал положительное влияние эффект от применения МСФО 16, что привело к снижению операционных расходов.

Данные по добыче углеводородов Группой представлены в таблице ниже.

	4 кв. 2019	**3 кв. 2019**	**Измене-ние, %**	**12 месяцев 2019**	**2018**	**Измене-ние, %**
			(тыс. барр. н. э./сут)			
Добыча нефти и жидких углеводородов						
Дочерние предприятия Группы						
Западная Сибирь	760	768	(1,0)	765	774	(1,2)
Тимано-Печора	313	320	(2,2)	317	318	(0,3)
Урал	334	334	-	334	328	1,8
Поволжье	235	228	3,1	235	229	2,6
Прочие регионы России	31	31	-	32	32	-
Добыча в России	1 673	1 681	(0,5)	1 683	1 681	0,1
Ирак[1]	31	31	-	30	28	7,1
Прочие за рубежом	61	51	19,6	52	47	10,6
Добыча за рубежом	92	82	12,2	82	75	9,3
Итого добыча дочерними предприятиями Группы	**1 765**	**1 763**	**0,1**	**1 765**	**1 756**	**0,5**
Доля в добыче зависимых компаний						
в России	13	13	-	13	13	-
за рубежом	38	35	8,6	37	37	-
Итого доля в добыче зависимых компаний	**51**	**48**	**6,3**	**50**	**50**	**-**
Итого добыча нефти и жидких углеводородов	**1 816**	**1 811**	**0,3**	**1 815**	**1 806**	**0,5**
Добыча природного и нефтяного газа[2]						
Дочерние предприятия Группы						
Западная Сибирь	205	196	4,6	201	210	(4,3)
Тимано-Печора	33	33	-	33	33	-
Урал	25	23	8,7	23	15	53,3
Поволжье	31	23	34,8	28	27	3,7
Прочие регионы России	-	-	-	1	1	-
Добыча в России	294	275	6,9	286	286	-
Узбекистан	248	206	20,4	228	216	5,6
Прочие регионы за рубежом	49	36	36,1	40	27	48,1
Добыча за рубежом	297	242	22,7	268	243	10,3
Итого добыча дочерними предприятиями Группы	**591**	**517**	**14,3**	**554**	**529**	**4,7**
Доля в добыче зависимых компаний						
в России	1	1	42,2	1	2	(28,6)
за рубежом	11	10	13,0	10	10	3,3
Итого доля в добыче зависимых компаний	**12**	**11**	**9,1**	**11**	**12**	**(8,3)**
Итого добыча природного и нефтяного газа	**603**	**528**	**14,2**	**565**	**541**	**4,4**
Итого суточная добыча углеводородов	**2 419**	**2 339**	**3,4**	**2 380**	**2 347**	**1,4**
В том числе жидкие углеводороды, выработанные на ГПЗ Группы	43	41	5,3	44	42	3,6

[1] Компенсационная нефть, относящаяся к Группе.

[2] Природный и нефтяной газ без учёта газа, сожжённого на факеле, закачанного в пласт и направленного на выработку жидких углеводородов.

Добыча нефти компаниями Группы по регионам представлена в таблице ниже.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	2018	Измене-ние, %
			(тыс. т)			
Западная Сибирь	9 261	9 366	(1,1)	36 999	37 471	(1,3)
Тимано-Печора	4 005	4 088	(2,0)	16 099	16 124	(0,2)
Урал	3 929	3 933	(0,1)	15 527	15 251	1,8
Поволжье	2 830	2 737	3,4	11 207	10 969	2,2
Прочие регионы России	400	428	(6,5)	1 626	1 597	1,8
Добыча в России	20 425	20 552	(0,6)	81 458	81 412	0,1
Ирак[1]	424	417	1,7	1 616	1 514	6,7
Прочие регионы за рубежом	616	534	15,4	2 110	1 901	11,0
Добыча за рубежом	1 040	951	9,4	3 726	3 415	9,1
Итого добыча дочерними компаниями Группы	**21 465**	**21 503**	**(0,2)**	**85 184**	**84 827**	**0,4**
Доля Группы в добыче зависимых компаний						
в России	152	152	-	610	633	(3,6)
за рубежом	441	402	9,7	1 694	1 664	1,8
Итого добыча	**22 058**	**22 057**	**-**	**87 488**	**87 124**	**0,4**

[1] Компенсационная нефть, относящаяся к Группе.

Основным регионом добычи нефти Группой является Западная Сибирь. В четвёртом квартале и за двенадцать месяцев 2019 г. здесь было добыто 43,1 и 43,4% от общего объёма добычи нефти дочерними предприятиями Группы (в третьем квартале 2019 г. – 43,6%, в 2018 г. – 44,2%).

На динамику объёмов добычи нефти оказали влияние внешние ограничения, связанные с соглашением между ОПЕК и некоторыми странами, не входящими в её состав, включая Россию, о сокращении добычи в целях стабилизации мирового рынка нефти (соглашение ОПЕК+). В течение первого полугодия 2018 г. действовало первое соглашение стран ОПЕК+ о снижении добычи. В июле 2018 г., когда условия соглашения были изменены, Группа увеличила объёмы добычи в России. В декабре 2018 г. странами ОПЕК+ было принято новое решение об ограничении объёмов добычи нефти от уровней октября 2018 г. до июня 2019 г., которое было продлено до марта 2020 г. Группа ограничила добычу в традиционных регионах (Западная Сибирь, Тимано-Печора, Урал) на низкопродуктивных и высокообводнённых месторождениях.

В 2019 г. Группа продолжила активную работу по развитию приоритетных проектов. Всего в 2019 г. на месторождении им. В. Филановского было добыто 6 387 тыс. т нефти, что на 5% больше по сравнению с 2018 г. В ноябре 2019 г. была запущена третья очередь этого месторождения.

В результате реализации программы бурения на второй очереди месторождения им. Ю. Корчагина в 2019 г. добыча нефти выросла на нём на 21% по сравнению с 2018 г.

Разработка Ярегского месторождения и пермокарбоновой залежи Усинского месторождения, включая ввод новых парогенераторных мощностей, позволила нарастить добычу высоковязкой нефти в 2019 г. до 4,9 млн т, или на 15%, по сравнению с 2018 г.

Продолжилось развитие проектов роста в Западной Сибири. Суммарная добыча нефти и газового конденсата на месторождениях им. В. Виноградова, Имилорском и Пякяхинском за 2019 г. выросла на 17% по сравнению с 2018 г.

В 2019 г. рост добычи нефти за рубежом в основном связан с запуском второй очереди проекта Шах-Дениз в Азербайджане в 2018 г., а также с приобретением в сентябре 2019 г. 25%-ной доли участия в проекте Marine XII в Республике Конго.

Добыча газа (без учёта газа, сожжённого на факеле, закачанного в пласт и направленного на производство жидких углеводородов) компаниями Группы по регионам представлена в таблице ниже.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Измене-ние, %
			(млн м³)			
Западная Сибирь	3 202	3 070	4,3	12 492	13 001	(3,9)
Тимано-Печора	519	509	2,0	2 050	2 072	(1,1)
Урал	387	358	8,1	1 432	923	55,1
Поволжье	479	362	32,3	1 711	1 690	1,2
Прочие регионы России	6	5	20,0	24	26	(7,7)
Добыча в России	4 593	4 304	6,7	17 709	17 712	-
Узбекистан	3 875	3 225	20,2	14 130	13 262	6,5
Прочие регионы за рубежом	774	562	37,7	2 478	1 834	35,1
Добыча за рубежом	4 649	3 787	22,8	16 608	15 096	10,0
Итого добыча дочерними компаниями Группы	**9 242**	**8 091**	**14,2**	**34 317**	**32 808**	**4,6**
Доля Группы в добыче зависимых компаний						
в России	22	22	-	88	92	(4,3)
за рубежом	168	149	12,8	641	643	(0,3)
Итого добыча газа	**9 432**	**8 262**	**14,2**	**35 046**	**33 543**	**4,5**

В России основным регионом добычи газа для Группы является Западная Сибирь (Большехетская впадина), где добыча осуществляется на Находкинском и Пякяхинском месторождениях. Основным регионом добычи газа за рубежом является Узбекистан, где мы владеем долями в двух СРП. Добыча газа Группой «ЛУКОЙЛ» в 2019 г. составила 35,0 млрд куб. м, что на 4,5% больше по сравнению с 2018 г. Основным фактором роста добычи газа стало развитие проектов в Узбекистане. Благодаря запуску в апреле 2018 г. второй очереди газоперерабатывающего комплекса на проекте «Кандым», объёмы добычи газа за рубежом (включая долю Группы в добыче зависимых компаний) увеличились на 9,6%. Кроме того, в четвёртом квартале 2019 г. Компания также запустила в опытно-промышленную эксплуатацию Южно-Мессояхское газоконденсатное месторождение в Западной Сибири (Большехетская впадина) и дожимную компрессорную станцию на Находкинском месторождении.

Проект «Западная Курна-2»

Месторождение «Западная Курна-2» в Ираке разрабатывается на основе сервисного контракта, подписанного в январе 2010 г. В мае 2018 г. компанией Группы и иракской стороной был подписан план дальнейшей разработки месторождения, в соответствии с которым предполагается достижение уровня добычи нефти в 800 тыс. барр./сут. в 2025 г.

Учёт затрат по проекту «Западная Курна-2» и их возмещение осуществляется в консолидированном отчёте о финансовом положении и отчёте о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе следующим образом.

Капитальные затраты отражаются по статье «*Основные средства*», а затраты на добычу – по статье «*Операционные расходы*». При этом затраты на добычу признаются в отношении всей добычи на месторождении независимо от объёма компенсационной нефти, причитающейся Группе. По мере признания выручки по возмещению затрат стоимость капитальных затрат амортизируется.

Признание выручки по проекту осуществляется в два этапа:

- Ежеквартально иракская сторона согласует счёт о величине затрат и вознаграждения, подлежащих компенсации за отчётный период. Сумма счёта зависит от объёма добычи нефти за период и величины затрат, предъявленных к возмещению. Согласованная сумма счёта за отчётный квартал признаётся в составе выручки от реализации нефти.
- На основе согласованных счетов иракская сторона формирует график отгрузок нефти в счёт погашения задолженности по компенсации затрат и вознаграждению. По мере фактических отгрузок этой нефти по статье «*Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки*» отражается стоимость её закупок по текущей рыночной цене. Далее по статье «*Выручка от реализации*» признается выручка от реализации этой нефти или выработанных из неё нефтепродуктов по мере их продажи. Непроданная нефть и нефтепродукты отражаются по статье «*Запасы*».

Данные о величине капитальных и операционных затрат, стоимости нефти, полученной в качестве возмещения этих затрат, ещё не возмещённых затратах и сумме вознаграждения представлены в таблице ниже.

(млн долл. США)	**Всего затрат по проекту[1]**	**Сумма вознаграж-дения**	**Получено нефти**	**Нефть к получению в будущих периодах**
Накоплено на 31 декабря 2018 г.	8 597	424	8 681	340
Изменение в 2019 г.	632	124	561	195
Накоплено на 31 декабря 2019 г.	**9 229**	**548**	**9 242**	**535**

[1] Включая авансовые платежи.

Основные показатели деятельности по проекту «Западная Курна-2» отражены в следующих таблицах:

	4 кв. 2019		**3 кв. 2019**		**Изменение, %**	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)		
Общая добыча нефти на месторождении	37 098	5 423	37 127	5 428	(0,1)	(0,1)
Добыча нефти, относящаяся к возмещению затрат и вознаграждению	2 902	424	2 854	417	1,7	1,7
Отгрузка нефти в счёт погашения задолженности[1]	2 779	406	2 904	425	(4,5)	(4,5)
	(млн руб.)	(млн долл. США)	(млн руб.)	(млн долл. США)		
Выручка по возмещению затрат	9 077	142	8 553	133	6,1	6,8
Вознаграждение	2 035	32	2 066	32	(1,5)	-
	11 112	174	10 619	165	4,6	5,5
Стоимость компенсационной нефти, полученной в счёт погашения задолженности (отражена в Стоимости приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки)[1]	10 341	162	10 399	161	(0,6)	0,6
Затраты на добычу углеводородов	4 133	65	3 851	60	7,3	8,3
Износ и амортизация	4 988	78	4 735	73	5,3	6,8
EBITDA	2 105	33	6 679	103	(68,5)	(68,0)

[1] В дальнейшем эта нефть либо реализуется третьим сторонам, либо поставляется на НПЗ Группы. Окончательная реализация этой продукции за пределы Группы отражается в соответствующих видах выручки.

	12 месяцев 2019		**2018**		**Изменение, %**	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)		
Общая добыча нефти на месторождении	142 684	20 860	139 430	20 385	2,3	2,3
Добыча нефти, относящаяся к возмещению затрат и вознаграждению	11 054	1 616	10 355	1 514	6,7	6,7
Отгрузка нефти в счёт погашения задолженности[1]	9 412	1 376	12 851	1 879	(26,8)	(26,8)
	(млн руб.)	(млн долл. США)	(млн руб.)	(млн долл. США)		
Выручка по возмещению затрат	35 836	554	32 665	523	9,7	5,9
Вознаграждение	8 023	124	9 685	153	(17,2)	(19,0)
	43 859	678	42 350	676	3,6	0,3
Стоимость компенсационной нефти, полученной в счёт погашения задолженности (отражена в Стоимости приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки)[1]	36 225	560	52 817	839	(31,4)	(33,3)
Затраты на добычу углеводородов	17 010	263	17 588	280	(3,3)	(6,1)
Износ и амортизация	18 950	293	15 218	246	24,5	19,1
EBITDA	21 690	334	25 430	406	(14,7)	(17,7)

[1] В дальнейшем эта нефть либо реализуется третьим сторонам, либо поставляется на НПЗ Группы. Окончательная реализация этой продукции за пределы Группы отражается в соответствующих видах выручки.

Переработка, торговля и сбыт

В таблице ниже приведены основные данные по сегменту «Переработка, торговля и сбыт».

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Изменение, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Изменение, %
			(млн руб.)			
EBITDA	82 157	116 380	(29,4)	371 642	282 144	31,7
в России	71 584	87 693	(18,4)	301 136	231 831	29,9
за рубежом	10 573	28 687	(63,1)	70 506	50 313	40,1
Затраты на переработку нефти на НПЗ Группы	24 636	24 942	(1,2)	96 543	104 987	(8,0)
в России	11 328	11 036	2,6	42 555	45 659	(6,8)
за рубежом	13 308	13 906	(4,3)	53 988	59 328	(9,0)
			(руб./т)			
Удельные затраты на переработку нефти на НПЗ Группы	1 448	1 367	6,0	1 404	1 560	(10,0)
в России	1 046	951	10,1	964	1 057	(8,8)
за рубежом	2 153	2 096	2,7	2 195	2 459	(10,7)
			(долл./т)			
Удельные затраты на переработку нефти на НПЗ Группы	22,73	21,17	7,4	21,70	24,82	(12,6)
в России	16,42	14,72	11,5	14,90	16,80	(11,3)
за рубежом	33,79	32,45	4,1	33,91	39,17	(13,4)

В четвёртом квартале 2019 г. показатель EBITDA сегмента «Переработка, торговля и сбыт» уменьшился на 29,4% по сравнению с третьим кварталом 2019 г.

В России показатель EBITDA сегмента «Переработка, торговля и сбыт» снизился по сравнению с третьим кварталом 2019 г. в основном в результате снижения эталонной маржи и объёмов переработки на НПЗ Группы, сезонного снижения показателей сбытовой сети и ухудшения результатов нефтехимии. Это было частично компенсировано ростом показателя EBITDA энергетических компаний и улучшением структуры выпускаемой продукции НПЗ. За рубежом показатель EBITDA сегмента «Переработка, торговля и сбыт» уменьшился также в основном в результате снижения маржи и объёмов переработки, снижения доходности розничной сбытовой сети и из-за специфики учёта торговых операций. Тем не менее эти негативные факторы были частично компенсированы положительным эффектом входящих запасов и оптимизацией структуры выпускаемой продукции НПЗ.

В 2019 г. показатель EBITDA сегмента «Переработка, торговля и сбыт» вырос на 31,7% по сравнению с 2018 г.

По сравнению с 2018 г. показатель EBITDA сегмента «Переработка, торговля и сбыт» в России вырос несмотря на снижение эталонной маржи переработки в основном в результате роста объёмов переработки на НПЗ Группы, улучшения структуры выпускаемой продукции, положительного эффекта входящих запасов НПЗ, а также роста доходности розничной сбытовой сети. За рубежом показатель EBITDA сегмента увеличился, несмотря на снижение маржи переработки, в результате роста маржи торговых операций, улучшения структуры выпускаемой продукции и положительного эффекта входящих запасов НПЗ, а также обесценения рубля.

Кроме того, в 2019 г. положительное влияние на показатель EBITDA сегмента «Переработка, торговля и сбыт» как в России, так и за рубежом оказало применение стандарта МСФО 16, что привело к снижению транспортных расходов.

Переработка и нефтехимия

В следующей таблице представлены основные данные об объёмах переработки и производства нефтепродуктов и нефтехимии.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	2018	Измене-ние, %
			(тыс. т)			
Переработка нефтяного сырья на НПЗ Группы	17 009	18 246	(6,8)	68 746	67 316	2,1
в России	10 828	11 610	(6,7)	44 154	43 189	2,2
за рубежом, включая	6 181	6 636	(6,9)	24 592	24 127	1,9
нефть	5 687	6 208	(8,4)	22 673	21 270	6,6
нефтепродукты	494	428	15,4	1 919	2 857	(32,8)
Переработка нефти на сторонних НПЗ	(513)	1 742	(129,4)	4 460	6 547	(31,9)
Итого переработка нефти	**16 496**	**19 988**	**(17,5)**	**73 206**	**73 863**	**(0,9)**
Объём производства на НПЗ Группы в России[1]	**10 220**	**11 032**	**(7,4)**	**41 831**	**40 985**	**2,1**
дизельное топливо	4 196	4 339	(3,3)	16 532	16 215	2,0
автомобильный бензин	2 009	2 202	(8,8)	7 864	8 022	(2,0)
топочный мазут	947	1 204	(21,3)	4 657	4 814	(3,3)
реактивное топливо	656	835	(21,4)	2 843	2 760	3,0
масла и компоненты	242	261	(7,3)	963	961	0,2
прямогонный бензин	623	525	18,7	2 655	2 143	23,9
вакуумный газойль	51	-	-	332	844	(60,7)
битум	216	262	(17,6)	908	793	14,5
кокс	292	276	5,8	1 072	1 106	(3,1)
судовое топливо	413	450	(8,2)	1 546	1 591	(2,8)
газопереработка	72	85	(15,3)	317	355	(10,7)
нефтехимия	103	98	5,1	392	327	19,9
прочие	400	495	(19,2)	1 750	1 054	66,0
Объём производства на НПЗ Группы за рубежом	**5 850**	**6 209**	**(5,8)**	**23 250**	**22 789**	**2,0**
дизельное топливо	2 695	2 807	(4,0)	10 570	9 619	9,9
автомобильный бензин	1 309	1 384	(5,4)	5 065	4 545	11,4
топочный мазут	473	464	1,9	2 121	2 710	(21,7)
реактивное топливо	275	351	(21,7)	1 149	1 191	(3,5)
прямогонный бензин	599	663	(9,7)	2 285	2 073	10,2
кокс	23	25	(8,0)	107	206	(48,1)
газопереработка	144	164	(12,2)	588	498	18,1
нефтехимия	9	14	(35,7)	43	51	(15,7)
прочие	323	337	(4,2)	1 322	1 896	(30,3)
Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы	**16 070**	**17 241**	**(6,8)**	**65 081**	**63 774**	**2,0**
Производство нефтепродуктов на сторонних НПЗ	(483)	1 641	(129,4)	4 215	6 414	(34,3)
Итого производство нефтепродуктов	**15 587**	**18 882**	**(17,5)**	**69 296**	**70 188**	**(1,3)**
Справочно: объём кросс-поставок нефтепродуктов между НПЗ Группы	483	380	27,1	1 561	1 589	(1,8)
Производство продукции нефтехимии на нефтехимических заводах и мощностях Группы	**253**	**263**	**(3,8)**	**1 137**	**1 246**	**(8,7)**
в России	170	170	-	790	934	(15,4)
за рубежом	83	93	(10,8)	347	312	11,2

[1] За вычетом кросс-поставок нефтепродуктов между НПЗ Группы.

По сравнению с третьим кварталом 2019 г. объём переработки нефтяного сырья на НПЗ Группы снизился на 6,8% в связи с плановыми ремонтами на НПЗ в Волгограде, Нижнем Новгороде и Италии.

В 2019 г. объём переработки нефтяного сырья на НПЗ Группы составил 68,7 млн т, что на 2,1% больше, чем в 2018 г. Рост объёмов переработки на российских НПЗ на 2,2% в основном был обусловлен увеличением загрузки Нижегородского НПЗ, а на зарубежных НПЗ на 1,9% – ремонтом на НПЗ в Болгарии в первом квартале 2018 г. Продолжилось улучшение структуры выпускаемой продукции. Так, объём производства мазута сократился на 10% по сравнению с 2018 г.

В рассматриваемых периодах Группа перерабатывала нефть на сторонних НПЗ в Беларуси, Казахстане и Канаде.

В 2016 г. компания Группы заключила соглашение по переработке нефти на НПЗ в Канаде, рассчитанное первоначально до конца 2019 г. Впоследствии оно было продлено до 31 августа 2022 г. с модификацией некоторых положений, что изменило его экономическую суть на соглашение о финансировании. Таким образом, с сентября 2019 г. мы перестали отражать поставки сырья на переработку на этот НПЗ и затраты на переработку. В рамках данного соглашения Группа признает доходы по процентам по предоставленному финансированию и вознаграждение.

Поскольку порядок учёта по данному соглашению был изменён в годовой отчётности за 2019 г., данные за четвёртый квартал включают в себя корректировки, относящиеся к сентябрю 2019 г., в части поставок нефти на переработку, выручки от реализации нефти и нефтепродуктов, стоимости приобретённой нефти, операционных расходов, товарных запасов, дебиторской и кредиторской задолженности.

Производство нефтепродуктов в рамках этого соглашения в 2019 г. составило 4,0 млн т (1,6 млн т в третьем квартале 2019 г. и 6,2 млн т в 2018 г.)

Торговля и сбыт

Наряду с добычей нефти Группа осуществляет её закупки в России и на международных рынках. В России нефть в основном приобретается у зависимых компаний и прочих производителей для последующей переработки или экспорта. Нефть, приобретённая на международных рынках, используется в торговых операциях, поставляется на зарубежные нефтеперерабатывающие предприятия Группы или передаётся на процессинг на сторонние заводы.

В России закупки нефтепродуктов не носят систематического характера и используются в основном для покрытия вре́менного недостатка ресурсов внутри Группы. За рубежом нефтепродукты закупаются для торговых операций или поставки на переработку на зарубежные НПЗ Группы.

Торговые операции на международном рынке Группа осуществляет через 100%-ю дочернюю компанию «ЛИТАСКО». При осуществлении торговых операций используются традиционные механизмы хеджирования физических объёмов в целях получения гарантированной маржи.

В следующей таблице представлены объёмы закупок нефти Группой в рассматриваемых периодах.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Измене-ние, %
			(тыс. т)			
Закупки нефти						
В России	229	171	33,9	756	874	(13,5)
За рубежом для продажи	13 193	14 265	(7,5)	52 299	46 345	12,8
За рубежом для переработки	4 244	5 922	(28,3)	21 686	22 527	(3,7)
Компенсационная нефть по проекту «Западная Курна-2»	406	425	(4,5)	1 376	1 879	(26,8)
Итого закупки нефти	**18 072**	**20 783**	**(13,0)**	**76 117**	**71 625**	**6,3**

В следующей таблице представлены данные о сбытовых и торговых операциях Группы с нефтепродуктами и продукцией нефтехимии.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Измене-ние, %
			(тыс. т)			
Розничные продажи нефтепродуктов	3 520	3 772	(6,7)	14 129	15 144	(6,7)
Оптовые продажи нефтепродуктов	25 957	27 175	(4,5)	106 898	108 397	(1,4)
Итого продажи нефтепродуктов	**29 477**	**30 947**	**(4,8)**	**121 027**	**123 541**	**(2,0)**
Закупки нефтепродуктов в России	235	244	(3,7)	920	1 242	(25,9)
Закупки нефтепродуктов за рубежом	13 233	13 057	1,3	53 274	54 728	(2,7)
Итого закупки нефтепродуктов	**13 468**	**13 301**	**1,3**	**54 194**	**55 970**	**(3,2)**
Закупки нефтехимии в России	12	8	50,0	39	34	14,7
Закупки нефтехимии за рубежом	180	216	(16,7)	1 049	583	79,9
Итого закупки нефтехимии	**192**	**224**	**(14,3)**	**1 088**	**617**	**76,3**

Экспорт нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии из России предприятиями Группы и экспортная выручка (как компаниям Группы, так и третьим лицам) составили:

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Измене-ние, %
			(млн руб.)			
Экспорт нефти в страны Таможенного союза	15 966	16 664	(4,2)	63 879	64 015	(0,2)
Экспорт нефти за пределы Таможенного союза	244 240	233 913	4,4	996 096	1 040 747	(4,3)
Итого экспорт нефти из России	**260 206**	**250 577**	**3,8**	**1 059 975**	**1 104 762**	**(4,1)**
			(тыс. т)			
Экспорт нефти в страны Таможенного союза	692	747	(7,4)	2 716	2 745	(1,1)
Экспорт нефти за пределы Таможенного союза	8 771	8 457	3,7	34 378	33 956	1,2
Итого экспорт нефти из России	**9 463**	**9 204**	**2,8**	**37 094**	**36 701**	**1,1**
Экспорт нефти через Транснефть и иную стороннюю инфраструктуру, включая:	7 279	7 011	3,8	28 274	27 946	1,2
нефтепровод «ВСТО»	480	299	60,5	1 738	1 240	40,2
нефтепровод «КТК»	1 413	1 239	14,0	5 281	4 783	10,4
Экспорт нефти через собственную инфраструктуру	2 184	2 193	(0,4)	8 820	8 755	0,7
Итого экспорт нефти из России	**9 463**	**9 204**	**2,8**	**37 094**	**36 701**	**1,1**

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Измене-ние, %
			(млн руб.)			
Экспорт нефтепродуктов и продукции нефтехимии из России	**150 229**	**151 543**	**(0,9)**	**623 632**	**594 868**	**4,8**
			(тыс. т)			
Экспорт нефтепродуктов из России						
дизельное топливо	2 524	2 669	(5,4)	10 205	9 773	4,4
бензин	214	97	120,6	491	232	111,6
топочный мазут	574	437	31,4	1 962	1 517	29,3
реактивное топливо	2	2	-	10	49	(79,6)
масло и компоненты	163	161	1,2	629	600	4,8
продукция газопереработки	207	182	13,7	769	650	18,3
прочие	1 096	1 127	(2,8)	4 663	3 423	36,2
Итого экспорт нефтепродуктов из России	**4 780**	**4 675**	**2,2**	**18 729**	**16 244**	**15,3**
Итого экспорт продукции нефтехимии из России	**62**	**54**	**14,8**	**302**	**338**	**(10,7)**

Объём экспорта нефти вырос на 2,8% по сравнению с третьим кварталом 2019 г. и на 1,1% по сравнению с 2018 г. В четвёртом квартале и за двенадцать месяцев 2019 г. Компания экспортировала соответственно 46,3 и 45,5% добытой в России нефти (в третьем квартале 2019 г. – 44,8%, в 2018 г. – 45,1%), а также 54 и 171 тыс. т нефти, закупленной у зависимых предприятий и третьих сторон (43 тыс. т в третьем квартале 2019 г. и 185 тыс. т в 2018 г.).

Экспорт нефтепродуктов по сравнению с третьим кварталом 2019 г. вырос на 2,2% вследствие сезонного снижения спроса на внутреннем рынке, а по сравнению с 2018 г. – вырос на 15,3% на фоне сравнительно низкого объёма экспорта в 2018 г. из-за повышенного спроса на продукцию Группы на внутреннем рынке.

Экспорт нефти осуществляется преимущественно через инфраструктуру ПАО «Транснефть». Однако значительный объём экспортируется и через собственную инфраструктуру Группы, что позволяет обеспечить реализацию нефти с сохранением её качества и таким образом получить более привлекательные приведённые цены реализации. Весь объём экспорта нефти, минуя ПАО «Транснефть», в рассматриваемых периодах направлялся за пределы Таможенного союза.

Помимо собственной инфраструктуры, Компания также экспортирует лёгкую нефть через нефтепроводы «Каспийский трубопроводный консорциум» и «Восточная Сибирь – Тихий океан», что также позволяет обеспечить реализацию нефти с сохранением её качества и получить более привлекательные приведённые цены реализации по сравнению с традиционными каналами экспорта.

Приоритетные каналы сбыта. ЛУКОЙЛ развивает приоритетные каналы сбыта в целях повышения маржи от реализации производимых нефтепродуктов.

Через розничную сеть в России в четвёртом квартале и за двенадцать месяцев 2019 г. было продано соответственно 2,5 и 9,9 млн т моторных топлив, что на 7,2% меньше по сравнению с третьим кварталом 2019 г. в связи с сезонным фактором, и на 9,1% меньше по сравнению с 2018 г., когда наблюдался повышенный спрос на нашу продукцию. Розничные продажи моторных топлив за рубежом сократились на 5,4% по сравнению с третьим кварталом 2019 г. в связи с сезонным фактором и существенно не изменились по сравнению с 2018 г.

Группа осуществляет поставки авиакеросина в аэропортах, а также реализует судовое топливо в морских и речных портах как в России, так и за рубежом. Поставки авиакеросина без учёта трейдинга в 2019 г. составили 3,4 млн т, а бункеровочного топлива – 4,3 млн т.

Энергетика. В бизнес-секторе электроэнергетики сформирована вертикально интегрированная цепочка – от генерации до передачи и реализации тепловой и электроэнергии для внешних потребителей (коммерческая генерация) и собственных нужд. Группа располагает энергетическими мощностями на юге европейской части России, в Румынии и Италии. Кроме того, Группа владеет мощностями в области возобновляемой энергетики в России и за рубежом. Объём коммерческой генерации электроэнергии в четвёртом квартале и за двенадцать месяцев 2019 г. составил соответственно 4,9 и 18,3 млрд кВт-ч (4,2 млрд кВт-ч в третьем квартале 2019 г. и 19,9 млрд кВт-ч за 2018 г.). Объём коммерческой генерации тепловой энергии в четвёртом квартале и за двенадцать месяцев 2019 г. составил соответственно 3,4 и 10,1 млн Гкал (0,8 млн Гкал в третьем квартале 2019 г. и 11,0 млн Гкал за 2018 г.).

Финансовые результаты деятельности

В таблице ниже приведены данные из консолидированных отчётов о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе за указанные периоды.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Изменение, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Изменение, %
			(млн руб.)			
Выручка						
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	1 912 439	1 952 322	(2,0)	7 841 246	8 035 889	(2,4)
Затраты и прочие расходы						
Операционные расходы	(115 565)	(119 286)	(3,1)	(457 710)	(464 467)	(1,5)
Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки	(1 060 155)	(1 050 010)	1,0	(4 308 073)	(4 534 244)	(5,0)
Транспортные расходы	(74 195)	(67 349)	10,2	(278 798)	(270 153)	3,2
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(52 974)	(45 638)	16,1	(197 172)	(192 433)	2,5
Износ и амортизация	(101 030)	(104 504)	(3,3)	(415 094)	(343 085)	21,0
Налоги (кроме налога на прибыль)	(219 676)	(233 001)	(5,7)	(928 190)	(899 383)	3,2
Акцизы и экспортные пошлины	(104 534)	(108 573)	(3,7)	(425 763)	(556 827)	(23,5)
Затраты на геолого-разведочные работы	(7 180)	(660)	>100	(9 348)	(3 582)	>100
Операционная прибыль	**177 130**	**223 301**	**(20,7)**	**821 098**	**771 715**	**6,4**
Финансовые доходы	6 131	6 944	(11,7)	25 134	19 530	28,7
Финансовые расходы	(10 774)	(10 872)	(0,9)	(44 356)	(38 298)	15,8
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	1 628	5 496	(70,4)	18 246	25 243	(27,7)
Прибыль (убыток) по курсовым разницам	45	(4 630)	-	923	33 763	(97,3)
Прочие (расходы) доходы	(23 888)	6 529	-	(27 691)	(38 934)	(28,9)
Прибыль до налога на прибыль	**150 272**	**226 768**	**(33,7)**	**793 354**	**773 019**	**2,6**
Текущий налог на прибыль	(25 605)	(36 954)	(30,7)	(144 615)	(137 062)	5,5
Отложенный налог на прибыль	(4 924)	1 073	-	(6 518)	(14 855)	(56,1)
Итого налог на прибыль	**(30 529)**	**(35 881)**	**(14,9)**	**(151 133)**	**(151 917)**	**(0,5)**
Чистая прибыль	**119 743**	**190 887**	**(37,3)**	**642 221**	**621 102**	**3,4**
Чистая прибыль, относящаяся к неконтролирующим долям	(433)	(500)	(13,4)	(2 043)	(1 928)	6,0
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ»	**119 310**	**190 387**	**(37,3)**	**640 178**	**619 174**	**3,4**
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ» (в российских рублях):						
базовая прибыль	184,71	294,10	(37,2)	963,28	874,47	10,2
разводнённая прибыль	178,22	285,01	(37,5)	934,73	865,19	8,0

Ниже приведён анализ основных финансовых показателей отчётности.

Выручка от реализации

Продажи по видам продукции	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Измене-ние, %
			(млн руб.)			
Нефть						
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран ТС	644 015	627 510	2,6	2 575 571	2 559 578	0,6
Экспорт и продажи в странах ТС	16 221	16 897	(4,0)	64 890	64 228	1,0
Продажи на внутреннем рынке	7 815	1 115	>100	22 528	47 508	(52,6)
	668 051	**645 522**	**3,5**	**2 662 989**	**2 671 314**	**(0,3)**
Возмещение затрат и вознаграждение по проекту «Западная Курна-2»	11 112	10 619	4,6	43 859	42 350	3,6
	679 163	**656 141**	**3,5**	**2 706 848**	**2 713 664**	**(0,3)**
Нефтепродукты[1]						
Экспорт и реализация на международных рынках						
оптовая реализация	810 817	840 030	(3,5)	3 403 202	3 612 291	(5,8)
розничная реализация	84 349	90 417	(6,7)	345 162	349 493	(1,2)
Продажи на внутреннем рынке						
оптовая реализация	108 596	122 877	(11,6)	443 667	439 327	1,0
розничная реализация	120 340	129 894	(7,4)	480 048	498 765	(3,8)
	1 124 102	**1 183 218**	**(5,0)**	**4 672 079**	**4 899 876**	**(4,6)**
Продукты нефтехимии						
Экспорт и продажи на международных рынках	14 915	20 863	(28,5)	91 687	67 682	35,5
Продажи на внутреннем рынке	8 139	10 379	(21,6)	40 971	46 085	(11,1)
	23 054	**31 242**	**(26,2)**	**132 658**	**113 767**	**16,6**
Газ						
Продажи на международных рынках	36 993	32 790	12,8	138 997	112 990	23,0
Продажи на внутреннем рынке	8 681	7 685	13,0	32 490	33 352	(2,6)
	45 674	**40 475**	**12,8**	**171 487**	**146 342**	**17,2**
Реализация энергии и сопутствующих услуг						
Продажи на международных рынках	2 952	4 451	(33,7)	14 604	15 600	(6,4)
Продажи на внутреннем рынке	14 443	10 483	37,8	53 276	54 353	(2,0)
	17 395	**14 934**	**16,5**	**67 880**	**69 953**	**(3,0)**
Прочие продажи						
Экспорт и продажи на международных рынках	12 899	14 908	(13,5)	48 024	46 160	4,0
Продажи на внутреннем рынке	10 152	11 404	(11,0)	42 270	46 127	(8,4)
	23 051	**26 312**	**(12,4)**	**90 294**	**92 287**	**(2,2)**
Продажи, всего	**1 912 439**	**1 952 322**	**(2,0)**	**7 841 246**	**8 035 889**	**(2,4)**

[1] Включая выручку от реализации продукции газопереработки.

Объёмы продаж	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Изменение, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Изменение, %
			(тыс. т)			
Нефть						
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран ТС	21 788	21 125	3,1	84 281	78 914	6,8
Экспорт и продажи в странах ТС	702	758	(7,4)	2 753	2 754	-
Продажи на внутреннем рынке	348	52	>100	947	2 061	(54,1)
	22 838	**21 935**	**4,1**	**87 981**	**83 729**	**5,1**
Объём нефти, относящийся к возмещению затрат и вознаграждению по проекту «Западная Курна-2»	424	417	1,7	1 616	1 514	6,7
	23 262	**22 352**	**4,1**	**89 597**	**85 243**	**5,1**
Нефтепродукты[1]						
Экспорт и продажи на международных рынках						
оптовая реализация	22 422	23 172	(3,2)	92 392	93 676	(1,4)
розничная реализация	1 046	1 106	(5,4)	4 194	4 217	(0,5)
Продажи на внутреннем рынке						
оптовая реализация	3 535	4 003	(11,7)	14 506	14 721	(1,5)
розничная реализация	2 474	2 666	(7,2)	9 935	10 927	(9,1)
	29 477	**30 947**	**(4,8)**	**121 027**	**123 541**	**(2,0)**
Продукты нефтехимии						
Экспорт и продажи на международных рынках	276	384	(28,1)	1 547	1 004	54,1
Продажи на внутреннем рынке	146	184	(20,7)	699	754	(7,3)
	422	**568**	**(25,7)**	**2 246**	**1 758**	**27,8**
			(млн м³)			
Газ						
Продажи на международных рынках	4 388	3 717	18,1	15 785	14 173	11,4
Продажи на внутреннем рынке	3 389	3 079	10,1	12 942	13 723	(5,7)
	7 777	**6 796**	**14,4**	**28 727**	**27 896**	**3,0**

[1] Включая объёмы реализации продукции газопереработки.

Средние сложившиеся цены реализации		4 кв. 2019	3 кв. 2019	Изменение, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Изменение, %
Средняя цена продаж на мировом рынке							
Нефть (кроме стран ТС)[1]	(руб./барр.)	4 033	4 052	(0,5)	4 169	4 425	(5,8)
Нефть (в странах ТС)	(руб./барр.)	3 152	3 041	3,7	3 216	3 182	1,1
Нефтепродукты							
оптовая реализация	(руб./т)	36 162	36 252	(0,2)	36 834	38 562	(4,5)
розничная реализация	(руб./т)	80 640	81 751	(1,4)	82 299	82 877	(0,7)
Продукты нефтехимии	(руб./т)	54 040	54 331	(0,5)	59 268	67 412	(12,1)
Газ (за вычетом роялти)	(руб./тыс. м³)	8 430	8 822	(4,4)	8 806	7 972	10,5
Нефть (кроме стран ТС)[1]	(долл./барр.)	63,29	62,75	0,8	64,40	70,56	(8,7)
Нефть (в странах ТС)	(долл./барр.)	49,47	47,09	5,1	49,67	50,74	(2,1)
Нефтепродукты и продукция газопереработки							
оптовая реализация	(долл./т)	568	561	1,1	569	615	(7,5)
розничная реализация	(долл./т)	1 266	1 266	-	1 271	1 322	(3,8)
Продукты нефтехимии	(долл./т)	848	841	0,8	916	1 075	(14,8)
Газ (за вычетом роялти)	(долл./ тыс. м³)	132	137	(3,2)	136	127	7,0
Средняя цена продаж на внутреннем рынке							
Нефть	(руб./барр.)	3 064	2 925	4,7	3 245	3 145	3,2
Нефтепродукты							
оптовая реализация	(руб./т)	30 720	30 696	0,1	30 585	29 844	2,5
розничная реализация	(руб./т)	48 642	48 722	(0,2)	48 319	45 645	5,9
Продукты нефтехимии	(руб./т)	55 747	56 408	(1,2)	58 614	61 121	(4,1)
Газ[2]	(руб./тыс. м³)	2 562	2 496	2,6	2 510	2 430	3,3

[1] Без учёта возмещения и вознаграждения по проекту «Западная Курна-2».

[2] Цена не включает расходы на транспортировку по системе газоснабжения ПАО «Газпром», так как основной объём газа Группа продаёт на узле учёта.

По сравнению с третьим кварталом 2019 г. выручка Группы уменьшилась на 2,0% в основном в результате снижения выпуска и объёмов торговых операций с нефтепродуктами.

По сравнению с 2018 г. выручка Группы уменьшилась на 2,4% в основном в результате снижения цен реализации углеводородов и сокращения объёмов торговых операций с нефтепродуктами, что было частично нивелировано влиянием ослабления рубля на выручку, выраженную в долларах США, а также ростом продаж газа и торговых операций с продукцией нефтехимии.

Реализация нефти

По сравнению с третьим кварталом 2019 г. выручка от продаж нефти за рубежом увеличилась на 2,6% из-за роста объёмов торговых операций. Выручка от продажи нефти на внутреннем рынке выросла в результате роста объёмов продаж нефти за счёт снижения объёмов переработки из-за ремонтов на НПЗ Группы.

В 2019 г. выручка от продаж нефти за рубежом практически не изменилась по сравнению с 2018 г. Снижение цен было компенсировано ростом объёмов торговых операций с нефтью. Объёмы продаж нефти на внутреннем рынке по сравнению с 2018 г. снизились на 54,1% в связи с ростом объёмов переработки, в результате выручка от продажи нефти в России уменьшилась.

Реализация нефтепродуктов

Продажи нефтепродуктов по видам	**4 кв. 2019**	**3 кв. 2019**	**Измене-ние, %**	**12 месяцев 2019**	**2018**	**Измене-ние, %**
			(млн руб.)			
Оптовая реализация за рубежом	**810 817**	**840 030**	**(3,5)**	**3 403 202**	**3 612 291**	**(5,8)**
дизельное топливо	398 753	401 518	(0,7)	1 637 550	1 608 595	1,8
бензин	149 404	175 469	(14,9)	637 327	746 274	(14,6)
топочный мазут	134 541	118 781	13,3	521 882	534 155	(2,3)
реактивное топливо	8 812	31 040	(71,6)	97 202	126 840	(23,4)
масла и компоненты	15 230	16 330	(6,7)	65 726	73 300	(10,3)
продукция газопереработки	15 024	11 915	26,1	53 515	57 274	(6,6)
прочие	89 053	84 977	4,8	390 000	465 853	(16,3)
Розничная реализация за рубежом	**84 349**	**90 417**	**(6,7)**	**345 162**	**349 493**	**(1,2)**
Оптовая реализация в России	**108 596**	**122 877**	**(11,6)**	**443 667**	**439 327**	**1,0**
дизельное топливо	32 730	28 864	13,4	116 906	99 090	18,0
бензин	12 114	15 886	(23,7)	48 539	50 254	(3,4)
топочный мазут	4 610	8 820	(47,7)	33 124	44 070	(24,8)
реактивное топливо	31 333	37 708	(16,9)	128 672	120 042	7,2
масла и компоненты	5 429	7 200	(24,6)	25 265	26 236	(3,7)
продукция газопереработки	2 665	2 675	(0,4)	10 903	14 839	(26,5)
прочие	19 715	21 724	(9,2)	80 258	84 796	(5,4)
Розничная реализация в России	**120 340**	**129 894**	**(7,4)**	**480 048**	**498 765**	**(3,8)**
Продажи нефтепродуктов, всего	**1 124 102**	**1 183 218**	**(5,0)**	**4 672 079**	**4 899 876**	**(4,6)**

Объёмы продаж	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	2018	Измене-ние, %
			(тыс. т)			
Оптовая реализация за рубежом	**22 422**	**23 172**	**(3,2)**	**92 392**	**93 676**	**(1,4)**
дизельное топливо	9 637	9 759	(1,3)	39 002	36 455	7,0
бензин	3 538	4 160	(15,0)	15 015	16 806	(10,7)
топочный мазут	5 203	4 840	7,5	20 121	20 733	(3,0)
реактивное топливо	207	748	(72,3)	2 323	2 846	(18,4)
масла и компоненты	228	258	(11,6)	997	1 147	(13,1)
продукция газопереработки	521	475	9,7	1 902	1 720	10,6
прочие	3 088	2 932	5,3	13 032	13 969	(6,7)
Розничная реализация за рубежом	**1 046**	**1 106**	**(5,4)**	**4 194**	**4 217**	**(0,5)**
дизельное топливо	707	738	(4,2)	2 814	2 831	(0,6)
бензин	294	317	(7,3)	1 195	1 202	(0,6)
продукция газопереработки	45	51	(11,8)	185	184	0,5
Оптовая реализация в России	**3 535**	**4 003**	**(11,7)**	**14 506**	**14 721**	**(1,5)**
дизельное топливо	758	691	9,7	2 733	2 396	14,1
бензин	310	392	(20,9)	1 257	1 242	1,2
топочный мазут	423	602	(29,7)	2 184	2 746	(20,5)
реактивное топливо	753	919	(18,1)	3 138	2 936	6,9
масла и компоненты	86	100	(14,0)	361	359	0,6
продукция газопереработки	137	170	(19,4)	648	756	(14,3)
прочие	1 068	1 129	(5,4)	4 185	4 286	(2,4)
Розничная реализация в России	**2 474**	**2 666**	**(7,2)**	**9 935**	**10 927**	**(9,1)**
дизельное топливо	938	981	(4,4)	3 715	4 128	(10,0)
бензин	1 516	1 674	(9,4)	6 161	6 734	(8,5)
продукция газопереработки	20	11	81,8	59	65	(9,2)
Объёмы продаж нефтепродуктов, всего	**29 477**	**30 947**	**(4,8)**	**121 027**	**123 541**	**(2,0)**

Сравнение четвёртого квартала 2019 г. и третьего квартала 2019 г.

- Выручка от оптовой реализации нефтепродуктов за пределами России уменьшилась на 3,5% в результате снижения объёмов торговых операций.
- Выручка от розничных продаж за рубежом снизилась на 6,7% в связи с сезонным сокращением объёмов продаж.
- Выручка от оптовых и розничных продаж нефтепродуктов в России уменьшилась соответственно на 11,6 и 7,4% в результате снижения объёмов продаж за счёт сезонного снижения спроса на внутреннем рынке.

Сравнение 2019 г. и 2018 г.

- Выручка от оптовой реализации нефтепродуктов за пределами России уменьшилась на 5,8% в основном в результате снижения объёмов и цен реализации, что было частично компенсировано влиянием эффекта обесценения рубля.
- Розничная выручка за рубежом уменьшилась на 1,2% за счёт снижения объёмов и цен реализации.
- Несмотря на снижение объёмов, выручка от оптовых продаж нефтепродуктов в России увеличилась на 1,0% в результате роста цен реализации.
- Выручка от розничной реализации нефтепродуктов в России уменьшилась на 3,8% в результате снижения объёмов реализации на фоне повышенного спроса на нашу продукцию на внутреннем рынке в 2018 г., что было частично нивелировано ростом цен.

Реализация продуктов нефтехимии

По сравнению с третьим кварталом 2019 г. выручка от продаж продуктов нефтехимии уменьшилась на 26,2% в результате снижения объёмов торговых операций и цен реализации как в России, так и за рубежом.

По сравнению с 2018 г. выручка от продаж продуктов нефтехимии увеличилась на 16,6% в результате роста объёмов торговых операций за рубежом, при этом цены реализации снижались.

Реализация газа

Выручка от продажи газа в четвёртом квартале 2019 г. увеличилась на 12,8% в основном в результате роста объёмов добычи газа за рубежом.

В 2019 г. выручка от продажи газа увеличилась на 17,2% по сравнению с 2018 г. Этот рост в основном относился к зарубежному сегменту и стал результатом увеличения добычи природного газа в Узбекистане. Также увеличению выручки способствовал рост цен на газ.

Реализация энергии и сопутствующих услуг

По сравнению с третьим кварталом 2019 г. выручка от реализации энергии и сопутствующих услуг увеличилась на 16,5%, что в основном было обусловлено фактором сезонности в России.

По сравнению с 2018 г. выручка от реализации энергии и сопутствующих услуг уменьшилась на 3,0%.

Прочая реализация

Выручка от прочей реализации включает в себя нетопливную выручку нашей розничной сети, выручку от оказания транспортных услуг, услуг по добыче нефти, по аренде, а также выручку от реализации производственными и сбытовыми компаниями Группы услуг и товаров, не связанных с их основной деятельностью.

По сравнению с третьим кварталом 2019 г. прочие продажи Группы уменьшились на 12,4% в основном в результате сезонного снижения нетопливной реализации нашей розничной сети.

По сравнению с 2018 г. прочие продажи Группы уменьшились на 2,2%. Это произошло в основном в результате продажи непрофильного бизнеса по торговле автомобилями в России.

Кроме того, в состав прочей выручки в третьем квартале и за двенадцать месяцев 2019 г. вошли 2,2 млрд руб. (около 30 млн евро) компенсации недополученной прибыли в связи с поставками электроэнергии в 2016 г. на о. Сицилия, Италия.

Операционные расходы

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

	4 кв. 2019	**3 кв. 2019**	**Измене-ние, %**	**12 месяцев 2019**	**2018**	**Измене-ние, %**
			(млн руб.)			
Затраты на добычу углеводородов[1]	49 877	49 577	0,6	193 857	196 227	(1,2)
Затраты на добычу нефти на месторождении «Западная Курна-2»	4 133	3 851	7,3	17 010	17 588	(3,3)
Затраты на переработку на НПЗ Группы	24 636	24 942	(1,2)	96 543	104 987	(8,0)
Затраты на переработку на сторонних НПЗ	(1 516)	4 523	-	7 175	8 020	(10,5)
Затраты на транспортировку нефти до НПЗ	13 268	13 570	(2,2)	52 884	50 264	5,2
Затраты предприятий энергетики	8 517	7 310	16,5	30 432	30 045	1,3
Затраты предприятий нефтехимии	3 379	2 904	16,4	12 463	12 075	3,2
Прочие операционные расходы	13 271	12 609	5,3	47 346	45 261	4,6
Итого операционные расходы	**115 565**	**119 286**	**(3,1)**	**457 710**	**464 467**	**(1,5)**

[1] Исключая затраты на месторождении «Западная Курна-2».

Методика распределения операционных расходов, используемая в приведённой таблице, отличается от подходов, используемых при подготовке данных для Примечания 33 «Сегментная информация» к консолидированной финансовой отчётности. Расходы в сегментной отчётности группируются на основании принадлежности компаний к тому или иному операционному сегменту, не делятся по видам расходов в рамках одной компании и не учитывают межсегментные поправки по исключению внутригрупповой сервисной маржи. Операционные расходы для целей настоящего анализа сгруппированы исходя из природы понесённых затрат.

Затраты на добычу углеводородов

В состав затрат на добычу входят расходы на ремонт добывающего оборудования, оплату труда, затраты на проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, на приобретение ГСМ, оплату электроэнергии, затраты на выработку жидких углеводородов, страхование имущества и иные аналогичные затраты.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Изменение, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Изменение, %
			(млн руб.)			
Затраты на добычу углеводородов[1]	49 877	49 577	0,6	193 857	196 227	(1,2)
в России	43 285	42 970	0,7	170 590	175 131	(2,6)
за рубежом[1]	6 592	6 607	(0,2)	23 267	21 096	10,3
			(руб./барр. н.э.)			
Удельные затраты на добычу углеводородов[1]	233	239	(2,6)	232	238	(2,5)
в России	239	239	0,2	237	244	(2,7)
за рубежом[1]	200	245	(18,1)	200	199	0,3

[1] Исключая затраты на месторождении «Западная Курна-2».

Удельные и общие затраты на добычу углеводородов в России в четвёртом квартале 2019 г. по сравнению с предыдущим кварталом существенно не изменились. Затраты на добычу углеводородов за рубежом по сравнению с третьим кварталом 2019 г. также существенно не изменились, при этом удельные затраты уменьшились на 18,1% в основном в результате роста добычи газа за рубежом.

В России затраты на добычу углеводородов снизились на 2,6% по сравнению с 2018 г. в основном за счёт сокращения расходов на мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов и капитальные ремонты, что было частично компенсировано ростом стоимости электроэнергии. Кроме того, снижение затрат было обусловлено применением МСФО 16. Удельные затраты на добычу углеводородов в России уменьшились на 2,7%.

В 2019 г. затраты на добычу углеводородов за рубежом увеличились на 10,3% в результате роста добычи в Узбекистане и Азербайджане, проведения ремонтных работ в Казахстане, а также обесценения рубля. При этом, несмотря на обесценение рубля, удельные затраты на добычу за рубежом существенно не изменились благодаря росту доли газа в структуре добычи.

Затраты на переработку на собственных НПЗ

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Изменение, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Изменение, %
			(млн руб.)			
Затраты на переработку нефти на НПЗ Группы	24 636	24 942	(1,2)	96 543	104 987	(8,0)
в России	11 328	11 036	2,6	42 555	45 659	(6,8)
за рубежом	13 308	13 906	(4,3)	53 988	59 328	(9,0)
			(руб./т)			
Удельные затраты на переработку нефти на НПЗ Группы	1 448	1 367	6,0	1 404	1 560	(10,0)
в России	1 046	951	10,1	964	1 057	(8,8)
за рубежом	2 153	2 096	2,7	2 195	2 459	(10,7)

По сравнению с третьим кварталом 2019 г. затраты на переработку в России увеличились на 2,6% в основном за счёт роста расходов на электроэнергию и топливо, ремонты и изменения структуры потребления покупных присадок. За рубежом расходы на переработку уменьшились на 4,3% за счёт снижения объёмов переработки в результате планового ремонта на НПЗ в Италии.

По сравнению с 2018 г. затраты на переработку в России снизились на 6,8% в результате сокращения потребления покупных присадок для производства автомобильных бензинов, несмотря на рост объёмов переработки. Снижение затрат за рубежом на 9,0% произошло за счёт сокращения расходов на электроэнергию, топливо и ремонты, несмотря на рост объёмов переработки.

Затраты на переработку на сторонних НПЗ

Наряду с собственным производством нефтепродуктов Группа перерабатывает нефть на сторонних НПЗ.

В конце 2016 г. в рамках развития торговой деятельности компания Группы заключила трёхлетнее толлинговое соглашение с НПЗ, расположенным в Канаде. Соответствующие затраты на переработку представляли собой разницу между ценой приобретения сырья, включая различные расходы, и ценой реализации нефтепродуктов, полученных в результате его переработки. По мере продажи нефтепродуктов эти расходы компенсировались полученной выручкой от реализации. За выполнение соглашения компания Группы получала определённое вознаграждение.

В августе 2019 г. данное соглашение было продлено до 2022 г. с изменением отдельных положений и теперь представляет собой соглашение о финансировании с отражением в отчёте о прибылях и убытках только процентов за предоставленное финансирование и вознаграждения. Как следствие, с сентября 2019 г. Компания не признаёт расходы на переработку в рамках данного соглашения.

Сумма расходов на переработку на канадском НПЗ в четвёртом квартале 2019 г. была отрицательной и составила 1,7 млрд руб., что связано с изменением параметров соглашения с сентября 2019 г., по сравнению с 4,4 млрд руб. в третьем квартале 2019 г.

Сумма соответствующих расходов на переработку на канадском НПЗ в 2019 г. составила 6,6 млрд руб. по сравнению с 7,4 млрд руб. в 2018 г.

Затраты на транспортировку нефти до НПЗ

Затраты на транспортировку нефти до НПЗ включают затраты на транспортировку нефти и нефтепродуктов трубопроводным, железнодорожным и морским транспортом до перерабатывающих мощностей для последующей переработки.

Затраты на транспортировку нефти до НПЗ по сравнению с третьим кварталом 2019 г. уменьшились на 2,2%, в основном в связи с изменением структуры поставок нефти на заводы Группы.

По сравнению с 2018 г. затраты на транспортировку нефти до НПЗ увеличились на 5,2%, в основном из-за роста объёмов поставок собственной нефти и тарифов транспортировки.

Затраты предприятий энергетики

По сравнению с третьим кварталом 2019 г. и двенадцатью месяцами 2018 г. затраты предприятий энергетики увеличились на 16,5 и 1,3% соответственно. Рост затрат по сравнению с предыдущим кварталом объясняется сезонным фактором.

Затраты предприятий нефтехимии

Затраты предприятий нефтехимии в четвёртом квартале 2019 г. выросли на 16,4% в результате роста расходов на ремонты на нефтехимических заводах в России.

По сравнению с 2018 г. затраты предприятий нефтехимии увеличились на 3,2% в результате роста выработки на фоне низкого объёма из-за остановки производства на нефтехимическом комплексе в Болгарии в 2018 г.

Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки

Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки включает стоимость нефти и нефтепродуктов для продажи или переработки, стоимость газа и мазута для предприятий сегмента энергетики, а также финансовый результат от хеджирования продаж нефти и нефтепродуктов за рубежом.

	4 кв. 2019	**3 кв. 2019**	**Измене-ние, %**	**12 месяцев 2019**	**2018**	**Измене-ние, %**
			(млн руб.)			
Стоимость приобретённой нефти в России	5 292	3 846	37,6	18 123	21 458	(15,5)
Стоимость приобретённой нефти за рубежом	507 554	586 976	(13,5)	2 229 352	2 213 464	0,7
Стоимость компенсационной нефти по проекту «Западная Курна-2»	10 341	10 399	(0,6)	36 225	52 817	(31,4)
Итого стоимость приобретённой нефти	**523 187**	**601 221**	**(13,0)**	**2 283 700**	**2 287 739**	**(0,2)**
Стоимость приобретённых нефтепродуктов в России	9 100	10 101	(9,9)	37 146	50 176	(26,0)
Стоимость приобретённых нефтепродуктов за рубежом	470 717	466 206	1,0	1 930 711	2 067 726	(6,6)
Итого стоимость приобретённых нефтепродуктов	**479 817**	**476 307**	**0,7**	**1 967 857**	**2 117 902**	**(7,1)**
Прочие закупки	15 606	15 871	(1,7)	82 157	60 898	34,9
Убыток/(прибыль) от хеджирования торговых операций	28 418	(11 370)	-	61 333	(21 908)	-
Изменение запасов	13 127	(32 019)	-	(86 974)	89 613	-
Итого стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки	**1 060 155**	**1 050 010**	**1,0**	**4 308 073**	**4 534 244**	**(5,0)**

Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки по сравнению с третьим кварталом 2019 г. выросла на 1,0%.

По сравнению с 2018 г. стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки уменьшилась на 5,0% в основном в результате снижения мировых цен на углеводороды.

Транспортные расходы

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Изменение, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Изменение, %
			(млн руб.)			
Расходы на транспортировку нефти	25 133	23 633	6,3	98 406	95 913	2,6
в России	11 922	10 261	16,2	46 946	46 881	0,1
за рубежом	13 211	13 372	(1,2)	51 460	49 032	5,0
Расходы на транспортировку нефтепродуктов	43 873	38 942	12,7	162 648	160 972	1,0
в России	23 018	22 429	2,6	89 842	90 293	(0,5)
за рубежом	20 855	16 513	26,3	72 806	70 679	3,0
Расходы на транспортировку прочей продукции	5 189	4 774	8,7	17 744	13 268	33,7
в России	456	736	(38,0)	2 200	2 696	(18,4)
за рубежом	4 733	4 038	17,2	15 544	10 572	47,0
Итого транспортные расходы	**74 195**	**67 349**	**10,2**	**278 798**	**270 153**	**3,2**

По сравнению с третьим кварталом 2019 г. расходы на транспортировку нефти и нефтепродуктов увеличились на 6,3 и 12,7% соответственно. За рубежом расходы на транспортировку нефти существенно не изменились, в то время как расходы на транспортировку нефтепродуктов увеличились на 26,3% за счёт роста ставок фрахта. Расходы российских обществ на транспортировку нефти увеличились за счёт роста объёмов продаж и изменения направлений поставок. Расходы на транспортировку нефтепродуктов в России также увеличились в связи с изменением направлений поставок и увеличением объёмов реализации на экспорт, что было частично нивелировано уменьшением объёмов продаж на внутреннем рынке.

По сравнению с 2018 г. расходы на транспортировку нефти и нефтепродуктов увеличились на 2,6 и 1,0% соответственно. За рубежом расходы увеличились в основном в связи с обесценением рубля к доллару США и ростом ставок фрахта, что было частично нивелировано эффектом от применения МСФО 16. Расходы в России существенно не изменились. Рост тарифов и объёмов реализации на экспорт был нивелирован уменьшением объёмов продаж на внутреннем рынке и эффектом от применения МСФО 16.

Динамика расходов на транспортировку прочей продукции за рубежом по сравнению с 2018 г. связана с разовыми поправками четвёртого квартала 2018 г., относящимися к СРП в Узбекистане.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы

В состав коммерческих, общехозяйственных и административных расходов входят расходы на выплату заработной платы (за исключением затрат на выплату заработной платы работникам добывающих, перерабатывающих и энергетических предприятий); расходы на страхование (кроме страхования имущества добывающих, перерабатывающих и энергетических предприятий), на содержание и обслуживание объектов социальной инфраструктуры; расходы, связанные с созданием резерва под ожидаемые кредитные убытки, а также прочие расходы. Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы Группы примерно поровну распределены между российским и зарубежным сегментами.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Изменение, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Изменение, %
			(млн руб.)			
Расходы на оплату труда в составе коммерческих, общехозяйственных и административных расходов	15 909	17 957	(11,4)	68 380	62 959	8,6
Прочие коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	25 454	20 686	23,0	88 086	99 123	(11,1)
Вознаграждение на основе акций	7 841	7 841	-	31 366	31 300	0,2
Расходы (доходы) по созданию резерва под ожидаемые кредитные убытки	3 770	(846)	-	9 340	(949)	-
Итого коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	**52 974**	**45 638**	**16,1**	**197 172**	**192 433**	**2,5**

По сравнению с третьим кварталом 2019 г. рост коммерческих, общехозяйственных и административных расходов произошёл в основном в результате изменений в резервах под ожидаемые кредитные убытки. Расходы на оплату труда снизились на фоне снижения расходов по премиям за рубежом. Прочие коммерческие, общехозяйственные и административные расходы увеличились в результате роста рекламных, консультационных и прочих расходов.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы в 2019 г. увеличились на 2,5% в основном в результате начисления резервов под ожидаемые кредитные убытки. Кроме того, за счёт индексации заработной платы и выплаты премий выросли расходы по оплате труда. При этом, положительное влияние на динамику коммерческих, общехозяйственных и административных расходов оказало применение МСФО 16.

В конце декабря 2017 г. Компания объявила новую программу по вознаграждению определённых членов руководства и ключевого персонала на период с 2018 по 2022 гг., основанную приблизительно на 40 млн акций. Формирование программы было завершено в июле 2018 г., и она была классифицирована как программа вознаграждения на основе акций с расчётами долевыми инструментами.

Износ и амортизация

По сравнению с третьим кварталом 2019 г. расходы Группы по износу и амортизации уменьшились на 3,3%. Положительный эффект от увеличения доказанных разрабатываемых запасов углеводородов на некоторых месторождениях Группы на конец 2019 г. и соответствующего пересчёта расходов по износу и амортизации за 2019 г. в целом был частично нивелирован ростом расходов в Узбекистане в связи с увеличением объёмов добычи газа.

По сравнению с 2018 г. расходы Группы по износу и амортизации выросли на 72 млрд руб., или на 21,0%, в результате отражения Группой расходов по амортизации прав пользования активами в сумме 33,0 млрд руб. в соответствии с новым стандартом МСФО 16 и роста амортизации вследствие увеличения объёмов добычи газа в результате ввода в эксплуатацию производственных объектов по проекту «Кандым» в Узбекистане.

Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия

Группа имеет ряд финансовых вложений в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия. Основными видами деятельности этих компаний являются разведка, добыча и реализация нефти в Российской Федерации, добыча и реализация нефти в Казахстане. На данный момент крупнейшими зависимыми предприятиями Группы являются нефтегазодобывающие компании «Тенгизшевройл», ведущая свою деятельность в Казахстане, ООО «Башнефть-Полюс», разрабатывающее месторождения им. Требса и Титова в Тимано-Печоре, а также «Южно-Кавказская трубопроводная компания» и «Каспийский трубопроводный консорциум» – трубопроводные проекты в Азербайджане и Казахстане.

Доля Группы в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, по сравнению с третьим кварталом 2019 г. уменьшилась на 3,9 млрд руб., или на 70,4%, а по сравнению с 2018 г. уменьшилась на 7 млрд руб., или на 27,7% в основном в результате частичного обесценения основных средств наших зависимых нефтедобывающих компаний.

Налоги (кроме налога на прибыль)

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	2018	Измене-ние, %
			(млн руб.)			
В России						
Налог на добычу полезных ископаемых	200 682	214 115	(6,3)	849 445	836 820	1,5
Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья	3 401	3 367	1,0	16 229	-	-
Социальные налоги и отчисления	6 163	6 798	(9,3)	27 308	26 506	3,0
Налог на имущество	5 943	5 652	5,1	22 663	24 273	(6,6)
Прочие налоги и отчисления	668	729	(8,4)	2 515	2 063	21,9
Итого в России	**216 857**	**230 661**	**(6,0)**	**918 160**	**889 662**	**3,2**
За рубежом						
Налог на добычу полезных ископаемых	22	-	-	22	-	-
Социальные налоги и отчисления	1 797	1 317	36,4	6 109	6 025	1,4
Налог на имущество	237	222	6,8	906	904	0,2
Прочие налоги и отчисления	763	801	(4,7)	2 993	2 792	7,2
Итого за рубежом	**2 819**	**2 340**	**20,5**	**10 030**	**9 721**	**3,2**
Итого налоги (кроме налога на прибыль)	**219 676**	**233 001**	**(5,7)**	**928 190**	**899 383**	**3,2**

В четвёртом квартале 2019 г. расходы по налогам (кроме налога на прибыль) уменьшились на 5,7% по сравнению с третьим кварталом 2019 г. в основном в результате снижения расходов по налогу на добычу полезных ископаемых из-за эффекта запасов, а также за счёт корректировки расходов по налогу за прошлые периоды.

По сравнению с 2018 г. расходы по налогам (кроме налога на прибыль) увеличились на 3,2% в основном в результате роста расходов по налогу на добычу полезных ископаемых вследствие роста его ставки на 4,6%, а также началом применения нового налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья.

В таблице ниже приведены данные по применению пониженных и нулевых ставок налога на добычу нефти в России (кроме особых налоговых режимов).

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Изменение, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Изменение, %
			(млн руб.)			
Снижение расходов по НДПИ от применения пониженных и нулевых ставок по добыче в нефти	30 970	31 688	(2,3)	127 018	133 300	(4,7)
			(тыс. т)			
Объёмы добычи нефти, к которым применяется:						
нулевая ставка (сверхвязкая нефть)	557	577	(3,5)	2 157	1 630	32,3
пониженная ставка (налоговые каникулы и высоковязкая нефть)	1 076	1 037	3,8	4 221	5 672	(25,6)
пониженная ставка (низкопроницаемые залежи)	395	548	(27,9)	1 422	517	175,0
пониженная ставка (Тюменская свита)	181	225	(19,6)	725	835	(13,2)
пониженная ставка (высокая степень выработанности)	4 703	4 786	(1,7)	19 050	15 631	21,9
пониженная ставка (прочие основания)	632	664	(4,8)	2 503	2 310	8,4
Суммарный объём добычи, облагаемый по нулевым и сниженным ставкам	**7 544**	**7 837**	**(3,7)**	**30 078**	**26 595**	**13,1**

С 1 января 2019 г. Группа применяет особый налоговый режим со сниженным НДПИ на нефть и газовый конденсат для лицензионных участков с НДД. В четвёртом квартале и за двенадцать месяцев 2019 г. добыча нефти и газового конденсата на таких участках составила 1 273 и 4 948 тыс. т соответственно. Расходы по НДПИ на этих лицензионных участках составили 6 418 млн руб. в четвёртом квартале 2019 г. и 25 429 млн руб. в 2019 г.

Помимо указанных в таблице выше объёмов добычи Группа также применяет особые налоговые режимы на отдельных морских месторождениях. Добыча, в рамках таких режимов, в четвёртом квартале 2019 г. составила 1 657 тыс. т, а в 2019 г. – 6 436 тыс. т (в третьем квартале 2019 г. – 1 554 тыс. т и в 2018 г. – 6 074 тыс. т).

Акцизы и экспортные пошлины

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Изменение, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Изменение, %
			(млн руб.)			
В России						
Акциз на нефтепродукты	35 499	39 133	(9,3)	140 659	113 479	24,0
Акциз на нефтяное сырье (без демпфера)	(7 381)	(7 932)	(6,9)	(31 212)	-	-
Демпфирующий фактор	(12 359)	(17 927)	(31,1)	(57 237)	-	-
Экспортные пошлины на нефть	32 612	33 498	(2,6)	141 622	203 310	(30,3)
Экспортные пошлины на нефтепродукты	10 813	11 686	(7,5)	46 058	55 453	(16,9)
Итого в России	**59 184**	**58 458**	**1,2**	**239 890**	**372 242**	**(35,6)**
За рубежом						
Акциз и налог на реализацию нефтепродуктов	45 347	50 158	(9,6)	186 078	184 249	1,0
Экспортные пошлины на нефть	7	15	(53,3)	51	35	45,7
Экспортные и импортные пошлины на нефтепродукты	(4)	(58)	(93,1)	(256)	301	(185,0)
Итого за рубежом	**45 350**	**50 115**	**(9,5)**	**185 873**	**184 585**	**0,7**
Итого акцизы и экспортные пошлины	**104 534**	**108 573**	**(3,7)**	**425 763**	**556 827**	**(23,5)**

Снижение расходов по экспортным пошлинам на нефть и нефтепродукты по сравнению с третьим кварталом 2019 г. произошло в основном за счёт эффекта лага экспортных пошлин.

Расходы по акцизам как в России, так и за рубежом снизились по сравнению с предыдущим кварталом в основном за счёт сезонного снижения продаж подакцизной продукции.

Сумма обратного акциза на нефтяное сырьё снизилась с 26 млрд руб. в третьем квартале 2019 г. до 20 млрд руб. в четвёртом квартале 2019 г., что объясняется уменьшением демпфирующего фактора в результате снижения цен на автомобильный бензин на международных рынках.

По сравнению с 2018 г. расходы по экспортным пошлинам на нефть уменьшились в основном в результате снижения ставки пошлин на 24,7% и увеличения доли нефти с месторождений со специальным налоговым режимом в структуре экспорта. Расходы по экспортным пошлинам на нефтепродукты также уменьшились за счёт снижения ставки пошлины, несмотря на рост объёмов их экспорта.

По сравнению с 2018 г. акцизы в России выросли за счёт роста ставок, а за рубежом – в результате роста объёмов реализации подакцизной продукции.

Отрицательные значения экспортных и импортных пошлин на нефтепродукты за рубежом в 2019 г. связаны с возмещением импортных пошлин в США.

Затраты на геолого-разведочные работы

В четвёртом квартале 2019 г. были списаны расходы по бурению сухой скважины в Румынии в сумме около 5,8 млрд руб.

Прибыль (убыток) по курсовым разницам

Прибыль (убыток) по курсовым разницам относится главным образом к результату от переоценки чистой монетарной позиции компаний Группы в долларах США и евро, которая в основном состоит из дебиторской задолженности зарубежных дочерних обществ и займов, преимущественно внутригупповых, выданных или полученных в валюте, отличной от функциональной валюты общества. В конце 2018 г. вследствие изменения структуры внутригруппового финансирования чистая монетарная позиция Компании в иностранных валютах значительно изменилась. Кроме того, с 1 января 2019 г. Группа признала обязательства по аренде в иностранной валюте в соответствии с новым стандартом МСФО 16.

Прибыль по курсовым разницам в 2019 г. составила 0,9 млрд руб., из которых 45 млн руб. относятся к четвёртому кварталу 2019 г., по сравнению с убытком 4,6 млрд руб. в третьем квартале 2019 г. и прибылью 33,8 млрд руб. в 2018 г.

Применение с 1 января 2019 г. стандарта МСФО 16 привело к дополнительной прибыли по курсовым разницам в сумме 7,9 млрд руб. в 2019 г., из которых 2,0 млрд руб. относится к результатам четвёртого квартала 2019 г.

Прочие (расходы) доходы

Прочие (расходы) доходы включают в себя финансовый результат от выбытия активов, убытки от обесценения активов, чрезвычайные доходы и расходы, пересмотры оценок и прочие внеоперационные доходы и расходы.

В четвёртом квартале 2019 г. Компания признала убыток от обесценения активов сегмента «Разведка и добыча» в России и за рубежом в сумме 21,4 млрд руб., а также сегмента «Переработка, торговля и сбыт» в России и за рубежом в сумме 1,3 млрд руб. При этом Компания отразила восстановление ранее признанного обесценения в размере 9,7 млрд руб., которое преимущественно связано с улучшением экономических параметров ряда добывающих проектов в Западной Сибири и Европейской части России.

В четвёртом квартале 2018 г. Группа признала убытки от обесценения активов сегмента «Разведка и добыча» в России и за рубежом в сумме 6,1 млрд руб., а также сегмента «Переработка, торговля и сбыт» в России и за рубежом в сумме 0,6 млрд руб. Также во втором квартале 2018 г. Компания признала убыток от обесценения активов разведки и добычи в России в сумме 5,0 млрд руб., в связи с решением о прекращении разведочного бурения на Восточно-Таймырском участке недр.

Налог на прибыль

Установленная максимальная ставка налога на прибыль в Российской Федерации равна 20%. Однако сложившаяся эффективная ставка может быть как выше в результате не принимаемых к вычету расходов, так и ниже по причине необлагаемых налогом доходов и применения пониженных региональных ставок налога на прибыль в России.

По сравнению с третьим кварталом 2019 г. расходы Компании по налогу на прибыль уменьшились на 5 млрд руб., или на 14,9%. При этом прибыль до налога на прибыль уменьшилась на 76 млрд руб., или на 33,7%. Эффективная ставка налога на прибыль в четвёртом квартале 2019 г. составила 20,3% (в третьем квартале 2019 г. – 15,8%). Рост ставки произошёл за счёт корректировок в третьем квартале 2019 г. налога на прибыль за предыдущие периоды.

По сравнению с 2018 г. расходы Компании по налогу на прибыль существенно не изменились. При этом прибыль до налога на прибыль увеличилась на 20 млрд руб., или на 2,6%. Эффективная ставка налога на прибыль в 2019 г. составила 19,0% (в 2018 г. – 19,7%). Снижение эффективной ставки в 2019 г. произошло также за счёт корректировок налога на прибыль за предыдущие периоды и ставок региональных льгот некоторых российских обществ.

Сверка небухгалтерских показателей

Сверка показателя EBITDA

Показатель EBITDA не определяется МСФО. Группа определяет показатель EBITDA как операционную прибыль до вычета износа и амортизации. Мы полагаем, что показатель EBITDA предоставляет инвесторам полезную информацию, так как является индикатором эффективности нашей деятельности, включая способность финансировать капитальные затраты, приобретения и другие инвестиции, а также привлекать и обслуживать долг. Показатель EBITDA не должен рассматриваться в отрыве от чистой прибыли или любого другого показателя, определённого МСФО, либо как альтернатива любому из них.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018
	(млн руб.)			
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ»	**119 310**	**190 387**	**640 178**	**619 174**
Увеличивается (уменьшается) на:				
Чистую прибыль, относящуюся к неконтролирующим долям	433	500	2 043	1 928
Налог на прибыль	30 529	35 881	151 133	151 917
Финансовые доходы	(6 131)	(6 944)	(25 134)	(19 530)
Финансовые расходы	10 774	10 872	44 356	38 298
(Прибыль) убыток по курсовым разницам	(45)	4 630	(923)	(33 763)
Долю в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	(1 628)	(5 496)	(18 246)	(25 243)
Прочие расходы (доходы)	23 888	(6 529)	27 691	38 934
Износ и амортизацию	101 030	104 504	415 094	343 085
EBITDA	**278 160**	**327 805**	**1 236 192**	**1 114 800**
EBITDA операционных сегментов				
Сегмент «Разведка и добыча»				
Выручка	579 500	570 432	2 364 184	2 391 467
Операционные расходы	(70 069)	(70 479)	(274 934)	(273 012)
Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки	(10 326)	(14 282)	(40 350)	(58 053)
Транспортные расходы	(18 846)	(16 925)	(69 589)	(63 713)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(13 303)	(8 585)	(47 964)	(38 559)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(214 657)	(213 331)	(891 051)	(875 172)
Акцизы и экспортные пошлины	(33 333)	(34 211)	(136 998)	(209 089)
Затраты на геолого-разведочные работы	(7 180)	(661)	(9 348)	(3 582)
EBITDA сегмента «Разведка и добыча»	**211 786**	**211 958**	**893 950**	**870 287**
Сегмент «Переработка, торговля и сбыт»				
Выручка	1 851 598	1 902 350	7 624 198	7 834 339
Операционные расходы	(56 644)	(60 148)	(228 576)	(243 214)
Стоимость приобрётенных нефти, газа и продуктов их переработки	(1 541 297)	(1 557 851)	(6 362 401)	(6 584 719)
Транспортные расходы	(61 385)	(55 798)	(229 007)	(218 851)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(31 439)	(30 016)	(121 383)	(127 089)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(6 242)	(6 607)	(25 323)	(24 480)
Акцизы и экспортные пошлины	(72 434)	(75 550)	(285 866)	(353 842)
EBITDA сегмента «Переработка, торговля и сбыт»	**82 157**	**116 380**	**371 642**	**282 144**
EBITDA сегмента «Корпоративный центр»	**(13 679)**	**(10 544)**	**(39 962)**	**(36 154)**
Элиминации	**(2 104)**	**10 011**	**10 562**	**(1 477)**
EBITDA	**278 160**	**327 805**	**1 236 192**	**1 114 800**

Сверка показателя «Свободный денежный поток»

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018
	(млн руб.)			
Денежные средства, полученные от основной деятельности	320 681	317 921	1 151 844	1 006 651
Капитальные затраты	(135 937)	(109 062)	(449 975)	(451 526)
Свободный денежный поток	**184 744**	**208 859**	**701 869**	**555 125**

Анализ движения денежных средств и капитальных затрат

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Измене-ние, %
			(млн руб.)			
Денежные средства, полученные от основной деятельности	320 681	317 921	0,9	1 151 844	1 006 651	14,4
включая снижение (рост) рабочего капитала	44 960	12 796	>100	(6 781)	(33 592)	(79,8)
Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(157 725)	(143 238)	10,1	(510 126)	(420 392)	21,3
Денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(79 980)	(240 489)	(66,7)	(582 344)	(468 549)	24,3

Изменения в активах и обязательствах, относящихся к операционной деятельности:

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Измене-ние, %
			(млн руб.)			
(Рост) снижение дебиторской задолженности	(29 162)	84 710	-	(48 023)	23 877	-
Снижение (рост) запасов	10 798	(17 428)	-	(69 171)	71 565	-
Рост (снижение) кредиторской задолженности	54 345	(37 056)	-	88 977	(92 508)	-
Рост (снижение) чистого обязательства по налогам, кроме налога на прибыль	1 525	(4 287)	-	24 053	(8 460)	-
Изменение прочих краткосрочных активов и обязательств	7 454	(13 143)	-	(2 617)	(28 066)	(90,7)
Итого снижение (рост) рабочего капитала	**44 960**	**12 796**	**-**	**(6 781)**	**(33 592)**	**(79,8)**

Основная деятельность

Основным источником денежных средств Группы являются средства, полученные от основной деятельности. По сравнению с третьим кварталом 2019 г. их размер изменился несущественно, а по сравнению с 2018 г. увеличился на 14,4% вследствие роста доходности основной деятельности Группы, а также изменения рабочего капитала.

Положительное влияние применения МСФО 16 на денежные средства, полученные от основной деятельности, в 2019 г. составило 37,2 млрд руб.

Инвестиционная деятельность

Объём денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, увеличился на 10,1% по сравнению с предыдущим кварталом и на 21,3% по сравнению с 2018 г.

Капитальные затраты выросли на 27 млрд руб., или на 24,6%, по сравнению с третьим кварталом 2019 г. и существенно не изменились по сравнению с 2018 г.

Положительное влияние применения МСФО 16 на денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, выражалось в снижении капитальных затрат на 9,5 млрд руб.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	2018	Измене-ние, %
			(млн руб.)			
Капитальные затраты						
Разведка и добыча						
Западная Сибирь	35 922	37 868	(5,1)	141 266	129 050	9,5
Тимано-Печора	16 203	14 964	8,3	66 808	69 770	(4,2)
Урал	10 567	9 773	8,1	37 243	35 374	5,3
Поволжье	14 542	12 767	13,9	43 798	53 481	(18,1)
Прочие регионы России	3 700	2 367	56,3	10 778	11 429	(5,7)
Разведка и добыча в России	80 934	77 739	4,1	299 893	299 104	0,3
Ирак	7 101	5 153	37,8	22 833	18 849	21,1
Прочие за рубежом	14 527	7 894	84,0	42 214	45 903	(8,0)
Разведка и добыча за рубежом	21 628	13 047	65,8	65 047	64 752	0,5
Итого разведка и добыча	**102 562**	**90 786**	**13,0**	**364 940**	**363 856**	**0,3**
Переработка, торговля и сбыт						
Россия	26 540	13 972	90,0	62 740	65 326	(4,0)
переработка	16 228	9 264	75,2	39 912	44 621	(10,6)
розница	1 634	601	171,9	4 189	7 433	(43,6)
прочие	8 678	4 107	111,3	18 639	13 272	40,4
За рубежом	5 356	3 551	50,8	18 400	18 616	(1,2)
переработка	2 849	2 308	23,4	12 327	12 381	(0,4)
розница	2 159	880	145,3	4 318	4 222	2,3
прочие	348	363	(4,1)	1 755	2 013	(12,8)
Итого переработка, торговля и сбыт	**31 896**	**17 523**	**82,0**	**81 140**	**83 942**	**(3,3)**
Корпоративный центр и прочие	1 479	753	96,4	3 895	3 728	4,5
Итого капитальные затраты	**135 937**	**109 062**	**24,6**	**449 975**	**451 526**	**(0,3)**

По сравнению с третьим кварталом 2019 г. рост капитальных затрат сегмента разведки и добычи в России в основном относилось к инвестициям в Поволжье, где продолжаются работы по обустройству месторождений им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского, а также подготовка к обустройству месторождения им. В.И. Грайфера (Ракушечное).

Рост капитальных затрат по зарубежным проектам по сравнению с предыдущим кварталом связан с неравномерностью оплаты капитальных затрат в Узбекистане.

По сравнению с третьим кварталом 2019 г. рост капитальных затрат сегмента переработки и сбыта в России объясняется строительством новых производственных мощностей на нефтеперерабатывающих заводах.

Изменения капитальных затрат сегмента разведки и добычи в России по сравнению с 2018 г. в основном связаны с завершением очередных этапов развития месторождений им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского. Рост капитальных затрат в Западной Сибири обусловлен увеличением объёмов проходки эксплуатационного бурения.

По сравнению с 2018 г. снижение капитальных затрат сегмента переработки и сбыта в России связано с выдачей в предыдущем году авансов на строительство комплекса замедленного коксования на НПЗ в Нижнем Новгороде.

В приведённой ниже таблице раскрыты объёмы капитальных затрат на разведку и добычу по проектам развития.

	4 кв. 2019	3 кв. 2019	Измене-ние, %	12 месяцев 2019	12 месяцев 2018	Измене-ние, %
			(млн руб.)			
Западная Сибирь (Ямал)	5 110	4 537	12,6	21 383	22 007	(2,8)
Каспий (проекты в России)	11 726	10 731	9,3	36 362	47 913	(24,1)
Тимано-Печора (Ярегское месторождение)	1 169	2 440	(52,1)	7 756	10 304	(24,7)
Ирак («Западная Курна-2»)	6 210	4 580	35,6	19 967	16 366	22,0
Ирак (Блок-10)	891	573	55,5	2 866	2 483	15,4
Узбекистан	3 547	744	>100	11 605	20 932	(44,6)
Итого	**28 653**	**23 605**	**21,4**	**99 939**	**120 005**	**(16,7)**

Финансовая деятельность

Отток денежных средств, связанный с изменением задолженности по краткосрочным и долгосрочным кредитам и займам, в четвёртом квартале 2019 г. составил 65 млрд руб., а в 2019 г. отток составил 113 млрд руб., из которых 38,6 млрд руб. относятся к применению МСФО 16, по сравнению с оттоком в сумме 13 млрд руб. в третьем квартале 2019 г. и оттоком в сумме 208 млрд руб. в 2018 г.

В 2019 г. Группа также отразила дополнительные платежи по процентам в сумме 8,1 млрд руб. в соответствии с МСФО 16.

В августе 2018 г. Компания объявила о начале обратного выкупа собственных акций с целью уменьшения уставного капитала Компании. В рамках данной программы, а также публичной оферты, проведённой в течение июля–августа 2019 г., компания Группы потратила 243 691 млн руб. за девять месяцев 2019 г.

20 августа 2019 г. Компания сообщила о завершении программы обратного выкупа акций. С начала её действия, с учётом публичной оферты, было приобретено 56,7 млн обыкновенных акций и депозитарных расписок Компании.

Кредитный рейтинг Компании

Агентство Standard & Poor's установило кредитный рейтинг эмитента на уровне «BBB».

Агентство Moody's установило долгосрочный рейтинг эмитента на уровне «Baa2».

Рейтинговое агентство Fitch установило Компании долгосрочный рейтинг дефолта эмитента на уровне «BBB+».

Сроки погашения долга

Следующая таблица показывает долговую нагрузку Группы по годам погашения:

	Итого	2020	2021	2022	2023	2024	После
				(млн руб.)			
Краткосрочная задолженность	16 162	16 162	-	-	-	-	-
Долгосрочная задолженность	117 864	24 294	22 177	17 092	12 943	12 881	28 477
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,125% и сроком погашения в 2020 г.	61 866	61 866	-	-	-	-	-
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,656% и сроком погашения в 2022 г.	30 905	-	-	30 905	-	-	-
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 4,563% и сроком погашения в 2023 г.	92 769	-	-	-	92 769	-	-
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 4,750% и сроком погашения в 2026 г.	61 786	-	-	-	-	-	61 786
Обязательства по аренде[1]	171 880	27 978	21 977	13 417	13 335	13 543	81 630
Итого	**553 232**	**130 300**	**44 154**	**61 414**	**119 047**	**26 424**	**171 893**

[1] Дисконтированные суммы. Недисконтированные потоки представлены в Примечании 36 «Управление рисками и капиталом» к консолидированной финансовой отчётности.

Судебные разбирательства

Группа вовлечена в ряд судебных разбирательств, которые возникают в процессе осуществления её деятельности. Несмотря на то, что эти разбирательства могут быть связаны с применением существенных санкций в отношении Группы и несут в себе некоторую неопределённость, свойственную любому судебному разбирательству, руководство считает, что их конечный результат не будет иметь существенного негативного влияния на операционные результаты деятельности или финансовое состояние Группы. Детальная информация по судебным разбирательствам приведена в Примечании 30 «Условные события и обязательства» к консолидированной финансовой отчётности.

Ключевые принципы учётной политики

Подготовка финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует от руководства выбора принципов учётной политики и использования оценок и допущений, которые влияют на отражаемые суммы активов, обязательств, выручки и расходов. Детальное описание основных используемых принципов учётной политики содержится в Примечании 3 «Основные принципы учётной политики» к консолидированной финансовой отчётности. Некоторые из этих принципов основаны на профессиональных суждениях и включают в себя элементы неопределённости. Существует вероятность того, что при использовании иных допущений или при иных обстоятельствах суммы, которые могут быть отражены в финансовой отчётности, будут отличаться от тех, которые включены в финансовую отчётность сейчас.

Прочая информация

Секторальные санкции против российских компаний

В июле–сентябре 2014 г. США, ЕС и некоторые другие страны ввели ряд санкций в отношении России, включая определённые секторальные санкции, оказывающие влияние на ряд российских нефтегазовых компаний. Министерство финансов США включило Компанию в секторальный санкционный список для целей применения Директивы 4 Управления по контролю зарубежных активов (OFAC). Директива 4 запрещает компаниям и лицам из США поставлять, экспортировать и реэкспортировать, прямо или косвенно, товары и технологии, оказывать услуги (за исключением финансовых услуг), которые могут быть использованы в рамках реализации проектов по разведке и добыче на глубоководных месторождениях, шельфе Арктики, а также сланцевой нефти на территории Российской Федерации или в прибрежной зоне, простирающейся от российской территории, в отношении которой Российская Федерация заявляет свои права.

С января 2018 г. (на основании принятых в августе–октябре 2017 г. актов) США расширили данные санкции, распространив их на соответствующие категории нефтедобывающих проектов, начатые после 29 января 2018 г. в любой части мира, в которых компании, входящие в секторальный санкционный список для целей применения Директивы 4 (в том числе Компания), обладают долей участия более 33% или большинством голосов.

Руководство считает, что указанные санкции не имеют существенного негативного влияния на действующие или планируемые нефтяные проекты Группы. В то же время Компания продолжает осуществлять мониторинг и оценку потенциальных рисков, связанных с санкциями, на деятельность Группы.

Деятельность в Ираке

Группа подвержена политическим, экономическим и юридическим рискам в связи с операциями в Ираке. Оценивая эти риски, руководство Группы считает, что они не оказывают существенного негативного влияния на финансовое состояние Группы.

Заявления прогнозного характера

Некоторые из заявлений в настоящем документе не содержат реальных фактов, а носят прогнозный характер. Периодически мы можем делать письменные или устные заявления прогнозного характера в отчётах, направляемых акционерам, и по другим каналам взаимодействия и обмена информацией. Примерами такого рода прогнозных заявлений, в частности, могут служить:

- заявления о наших планах, целях и задачах, в том числе связанных с товарами и услугами;
- заявления о будущих результатах хозяйственной деятельности;
- информация о допущениях, на основе которых сделаны указанные заявления.

Заявления прогнозного характера, которые мы можем периодически делать (но которые не включены в настоящий документ), могут также содержать планируемые или ожидаемые данные о выручке, прибылях (убытках), прибыли (убытке) на акцию, о дивидендах, структуре капитала и другие финансовые показатели и коэффициенты. Такие слова, как «считает», «предполагает», «ожидает», «оценивает», «намеревается», «планирует», и сходные с ними по смыслу слова и словосочетания указывают на то, что в данном случае речь идёт о прогнозном заявлении. Однако это не единственный способ указать на прогнозный характер той или иной информации. В силу своей специфики прогнозные заявления связаны с риском и неопределённостью как общего, так и частного характера. При этом всегда существует риск того, что предварительные оценки, прогнозы, планы и другие прогнозные заявления в реальности не осуществятся. Необходимо иметь в виду, что под влиянием целого ряда существенных обстоятельств фактические результаты могут значительно отличаться от плановых и целевых показателей, ожидаемых результатов, оценок и намерений, содержащихся в прогнозных заявлениях.

К указанным обстоятельствам относятся:

- инфляция, колебания процентных ставок и валютного курса;
- цена на нефть и нефтепродукты;
- влияние политики российского Правительства и её изменений;
- влияние конкуренции в регионах и сферах деятельности Компании;
- влияние изменений в законодательных и иных нормативных актах, правилах налогообложения, в стандартах и порядке бухгалтерского учёта;
- возможности Компании по увеличению доли рынка сбыта выпускаемой продукции и осуществлению контроля за расходами;
- приобретение и реализация активов;
- изменения в технологиях;
- достигнутые Компанией успехи в деле управления рисками, связанными с перечисленными факторами.

Приведённый список существенных обстоятельств не является исчерпывающим. При использовании прогнозных заявлений необходимо тщательно учитывать все вышеприведённые обстоятельства, иные обстоятельства и события, а также элементы неопределённости, особенно в связи с социально-политическими, экономическими и правовыми условиями деятельности Компании. Прогнозные заявления действительны только на дату заявления. При безусловном соблюдении всех постоянных обязательств, налагаемых на нас Правилами получения листинга Управления по листингу Великобритании, мы не берём на себя обязательства вносить в такие заявления изменения и дополнения с учётом новой информации, последующих событий или иных факторов. Мы не можем утверждать, гарантировать и предсказывать то, что ожидаемые результаты деятельности, содержащиеся в прогнозных заявлениях, будут реально достигнуты. В каждом случае подобные заявления представляют собой только один из многих возможных сценариев развития, поэтому они не должны рассматриваться как наиболее вероятный или типовой сценарий.