



ПАО «ЛУКОЙЛ»

**АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ КОМПАНИИ ФИНАНСОВОГО
СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

**за три месяца, закончившихся 31 марта 2019 и 2018 гг.
и 31 декабря 2018 г.**

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

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 деятельности, однако они не могут служить гарантией достижения указанных результатов в будущем.

Содержание

Обзор деятельности Группы.....	4
Основные финансовые и операционные показатели.....	5
Изменения в учётной политике.....	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.....	14
Основные операционные показатели по сегментам деятельности	15
Разведка и добыча	15
Проект «Западная Курна-2»	18
Переработка, торговля и сбыт	20
Финансовые результаты деятельности.....	25
Выручка от реализации.....	26
Операционные расходы	29
Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки	32
Транспортные расходы	32
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы.....	33
Износ и амортизация.....	33
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	34
Налоги (кроме налога на прибыль).....	34
Акцизы и экспортные пошлины.....	35
Прибыль (убыток) по курсовым разницам.....	36
Прочие (расходы) доходы.....	36
Налог на прибыль	36
Сверка небухгалтерских показателей.....	37
Сверка показателя EBITDA.....	37
Сверка показателя «Свободный денежный поток».....	37
Анализ движения денежных средств и капитальных затрат	38
Основная деятельность	38
Инвестиционная деятельность	38
Финансовая деятельность	40
Прочая информация	41
Секторальные санкции против российских компаний.....	41
Деятельность в Ираке.....	41

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 1 января 2019 г. доказанные запасы углеводородов Группы по стандартам Комиссии по ценным бумагам и биржам США составили 15,9 млрд барр. н. э. (нефть – 12,1 млрд барр., газ – 23,1 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 и Мексике. Среднесуточная добыча углеводородов в первом квартале 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 первом квартале 2019 г. объём собственной переработки нефти составил 1,4 млн барр. в сутки, а общий объём производства продукции нефтехимии – 0,3 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 первом квартале 2019 г. составили 3,3 млн т.

Группа занимается генерацией, передачей и реализацией тепловой и электроэнергии как в России, так и за рубежом. В первом квартале 2019 г. объём коммерческой генерации электроэнергии составил 5,5 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

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	Измене- ние, %	1 кв. 2019	1 кв. 2018	Измене- ние, %
(млн руб., за исключением данных в процентах)						
Выручка от реализации	1 850 933	2 043 217	(9,4)	1 850 933	1 630 728	13,5
ЕВИТДА ⁽¹⁾ , включая	298 057	278 315	7,1	298 057	219 524	35,8
Сегмент «Разведка и добыча».....	235 132	190 039	23,7	235 132	171 918	36,8
Сегмент «Переработка, торговля и сбыт».....	79 938	81 486	(1,9)	79 938	46 849	70,6
ЕВИТДА ⁽¹⁾ за вычетом влияния проекта «Западная Курна-2»	292 945	274 061	6,9	292 945	213 789	37,0
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ»	149 236	159 027	(6,2)	149 236	109 058	36,8
Капитальные затраты.....	97 421	113 266	(14,0)	97 421	121 057	(19,5)
Свободный денежный поток ⁽²⁾	145 903	212 245	(31,3)	145 903	45 935	217,6
Свободный денежный поток до изменения рабочего капитала	183 337	138 052	32,8	183 337	93 791	95,5
(тыс. барр. н. э./сут, за исключением данных в процентах)						
Добыча углеводородов Группой с учётом доли в зависимых компаниях.....	2 407	2 391	0,7	2 407	2 320	3,8
нефть и жидкие углеводороды.....	1 820	1 821	(0,1)	1 820	1 797	1,3
газ	587	570	3,0	587	523	12,2
Переработка нефти на НПЗ Группы	1 358	1 355	0,2	1 358	1 312	3,5

⁽¹⁾ Операционная прибыль до вычета износа и амортизации.

⁽²⁾ Денежный поток от операционной деятельности за вычетом капитальных затрат.

По сравнению с четвёртым кварталом 2018 г. на финансовые результаты Группы в первом квартале 2019 г. положительное влияние оказали рост объёмов добычи газа за рубежом, увеличение доли высокомаржинальных баррелей в структуре добычи нефти в России, эффекты лага экспортных пошлин и налога на добычу полезных ископаемых, применение налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья на некоторых месторождениях Группы, а также положительный эффект входящих запасов на НПЗ Группы и рост доходности розничной сбытовой сети. Негативное влияние на финансовые результаты Группы оказало снижение мировых цен на углеводороды и маржи переработки.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. финансовые результаты Группы улучшились за счёт роста объёмов добычи нефти в России и газа за рубежом, увеличения доли высокомаржинальных баррелей в структуре добычи нефти в России, обесценения рубля и применения налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья на некоторых месторождениях Группы. Положительное влияние также оказали эффекты входящих запасов на НПЗ Группы и лага экспортных пошлин и налога на добычу полезных ископаемых, а негативное – снижение мировых цен на углеводороды и маржи переработки.

В первом квартале 2019 г. Компания применила новый стандарт МСФО 16 «Аренда», что оказало положительное влияние на показатель ЕВИТДА в сумме 9 млрд руб., чистую прибыль в сумме 4 млрд руб. и свободный денежный поток в сумме 12 млрд руб.

В первом квартале 2019 г. показатель ЕВИТДА Группы составил 298 млрд руб., что на 7,1% выше по сравнению с четвёртым кварталом 2018 г. и на 35,8% выше по сравнению с первым кварталом 2018 г.

Расходы по износу и амортизации значительно выросли по сравнению как с четвёртым кварталом 2018 г., так и с первым кварталом 2018 г. По сравнению с четвёртым кварталом 2018 г. расходы выросли в результате существенного увеличения доказанных разрабатываемых запасов углеводородов по некоторым месторождениям на конец 2018 г. и соответствующего пересчёта амортизации по добывающим активам в целом за год, что было отражено в четвёртом квартале 2018 г. По сравнению с первым кварталом 2018 г. расходы увеличились в результате роста стоимости амортизируемого имущества и роста объёмов добычи газа. Также рост расходов в первом квартале 2019 г. связан с эффектом от применения нового стандарта МСФО 16 «Аренда».

В результате чистая прибыль, относящая к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ», в первом квартале 2019 г. составила 149 млрд руб., что на 6,2% ниже, чем в четвёртом квартале 2018 г. и на 36,8% выше по сравнению с первым кварталом 2018 г.

Капитальные затраты Группы по сравнению с четвертым кварталом 2018 г. уменьшились на 15,8 млрд руб., или на 14,0%, а по сравнению с первым кварталом 2018 г. – на 24 млрд руб., или на 19,5%.

Свободный денежный поток Группы в первом квартале 2019 г. составил 146 млрд руб., что на 31,3% меньше, чем в четвертом квартале 2018 г., в основном в результате динамики рабочего капитала и более чем в три раза больше, чем в первом квартале 2018 г., вследствие роста доходности основной деятельности Группы.

Среднесуточная добыча углеводородов Группой выросла на 0,7% по сравнению с четвертым кварталом 2018 г. и на 3,8% по сравнению с первым кварталом 2018 г., в основном в результате роста добычи газа за рубежом.

Объем переработки нефти на собственных НПЗ Группы практически не изменился по сравнению с четвертым кварталом 2018 г. и увеличился на 3,5% по сравнению с первым кварталом 2018 г. Продолжилось улучшение структуры выходов нефтепродуктов на НПЗ Группы. Так, объем производства мазута сократился на 13,3% по сравнению с четвертым кварталом 2018 г. и на 18,7% по сравнению с первым кварталом 2018 г.

Изменения в учётной политике

С 1 января 2019 г. Группа применяет новый стандарт МСФО 16 «Аренда», 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 одновременного 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 первом квартале 2019 г. оказало следующее влияние на финансовую отчётность Группы.

Операционные, транспортные и коммерческие, общехозяйственные и административные расходы снизились соответственно на 1,6, 5,0 и 2,1 млрд руб. Расходы по амортизации, финансовые расходы и расходы по налогу на прибыль выросли соответственно на 7,6, 1,7 и 0,7 млрд руб. Также Группа отразила прибыль по курсовым разницам по договорам аренды в валюте в сумме 5,5 млрд руб. В результате показатель ЕБИТДА Группы вырос на 9 млрд руб., чистая прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ», – на 4 млрд руб. и свободный денежный поток – на 12 млрд руб.

При этом наш долг по состоянию на 31 марта 2019 г. вырос на 150 млрд руб.

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 первом квартале 2019 г. средняя цена нефти сорта «Брент» изменялась от 50 до 68 долл./барр., достигнув максимума в 68,2 долл./барр. в конце марта и минимума в 50,2 долл./барр. в начале января. По сравнению с четвертым кварталом 2018 г. средняя цена в долларовом выражении снизилась на 6,5%, а по сравнению с первым кварталом 2018 г. – на 5,6%.

В таблице ниже приведены средние цены на нефть и нефтепродукты.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	Измене- ние, %	1 кв. 2019	1 кв. 2018	Измене- ние, %
(в долл. США за баррель, за исключением данных в процентах)						
Нефть сорта «Брент».....	63,05	67,43	(6,5)	63,05	66,81	(5,6)
Нефть сорта «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион).....	63,33	67,22	(5,8)	63,33	65,23	(2,9)
Нефть сорта «Юралс» (СИФ Роттердам)	62,82	66,81	(6,0)	62,82	65,28	(3,8)
(в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)						
Дизельное топливо 0,01% (ФОб Роттердам) .	587,57	636,64	(7,7)	587,57	591,62	(0,7)
Высокооктановый бензин (ФОб Роттердам) .	548,36	596,82	(8,1)	548,36	644,57	(14,9)
Нафта (ФОб Роттердам)	492,07	537,80	(8,5)	492,07	569,84	(13,6)
Реактивное топливо (ФОб Роттердам)	620,51	671,92	(7,7)	620,51	646,87	(4,1)
Вакуумный газойль (ФОб Роттердам)	426,06	462,35	(7,8)	426,06	466,78	(8,7)
Мазут 3,5% (ФОб Роттердам)	376,25	395,92	(5,0)	376,25	353,98	6,3

Источник: Платгс.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	Измене- ние, %	1 кв. 2019	1 кв. 2018	Измене- ние, %
(в рублях за баррель, за исключением данных в процентах)						
Нефть сорта «Брент».....	4 169	4 483	(7,0)	4 169	3 800	9,7
Нефть сорта «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион).....	4 188	4 469	(6,3)	4 188	3 710	12,9
Нефть сорта «Юралс» (СИФ Роттердам)	4 154	4 441	(6,5)	4 154	3 713	11,9
(в рублях за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)						
Дизельное топливо 0,01% (ФОб Роттердам) .	38 854	42 325	(8,2)	38 854	33 651	15,5
Высокооктановый бензин (ФОб Роттердам) .	36 262	39 678	(8,6)	36 262	36 663	(1,1)
Нафта (ФОб Роттердам)	32 539	35 754	(9,0)	32 539	32 412	0,4
Реактивное топливо (ФОб Роттердам)	41 032	44 671	(8,1)	41 032	36 794	11,5
Вакуумный газойль (ФОб Роттердам)	28 174	30 738	(8,3)	28 174	26 551	6,1
Мазут 3,5% (ФОб Роттердам)	24 880	26 321	(5,5)	24 880	20 134	23,6

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.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	Измене- ние, %	1 кв. 2019	1 кв. 2018	Измене- ние, %
(в рублях за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)						
Дизельное топливо	39 791	45 143	(11,9)	39 791	36 821	8,1
Бензин (Аи-92)	35 965	41 737	(13,8)	35 965	35 664	0,8
Бензин (Аи-95)	36 924	45 791	(19,4)	36 924	36 192	2,0
Мазут топочный.....	16 014	25 162	(36,4)	16 014	11 928	34,3

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 большая 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.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
Рублёвая инфляция (ИПЦ), %	1,8	1,7	1,8	0,8
Обменный курс рубля к долл. США				
средний за период	66,1	66,5	66,1	56,9
на начало периода	69,5	65,6	69,5	57,6
на конец периода.....	64,7	69,5	64,7	57,3
Обменный курс рубля к евро				
средний за период	75,2	75,9	75,2	69,9
на начало периода	79,5	76,2	79,5	68,9
на конец периода.....	72,7	79,5	72,7	70,6

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.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	Измене- ние, %	1 кв. 2019	1 кв. 2018	Измене- ние, %
(в долл. США за тонну, за исключением данных в процентах)						
Налог на добычу полезных ископаемых ⁽¹⁾	195,88	188,76	3,8	195,88	182,93	7,1
Пошлина на экспорт нефти	87,18	141,42	(38,4)	87,18	116,90	(25,4)

⁽¹⁾ Пересчитано из рублей по среднему курсу за период.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	Измене- ние, %	1 кв. 2019	1 кв. 2018	Измене- ние, %
(в рублях за тонну, за исключением данных в процентах)						
Налог на добычу полезных ископаемых	12 953	12 549	3,2	12 953	10 405	24,5
Пошлина на экспорт нефти ⁽¹⁾	5 765	9 402	(38,7)	5 765	6 649	(13,3)

⁽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. Правительство РФ приняло ряд законов, которые вступили в силу 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 отрицательную акцизную формулу был включён так называемый коэффициент демпфирования.

Влияние налоговых изменений, вступивших в силу с 1 января 2019 г., на финансовые результаты Группы за первый квартал 2019 г. было минимально отрицательным, что было связано с ростом ставок акцизов на нефтепродукты и отрицательным значением коэффициента демпфирования в январе и феврале 2019 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 льготы, 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 новые компоненты формулы расчёта НДС для нефти.

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 и далее
Коэффициент снижения ставки экспортной пошлины	–	0,167	0,333	0,5	0,667	0,833	0
				(руб.)			
Фиксированный коэффициент.....	357	428	428	428	0	0	0
Коэффициент демпфирования для автобензина	–	125	105	105	105	105	105
Коэффициент демпфирования для дизельного топлива	–	110	92	92	92	92	92

Налоговые льготы, 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 льгот 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 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 льготы ограничены по времени или накопленному объёму добычи.

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

	Экспортная		Итого	В % от цены на нефть
	НДПИ	пошлина		
(в долл. США за баррель, за исключением данных в процентах)				
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. 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. Кроме того, база НДД может быть уменьшена на сумму накопленных убытков на участке недр.

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 на которых в первом квартале 2019 г. составил 445 тыс. т. В группе 3 Компания имеет 8 лицензионных участков, представляющих собой зрелые месторождения Западной Сибири, общий объём добычи на которых в первом квартале 2019 г. составил 685 тыс. т. В группе 4 Компания имеет 2 лицензионных участка с новыми месторождениями в традиционных регионах добычи в Западной Сибири, общий объём добычи на которых в первом квартале 2019 г. составил 8 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	0,5	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 НДС и полностью перейдёт туда в 2024 г.

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

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	Измене- ние, %	1 кв. 2019	1 кв. 2018	Измене- ние, %
(в долл. США за баррель, за исключением данных в процентах)						
Цена на нефть сорта «Юралс» (Argus).....	63,21	67,16	(5,9)	63,21	65,17	(3,0)
Ставка экспортной пошлины	11,94	19,37	(38,4)	11,94	16,01	(25,4)
Ставка налога на добычу нефти.....	26,83	25,86	3,8	26,83	25,06	7,1
Нетто-цена на нефть ⁽¹⁾	24,44	21,93	11,4	24,44	24,10	1,4
Эффект «временного лага» экспортной пошлины	0,93	(2,73)	–	0,93	0,04	–
Эффект «временного лага» НДС	0,17	–	–	0,17	–	–
Нетто-цена на нефть ⁽¹⁾ до эффекта «временного лага»	23,34	24,66	(5,4)	23,34	24,06	(3,0)
(в рублях за баррель, за исключением данных в процентах) ⁽²⁾						
Цена на нефть сорта «Юралс» (Argus).....	4 180	4 465	(6,4)	4 180	3 707	12,8
Ставка экспортной пошлины	790	1 288	(38,7)	790	911	(13,3)
Ставка налога на добычу нефти.....	1 774	1 719	3,2	1 774	1 425	24,5
Нетто-цена на нефть ⁽¹⁾	1 616	1 458	10,8	1 616	1 371	17,9
Эффект «временного лага» экспортной пошлины	61	(181)	(133,7)	61	2	–
Эффект «временного лага» НДС	11	–	–	11	–	–
Нетто-цена на нефть ⁽¹⁾ до эффекта «временного лага»	1 544	1 639	(5,8)	1 544	1 369	12,7

⁽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 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.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	Измене- ние, %	1 кв. 2019	1 кв. 2018	Измене- ние, %
(в долларах США за тонну, за исключением данных в процентах) ⁽¹⁾						
Находкинское месторождение.....	5,34	4,66	14,6	5,34	5,26	1,4
Пякяхинское месторождение.....	8,23	7,96	3,4	8,23	8,98	(8,4)

⁽¹⁾ Пересчитано в рубли по среднему курсу за период.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	Измене- ние, %	1 кв. 2019	1 кв. 2018	Измене- ние, %
(в рублях за тонну, за исключением данных в процентах)						
Находкинское месторождение.....	353	310	14,0	353	299	17,9
Пякяхинское месторождение.....	544	529	2,8	544	511	6,5

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, 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.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	Измене- ние, %	1 кв. 2019	1 кв. 2018	Измене- ние, %
(в рублях за тонну, за исключением данных в процентах)						
Автомобильный бензин						
ниже Евро-5.....	13 100	13 100	–	13 100	13 100	–
Евро-5.....	12 314	8 213	49,9	12 314	11 213	9,8
Дизельное топливо						
все экологические классы	8 541	5 665	50,8	8 541	7 665	11,4
Моторные масла.....	5 400	5 400	–	5 400	5 400	–
Средние дистилляты.....	9 241	6 665	38,6	9 241	8 662	6,7
Прямогонный бензин.....	13 912	13 100	6,2	13 912	13 100	6,2

В таблице ниже приведены ставки акцизов начиная с 2018 г.

	С 1 января по 31 мая 2018 г.	С 1 июня по 31 декабря 2018 г.	2019	2020	2021
(в рублях за тонну)					
Автомобильный бензин					
ниже Евро-5.....	13 100	13 100	13 100	13 100	13 624
Евро-5.....	11 213	8 213	12 314	12 752	13 262
Дизельное топливо					
все экологические классы	7 665	5 665	8 541	8 835	9 188
Моторные масла.....	5 400	5 400	5 400	5 616	5 841
Средние дистилляты.....	8 662	6 665	9 241	9 535	9 916
Прямогонный бензин.....	13 100	13 100	13 912	14 720	15 533

Отрицательный акциз на нефтяное сырье. С 1 января 2019 г. в рамках налогового манёвра в России введён отрицательный акциз на перерабатываемое нефтяное сырье. Он устраняет отрицательный эффект снижения дифференциала между ставками экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты в результате внедрения налогового манёвра. Отрицательный акциз 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 и представляет собой средневзвешенное по объёмам снижение дифференциала экспортных пошлин. 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 как 60% (50% начиная с 2020 г.) разницы между приведёнными экспортными ценами реализации автомобильного бензина и дизельного топлива на базе поставки «Северо-Запад РФ» и соответствующими фиксированными внутренними ценами. При положительных значениях демпфирующего коэффициента он выплачивается Правительством РФ нефтеперерабатывающему заводу и наоборот. В случаях, когда приведённые экспортные цены реализации выше, чем фиксированные внутренние цены, демпфирующий коэффициент ступенчато повышается на 3 360 руб. за тонну автомобильного бензина и на 3 000 руб. за тонну дизельного топлива (2 800 и 2 500 руб. за тонну соответственно, начиная с 2020 г.).

Установленные фиксированные внутренние цены приведены в таблице ниже.

	2019	2020	2021
(в рублях за тонну)			
Фиксированная внутренняя цена на автомобильный бензин	56 000	58 800	61 740
Фиксированная внутренняя цена на дизельное топливо.....	50 000	52 500	55 125

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

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	Измене- ние, %	1 кв. 2019	1 кв. 2018	Измене- ние, %
(в долл. США за тонну, за исключением данных в процентах) ⁽¹⁾						
Автомобильный бензин.....	(7,66)	–	–	(7,66)	–	–
Дизельное топливо.....	77,62	–	–	77,62	–	–

⁽¹⁾ Пересчитано из рублей по среднему курсу за период.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	Измене- ние, %	1 кв. 2019	1 кв. 2018	Измене- ние, %
(в рублях за тонну, за исключением данных в процентах)						
Автомобильный бензин.....	(545)	–	–	(545)	–	–
Дизельное топливо.....	5 122	–	–	5 122	–	–

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 может варьироваться от 12,5 до 17,0% по усмотрению региональных органов власти. 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, контролируемые государством, их тарифы регулируются Федеральной антимонопольной службой России и устанавливаются в рублях.

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

	1 кв. 2019 к 4 кв. 2018	1 кв. 2019 к 1 кв. 2018
ПАО «Транснефть» (нефть)	3,9%	3,9%
ОАО «Российские железные дороги» (нефть и нефтепродукты).....	3,5%	3,5%

С 1 января 2019 г. выросли тарифы на транспортировку нефти и нефтепродуктов. Тарифы на транспортировку нефти через систему магистральных нефтепроводов увеличились на 3,87%. Тарифы на транспортировку нефти и нефтепродуктов железнодорожным транспортом увеличились на 3,50%, в то время как тарифы транспортировки нефтепродуктов по трубопроводной системе АО «Транснефтепродукт» изменились для НПЗ Группы в интервале от 3,61 до 3,83%.

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 27 «Сегментная информация» к сокращённой промежуточной консолидированной финансовой отчётности.

Разведка и добыча

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

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
	(млн руб.)			
ЕБИТДА.....	235 132	190 039	235 132	171 918
- в России.....	192 395	148 749	192 395	144 657
- за рубежом, кроме Ирака.....	37 625	37 036	37 625	21 526
- в Ираке.....	5 112	4 254	5 112	5 735
Затраты на добычу углеводородов.....	50 586	56 364	50 586	50 670
- в России.....	41 243	44 949	41 243	42 857
- за рубежом, кроме Ирака.....	4 586	6 406	4 586	4 238
- в Ираке.....	4 757	5 009	4 757	3 575
	(руб./барр. н.э.)			
Удельные затраты на добычу углеводородов (исключая Ирак).....	220	242	220	235
- в России.....	231	246	231	244
- за рубежом, кроме Ирака.....	152	214	152	176
	(долл./барр. н.э.)			
Удельные затраты на добычу углеводородов (исключая Ирак).....	3,32	3,63	3,32	4,14
- в России.....	3,50	3,70	3,50	4,28
- за рубежом, кроме Ирака.....	2,29	3,21	2,29	3,09

Показатель ЕБИТДА сегмента «Разведка и добыча» увеличился на 23,7% по сравнению с четвёртым кварталом 2018 г., несмотря на снижение цен на углеводороды и укрепление рубля. В России на рост показателя ЕБИТДА положительно повлияло увеличение доли высокомаржинальных баррелей в структуре добычи нефти, эффекты лага экспортной пошлины и налога на добычу полезных ископаемых, снижение операционных расходов, а также применение налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья на отдельных участках недр, что было частично нивелировано снижением объёмов добычи нефти. За рубежом показатель ЕБИТДА увеличился в результате роста добычи газа, снижения операционных расходов, а также роста показателя ЕБИТДА по проекту «Западная Курна-2» в Ираке.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. показатель EBITDA сегмента «Разведка и добыча» увеличился на 36,8%, несмотря на снижение цен на углеводороды в долларовом выражении. На показатель EBITDA в России положительно повлияли эффект ослабления рубля, увеличение доли высокомаржинальных баррелей в структуре добычи нефти, применение налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья на отдельных участках недр, эффекты лага экспортной пошлины и налога на добычу полезных ископаемых, рост объемов добычи нефти. За рубежом показатель EBITDA сегмента «Разведка и добыча» увеличился благодаря росту объемов добычи газа, а также обесценению рубля.

Также на показатель EBITDA разведки и добычи в первом квартале 2019 г. оказал положительное влияние эффект от применения МСФО 16 «Аренда», в результате чего произошло снижение операционных расходов.

Данные по добыче углеводородов Группой представлены в таблице ниже.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
	(тыс. барр. н. э./сут)			
Добыча нефти и жидких углеводородов				
Дочерние предприятия Группы				
Западная Сибирь	768	774	768	771
Тимано-Печора	319	323	319	317
Урал	335	333	335	326
Поволжье	240	242	240	216
Прочие регионы России	31	31	31	31
Добыча в России	1 693	1 703	1 693	1 661
Ирак ⁽¹⁾	28	20	28	34
Прочие за рубежом	48	49	48	50
Добыча за рубежом	76	69	76	84
Итого добыча дочерними предприятиями Группы	1 769	1 772	1 769	1 745
Доля в добыче зависимых компаний				
в России	13	13	13	14
за рубежом	38	36	38	38
Итого доля в добыче зависимых компаний	51	49	51	52
Итого добыча нефти и жидких углеводородов	1 820	1 821	1 820	1 797
Добыча природного и нефтяного газа⁽²⁾				
Дочерние предприятия Группы				
Западная Сибирь	201	203	201	217
Тимано-Печора	34	34	34	33
Урал	24	15	24	15
Поволжье	28	28	28	26
Прочие регионы России	–	–	–	1
Добыча в России	287	280	287	292
Добыча за рубежом	288	278	288	219
Итого добыча дочерними предприятиями Группы	575	558	575	511
Доля в добыче зависимых компаний				
в России	1	2	1	2
за рубежом	11	10	11	10
Итого доля в добыче зависимых компаний	12	12	12	12
Итого добыча природного и нефтяного газа	587	570	587	523
Итого суточная добыча углеводородов	2 407	2 391	2 407	2 320
В том числе жидкие углеводороды, выработанные на газоперерабатывающих заводах	46	44	46	44

⁽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.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
	(тыс. тонн)			
Западная Сибирь	9 159	9 446	9 159	9 203
Тимано-Печора.....	3 988	4 119	3 988	3 966
Урал.....	3 820	3 892	3 820	3 725
Поволжье	2 822	2 903	2 822	2 556
Прочие регионы России.....	388	403	388	397
Добыча в России	20 177	20 763	20 177	19 847
Ирак ⁽¹⁾	365	276	365	451
Прочие регионы за рубежом	484	497	484	490
Добыча за рубежом.....	849	773	849	941
Итого добыча дочерними компаниями Группы.....	21 026	21 536	21 026	20 788
Доля Группы в добыче зависимых компаний				
в России	151	159	151	158
за рубежом.....	433	413	433	431
Итого добыча	21 610	22 108	21 610	21 377

⁽¹⁾ Компенсационная нефть, относящаяся к Группе.

Основным регионом добычи нефти Группой является Западная Сибирь. В первом квартале 2019 г. здесь было добыто 43,6% от общего объёма добычи нефти дочерними предприятиями Группы (в четвёртом квартале 2018 г. – 43,9%, в первом квартале 2018 г. – 44,3%).

На динамику объёмов добычи нефти основное влияние оказали 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 декабре 2018 г. странами ОПЕК+ было принято решение об ограничении объёмов добычи нефти от уровня октября 2018 г. до июня 2019 г. Группа ограничила добычу в традиционных регионах (Западная Сибирь, Тимано-Печора, Урал) на низкопродуктивных и высокообводнённых месторождениях.

В течение первого квартала 2019 г. Группа продолжила наращивать добычу на месторождениях им. В. Филановского и Ю. Корчагина на Каспии, Пякяхинском и других высокомаржинальных месторождениях, которые благодаря высокому качеству запасов и налоговым льготам оказывают существенное положительное влияние на финансовые результаты Группы.

В первом квартале 2019 г. на второй добывающей платформе месторождения им. В. Филановского была введена в эксплуатацию седьмая скважина. В первом квартале 2019 г. на этом месторождении было добыто 1 612 тыс. т нефти, что на 18,1% больше по сравнению с первым кварталом 2018 г.

В результате реализации программы бурения на второй очереди месторождения им. Ю. Корчагина в первом квартале 2019 г. добыча на месторождении выросла на 27% по сравнению с первым кварталом 2018 г.

Разработка Ярегского месторождения и пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, включая ввод новых парогенераторных мощностей, позволила нарастить добычу высоковязкой нефти в первом квартале 2019 г. до 1,2 млн т, или на 16%, по сравнению с первым кварталом 2018 г.

Продолжилось развитие проектов роста в Западной Сибири. Суммарная добыча нефти и газового конденсата на месторождениях им. В. Виноградова, Имилорском и Пякяхинском в первом квартале 2019 г. выросла на 14% по сравнению с первым кварталом 2018 г.

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.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	2018
	(млн м ³)			
Западная Сибирь	3 075	3 180	3 075	3 318
Тимано-Печора.....	519	530	519	515
Урал.....	362	232	362	229
Поволжье	423	436	423	404
Прочие регионы России.....	7	7	7	7
Добыча в России	4 386	4 385	4 386	4 473
Узбекистан.....	3 824	3 815	3 824	2 876
Прочие регионы за рубежом	582	526	582	467
Добыча за рубежом	4 406	4 341	4 406	3 343
Итого добыча дочерними компаниями Группы.....	8 792	8 726	8 792	7 816
Доля Группы в добыче зависимых компаний				
в России	21	20	21	23
за рубежом.....	163	159	163	160
Итого добыча газа	8 976	8 905	8 976	7 999

В России основным регионом добычи газа для Группы является Западная Сибирь (Большехетская впадина), где основной объём добычи приходится на Находкинское и Пяяхинское месторождения. Добыча газа Группой «ЛУКОЙЛ» в первом квартале 2019 г. составила 9,0 млрд куб. м, что на 12,2% больше по сравнению с первым кварталом 2018 г. Основным фактором роста добычи газа стало развитие проектов в Узбекистане. Благодаря запуску второй очереди газоперерабатывающего комплекса на проекте «Кандым», объёмы добычи газа за рубежом (включая долю Группы в добыче зависимых компаний) по сравнению с первым кварталом 2018 г. увеличились на 30,4%.

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 признаются 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.

	Всего затрат по проекту ⁽¹⁾	Сумма вознагра- ждения (млн долл. США)	Получено нефти	Нефть к получению в будущих периодах
Накоплено на 31 декабря 2018 г.	8 597	424	8 681	340
Изменение в первом квартале 2019 г.	47	27	116	(42)
Накоплено на 31 марта 2019 г.	8 644	451	8 797	298

⁽¹⁾ Включая авансовые платежи.

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

	1 кв. 2019		4 кв. 2018	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Общая добыча нефти на месторождении.....	32 274	4 718	36 146	5 285
Добыча нефти, относящаяся к возмещению затрат и вознаграждению	2 498	365	1 886	276
Отгрузка нефти в счёт погашения задолженности ⁽¹⁾	1 895	277	3 011	440
	(млн руб.)	(млн долл. США)	(млн руб.)	(млн долл. США)
Выручка по возмещению затрат	8 125	123	6 549	98
Вознаграждение	1 846	28	2 111	32
	9 971	151	8 660	130
Стоимость компенсационной нефти, полученной в счёт погашения задолженности (отражена в <i>Стоимости приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки</i>) ⁽¹⁾	7 625	115	10 602	159
Затраты на добычу углеводородов	4 757	72	5 009	76
Износ и амортизация	3 407	52	1 581	24
ЕВИТДА.....	5 112	77	4 254	64

⁽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.

	1 кв.			
	2019		2018	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Общая добыча нефти на месторождении.....	32 274	4 718	32 801	4 795
Добыча нефти, относящаяся к возмещению затрат и вознаграждению	2 498	365	3 088	451
Отгрузка нефти в счёт погашения задолженности ⁽¹⁾	1 895	277	1 988	291
	(млн руб.)	(млн долл. США)	(млн руб.)	(млн долл. США)
Выручка по возмещению затрат	8 125	123	7 749	136
Вознаграждение	1 846	28	1 610	28
	9 971	151	9 359	164
Стоимость компенсационной нефти, полученной в счёт погашения задолженности (отражена в <i>Стоимости приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки</i>) ⁽¹⁾	7 625	115	6 889	121
Затраты на добычу углеводородов	4 757	72	3 575	63
Износ и амортизация	3 407	52	4 251	75
ЕВИТДА.....	5 112	77	5 735	101

⁽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».

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	2018
	(млн руб.)			
ЕВИТДА.....	79 938	81 486	79 938	46 849
- в России.....	73 887	77 519	73 887	42 299
- за рубежом.....	6 051	3 967	6 051	4 550
Затраты на переработку нефти на НПЗ Группы.....	23 504	28 996	23 504	21 996
- в России.....	9 640	12 783	9 640	9 325
- за рубежом.....	13 864	16 213	13 864	12 671
	(руб./т)			
Удельные затраты на переработку нефти на НПЗ Группы.....	1 410	1 705	1 410	1 365
- в России.....	879	1 170	879	875
- за рубежом.....	2 432	2 669	2 432	2 321
	(долл./т)			
Удельные затраты на переработку нефти на НПЗ Группы.....	21,32	25,65	21,32	24,00
- в России.....	13,29	17,60	13,29	15,39
- за рубежом.....	36,77	40,14	36,77	40,81

Показатель ЕВИТДА сегмента «Переработка, торговля и сбыт» снизился на 1,9% по сравнению с четвертым кварталом 2018 г.

Снижение показателя ЕВИТДА сегмента «Переработка, торговля и сбыт» в России по сравнению с четвертым кварталом 2018 г. объясняется ухудшением эталонной маржи переработки под давлением снижения оптовых цен на нефтепродукты на внутреннем рынке при росте ставок акцизов, что было частично компенсировано положительным эффектом входящих запасов на НПЗ Группы и улучшением их корзины, ростом доходности розничной сбытовой сети, а также снижением операционных расходов. За рубежом показатель ЕВИТДА сегмента «Переработка, торговля и сбыт» вырос несмотря на существенное снижение маржи переработки в результате положительного эффекта входящих запасов на НПЗ Группы, снижения операционных расходов, роста доходности сбытовых предприятий и улучшения маржи торговых операций. На динамику показателя ЕВИТДА за рубежом по сравнению с четвертым кварталом 2018 г. негативно повлияла специфика учёта торговых операций за рубежом.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. показатель ЕВИТДА сегмента «Переработка, торговля и сбыт» увеличился на 70,6%, несмотря на снижение эталонной маржи переработки.

Показатель ЕВИТДА как в России, так и за рубежом, вырос в результате положительного эффекта входящих запасов на НПЗ Группы, роста объёмов переработки и улучшения корзины на НПЗ Группы, а также роста доходности розничной сбытовой сети. Основное негативное влияние на показатель ЕВИТДА за рубежом оказала специфика учёта торговых операций.

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

Переработка и нефтехимия

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

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
	(тыс. т)			
Переработка нефти на НПЗ Группы	16 668	17 002	16 668	16 113
- в России	10 967	10 927	10 967	10 655
- за рубежом, включая	5 701	6 075	5 701	5 458
- нефть	5 224	5 544	5 224	4 549
- нефтепродукты	477	531	477	909
Переработка нефти на сторонних НПЗ	1 588	1 634	1 588	1 660
Итого переработка нефти	18 256	18 636	18 256	17 773
Объём производства на НПЗ Группы в России⁽¹⁾	10 400	10 439	10 400	10 066
- дизельное топливо	4 161	4 146	4 161	4 131
- автомобильный бензин	1 831	1 895	1 831	2 030
- топочный мазут	1 167	1 226	1 167	1 274
- реактивное топливо	625	684	625	616
- масла и компоненты	248	269	248	281
- прямогонный бензин	769	598	769	557
- вакуумный газойль	237	270	237	62
- битум	197	158	197	135
- кокс	280	285	280	287
- судовое топливо	313	411	313	402
- газопереработка	82	82	82	87
- нефтехимия	151	70	151	93
- прочие	339	345	339	111
Объём производства на НПЗ Группы за рубежом	5 343	5 850	5 343	5 023
- дизельное топливо	2 344	2 578	2 344	1 994
- автомобильный бензин	1 116	1 176	1 116	987
- топочный мазут	446	635	446	709
- реактивное топливо	254	260	254	297
- прямогонный бензин	538	490	538	459
- кокс	32	53	32	53
- газопереработка	99	119	99	114
- нефтехимия	9	14	9	13
- прочие	505	525	505	397
Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы	15 743	16 289	15 743	15 089
Производство нефтепродуктов на сторонних НПЗ	1 504	1 593	1 504	1 643
Итого производство нефтепродуктов	17 247	17 882	17 247	16 732
Справочно: объём кросс-поставок нефтепродуктов между НПЗ Группы	343	322	343	471
Производство продукции нефтехимии на нефтехимических з мощностях Группы	287	258	287	335
- в России	215	205	215	250
- за рубежом	72	53	72	85

⁽¹⁾ За вычетом кросс-поставок нефтепродуктов между НПЗ Группы

По сравнению с четвертым кварталом 2018 г. производство нефтепродуктов на НПЗ Группы уменьшилось на 3,4%. Объемы производства нефтепродуктов на российских НПЗ не изменились. Снижение объемов переработки на зарубежных НПЗ на 8,7% связано с перебоями в поставках сырья через порт Новороссийск из-за плохих погодных условий.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. производство нефтепродуктов на НПЗ как в России, так и за рубежом увеличилось на 3,3 и 6,4% соответственно. Рост объемов переработки на зарубежных НПЗ связан с ремонтами на НПЗ в Болгарии и Италии в первом квартале 2018 г.

Продолжилось улучшение структуры выходов нефтепродуктов на НПЗ Группы. Так, объем производства мазута сократился на 13,3% по сравнению с четвертым кварталом 2018 г. и на 18,7% по сравнению с первым кварталом 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 до 2019 г. В первом квартале 2019 г. производство нефтепродуктов в рамках этого соглашения составило 1,5 млн т (в четвертом квартале 2018 г. – 1,5 млн т и в первом квартале 2018 г. – 1,6 млн т).

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 временного 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.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
	(тыс. т)			
Закупки нефти				
в России	168	239	168	215
для продажи за рубежом	10 187	11 287	10 187	10 055
для переработки за рубежом	6 388	5 745	6 388	5 232
Компенсационная нефть по проекту «Западная Курна-2»	277	440	277	291
Итого закупки нефти	17 020	17 711	17 020	15 793

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

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
	(тыс. т)			
Розничные продажи нефтепродуктов	3 322	3 905	3 322	3 429
Оптовые продажи нефтепродуктов	25 149	26 808	25 149	27 429
Итого продажи нефтепродуктов	28 471	30 713	28 471	30 858
Закупки нефтепродуктов в России	247	344	247	357
Закупки нефтепродуктов за рубежом	13 216	13 493	13 216	13 835
Итого закупки нефтепродуктов	13 463	13 837	13 463	14 192
Закупки нефтехимии в России	9	10	9	8
Закупки нефтехимии за рубежом	366	195	366	146
Итого закупки нефтехимии	375	205	375	154

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

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
	(тыс. т)			
Экспорт нефти в страны Таможенного союза	674	701	674	683
Экспорт нефти за пределы Таможенного союза.....	8 314	8 750	8 314	7 992
Итого экспорт нефти из России	8 988	9 451	8 988	8 675
Экспорт нефти через Транснефть и иную стороннюю инфраструктуру, включая:	6 764	7 176	6 764	6 466
- нефтепровод «ВСТО»	379	340	379	300
- нефтепровод «КТК»	1 303	1 344	1 303	1 055
Экспорт нефти через собственную инфраструктуру	2 224	2 275	2 224	2 209
Итого экспорт нефти из России	8 988	9 451	8 988	8 675
	(млн руб.)			
Экспорт нефти в страны Таможенного союза	16 234	15 865	16 234	13 639
Экспорт нефти за пределы Таможенного союза.....	244 423	260 230	244 423	210 600
Итого экспорт нефти из России	260 657	276 095	260 657	224 239

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
	(тыс. т)			
Экспорт нефтепродуктов из России				
- дизельное топливо	2 769	2 192	2 769	2 811
- бензин	118	6	118	177
- топочный мазут	587	446	587	621
- реактивное топливо	3	3	3	24
- масла и компоненты	161	142	161	177
- продукция газопереработки	463	448	463	301
- прочие	1 075	917	1 075	554
Итого экспорт нефтепродуктов из России.....	5 176	4 154	5 176	4 665
Итого экспорт нефтехимии из России	98	82	98	99
	(млн руб.)			
Итого стоимость экспортированных нефтепродуктов и нефтехимии из России	176 531	153 856	176 531	145 120

Объём экспорта нефти снизился на 4,9% по сравнению с четвертым кварталом 2018 г. и вырос на 3,6% по сравнению с первым кварталом 2018 г. В первом квартале 2019 г. Компания экспортировала 44,5% добытой в России нефти (в четвертом квартале 2018 г. – 45,5%, в первом квартале 2018 г. – 43,7%), а также 1 тыс. т нефти, закупленной у зависимых предприятий и третьих сторон (43 тыс. т в первом и четвертом кварталах 2018 г.).

Экспорт нефтепродуктов по сравнению с четвертым кварталом 2018 г. вырос на 24,6%, а по сравнению с первым кварталом 2018 г. – на 11,0%.

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.

В первом квартале 2019 г. через розничную сеть в России было продано 2,3 млн т моторных топлив, что на 17,5% меньше по сравнению с четвертым кварталом 2018 г. в связи с сезонным фактором и на 4,9% меньше по сравнению с первым кварталом 2018 г. Розничные продажи моторных топлив за рубежом сократились на 8,3% по сравнению с четвертым кварталом 2018 г. в связи с сезонным фактором и выросли на 1,4% по сравнению с первым кварталом 2018 г.

Группа осуществляет поставки авиакеросина в аэропортах России и за рубежом, а также реализует судовое топливо в морских и речных портах на территории России и за рубежом.

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. В первом квартале 2019 г. объем коммерческой генерации электроэнергии составил 5,5 млрд кВт-ч (5,2 млрд кВт-ч в четвертом квартале 2018 г. и 5,9 млрд кВт-ч в первом квартале 2018 г.). Объем коммерческой генерации тепловой энергии в первом квартале 2019 г. составил 4,6 млн Гкал (3,6 млн Гкал в четвертом квартале 2018 г. и 5,1 млн Гкал в первом квартале 2018 г.).

Финансовые результаты деятельности

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

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
	(млн руб.)			
Выручка				
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины).....	1 850 933	2 043 217	1 850 933	1 630 728
Затраты и прочие расходы				
Операционные расходы.....	(109 169)	(119 769)	(109 169)	(108 640)
Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки.....	(987 525)	(1 131 428)	(987 525)	(891 429)
Транспортные расходы.....	(73 222)	(65 267)	(73 222)	(66 055)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы.....	(49 573)	(50 504)	(49 573)	(36 754)
Износ и амортизация.....	(103 830)	(51 902)	(103 830)	(87 690)
Налоги (кроме налога на прибыль).....	(221 019)	(250 207)	(221 019)	(186 667)
Акцизы и экспортные пошлины.....	(111 456)	(146 469)	(111 456)	(121 191)
Затраты на геолого-разведочные работы.....	(912)	(1 258)	(912)	(468)
Операционная прибыль.....	194 227	226 413	194 227	131 834
Финансовые доходы.....	5 984	6 236	5 984	3 514
Финансовые расходы.....	(11 734)	(12 742)	(11 734)	(7 322)
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия.....	6 180	7 062	6 180	5 249
Прибыль (убыток) по курсовым разницам.....	1 901	1 586	1 901	(1 432)
Прочие (расходы) доходы.....	(3 972)	(28 291)	(3 972)	699
Прибыль до налога на прибыль.....	192 586	200 264	192 586	132 542
Текущий налог на прибыль.....	(41 381)	(32 809)	(41 381)	(18 237)
Отложенный налог на прибыль.....	(1 415)	(8 235)	(1 415)	(4 880)
Итого налог на прибыль.....	(42 796)	(41 044)	(42 796)	(23 117)
Чистая прибыль.....	149 790	159 220	149 790	109 425
Чистая прибыль, относящаяся к неконтролирующим долям.....	(554)	(193)	(554)	(367)
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ».....	149 236	159 027	149 236	109 058
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ» (в российских рублях)				
Базовая.....	215,71	226,03	215,71	153,68
Разводнённая.....	210,35	221,70	210,35	153,68

Ниже приведён анализ основных финансовых показателей отчётности.

Выручка от реализации

Продажи по видам продукции	1 кв.	4 кв.	1 кв.	
	2019	2018	2019	2018
	(млн руб.)			
Нефть				
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран Таможенного союза	581 528	633 414	581 528	454 627
Экспорт и продажи в странах Таможенного союза.....	16 581	16 006	16 581	13 765
Продажи на внутреннем рынке.....	9 505	8 841	9 505	13 618
	607 614	658 261	607 614	482 010
Возмещение затрат и вознаграждение по проекту «Западная Курна-2»	9 971	8 660	9 971	9 359
	617 585	666 921	617 585	491 369
Нефтепродукты⁽¹⁾				
Экспорт и реализация на международных рынках				
оптовая реализация	813 461	915 651	813 461	783 963
розничная реализация	82 134	93 437	82 134	71 998
Продажи на внутреннем рынке				
оптовая реализация	95 749	118 416	95 749	84 829
розничная реализация	111 421	134 109	111 421	103 672
	1 102 765	1 261 613	1 102 765	1 044 462
Продукты нефтехимии				
Экспорт и продажи на международных рынках	31 379	21 329	31 379	15 554
Продажи на внутреннем рынке	10 944	12 092	10 944	10 580
	42 323	33 421	42 323	26 134
Газ				
Продажи на международных рынках	38 229	30 477	38 229	19 980
Продажи на внутреннем рынке.....	7 965	8 480	7 965	8 330
	46 194	38 957	46 194	28 310
Реализация энергии и сопутствующих услуг				
Продажи на международных рынках	4 076	3 822	4 076	2 622
Продажи на внутреннем рынке.....	17 888	15 618	17 888	17 758
	21 964	19 440	21 964	20 380
Прочие продажи				
Экспорт и продажи на международных рынках	10 185	11 248	10 185	9 894
Продажи на внутреннем рынке	9 917	11 617	9 917	10 179
	20 102	22 865	20 102	20 073
Продажи, всего	1 850 933	2 043 217	1 850 933	1 630 728

⁽¹⁾ Включая выручку от реализации продукции газопереработки.

Объёмы продаж	1 кв.	4 кв.	1 кв.	
	2019	2018	2019	2018
	(тыс. т)			
Нефть				
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран Таможенного союза	18 980	19 288	18 980	16 551
Экспорт и продажи в странах Таможенного союза.....	684	692	684	689
Продажи на внутреннем рынке.....	393	354	393	713
	20 057	20 334	20 057	17 953
Объём нефти, относящийся к возмещению затрат и вознаграждению по проекту «Западная Курна-2».....	365	276	365	451
	20 422	20 610	20 422	18 404
Нефтепродукты ⁽¹⁾				
Экспорт и продажи на международных рынках				
оптовая реализация	21 927	23 123	21 927	24 171
розничная реализация	988	1 077	988	974
Продажи на внутреннем рынке				
оптовая реализация	3 222	3 685	3 222	3 258
розничная реализация	2 334	2 828	2 334	2 455
	28 471	30 713	28 471	30 858
Продукты нефтехимии				
Экспорт и продажи на международных рынках.....	484	292	484	261
Продажи на внутреннем рынке.....	174	174	174	193
	658	466	658	454
	(млн м ³)			
Газ				
Продажи на международных рынках	4 142	4 052	4 142	3 138
Продажи на внутреннем рынке.....	3 193	3 387	3 193	3 483
	7 335	7 439	7 335	6 621

⁽¹⁾ Включая объёмы реализации продукции газопереработки.

Средние сложившиеся цены реализации

		1 кв.	4 кв.	1 кв.	
		2019	2018	2019	2018
Средняя цена продаж на мировом рынке					
Нефть (кроме стран Таможенного союза) ⁽¹⁾ ...	(руб./барр.)	4 180	4 480	4 180	3 747
Нефть (в странах Таможенного союза)	(руб./барр.)	3 307	3 156	3 307	2 726
Нефтепродукты					
оптовая реализация	(руб./т)	37 099	39 599	37 099	32 434
розничная реализация	(руб./т)	83 132	86 757	83 132	73 920
Продукты нефтехимии	(руб./т)	64 833	73 045	64 833	59 594
Газ (за вычетом роялти).....	(руб./тыс. м ³)	9 230	7 521	9 230	6 367
Нефть (кроме стран Таможенного союза) ⁽¹⁾ ...	(долл./барр.)	63,21	67,39	63,21	65,88
Нефть (в странах Таможенного союза)	(долл./барр.)	50,01	47,46	50,01	47,92
Нефтепродукты					
оптовая реализация	(долл./т)	561	596	561	570
розничная реализация	(долл./т)	1 257	1 305	1 257	1 300
Продукты нефтехимии	(долл./т)	980	1 099	980	1 048
Газ (за вычетом роялти).....	(долл./ тыс. м ³)	140	113	140	112
Средняя цена продаж на внутреннем рынке					
Нефть.....	(руб./барр.)	3 300	3 407	3 300	2 606
Нефтепродукты					
оптовая реализация	(руб./т)	29 717	32 135	29 717	26 037
розничная реализация	(руб./т)	47 738	47 422	47 738	42 229
Продукты нефтехимии	(руб./т)	62 897	69 494	62 897	54 819
Газ ⁽²⁾	(руб./тыс. м ³)	2 495	2 504	2 495	2 392

⁽¹⁾ Без учёта возмещения и вознаграждения по проекту «Западная Курна-2».

⁽²⁾ Так как основной объём газа Группа продаёт на узле учёта, цена не включает расходы на транспортировку по системе газоснабжения ПАО «Газпром».

По сравнению с четвертым кварталом 2018 г. выручка Группы от реализации уменьшилась на 192 млрд руб., или на 9,4%. Выручка от продаж нефти уменьшилась на 49 млрд руб., или на 7,4%, а выручка от продаж нефтепродуктов – на 159 млрд руб., или на 12,6%. Основными причинами этого стали снижение цен реализации углеводородов и объема торговых операций с нефтью и нефтепродуктами. Выручка от продаж газа увеличилась на 7 млрд руб., или на 18,6%, в основном в результате разовых поправок, относящихся к СРП в Узбекистане в четвертом квартале 2018 г.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. выручка Группы от реализации увеличилась на 220 млрд руб., или на 13,5%. Выручка от продаж нефти увеличилась на 126 млрд руб., или на 25,7%, выручка от продаж нефтепродуктов – на 58 млрд руб., или на 5,6%, а выручка от продаж газа – на 18 млрд руб., или на 63,2%, в основном в результате эффекта ослабления рубля на выручку, выраженную в долларах США и евро, и роста объемов добычи газа.

Реализация нефти

По сравнению с четвертым кварталом 2018 г. выручка от продаж нефти за рубежом уменьшилась на 8,2%, или на 52 млрд руб., в основном за счёт снижения средних цен реализации за рубежом на 6,7% в рублёвом выражении. Объёмы продаж нефти за рубежом (за пределами Таможенного союза) также снизились на 308 тыс. т, или на 1,6%. Объёмы продаж нефти в России выросли в первом квартале 2019 г. на 39 тыс. т, или на 11,0%, в то время как средняя цена реализации снизилась на 3,2%. В результате выручка от продажи нефти в России увеличилась на 7,5%, или на 1 млрд руб.

В первом квартале 2019 г. выручка от продаж нефти за рубежом увеличилась на 27,9%, или на 127 млрд руб., по сравнению с первым кварталом 2018 г. Объёмы продаж нефти за рубежом (за пределами Таможенного союза) увеличились на 2 429 тыс. т, или на 14,7%, в основном благодаря росту объемов торговых операций. Кроме того, средние цены реализации в рублёвом выражении также выросли на 11,5% в результате обесценения рубля. Объёмы продаж нефти на внутреннем рынке по сравнению с первым кварталом 2018 г. снизились на 320 тыс. т, или на 44,9%, а средняя цена реализации выросла на 26,6%. В результате выручка от продажи нефти в России уменьшилась на 30,2%, или на 4 млрд руб.

Реализация нефтепродуктов

По сравнению с четвертым кварталом 2018 г. выручка от оптовой реализации нефтепродуктов за пределами России уменьшилась на 102 млрд руб., или на 11,2%, в результате снижения рублёвых цен реализации на 6,3% и объемов продаж на 5,2%, что связано со снижением объема торговых операций.

В первом квартале 2019 г. выручка от розничных продаж за рубежом уменьшилась на 11 млрд руб., или на 12,1%, по сравнению с четвертым кварталом 2018 г. Объёмы продаж уменьшились на 89 тыс. т, или на 8,3%, что связано с фактором сезонности, а розничные цены реализации уменьшились на 4,2%.

По сравнению с четвертым кварталом 2018 г. выручка от оптовых продаж нефтепродуктов в России уменьшилась на 23 млрд руб., или на 19,1%, в результате сокращения объемов продаж на 12,6% в основном в результате сезонного фактора. Цены реализации также уменьшились на 7,5%.

Выручка от розничной реализации нефтепродуктов в России по сравнению с четвертым кварталом 2018 г. уменьшилась на 23 млрд руб., или на 16,9%. Объёмы реализации уменьшились на 17,5%, что связано с фактором сезонности, при этом средние цены розничной реализации не изменились.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. выручка от оптовой реализации нефтепродуктов за пределами России увеличилась на 29 млрд руб., или на 3,8%, в основном в результате роста цен реализации, выраженных в рублях, на 14,4%. При этом объёмы продаж снизились на 9,3% в результате снижения объемов торговых операций.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. розничные цены реализации за пределами России в долларовом выражении уменьшились на 3,3%, а в рублёвом выражении увеличились на 12,5%, в результате обесценения рубля. Объёмы продаж в первом квартале 2019 г. увеличились на 1,4%. В результате выручка от розничной реализации нефтепродуктов за рубежом увеличилась на 10 млрд руб., или на 14,1%.

В первом квартале 2019 г. выручка от оптовых продаж нефтепродуктов в России увеличилась на 11 млрд руб., или на 12,9%, по сравнению с первым кварталом 2018 г. в результате роста цен реализации на 14,1%. При этом объём продаж уменьшился на 36 тыс. т, или на 1,1%.

Выручка от розничной реализации нефтепродуктов в России по сравнению с первым кварталом 2018 г. увеличилась на 8 млрд руб., или на 7,5%. Средние цены выросли на 13,0%, при этом объёмы розничной реализации снизились на 4,9%.

Реализация продуктов нефтехимии

По сравнению с четвёртым кварталом 2018 г. выручка от продаж продуктов нефтехимии увеличилась на 9 млрд руб., или на 26,6%, в основном в результате роста объёмов торговых операций за рубежом.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. выручка от продаж продуктов нефтехимии увеличилась на 16 млрд руб., или на 61,9%, в основном в результате увеличения объёмов торговых операций за рубежом, а также ослабления рубля.

Реализация газа

В первом квартале 2019 г. выручка от продажи газа увеличилась на 7 млрд руб., или на 18,6%, по сравнению с предыдущим кварталом, в результате разовых поправок, относящихся к СРП в Узбекистане в четвёртом квартале 2018 г.

Выручка от продажи газа в первом квартале 2019 г. увеличилась на 18 млрд руб., или на 63,2%, по сравнению с первым кварталом 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 четвёртым кварталом 2018 г. выручка от реализации энергии и сопутствующих услуг увеличилась на 3 млрд руб., или на 13,0%, что было обусловлено фактором сезонности.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. выручка от реализации энергии и сопутствующих услуг увеличилась на 2 млрд руб., или на 7,8%, в основном в результате ремонта установок на НПЗ в Италии в первом квартале 2018 г.

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 четвёртым кварталом 2018 г. прочие продажи Группы уменьшились на 3 млрд руб., или на 12,1%, в основном благодаря сезонному спаду нетопливной реализации нашей розничной сети.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. прочие продажи Группы не изменились.

Операционные расходы

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	
			2018	
			(млн руб.)	
Затраты на добычу углеводородов ⁽¹⁾	45 829	51 355	45 829	47 095
Затраты на добычу нефти на месторождении «Западная Курна-2».	4 757	5 009	4 757	3 575
Затраты на переработку на НПЗ Группы	23 504	28 996	23 504	21 996
Затраты на переработку на сторонних НПЗ	2 969	(722)	2 969	2 656
Затраты на транспортировку нефти до НПЗ	11 778	12 375	11 778	11 709
Затраты предприятий энергетике	7 558	8 721	7 558	7 627
Затраты предприятий нефтехимии	2 987	3 442	2 987	2 866
Прочие операционные расходы	9 787	10 593	9 787	11 116
Итого операционные расходы	109 169	119 769	109 169	108 640

⁽¹⁾ За исключением затрат на добычу на месторождении «Западная Курна-2».

Методика распределения операционных расходов, используемая в приведённой таблице, отличается от подходов, используемых при подготовке данных для Примечания 27 «Сегментная информация» к сокращённой промежуточной 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.

Операционные расходы уменьшились на 11 млрд руб., или на 8,9%, по сравнению с четвёртым кварталом 2018 г., и не изменились по сравнению с первым кварталом 2018 г.

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.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	2018
			(млн руб.)	
Затраты на добычу углеводородов ⁽¹⁾	45 829	51 355	45 829	47 095
- в России	41 243	44 949	41 243	42 857
- за рубежом ⁽¹⁾	4 586	6 406	4 586	4 238
			(руб./барр. н.э.)	
Удельные затраты на добычу углеводородов ⁽¹⁾	220	242	220	235
- в России	231	246	231	244
- за рубежом ⁽¹⁾	152	214	152	176

⁽¹⁾ Исключая затраты на месторождении «Западная Курна-2».

По сравнению с четвертым кварталом 2018 г. затраты на добычу углеводородов уменьшились на 5,5 млрд руб., или на 10,8%. Это снижение было частично обусловлено применением МСФО 16 «Аренда», что оказало положительное влияние на затраты на добычу углеводородов в России в сумме 1,6 млрд руб.

В первом квартале 2019 г. затраты на добычу углеводородов в России уменьшились на 8,2%. Помимо применения МСФО 16 этому способствовали меры по оптимизации затрат, а также сезонный фактор. По сравнению с предыдущим кварталом удельные затраты на добычу уменьшились на 6,1%.

Затраты на добычу углеводородов за рубежом по сравнению с предыдущим кварталом уменьшились на 28,4%, за счёт проведения масштабных ремонтных и планово-предупредительных работ в четвертом квартале 2018 г. При этом удельные затраты на добычу за рубежом уменьшились на 29,0%.

В первом квартале 2019 г. затраты на добычу углеводородов уменьшились на 1 млрд руб., или на 2,7%, по сравнению с первым кварталом 2018 г.

Затраты на добычу углеводородов в России уменьшились на 3,8% в результате снижения расходов на геолого-технические мероприятия, что было частично нивелировано ростом стоимости электроэнергии. При этом удельные затраты на добычу углеводородов в России уменьшились на 5,3%.

Затраты на добычу углеводородов за рубежом увеличились на 8,2%, в основном из-за роста затрат на добычу газа в связи с существенным ростом добычи в Узбекистане и обесценения рубля. При этом удельные затраты на добычу за рубежом снизились на 13,6% благодаря росту доли газа структуре добычи.

Затраты на переработку на собственных НПЗ

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	2018
			(млн руб.)	
Затраты на переработку нефти на НПЗ Группы	23 504	28 996	23 504	21 996
- в России	9 640	12 783	9 640	9 325
- за рубежом	13 864	16 213	13 864	12 671
			(руб./т)	
Удельные затраты на переработку нефти на НПЗ Группы	1 410	1 705	1 410	1 365
- в России	879	1 170	879	875
- за рубежом	2 432	2 669	2 432	2 321

Затраты на переработку на собственных НПЗ уменьшились на 5,5 млрд руб., или на 18,9%, по сравнению с четвертым кварталом 2018 г. и увеличились на 2 млрд руб., или на 6,9%, по сравнению с первым кварталом 2018 г.

По сравнению с четвертым кварталом 2018 г. затраты на переработку в России уменьшились на 3,1 млрд руб., или на 24,6%, в основном за счёт снижения потребления покупных присадок, а также сокращения расходов на ремонты на НПЗ в Перми и Нижнем Новгороде по сравнению с четвертым кварталом 2018 г.

За рубежом расходы на переработку уменьшились на 2,3 млрд руб., или на 14,5%, в результате снижения стоимости топлива. Кроме того, на динамику расходов оказали влияние затраты на ремонт на НПЗ в Италии в четвертом квартале 2018 г.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. затраты на переработку в России выросли на 3,4% в результате роста объема переработки, а за рубежом увеличились на 1,2 млрд руб., или на 9,4%, в результате обесценения рубля и роста объема 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 трехлетнее толлинговое соглашение с НПЗ, расположенным в Канаде. Соответствующие затраты на переработку представляют собой разницу между ценой приобретения сырья, включая различные расходы, и ценой реализации нефтепродуктов, полученных в результате его переработки. По мере продажи нефтепродуктов эти расходы компенсируются полученной выручкой от реализации. За выполнение соглашения компания Группы получает определенное вознаграждение.

В первом квартале 2019 г. сумма расходов на переработку на канадском НПЗ составила 2,8 млрд руб., в то время как в четвертом квартале 2018 г. в связи со сложившейся рыночной конъюнктурой фактическая маржа переработки была отрицательной, что привело к отрицательному расходу по переработке в сумме 0,9 млрд руб.

В первом квартале 2018 г. сумма расходов на переработку на канадском НПЗ составила 2,5 млрд руб.

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 четвертым кварталом 2018 г. уменьшились на 0,6 млрд руб., или на 4,8%, в связи с изменением структуры поставок нефти на зарубежные НПЗ.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. затраты на транспортировку нефти до НПЗ не изменились.

Затраты предприятий нефтехимии

В первом квартале 2019 г. затраты предприятий нефтехимии в результате существенных расходов на ремонты в предыдущем квартале снизились на 13,2% по сравнению с четвертым кварталом 2018 г., при этом по сравнению с первым кварталом 2018 г. затраты выросли на 4,2%.

Прочие операционные расходы

Прочие операционные расходы включают в себя затраты добывающих и перерабатывающих предприятий Группы, не связанные с их основной деятельностью. Среди них затраты на реализацию транспортных услуг и услуг по добыче, а также стоимость прочих товаров и услуг, реализуемых производственными и сбытовыми компаниями Группы, и расходы непрофильных предприятий Группы.

По сравнению с четвертым и первым кварталами 2018 г. прочие операционные расходы снизились на 1 млрд руб., или на 7,6%, и на 1 млрд руб., или на 12,0%, соответственно.

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.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
	(млн руб.)			
Стоимость приобретённой нефти в России.....	4 310	5 686	4 310	4 621
Стоимость приобретённой нефти за рубежом	504 895	548 686	504 895	412 283
Стоимость компенсационной нефти по проекту «Западная Курна-2».....	7 625	10 602	7 625	6 889
Итого стоимость приобретённой нефти	516 830	564 974	516 830	423 793
Стоимость приобретённых нефтепродуктов в России	9 273	14 750	9 273	12 181
Стоимость приобретённых нефтепродуктов за рубежом.....	482 942	531 645	482 942	446 005
Итого стоимость приобретённых нефтепродуктов	492 215	546 395	492 215	458 186
Прочие закупки.....	31 375	21 476	31 375	14 426
Убыток (прибыль) от хеджирования торговых операций.....	48 140	(67 020)	48 140	6 639
Изменение запасов	(101 035)	65 603	(101 035)	(11 615)
Итого стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки.....	987 525	1 131 428	987 525	891 429

Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки по сравнению с четвёртым кварталом 2018 г. уменьшилась на 144 млрд руб., или на 12,7%, в результате снижения мировых цен на углеводороды и объёмов торговых операций с нефтью и нефтепродуктами.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки выросла на 96 млрд руб., или на 10,8%, в результате роста объёмов торговых операций с нефтью, а также ослабления рубля к доллару США.

Транспортные расходы

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
	(млн руб.)			
Расходы на транспортировку нефти	28 090	23 701	28 090	21 626
Расходы на транспортировку нефтепродуктов.....	41 630	42 540	41 630	39 956
Расходы на транспортировку прочей продукции	3 502	(974)	3 502	4 473
Итого транспортные затраты	73 222	65 267	73 222	66 055

Транспортные расходы по сравнению с четвёртым кварталом 2018 г. увеличились на 8 млрд руб., или на 12,2%, а по сравнению с первым кварталом 2018 г. – на 7 млрд руб., или на 10,9%.

По сравнению с четвёртым кварталом 2018 г. расходы на транспортировку нефти увеличились на 4 млрд руб., или на 18,5%. За рубежом расходы увеличились в связи с ростом средних ставок фрахта, увеличением поставок по базисам, включающим транспортный компонент, что было частично нивелировано сокращением объёма продаж. В России эффект роста тарифов и реализации накопленных запасов был частично нивелирован уменьшением расходов от изменения направлений поставок и снижением объёмов реализации нефти на экспорт.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. расходы на транспортировку нефти увеличились на 6 млрд руб., или на 29,9%. За рубежом расходы увеличились в связи с ростом объёма продаж и обесценением рубля к доллару США. В России рост расходов вызван индексацией тарифов, реализации накопленных запасов и изменением направлений поставок.

По сравнению с четвёртым кварталом 2018 г. расходы на транспортировку нефтепродуктов существенно не изменились. За рубежом эффект от сокращения объёма продаж и от применения нового стандарта МСФО 16 был нивелирован ростом средних ставок фрахта. Транспортные расходы российских обществ сократились в связи с изменением направлений и условий поставок и эффектом от применения нового стандарта МСФО 16, несмотря на индексацию тарифов.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. расходы на транспортировку нефтепродуктов увеличились на 2 млрд руб., или на 4,2%. Расходы за рубежом увеличились в связи с ослаблением рубля к доллару США и увеличением средних ставок фрахта, несмотря на уменьшение объёмов продаж и эффект от применения нового стандарта МСФО 16. Расходы в России сократились в связи с изменением направлений и условий поставок и эффектом от применения нового стандарта МСФО 16, несмотря на индексацию тарифов и рост объёмов экспорта.

Суммарное влияние применения МСФО 16 на снижение транспортных расходов в первом квартале 2019 г. составило 5 млрд руб.

Отрицательная величина расходов на транспортировку прочей продукции в четвёртом квартале 2018 г. связана с разовой поправкой, относящейся 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.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
	(млн руб.)			
Расходы на оплату труда в составе коммерческих, общехозяйственных и административных расходов.....	16 067	16 204	16 067	14 072
Прочие коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	20 869	28 588	20 869	21 544
Вознаграждение на основе акций	7 842	7 841	7 842	190
Расходы (доходы) по созданию резерва под ожидаемые кредитные убытки	4 795	(2 129)	4 795	948
Итого коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	49 573	50 504	49 573	36 754

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы Группы уменьшились на 1 млрд руб., или на 1,8%, по сравнению с четвёртым кварталом 2018 г., и увеличились на 13 млрд руб., или на 34,9%, по сравнению с первым кварталом 2018 г.

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 на приблизительно 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. В первом квартале 2019 г. и четвёртом квартале 2018 г. в рамках этой программы были начислены расходы в сумме 7,8 млрд руб., а в первом квартале 2018 г. начислений не производилось.

В первом квартале 2019 г. был создан резерв под ожидаемые кредитные убытки в отношении проекта Группы в Узбекистане в сумме 4,7 млрд руб.

В первом квартале 2019 г. снижение коммерческих, общехозяйственных и административных расходов Группы в результате применения нового стандарта МСФО 16 «Аренда» составило 2,1 млрд руб.

Износ и амортизация

По сравнению с четвёртым кварталом 2018 г. расходы Группы по износу и амортизации выросли на 52 млрд руб., или на 100,1%, в результате существенного увеличения доказанных разрабатываемых запасов углеводородов по некоторым месторождениям на конец 2018 г. и соответствующего пересчёта амортизации по добывающим активам в целом за год, что было отражено в четвёртом квартале 2018 г. В первом квартале 2019 г. Группа также отразила расходы по амортизации прав пользования активами в сумме приблизительно равной 7,6 млрд руб. в соответствии с новым стандартом МСФО 16 «Аренда».

По сравнению с первым кварталом 2018 г. расходы Группы по износу и амортизации выросли на 16 млрд руб., или на 18,4%, в результате увеличения объемов добычи газа в результате ввода в эксплуатацию производственных объектов по проектам «Гиссар» и «Кандым» в Узбекистане, а также в связи с отражением расходов по амортизации прав пользования активами в связи с применением МСФО 16.

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-Полус», 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 четвертым кварталом 2018 г. уменьшилась на 0,9 млрд руб., или на 12,5%, а по сравнению с первым кварталом 2018 г. увеличилась на 0,9 млрд руб., или на 17,7%, в основном в результате изменения прибыли компании «Тенгизшевройл».

Налоги (кроме налога на прибыль)

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
	(млн руб.)			
В России				
Налог на добычу полезных ископаемых	201 080	235 169	201 080	171 172
Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья	4 353	–	4 353	–
Социальные налоги и отчисления	7 144	5 949	7 144	6 766
Налог на имущество	5 509	5 558	5 509	6 264
Прочие налоги и отчисления.....	482	917	482	234
Итого в России	218 568	247 593	218 568	184 436
За рубежом				
Социальные налоги и отчисления	1 522	1 594	1 522	1 465
Налог на имущество	232	254	232	194
Прочие налоги и отчисления.....	697	766	697	572
Итого за рубежом.....	2 451	2 614	2 451	2 231
Итого налоги (кроме налога на прибыль).....	221 019	250 207	221 019	186 667

Расходы по налогам (кроме налога на прибыль) по сравнению с четвертым кварталом 2018 г. уменьшились на 29 млрд руб., или на 11,7%, в результате существенного снижения расходов по налогу на добычу полезных ископаемых за счёт эффекта изменения запасов и применения налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. расходы по налогам (кроме налога на прибыль) увеличились на 34 млрд руб., или на 18,4%, что было вызвано в основном ростом ставки по налогу на добычу полезных ископаемых на 24,5%.

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

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019 2018	
			(млн руб.)	
Снижение расходов по НДС от применения пониженных и нулевых ставок по добыче в нефти и газа.....	38 713	37 444	38 713	26 060
			(тыс. т.)	
Объёмы добычи нефти, к которым применяется:				
сверхвязкая нефть	483	448	483	377
пониженная ставка (налоговые каникулы и высоковязкая нефть)	1 045	1 503	1 045	1 354
пониженная ставка (низкопроницаемые залежи)	187	153	187	116
пониженная ставка (Тюменская свита)	160	255	160	190
пониженная ставка (высокая степень выработанности)	4 803	3 896	4 803	3 905
пониженная ставка (месторождения в режиме НДС)	1 138	–	1 138	–
пониженная ставка (прочие основания)	592	601	592	556
Суммарный объём добычи, облагаемый по нулевым и сниженным ставкам	8 408	6 856	8 408	6 498

Помимо указанных в таблице выше льготуемых объёмов добычи на отдельных морских месторождениях Группы также применяются особые налоговые режимы. В первом квартале 2019 г. добыча, облагаемая в рамках таких режимов, составила 1 613 тыс. т (в четвёртом квартале 2018 г. – 1 641 тыс. т и в первом квартале 2018 г. – 1 365 тыс. т).

Акцизы и экспортные пошлины

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019 2018	
			(млн руб.)	
В России				
Акциз на нефтепродукты	30 547	22 450	30 547	31 341
Акциз на нефтяное сырье.....	(7 840)	–	(7 840)	–
Демпфирующий фактор	(5 978)	–	(5 978)	–
Экспортные пошлины на нефть.....	37 493	58 893	37 493	36 765
Экспортные пошлины на нефтепродукты	13 466	17 482	13 466	13 534
Итого в России	67 688	98 825	67 688	81 640
За рубежом				
Акциз и налог на реализацию нефтепродуктов.....	43 699	47 545	43 699	39 473
Экспортные пошлины на нефть	13	13	13	14
Экспортные пошлины на нефтепродукты.....	56	86	56	64
Итого за рубежом.....	43 768	47 644	43 768	39 551
Итого акцизы и экспортные пошлины	111 456	146 469	111 456	121 191

По сравнению с четвёртым кварталом 2018 г. расходы по экспортным пошлинам на нефть и нефтепродукты уменьшились на 25 млрд руб., или на 33,3%, в основном в результате снижения ставок пошлин в России на 38,7% за счёт снижения цен на углеводороды и применения дополнительного корректирующего коэффициента в первом квартале 2019 г. в рамках налогового манёвра, а также эффекта временного лага.

Акцизы в России выросли в основном за счёт роста ставок акцизов на бензин и дизельное топливо. На динамику акцизов за рубежом повлияли сезонный фактор и снижение продаж подакцизной продукции.

Суммы полученных отрицательного акциза на нефтяное сырье и демпфирующего коэффициента в первом квартале 2019 г. составили 8 и 6 млрд руб. соответственно.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. расходы по экспортным пошлинам увеличились на 1 млрд руб., или на 1,3%, в основном в результате роста экспорта нефти и нефтепродуктов на 4,0 и 11,0% соответственно. При этом ставки экспортных пошлин уменьшились на 13,3%.

Прибыль (убыток) по курсовым разницам

Прибыль (убыток) по курсовым разницам относится главным образом к результату от переоценки чистой монетарной позиции российских компаний Группы в долларах США и евро, которая в основном состоит из дебиторской задолженности зарубежных дочерних обществ и выданных им займов, а также полученных долгосрочных займов в валюте. 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 «Аренда». Текущая структура чистой монетарной позиции приводит к прибыли по курсовым разницам при укреплении рубля и убытку – при его ослаблении.

В первом квартале 2019 г. прибыль по курсовым разницам составила 1,9 млрд руб. по сравнению с прибылью 1,6 млрд руб. в четвертом квартале 2018 г. и убытком 1,4 млрд руб. в первом квартале 2018 г. Применение с 1 января 2019 г. стандарта МСФО 16 привело к дополнительной прибыли по курсовым разницам в сумме 5,5 млрд руб. в первом квартале 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 четвертом квартале 2018 г. Группа признала убытки от обесценения активов сегмента «Разведки и добычи» в России и за рубежом в сумме 6,1 млрд руб., а также сегмента «Переработки, торговли и сбыта» в России и за рубежом в сумме 0,6 млрд руб.

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 четвертым кварталом 2018 г. расходы Компании по налогу на прибыль увеличились на 2 млрд руб., или на 4,3%. При этом прибыль до налога на прибыль снизилась на 8 млрд руб., или на 3,8%. Эффективная ставка налога на прибыль в первом квартале 2019 г. составила 22,2% (в четвертом квартале 2018 г. – 20,5%).

По сравнению с первым кварталом 2018 г. расходы Компании по налогу на прибыль увеличились на 20 млрд руб., или на 85,1%. При этом прибыль до налога на прибыль увеличились на 60 млрд руб., или на 45,3%. Эффективная ставка налога на прибыль в первом квартале 2019 г. составила 22,2% (в первом квартале 2018 г. – 17,4%). Рост эффективной ставки в первом квартале 2019 г. объясняется снижением региональных льгот по налогу на прибыль в некоторых регионах России.

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.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
	(млн руб.)			
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам				
ПАО «ЛУКОЙЛ»	149 236	159 027	149 236	109 058
Увеличивается (уменьшается) на				
Чистая прибыль, относящаяся к неконтролирующим долям.....	554	193	554	367
Налог на прибыль	42 796	41 044	42 796	23 117
Финансовые доходы	(5 984)	(6 236)	(5 984)	(3 514)
Финансовые расходы.....	11 734	12 742	11 734	7 322
(Прибыль) убыток по курсовым разницам	(1 901)	(1 586)	(1 901)	1 432
Долю в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия.....	(6 180)	(7 062)	(6 180)	(5 249)
Прочие расходы (доходы).....	3 972	28 291	3 972	(699)
Износ и амортизацию	103 830	51 902	103 830	87 690
EBITDA	298 057	278 315	298 057	219 524
EBITDA операционных сегментов				
Разведка и добыча.....	235 132	190 039	235 132	171 918
- в России	192 395	148 749	192 395	144 657
- за рубежом, кроме Ирака	37 625	37 036	37 625	21 526
- в Ираке.....	5 112	4 254	5 112	5 735
Переработка, торговля и сбыт.....	79 938	81 486	79 938	46 849
- в России	73 887	77 519	73 887	42 299
- за рубежом	6 051	3 967	6 051	4 550
Корпоративный центр	(7 068)	(9 545)	(7 068)	519
Элиминации.....	(9 945)	16 335	(9 945)	238
EBITDA	298 057	278 315	298 057	219 524

Сверка показателя «Свободный денежный поток»

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
	(млн руб.)			
Денежные средства, полученные от основной деятельности.....	243 324	325 511	243 324	166 992
Капитальные затраты.....	(97 421)	(113 266)	(97 421)	(121 057)
Свободный денежный поток	145 903	212 245	145 903	45 935

Анализ движения денежных средств и капитальных затрат

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019 2018 (млн руб.)	
Денежные средства, полученные от основной деятельности.....	243 324	325 511	243 324	166 992
включая (рост) снижение рабочего капитала	(37 434)	74 193	(37 434)	(47 856)
Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(99 551)	(90 933)	(99 551)	(128 400)
Денежные средства, использованные в финансовой деятельности.	(169 807)	(130 733)	(169 807)	(70 401)

Изменения в активах и обязательствах, относящихся к операционной деятельности:

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019 2018 (млн руб.)	
(Рост) снижение дебиторской задолженности.....	(17 767)	164 274	(17 767)	33 570
(Рост) снижение запасов.....	(101 788)	83 602	(101 788)	(24 946)
Рост (снижение) кредиторской задолженности.....	56 889	(131 972)	56 889	(37 914)
Рост (снижение) чистого обязательства по налогам, кроме налога на прибыль	35 794	(40 023)	35 794	5 143
Изменение прочих краткосрочных активов и обязательств.....	(10 562)	(1 688)	(10 562)	(23 709)
Итого (рост) снижение рабочего капитала	(37 434)	74 193	(37 434)	(47 856)

Основная деятельность

Основным источником денежных средств Группы являются средства, полученные от основной деятельности. По сравнению с четвертым кварталом 2018 г. их размер снизился на 82 млрд руб., или на 25,2%, в результате изменений рабочего капитала, а по сравнению с первым кварталом 2018 г. – увеличился на 76 млрд руб., или на 45,7%, вследствие роста доходности основной деятельности Группы.

В первом квартале 2019 г. рост рабочего капитала был следствием увеличения чистой торговой дебиторской задолженности и запасов в наших торговых компаниях.

Положительное влияние применения МСФО 16 на денежные средства, полученные от основной деятельности, составило 8,5 млрд руб.

Инвестиционная деятельность

В первом квартале 2019 г. объем денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, увеличился на 9 млрд руб., или на 9,5%, по сравнению с предыдущим кварталом, в основном в результате динамики выданных займов зависимым компаниям Группы. При этом снизились капитальные затраты. По сравнению с первым кварталом 2018 г. объем денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, сократился на 29 млрд руб., или на 22,5%, в результате снижения капитальных затрат.

Капитальные затраты уменьшились на 15,8 млрд руб., или на 14,0%, по сравнению с четвертым кварталом 2018 г. и на 24 млрд руб., или на 19,5%, по сравнению с первым кварталом 2018 г.

Положительное влияние применения МСФО 16 на денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составило 3,1 млрд руб. и представляло собой снижение капитальных затрат.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
	(млн руб.)			
Капитальные затраты				
Разведка и добыча				
Западная Сибирь.....	32 035	30 306	32 035	38 189
Тимано-Печора.....	16 683	14 739	16 683	21 737
Урал.....	7 459	8 392	7 459	9 484
Поволжье.....	6 957	16 304	6 957	8 391
Прочие регионы России	2 337	4 813	2 337	2 228
Разведка и добыча в России	65 471	74 554	65 471	80 029
Ирак.....	3 363	3 521	3 363	4 946
Прочие за рубежом.....	12 004	9 182	12 004	14 432
Разведка и добыча за рубежом	15 367	12 703	15 367	19 378
Итого разведка и добыча	80 838	87 257	80 838	99 407
Переработка, торговля и сбыт				
Россия.....	10 851	19 540	10 851	15 267
- переработка.....	6 777	12 975	6 777	9 588
- розница.....	1 394	2 206	1 394	2 016
- прочие.....	2 680	4 359	2 680	3 663
За рубежом.....	4 681	4 913	4 681	5 785
- переработка.....	3 302	2 722	3 302	4 537
- розница.....	899	1 690	899	924
- прочие.....	480	501	480	324
Итого переработка, торговля и сбыт	15 532	24 453	15 532	21 052
Корпоративный центр и прочие	1 051	1 556	1 051	598
Итого капитальные затраты.....	97 421	113 266	97 421	121 057

По сравнению с четвертым кварталом 2018 г. капитальные затраты сегмента разведки и добычи снизились на 6 млрд руб., или на 7,4%.

В России это снижение было связано с окончанием в четвертом квартале 2018 г. основных строительных работ в рамках второго этапа освоения месторождений им. Ю. Корчагина и В. Филановского на Каспии.

Рост капитальных затрат сегмента разведки и добычи за рубежом в основном относится к оплате в первом квартале 2019 г. задолженности по капитальным затратам, произведенным ранее.

Снижение капитальных затрат сегмента переработки и сбыта по сравнению с предыдущим кварталом объясняется выдачей авансов под строительство комплекса замедленного коксования на НПЗ в Нижнем Новгороде в четвертом квартале 2018 г., а также сезонным снижением затрат.

По сравнению с первым кварталом 2018 г. капитальные затраты сегмента разведки и добычи снизились на 19 млрд руб., или на 18,7%. В основном это было вызвано снижением затрат в Тимано-Печоре и Западной Сибири, что объясняется неравномерностью оплаты затрат.

Снижение капитальных затрат в сегменте переработки и сбыта по сравнению с первым кварталом 2018 г. в основном связано с неравномерностью оплаты затрат.

На динамику капитальных затрат по зарубежным проектам в первом квартале 2019 г. по сравнению с первым кварталом 2018 г. оказало влияние ослабление курса рубля к доллару и евро.

В приведенной ниже таблице раскрыты объемы капитальных затрат на разведку и добычу по проектам развития.

	1 кв. 2019	4 кв. 2018	1 кв. 2019	1 кв. 2018
	(млн руб.)			
Западная Сибирь (Ямал).....	5 942	4 721	5 942	5 690
Каспий (проекты в России)	6 860	14 087	6 860	7 371
Тимано-Печора (Ярегское месторождение)	1 894	2 883	1 894	2 704
Ирак («Западная Курна-2»).....	2 720	2 348	2 720	4 816
Ирак (Блок-10).....	643	1 173	643	130
Узбекистан.....	6 296	2 021	6 296	9 533
Итого	24 355	27 233	24 355	30 244

Финансовая деятельность

В первом квартале 2019 г. отток денежных средств, связанный с изменением задолженности по краткосрочным и долгосрочным кредитам и займам, составил 21 млрд руб., из которых 9 млрд руб. относятся к применению МСФО 16 «Аренда», по сравнению с оттоком в сумме 60 млрд руб. в четвертом квартале 2018 г. и оттоком в сумме 5 млрд руб. в первом квартале 2018 г.

В первом квартале 2019 г. Группа также признала дополнительные платежи по процентам в сумме 2 млрд руб. в соответствии с МСФО 16.

В августе 2018 г. Компания объявила о начале обратного выкупа собственных акций. Целью программы является уменьшение капитала Компании, а срок её действия – с 3 сентября 2018 г. по 30 декабря 2022 г.

В первом квартале 2019 г. компания Группы потратила 71 488 млн руб. в рамках данной программы, по сравнению с 52 969 млн руб. в четвертом квартале 2018 г.

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.