

**Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы
за три месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2021 г., и за годы,
закончившиеся 31 декабря 2021 и 2020 гг.**

Содержание

Определения и методика пересчета	3
Заявления прогнозного характера	3
Основные финансовые и операционные показатели	5
Анализ операционных результатов деятельности	- 7 -
Запасы нефти и газа	- 7 -
Эксплуатационное бурение	- 8 -
Добыча	9
Логистика, переработка и сбыт	10
Анализ финансовых результатов деятельности	14
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о прибылях и убытках	14
Выручка от продаж	15
Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	18
Производственные и операционные расходы	19
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	20
Транспортные расходы	21
Износ, истощение и амортизация	21
Налоги, за исключением налога на прибыль	21
Экспортные пошлины	21
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	22
Прочие доходы и расходы	22
Прочие финансовые статьи	22
Анализ движения денежных средств и капитальных вложений	22
Операционная деятельность	22
Инвестиционная деятельность	23
Финансовая деятельность	23
Капитальные вложения	23
Долг и ликвидность	24
Финансовые коэффициенты	24
Расчет EBITDA	24
Рентабельность	25
Расчет скорректированного ROACE	25
Ликвидность	25
Лeverедж	25
Основные макроэкономические факторы, влияющие на результаты деятельности	25
Изменение рыночных цен на нефть и нефтепродукты	25
Изменение курса российского рубля к доллару США и инфляция	26
Налогообложение	26
Средние ставки налогов и сборов, действовавшие в отчетных периодах для налогообложения нефтегазовых компаний в России	26
Вывозные таможенные пошлины на нефть и нефтепродукты	27
Акциз на нефтепродукты	28
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	30
Налог на дополнительный доход (НДД)	33
Транспортировка нефти и нефтепродуктов	34

Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 31 декабря 2021 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2021 г., и за годы, закончившиеся 31 декабря 2021 и 2020 гг., публикуется и должен рассматриваться вместе с консолидированной финансовой отчетностью Группы, подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО) за год, закончившийся 31 декабря 2021 г., и аудиторским заключением о ней. Информация из данного отчета включается в годовой отчет ПАО «Газпром нефть» за 2021 год.

Данный отчет представляет финансовое состояние и результаты деятельности Группы на консолидированной основе. В данном отчете термины «Газпром нефть», «Компания», «Группа» означают ПАО «Газпром нефть», ее дочерние общества и совместные операции (МСФО 11) («Томскнефть», «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) и «Южно-Приобский ГПЗ» (ЮГПЗ)). Термин «Совместные предприятия» означает общества, отражаемые по методу долевого участия. В четвертом квартале 2021 г. изменился характер взаимоотношений со вторым акционером Томскнефть, что привело к учету инвестиции в Томскнефть в качестве инвестиции в совместное предприятие, ранее инвестиция в Томскнефть являлась инвестицией в совместные операции.

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

Полное название	Сокращенное название
кубический метр	куб. м.
миллиард кубических метров	млрд. куб. м.
кубический фут	куб. фут.
миллиард кубических футов	млрд. куб. фут.
баррель	барр.
миллион баррелей	млн. барр.
баррели нефтяного эквивалента	барр. н. э.
Миллион баррелей нефтяного эквивалента	млн. барр. н. э.
Миллион баррелей нефтяного эквивалента в сутки	млн. барр. н. э./сутки
тонны нефтяного эквивалента	т. н. э.
миллионы тонн нефтяного эквивалента	млн. т. н. э.
миллионы тонн	млн. т.
Российский рубль	руб.
Доллар США	долл. США

Заявления прогнозного характера

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

Помимо прочего, заявления прогнозного характера содержат утверждения, касающиеся возможного влияния рыночных рисков на «Газпром нефть», и утверждения, содержащие ожидания, предположения, оценки, прогнозы, планы и допущения руководства. Такие заявления прогнозного характера определяются наличием следующих терминов и фраз: «подразумевать», «предполагать», «в состоянии», «оценивать», «ожидать», «намереваться», «могло бы», «планировать», «цели», «взгляд», «вероятно», «проект», «будет», «добиваться», «стремиться», «риски», «задачи», «следует» и подобных терминов и фраз. Существует множество факторов, которые могут повлиять на будущую деятельность «Газпром нефти» и привести к существенным отклонениям будущих результатов от тех, которые содержатся в заявлениях прогнозного характера в этом отчете, включая (но, не ограничиваясь) следующие:

- (а) колебание цен на нефть и газ;
- (б) изменение спроса на продукцию Компании;
- (в) изменение курса иностранной валюты;
- (г) результаты бурения и добычи;
- (д) оценка резервов;
- (е) потеря доли рынка и конкуренция в отрасли;
- (ж) экологические и материальные риски;
- (з) риски, связанные с определением подходящей для приобретения собственности и активов, а также успешное ведение переговоров и завершение таких сделок;
- (и) экономические и финансовые рыночные условия в различных странах и регионах;
- (к) политические риски, отсрочка или ускорение реализации проектов, утверждение и оценка затрат;
- (л) изменение торговой конъюнктуры.

Операционные и финансовые результаты в 2020 - 2021 гг. были подвержены негативному влиянию пандемии COVID-19, которая привела к падению мирового потребления энергоресурсов. «Газпром нефть» продолжает предпринимать масштабный комплекс мер по обеспечению безопасности собственных сотрудников и осуществлению бесперебойной работы производственных активов. Продолжительность влияния пандемии остается неопределенной и может оказывать влияние на результаты Группы в будущем.

Основные финансовые и операционные показатели

4 кв. 2021	3 кв. 2021	Δ, %		12 месяцев		
				2021	2020	Δ, %
Финансовые результаты (млн. руб.)						
906 892	823 790	10,1	Выручка	3 068 442	1 999 620	53,5
285 520	266 008	7,3	Скорректированная EBITDA*	986 127	485 203	103,2
10 428	10 391	0,4	руб./т. н. э.	9 721	5 051	92,5
19,44	19,15	1,5	долл. США**/барр. н. э.	17,87	9,48	88,5
146 477	139 734	4,8	Прибыль / (убыток), относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	503 445	117 699	>200
Операционные результаты						
202,24	189,02	7,0	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	749,27	709,74	5,6
27,38	25,60	7,0	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. т. н. э.)	101,44	96,06	5,6
2,20	2,05	7,3	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э./сутки)	2,05	1,94	5,7
118,97	115,23	3,2	Добыча нефти и конденсата с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	459,79	449,20	2,4
486,23	430,86	12,9	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	1 690,29	1 521,32	11,1
11,10	11,77	(5,7)	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	43,53	40,39	7,8

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

** Пересчет в доллары США произведен по среднему курсу за период.

Основные события за 2021 г.

- В 2021 г. добыча углеводородов «Газпром нефти» впервые в истории превысила уровень добычи 100 млн. т. н. э.;
- В декабре 2021 г. собрание акционеров утвердило промежуточные дивиденды за 9 месяцев 2021 г. в размере 40,00 руб. на акцию;
- В декабре 2021 г. был дан старт работе подводного арктического газопровода «Газ Ямала» мощностью 20 млрд. куб. м. в год, который обеспечит транспортировку газа с Новопортовского месторождения в Единую систему газоснабжения России;
- В 2021 г. «Газпром нефть» в рамках разработки нефтяных оторочек месторождений «Газпрома» запустила систему транспортировки нефти мощностью 1,5 млн. т. с Чаяндинского месторождения в Якутии в магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь — Тихий океан», а также запустила нефтедобывающую инфраструктуру Песцового и Ен-Яхинского месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе;
- В сентябре 2021 г. «Газпром нефть» и «ЛУКОЙЛ» подписали соглашение о создании совместного предприятия на базе «Меретояханефтегаз» для разработки крупного нефтегазового кластера в ЯНАО. Ключевым активом кластера станет Тазовское месторождение, запущенное Компанией в июне 2021 г.;
- В июне 2021 г. в рамках Петербургского международного экономического форума «Газпром нефть» заключила ряд соглашений:
 - с «НОВАТЭК» о создании совместного предприятия для разработки Северо-Врангелевского лицензионного участка на шельфе,
 - с «Shell» о развитии сотрудничества в сфере добычи, технологий и «зеленой» энергетики,
 - с «Татнефть» о сотрудничестве в реализации проектов по увеличению нефтеотдачи пластов;
- В рамках развития ESG повестки Компания в 2021 г. вошла в состав учредителей Национального ESG альянса, основной миссией которого является содействие переходу к устойчивой модели развития экономики на основе заинтересованности, сотрудничества и партнёрства всех вовлечённых сторон;

- Получены одна лицензия на разведку и добычу углеводородов в Оренбургской области и три лицензии на геологическое изучение нижележащих горизонтов и флангов в Оренбургской области, Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах, а также две лицензии на разработку технологий поиска и добычи трудноизвлекаемых запасов в Ханты-Мансийском автономном округе;
- В 2021 г. «Газпром нефть» первой среди крупных российских нефтяных компаний заключила соглашение с Министерством энергетики РФ о создании новых мощностей по глубокой переработке нефти, что позволило Компании получать инвестиционную надбавку к акцизу на нефтяное сырье;
- В 2021 г. на Омском НПЗ введена в эксплуатацию установка гидроочистки и депарафинизации дизельного топлива;
- В декабре 2021 г. в Омске введен в эксплуатацию отраслевой центр развития катализаторных технологий «Селектум»;
- НИС («Нефтяная индустрия Сербии» — совместный актив «Газпром нефти» и правительства Сербии), правительство Сербии и компания «ХИП Петрохемия» заключили соглашение о стратегическом партнерстве в области развития нефтехимии;
- В сентябре 2021 г. «Газпром нефть» и «Совкомфлот» заключили соглашение о взаимопонимании и сотрудничестве в области развития инновационных технологий и использования на морском транспорте судовых топлив с низким углеродным следом;
- «Газпром нефть» подтвердила рейтинг категории «В» в международном рейтинге CDP (Carbon Disclosure Project).

Результаты за 12 месяцев 2021 г. по сравнению с 12 месяцами 2020 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 5,6% и составила 101,44 млн. т. н. э. преимущественно вследствие роста добычи нефти на месторождениях нефтяных оторочек и запуска газовой инфраструктуры на Тазовском и Новопортовском месторождениях;
- Объем переработки нефти увеличился на 7,8% преимущественно вследствие восстановления спроса в связи со снятием ограничений, действовавших в 2020 г. из-за пандемии COVID-19, а также запуска в эксплуатацию комплекса «Евро+» на Московском НПЗ с июля 2020 г.;
- Выручка увеличилась на 53,5% в результате роста цен на нефть и нефтепродукты и роста объема продаж нефтепродуктов вследствие увеличения спроса на международном и внутреннем рынках;
- Рост показателя скорректированная EBITDA на 103,2% в основном обусловлен увеличением объемов добычи и переработки нефти, а также увеличением цен на нефть и нефтепродукты, вызванного ростом спроса;
- Рост чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», в основном обусловлен увеличением EBITDA.

Результаты за 4 квартал 2021 г. по сравнению с 3 кварталом 2021 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 7,0% и составила 27,38 млн. т. н. э. преимущественно вследствие запуска инфраструктуры по поставке газа в газопровод внешнего транспорта на Новопортовском месторождении;
- Объем переработки нефти уменьшился на 5,7% вследствие сезонного снижения спроса на нефтепродукты и проведения плановых капитальных ремонтов на Омском НПЗ;
- Выручка увеличилась на 10,1% в основном вследствие роста цен на нефть и нефтепродукты на международном и внутреннем рынках, а также роста объема продаж нефти на экспорт;
- Увеличение показателя скорректированная EBITDA на 7,3% в основном обусловлено ростом объемов добычи углеводородов;
- Увеличение чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», преимущественно обусловлено ростом EBITDA.

Анализ операционных результатов деятельности

Запасы нефти и газа

(млн. барр.н.э.)	Доля в пропорционально консолидированных компаниях и совместных предприятиях							Итого
	Газпром нефть*	Слав-нефть	Томск-нефть	SPD	Арктикгаз	Нортгаз	Мессо-яха	
Доказанные запасы (31 Декабрь 2019г.)	6 806	961	503	167	2 724	471	111	11 743
Добыча	(445)	(37)	(25)	(22)	(131)	(20)	(22)	(702)
Поступление / (Выбытие) запасов	4 169	-	-	-	-	-	-	4 169
Пересмотр предыдущих оценок	415	50	(3)	17	62	(61)	51	531
Доказанные запасы (31 Декабрь 2020г.)	10 945	974	475	162	2 655	390	140	15 741
Добыча	(484)	(37)	(27)	(22)	(129)	(17)	(24)	(740)
Пересмотр предыдущих оценок	1 796	37	(16)	6	8	(20)	18	1 829
Доказанные запасы (31 Декабрь 2021г.)	12 257	974	432	146	2 534	353	134	16 830
Всего вероятные запасы Группы	9 689	1 844	405	168	936	74	412	13 528
Всего возможные запасы Группы	12 043	1 409	303	116	381	51	506	14 809

* Запасы по проектам Бадра и Курдистан приведены по доле Группы в данных проектах (working interest), что отличается от экономической доли (economic entitlement), использованной в консолидированной финансовой отчетности

** По состоянию на 31.12.2020 г. в запасы Компании были включены запасы нефтяных оторочек и запасы неоконченных залежей месторождений Группы «Газпром», разрабатываемые в рамках заключенных долгосрочных рискованных операторских договоров

- По состоянию на 31.12.2021 г. доказанные запасы Компании выросли на 1 312 млн. бар. н. э. и составляют 12 257 млн. барр. н. э., включая запасы нефти и жидких углеводородов 5 139 млн. барр. и запасы газа 41 560 млрд. куб. футов;
- По состоянию на 31.12.2021 г. доказанные запасы Компании, включая долю в совместных операциях и совместных предприятиях, выросли на 1 089 млн. бар. н. э. и составляют 16 830 млн. барр. н. э., включая запасы нефти и жидких углеводородов 7 307 млн. барр. и запасы газа 55 603 млрд. куб. футов;
- Коэффициент восполнения и уровень обеспеченности доказанными запасами углеводородов Компании, включая долю в совместных операциях и совместных предприятиях, на 31.12.2021 г. составляют 247% и 23 года, соответственно;
- Данные о доказанных запасах не включают данные, относящиеся к сербской дочерней компании NIS, в связи с ограничениями по раскрытию данной информации в Сербии;
- Оценка запасов производится независимыми оценщиками запасов «ДеГольер энд МакНотон» на основе стандартов Системы управления нефтегазовыми запасами (PRMS) Общества инженеров-нефтяников;
- Показатели запасов по классификации PRMS, указанные в таблице, соответствуют приведенным в консолидированной отчетности Группы в разделе дополнительной информации о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа. Запасы по классификации PRMS в вышеприведенной таблице подготовлены с использованием наилучших оценок менеджментом Компании будущих цен на нефть и природный газ.

Эксплуатационное бурение

	12 месяцев		
	2021	2020	Δ, %
Дочерние компании			
Эксплуатационное бурение (тыс. м)	3 008	3 359	(10,4)
Количество новых скважин (шт.)	667	750	(11,1)
Средний дебит новых скважин (т./сут.)	67	77	(13,0)
Совместные операции			
Эксплуатационное бурение (тыс. м)	177	411	(56,9)
Количество новых скважин (шт.)	49	86	(43,0)
Совместные предприятия			
Эксплуатационное бурение (тыс. м)	1 312	1 622	(19,1)
Количество новых скважин (шт.)	261	329	(20,7)

- Динамика объемов бурения обусловлена оптимизацией производственной программы с учетом соблюдения ограничений на добычу нефти в рамках соглашения «ОПЕК+» и оптимизацией денежных потоков Компании.

Добыча

4 кв. 2021	3 кв. 2021	Δ, %		12 месяцев		
				2021	2020	Δ, %
(млн. т.)			Нефть, конденсат и ЖУВ*	(млн. т.)		
2,49	2,67	(6,7)	Ноябрьскнефтегаз	10,28	10,51	(2,2)
3,06	3,15	(2,9)	Хантос	12,44	12,44	-
0,76	0,75	1,3	СПД	2,94	2,91	1,0
0,72	0,68	5,9	Оренбург	2,85	3,06	(6,9)
0,23	0,22	4,5	НИС	0,88	0,91	(3,3)
0,37	0,39	(5,1)	Восток	1,55	1,67	(7,2)
1,78	1,82	(2,2)	Новопортовское	7,25	7,71	(6,0)
1,00	0,74	35,1	Приразломное	3,62	3,27	10,7
0,24	0,27	(11,1)	Бадра и Курдистан	1,06	1,20	(11,7)
0,92	0,81	13,6	Нефтяные оторочки	3,17	1,47	115,6
0,20	0,21	(4,8)	Тазовское	0,56	0,22	154,5
0,05	0,05	-	Прочие	0,20	0,21	(4,8)
11,82	11,76	0,5	Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям	46,80	45,58	2,7
1,52	1,31	16,0	Доля в добыче Славнефти	4,92	4,85	1,4
1,15	1,11	3,6	Доля в добыче Арктикгаза	4,48	4,48	-
0,67	0,67	-	Доля в добыче Мессояханефтегаза	2,68	2,78	(3,6)
0,82	0,63	30,2	Доля в добыче Томскнефти***	2,87	2,59	10,8
0,05	0,05	-	Доля в добыче Нортгаза	0,21	0,24	(12,5)
4,21	3,77	11,7	Доля в добыче совместных предприятий	15,16	14,94	1,5
16,03	15,53	3,2	Итого добыча нефти, конденсата и ЖУВ	61,96	60,52	2,4
(млрд. куб. м.)			Газ**	(млрд. куб. м.)		
1,90	1,89	0,5	Ноябрьскнефтегаз	7,57	7,95	(4,8)
0,27	0,28	(3,6)	Хантос	1,11	1,12	(0,9)
0,03	0,03	-	СПД	0,12	0,13	(7,7)
0,83	0,71	16,9	Оренбург	3,32	3,57	(7,0)
0,09	0,10	(10,0)	НИС	0,38	0,43	(11,6)
0,23	0,21	9,5	Восток	0,83	0,77	7,8
3,45	2,38	45,0	Новопортовское	10,46	8,68	20,5
0,02	0,03	(33,3)	Бадра	0,12	0,16	(25,0)
0,24	0,23	4,3	Нефтяные оторочки	0,81	0,19	>200
1,58	1,44	9,7	Тазовское	3,29	0,13	>200
0,04	0,02	100,0	Прочие	0,14	0,09	55,6
8,68	7,32	18,6	Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям	28,15	23,22	21,2
0,09	0,08	12,5	Доля в добыче Славнефти	0,31	0,28	10,7
3,87	3,73	3,8	Доля в добыче Арктикгаза	15,10	15,40	(1,9)
0,25	0,23	8,7	Доля в добыче Мессояханефтегаза	0,91	0,40	127,5
0,24	0,22	9,1	Доля в добыче Томскнефти***	0,85	0,85	-
0,62	0,61	1,6	Доля в добыче Нортгаза	2,52	2,93	(14,0)
5,07	4,87	4,1	Доля в добыче совместных предприятий	19,69	19,86	(0,9)
13,75	12,19	12,8	Итого добыча газа	47,84	43,08	11,0
(млн. т. н. э.)			Углеводороды	(млн. т. н. э.)		
19,33	18,62	3,8	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями***	72,93	68,02	7,2
8,05	6,98	15,3	Доля в добыче совместных предприятий***	28,51	28,04	1,7
27,38	25,60	7,0	Итого добыча углеводородов	101,44	96,06	5,6
202,24	189,02	7,0	млн. т. н. э.	749,27	709,74	5,6
2,20	2,05	7,3	млн. барр. н. э.	2,05	1,94	5,7
			Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)			

* Добыча нефти и конденсата показана с учетом продуктов газопереработки (ШФЛУ, СУГ и прочие)

** Добыча газа состоит из объемов товарного газа и газа, использованного на собственные нужды, с учетом обратной закачки газа для поддержания пластового давления. Добыча газа показана за вычетом газа, использованного при производстве продуктов газопереработки

*** В 4 квартале 2021 г. отражение инвестиции в Томскнефть изменилось на признание в качестве совместного предприятия, ранее учитывалась как совместные операции. Для удобства анализа и сопоставимости данные по добыче нефти и газа раскрыты в одной строке – в составе СП. Итоговые данные по добыче углеводородов по ДО включают долю в добыче Томскнефти до даты изменения признания инвестиции

- Суточная добыча углеводородов выросла на 5,7% год к году и на 7,3% квартал к кварталу вследствие изменения ограничений на добычу нефти в рамках соглашения «ОПЕК+» и роста объемов добычи газа;
- Объем добычи нефти и конденсата по Группе увеличился на 2,4% год к году и на 3,2% квартал к кварталу за счет запуска нефтяной и газовой инфраструктуры и реализации программы ГТМ на месторождениях нефтяных оторочек и Тазовском месторождении;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 11,0% год к году вследствие запуска нефтяной и газовой инфраструктуры на Тазовском месторождении и на месторождениях нефтяных оторочек, а также запуска инфраструктуры по поставке газа в газопровод внешнего транспорта на Новопортовском месторождении;
- Объем добычи газа по Группе увеличился на 12,8% квартал к кварталу преимущественно вследствие запуска инфраструктуры по поставке газа в газопровод внешнего транспорта на Новопортовском месторождении.

Логистика, переработка и сбыт

Покупка нефти

4 кв. 2021	3 кв. 2021	Δ, %	(млн. т.)	12 месяцев		
				2021	2020	Δ, %
3,10	3,32	(6,6)	Покупки нефти в России*	10,64	7,76	37,1
0,65	0,66	(1,5)	Покупки нефти на международном рынке	2,33	1,81	28,7
3,75	3,98	(5,8)	Итого покупки нефти	12,97	9,57	35,5

* Покупки нефти в России:

- не включают покупки у совместных предприятий (Славнефть, Арктикгаз, Мессояханефтегаз)

- включают покупку стабильного газового конденсата (СГК) у Новатэк в объеме 25% добычи Арктикгаза

- Рост объемов покупки нефти на внутреннем и международном рынке год к году обусловлен увеличением объема переработки на НПЗ в РФ и Панчево;
- Снижение объемов покупки нефти в России на 6,6% квартал к кварталу преимущественно обусловлено увеличением собственного ресурса.

Переработка

4 кв. 2021	3 кв. 2021	Δ, %	(млн. т.)	12 месяцев		Δ, %
2021	2021			2021	2020	
Переработка						
4,87	5,56	(12,4)	Омск	20,18	19,77	2,1
3,22	3,15	2,2	Москва	12,07	10,02	20,5
0,99	1,05	(5,7)	Панчево	3,61	3,32	8,7
9,08	9,76	(7,0)	Переработка на НПЗ дочерних компаний	35,86	33,11	8,3
2,02	2,01	0,5	Доля в ЯНОСе	7,67	7,28	5,4
11,10	11,77	(5,7)	Итого переработка	43,53	40,39	7,8
Производство нефтепродуктов						
2,18	2,43	(10,3)	Бензин (Класс 5)	8,98	8,43	6,5
0,61	0,50	22,0	Нафта	2,16	2,19	(1,4)
3,57	3,60	(0,8)	Дизельное топливо	13,44	12,55	7,1
1,60	1,36	17,6	Мазут	5,76	5,12	12,5
0,92	1,09	(15,6)	Авиатопливо	3,55	2,67	33,0
0,57	0,63	(9,5)	Судовое топливо	2,10	2,40	(12,5)
0,61	1,14	(46,5)	Битумы	3,29	3,08	6,8
0,11	0,12	(8,3)	Масла	0,44	0,43	2,3
0,39	0,37	5,4	Продукты нефтехимии	1,54	1,46	5,5
0,23	0,23	-	Прочие	1,00	1,10	(9,1)
10,79	11,47	(5,9)	Итого производство нефтепродуктов	42,26	39,43	7,2

- Объем переработки нефти увеличился на 7,8% год к году преимущественно вследствие восстановления спроса в связи со снятием ограничений, действовавших в 2020 г. из-за пандемии COVID-19, а также запуска в эксплуатацию комплекса «Евро+» на Московском НПЗ с июля 2020 г.;
- Снижение объема переработки на 5,7% квартал к кварталу обусловлено сезонным снижением спроса на нефтепродукты и проведением плановых капитальных ремонтов на Омском НПЗ;
- Увеличение объема производства автомобильных бензинов на 6,5% и дизельных топлив на 7,1% год к году в основном обусловлено общим ростом объема переработки нефти, а также запуском комплекса «Евро+» на Московском НПЗ с июля 2020 г.;
- Увеличение объема производства мазута на 12,5% и битумов на 6,8% год к году в основном обусловлено общим ростом объема переработки нефти;
- Снижение объема производства судовых топлив на 12,5% год к году обусловлено запуском новых мощностей на Московском НПЗ, позволяющих производить больший объем светлых нефтепродуктов вследствие восстановления спроса в 2021 г. в связи со снятием ограничений, действовавших в 2020 г. из-за пандемии COVID-19;
- Увеличение объема производства авиатоплива на 33,0% год к году обусловлено ростом спроса в связи с восстановлением внутреннего и международного авиасообщения и стало возможным благодаря запуску комплекса «Евро+» на Московском НПЗ с июля 2020 г.;
- Снижение объема производства высокооктановых бензинов на 10,3% и увеличение объема производства нафты на 22,0% квартал к кварталу обусловлено спросом и ценовой конъюнктурой на внутренних и международных рынках, а также проведением плановых капитальных ремонтов на Омском НПЗ;
- Сокращение объема производства дизельного топлива на 0,8% и авиатоплива на 15,6% квартал к кварталу обусловлено общим снижением объема переработки и проведением плановых капитальных ремонтов на Омском НПЗ;
- Увеличение объема производства мазута на 17,6% и снижение объема производства битумов на 46,5% квартал к кварталу преимущественно обусловлено сезонным фактором.

Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	4 кв. 2021		3 кв. 2021		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	6 470	0,13	11 334	0,25	(42,9)	(48,0)
Авиатопливо	2 810	0,05	1 602	0,03	75,4	66,7
Судовое топливо	662	0,01	557	0,01	18,9	-
Масла	388	-	289	0,01	34,3	-
Прочие	5	-	7,0	-	(28,6)	-
Итого	10 335	0,19	13 789	0,30	(25,0)	(36,7)

	12 месяцев 2021		12 месяцев 2020		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	21 391	0,47	15 339	0,60	39,5	(21,7)
Авиатопливо	6 882	0,13	6 194	0,17	11,1	(23,5)
Судовое топливо	2 861	0,07	2 631	0,11	8,7	(36,4)
Масла	1 266	0,01	785	0,01	61,3	-
Прочие	184	-	478	0,01	(61,5)	-
Итого	32 584	0,68	25 427	0,90	28,1	(24,4)

- Снижение объема покупки нефтепродуктов на международном рынке год к году и квартал к кварталу обусловлено ценовой эффективностью распределения собственного ресурса в условиях сложившейся рыночной конъюнктуры;
- Снижение объема покупки судового топлива год к году обусловлено увеличением объемов поставок с собственных НПЗ.

Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	4 кв. 2021		3 кв. 2021		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	4 984	0,13	5 183	0,15	(3,8)	(13,3)
Дизельное топливо	4 058	0,08	4 055	0,09	0,1	(11,1)
Продукты нефтехимии	420	0,01	291	-	44,3	-
Прочие	233	-	152	0,01	53,3	-
Итого	9 695	0,22	9 681	0,25	0,1	(12,0)

	12 месяцев 2021		12 месяцев 2020		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	18 815	0,53	14 856	0,48	26,6	10,4
Дизельное топливо	14 833	0,32	13 117	0,30	13,1	6,7
Продукты нефтехимии	1 335	0,03	1 149	0,04	16,2	(25,0)
Прочие	539	0,01	181	0,01	197,8	-
Итого	35 522	0,89	29 303	0,83	21,2	7,2

Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	4 кв. 2021		3 кв. 2021		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	20 798	0,44	17 156	0,34	21,2	29,4
Дизельное топливо	16 608	0,32	14 042	0,31	18,3	3,2
Авиатопливо	3 834	0,08	4 054	0,09	(5,4)	(11,1)
Судовое топливо	6 830	0,15	5 038	0,12	35,6	25,0
Битум	783	0,03	2 050	0,10	(61,8)	(70,0)
Продукты нефтехимии	1 172	0,03	1 888	0,02	(37,9)	50,0
Прочие	2 692	-	1 366	-	97,1	-
Итого	52 717	1,05	45 594	0,98	15,6	7,1

	12 месяцев 2021		12 месяцев 2020		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	74 402	1,58	52 293	1,26	42,3	25,4
Дизельное топливо	54 948	1,17	35 917	0,84	53,0	39,3
Авиатопливо	10 596	0,24	3 725	0,12	184,5	100,0
Судовое топливо	18 793	0,48	5 728	0,18	>200	166,7
Битум	3 700	0,17	1 060	0,07	>200	142,9
Продукты нефтехимии	4 128	0,08	1 978	0,06	108,7	33,3
Прочие	7 092	0,05	5 083	0,11	39,5	(54,5)
Итого	173 659	3,77	105 784	2,64	64,2	42,8

- Увеличение объема покупки нефтепродуктов на внутреннем рынке год к году обусловлено ростом спроса в условиях снятия ограничений, вызванных пандемией COVID-19;
- Увеличение объема покупки судового топлива на внутреннем рынке год к году обусловлено приобретением сырья для производства высокоэффективного собственного блендированного продукта в условиях сложившейся рыночной конъюнктуры.

Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

4 кв. 2021	3 кв. 2021	Δ, %		12 месяцев		
	(шт.)			2021	2020	Δ, %
			Действующие АЗС		(шт.)	
1 271	1 258	1,0	в России	1 271	1 252	1,5
205	204	0,5	в СНГ	205	202	1,5
421	418	0,7	в Восточной Европе	421	416	1,2
1 897	1 880	0,9	Итого АЗС (на конец периода)	1 897	1 870	1,4
			Среднесуточная реализация через одну АЗС по России (т./сут.)			
19,60	19,52	0,4		18,55	16,97	9,3
(млн. т.)			Объем продаж через премиальные каналы	(млн. т.)		
5,41	5,55	(2,5)	Продажи автомобильного топлива	20,44	18,35	11,4
0,79	0,95	(16,8)	Продажи авиатоплива	2,93	2,14	36,9
0,40	0,44	(9,1)	Продажи судового топлива	1,67	1,77	(5,6)
0,08	0,08	-	Продажи масел	0,33	0,31	6,5
0,17	0,20	(15,0)	Продажи битума	0,66	0,49	34,7
6,85	7,22	(5,1)	Итого объем продаж через премиальные каналы	26,03	23,06	12,9

Продажи через премиальные каналы включают в себя продажи в розницу (в частности заправка авиатопливом «в крыло»), мелкооптовые продажи, реализацию премиальных битумных материалов (преимущественно полимерно-битумных вяжущих), а также фасованных масел и смазочных материалов.

- Увеличение среднесуточной реализации через одну АЗС в России на 9,3% и объема продаж автомобильных топлив на 11,4% год к году обусловлено восстановлением спроса вследствие снятия ограничений, вызванных пандемией COVID-19, и проведением успешных маркетинговых акций;
- Уменьшение объема продаж через премиальные каналы квартал к кварталу преимущественно обусловлено сезонным фактором;
- Рост объема продаж авиатоплива на 36,9% год к году обусловлен увеличением внутреннего пассажиропотока вследствие восстановления спроса в условиях снятия ограничений, вызванных пандемией COVID-19;
- Объемы реализации судового топлива в 2021 г. остаются на уровне 2020 г. несмотря на снижение емкости рынка за счет наращивания доли Компании на рынке благодаря эффективной работе со сторонним ресурсом;
- Рост объема продаж премиальных битумов на 34,7% год к году преимущественно обусловлен улучшением конъюнктуры рынка.

Анализ финансовых результатов деятельности

Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о прибылях и убытках

4 кв. 2021	3 кв. 2021	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
2021	2021			2021	2020	Δ, %
875 649	799 320	9,5	Продажи нефти, газа и нефтепродуктов	2 971 777	1 919 593	54,8
31 243	24 470	27,7	Прочая выручка	96 665	80 027	20,8
906 892	823 790	10,1	Итого выручка от продаж*	3 068 442	1 999 620	53,5
Расходы и прочие затраты						
(300 362)	(256 412)	17,1	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(883 747)	(498 315)	77,3
(87 698)	(73 749)	18,9	Производственные и операционные расходы	(293 681)	(257 391)	14,1
(37 960)	(32 241)	17,7	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(132 328)	(115 926)	14,1
(42 267)	(39 880)	6,0	Транспортные расходы	(157 169)	(141 671)	10,9
(57 483)	(58 360)	(1,5)	Износ, истощение и амортизация	(228 058)	(222 151)	2,7
(180 956)	(185 053)	(2,2)	Налоги, за исключением налога на прибыль	(729 423)	(577 390)	26,3
(27 446)	(21 801)	25,9	Экспортные пошлины	(82 264)	(40 605)	102,6
(232)	(63)	>200	Расходы на геологоразведочные работы	(435)	(994)	(56,2)
(734 404)	(667 559)	10,0	Итого операционные расходы	(2 507 105)	(1 854 443)	35,2
172 488	156 231	10,4	Операционная прибыль	561 337	145 177	>200
28 216	26 731	5,6	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	102 402	48 047	113,1
(3 219)	760	-	(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	4 765	(23 654)	-
8 500	4 634	83,4	Финансовые доходы	18 564	11 378	63,2
(5 736)	(5 615)	2,2	Финансовые расходы	(25 631)	(28 746)	(10,8)
(13 365)	(7 842)	70,4	Прочие расходы	(28 470)	(8 732)	>200
14 396	18 668	(22,9)	Итого прочие доходы / (расходы)	71 630	(1 707)	-
186 884	174 899	6,9	Прибыль до налогообложения	632 967	143 470	>200
(23 098)	(17 881)	29,2	Расход по текущему налогу на прибыль	(67 917)	(22 835)	197,4
(12 365)	(12 246)	1,0	Расход по отложенному налогу на прибыль	(45 687)	(2)	>200
(35 463)	(30 127)	17,7	Итого расход по налогу на прибыль	(113 604)	(22 837)	>200
151 421	144 772	4,6	Прибыль за период	519 363	120 633	>200
(4 944)	(5 038)	(1,9)	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(15 918)	(2 934)	>200
146 477	139 734	4,8	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	503 445	117 699	>200

* Выручка с учетом акциза с продаж

Выручка от продаж

4 кв. 2021	3 кв. 2021	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
				2021	2020	Δ, %
Нефть						
223 333	174 698	27,8	Продажи на экспорт	707 625	405 104	74,7
7 263	6 439	12,8	Международный рынок	26 472	15 136	74,9
9 739	11 151	(12,7)	Экспорт и продажи в СНГ	38 613	18 713	106,3
55 137	39 122	40,9	Внутренний рынок	158 592	64 757	144,9
295 472	231 410	27,7	Итого выручка от продаж нефти	931 302	503 710	84,9
Газ						
34	38	(10,5)	Международный рынок	204	249	(18,1)
18 902	14 932	26,6	Внутренний рынок	51 818	31 770	63,1
18 936	14 970	26,5	Итого выручка от продаж газа	52 022	32 019	62,5
Нефтепродукты						
126 705	104 236	21,6	Продажи на экспорт	417 728	261 703	59,6
61 337	57 580	6,5	Международный рынок	198 739	117 131	69,7
95 817	93 182	2,8	Продажи на международном рынке	327 586	220 890	48,3
(34 480)	(35 602)	(3,2)	Минус: акциз с продаж	(128 847)	(103 759)	24,2
32 868	32 173	2,2	СНГ	116 032	77 029	50,6
33 052	32 336	2,2	Экспорт и продажи в СНГ	117 119	77 801	50,5
(184)	(163)	12,9	Минус: акциз с продаж	(1 087)	(772)	40,8
340 331	358 951	(5,2)	Внутренний рынок	1 255 954	928 001	35,3
561 241	552 940	1,5	Итого выручка от продаж нефтепродуктов	1 988 453	1 383 864	43,7
31 243	24 470	27,7	Прочая выручка	96 665	80 027	20,8
906 892	823 790	10,1	Итого выручка	3 068 442	1 999 620	53,5

Объем реализации

4 кв. 2021	3 кв. 2021			12 месяцев		
		Δ, %		2021	2020	Δ, %
(млн. т.)			Нефть	(млн. т.)		
5,33	4,46	19,5	Продажи на экспорт	18,67	18,48	1,0
0,18	0,17	5,9	Продажи на международном рынке*	0,72	0,79	(8,9)
0,27	0,35	(22,9)	Продажи в СНГ	1,22	1,10	10,9
1,69	1,34	26,1	Продажи на внутреннем рынке	5,48	4,57	19,9
7,47	6,32	18,2	Итого продажи нефти	26,09	24,94	4,6
(млрд. куб. м.)			Газ	(млрд. куб. м.)		
-	-	-	Продажи на международном рынке	0,01	0,02	(50,0)
5,35	5,28	1,2	Продажи на внутреннем рынке	17,28	13,35	29,4
5,35	5,28	1,2	Итого продажи газа	17,29	13,37	29,3
(млн. т.)			Нефтепродукты	(млн. т.)		
3,15	2,71	16,2	Продажи на экспорт	11,42	11,92	(4,2)
1,13	1,13	-	Продажи на международном рынке	4,03	3,54	13,8
0,64	0,71	(9,9)	Продажи в СНГ	2,63	2,34	12,4
7,44	8,17	(8,9)	Продажи на внутреннем рынке	29,30	25,83	13,4
12,36	12,72	(2,8)	Итого продажи нефтепродуктов	47,38	43,63	8,6

* Включая СРП – соглашения о разделе продукции

Средние сложившиеся цены реализации

4 кв. 2021	3 кв. 2021	Δ, %		12 месяцев 2021	2020	Δ, %
(руб./т.)			Нефть	(руб./т.)		
41 901	39 170	7,0	Продажи на экспорт	37 902	21 921	72,9
36 070	31 860	13,2	Продажи в СНГ	31 650	17 012	86,0
32 625	29 196	11,7	Продажи на внутреннем рынке	28 940	14 170	104,2
(руб./т.)			Нефтепродукты	(руб./т.)		
40 224	38 463	4,6	Продажи на экспорт	36 579	21 955	66,6
51 644	45 544	13,4	Продажи в СНГ	44 532	33 248	33,9
45 743	43 935	4,1	Продажи на внутреннем рынке	42 865	35 927	19,3

Реализация нефти

- Рост объема реализации нефти в СНГ на 10,9% год к году в большей степени обусловлен отсутствием поставок в 1 квартале 2020 г.;
- Увеличение объема реализации нефти в РФ на 19,9% год к году преимущественно обусловлено ростом объемов собственной добычи в РФ;
- Увеличение объема реализации нефти на 18,2% квартал к кварталу преимущественно обусловлено ростом объемов собственной добычи в РФ и снижением объемов переработки в связи с проведением плановых ремонтов.

Реализация газа

- Увеличение объема продаж газа по Группе на 29,3% год к году связано с запуском инфраструктуры по поставке газа в газопровод внешнего транспорта на Новопортовском месторождении и запуском газовой инфраструктуры на Тазовском месторождении.

Реализация нефтепродуктов на экспорт

	4 кв. 2021		3 кв. 2021		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Нафта	22 796	0,44	15 207	0,32	49,9	37,5
Дизельное топливо	39 221	0,79	37 572	0,84	4,4	(6,0)
Мазут	35 116	1,18	25 695	0,89	36,7	32,6
Авиатопливо	5 766	0,11	4 214	0,07	36,8	57,1
Судовое топливо	13 348	0,38	12 669	0,38	5,4	-
Битумы	2 976	0,10	2 425	0,09	22,7	11,1
Масла	2 612	0,02	2 464	0,03	6,0	(33,3)
Продукты нефтехимии	1 157	0,03	1 081	0,02	7,0	50,0
Прочие	3 713	0,10	2 909	0,07	27,6	42,9
Итого	126 705	3,15	104 236	2,71	21,6	16,2

	12 месяцев 2021		12 месяцев 2020		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Нафта	64 348	1,40	39 391	1,65	63,4	(15,2)
Дизельное топливо	145 401	3,36	105 905	4,10	37,3	(18,0)
Мазут	120 414	4,35	62 676	4,02	92,1	8,2
Авиатопливо	15 548	0,31	10 658	0,29	45,9	6,9
Судовое топливо	38 577	1,17	27 736	1,25	39,1	(6,4)
Битумы	9 231	0,35	3 496	0,21	164,0	66,7
Масла	9 531	0,09	6 433	0,10	48,2	(10,0)
Продукты нефтехимии	4 124	0,10	2 473	0,16	66,8	(37,5)
Прочие	10 554	0,29	2 935	0,14	>200	107,1
Итого	417 728	11,42	261 703	11,92	59,6	(4,2)

- Снижение объема реализации нефтепродуктов на экспорт год к году вызвано сложившейся рыночной конъюнктурой и эффективностью реализации на внутреннем рынке;

- Увеличение объема реализации мазута год к году преимущественно обусловлено общим ростом объема производства мазута;
- Рост объема реализации битумов на экспорт на 66,7% год к году преимущественно обусловлен восстановлением спроса вследствие снятия ограничений, вызванных пандемией COVID-19, а также мероприятиями по увеличению доли рынка;
- Увеличение объема реализации прочих нефтепродуктов на экспорт на 107,1% год к году обусловлено сложившейся рыночной конъюнктурой и увеличением реализации тяжелого вакуумного газойля, выработанного на Московском НПЗ;
- Увеличение объема реализации нефти на экспорт на 37,5% и мазута на 32,6% квартал к кварталу связано с общим ростом объема выпуска данных нефтепродуктов в условиях проведения плановых капитальных ремонтов на Омском НПЗ.

Реализация нефтепродуктов в СНГ

	4 кв. 2021		3 кв. 2021		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	10 241	0,20	10 460	0,21	(2,1)	(4,8)
Дизельное топливо	17 349	0,33	15 869	0,35	9,3	(5,7)
Авиатопливо	1 772	0,04	1 099	0,02	61,2	100,0
Битумы	632	0,02	2 600	0,11	(75,7)	(81,8)
Масла	1 554	0,02	1 614	0,01	(3,7)	100,0
Продукты нефтехимии и прочие	1 504	0,03	694	0,01	116,7	200,0
Итого	33 052	0,64	32 336	0,71	2,2	(9,9)

	12 месяцев 2021		12 месяцев 2020		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	38 656	0,85	28 141	0,78	37,4	9,0
Дизельное топливо	58 219	1,29	35 863	1,02	62,3	26,5
Авиатопливо	4 858	0,11	2 134	0,06	127,6	83,3
Судовое топливо	-	-	84	0,01	-	-
Битумы	5 250	0,22	4 960	0,30	5,8	(26,7)
Масла	5 954	0,06	3 677	0,06	61,9	-
Продукты нефтехимии и прочие	4 182	0,10	2 942	0,11	42,1	(9,1)
Итого	117 119	2,63	77 801	2,34	50,5	12,4

- Увеличение объема реализации автомобильных топлив в СНГ год к году обусловлено ростом спроса вследствие постепенного снятия ограничений, вызванных пандемией COVID-19, и увеличением доли рынка.

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	4 кв. 2021		3 кв. 2021		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	119 661	2,39	130 950	2,58	(8,6)	(7,4)
Нафта	852	0,02	1 495	0,03	(43,0)	(33,3)
Дизельное топливо	116 861	2,36	116 996	2,53	(0,1)	(6,7)
Мазут	8 497	0,37	6 637	0,33	28,0	12,1
Авиатопливо	41 515	0,87	43 648	1,04	(4,9)	(16,3)
Судовое топливо	13 011	0,32	13 509	0,35	(3,7)	(8,6)
Битумы	12 278	0,50	20 496	0,79	(40,1)	(36,7)
Масла	6 373	0,06	7 422	0,07	(14,1)	(14,3)
Продукты нефтехимии	15 516	0,34	13 946	0,32	11,3	6,3
Прочие	5 767	0,21	3 852	0,13	49,7	61,5
Итого	340 331	7,44	358 951	8,17	(5,2)	(8,9)

	12 месяцев 2021		12 месяцев 2020		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	474 678	9,64	396 870	8,87	19,6	8,7
Нафта	8 314	0,21	2 200	0,10	>200	110,0
Дизельное топливо	412 118	8,86	325 679	7,61	26,5	16,4
Мазут	25 653	1,29	9 285	1,03	176,3	25,2
Авиатопливо	135 785	3,33	81 345	2,57	66,9	29,6
Судовое топливо	47 589	1,26	31 202	1,27	52,5	(0,8)
Битумы	55 391	2,48	29 561	2,29	87,4	8,3
Масла	24 972	0,25	16 776	0,27	48,9	(7,4)
Продукты нефтехимии	55 597	1,32	25 847	1,17	115,1	12,8
Прочие	15 857	0,66	9 236	0,65	71,7	1,5
Итого	1 255 954	29,30	928 001	25,83	35,3	13,4

- Увеличение объема реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке год к году обусловлено восстановлением спроса вследствие снятия ограничений, вызванных пандемией COVID-19;
- Снижение объема реализации автомобильного топлива и авиатоплива на внутреннем рынке квартал к кварталу преимущественно обусловлено сезонным фактором;
- Снижение объема реализации битумов на внутреннем рынке на 36,7% квартал к кварталу обусловлено сезонным спадом спроса ввиду уменьшения объемов дорожно-строительных работ.

Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Затраты на приобретение нефти, газа и нефтепродуктов увеличились на 77,3% год к году в основном вследствие роста цен приобретения нефти на внутреннем и международных рынках, а также роста объемов приобретения нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке;
- Затраты на приобретение нефти, газа и нефтепродуктов увеличились на 17,1% квартал к кварталу в основном вследствие роста цен приобретения нефти и нефтепродуктов на внутреннем и международных рынках.

Производственные и операционные расходы

4 кв. 2021	3 кв. 2021	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев 2021	2020	Δ, %
39 501	35 854	10,2	Расходы на добычу углеводородов	138 024	121 922	13,2
2 044	1 926	6,1	руб./т. н. э.	1 893	1 792	5,6
3,84	3,58	7,3	долл. США*/барр. н. э.	3,51	3,39	3,5
34 153	29 285	16,6	Дочерние компании на территории РФ	113 979	96 434	18,2
1 938	1 782	8,8	руб./т. н. э.	1 764	1 632	8,1
3,64	3,31	10,0	долл. США*/барр. н. э.	3,27	3,09	5,8
в том числе						
23 922	20 495	16,7	расходы на добычу по зрелым месторождениям	82 001	77 372	6,0
1 894	1 718	10,2	руб./т. н. э.	1 681	1 528	10,0
3,56	3,19	11,6	долл. США*/барр. н. э.	3,11	2,89	7,6
10 231	8 790	16,4	расходы на добычу по новым месторождениям	31 978	19 062	67,8
2 050	1 953	5,0	руб./т. н. э.	2 021	2 256	(10,4)
3,85	3,63	6,1	долл. США*/барр. н. э.	3,74	4,27	(12,4)
3 046	2 523	20,7	Дочерние компании за пределами РФ (включая СРП)**	10 408	9 866	5,5
5 439	4 276	27,2	руб./т. н. э.	4 429	3 809	16,3
10,22	7,94	28,7	долл. США*/барр. н. э.	8,20	7,20	13,9
2 302	4 046	(43,1)	Совместные операции	13 637	15 622	(12,7)
2 037	2 545	(20,0)	руб./т. н. э.	2 296	2 480	(7,4)
3,83	4,73	(19,0)	долл. США*/барр. н. э.	4,25	4,69	(9,4)
21 877	20 081	8,9	Расходы на переработку	78 140	69 455	12,5
12 500	10 464	19,5	Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний	42 681	37 100	15,0
1 377	1 072	28,5	руб./т.	1 190	1 121	6,2
2,59	1,99	30,2	долл. США*/барр.	2,20	2,12	3,8
3 982	4 022	(1,0)	Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий***	15 183	14 562	4,3
1 971	2 001	(1,5)	руб./т.	1 980	2 000	(1,0)
3,70	3,72	(0,5)	долл. США*/барр.	3,67	3,78	(2,9)
5 395	5 595	(3,6)	Расходы на производство масел и битумов	20 276	17 793	14,0
8 508	8 551	(0,5)	Расходы на транспортировку до НПЗ	34 462	33 069	4,2
17 812	9 263	92,3	Прочие операционные расходы	43 055	32 945	30,7
87 698	73 749	18,9	Итого	293 681	257 391	14,1

* Пересчет в доллары США произведен по среднему курсу за период

** СРП – соглашение о разделе продукции

*** По совместным предприятиям указана стоимость услуг процессинга

Расходы на добычу углеводородов включают в себя затраты на сырье и материалы, обслуживание и ремонт оборудования, используемого для добычи углеводородов, расходы на оплату труда, ГСМ и электроэнергию, затраты на мероприятия по увеличению нефтеотдачи и прочие подобные расходы на добывающих предприятиях Группы.

- Уровень удельных операционных расходов на добычу углеводородов на территории РФ год к году и квартал к кварталу обусловлен реализацией программы ГТМ и переносом отложенных мероприятий, необходимых для увеличения объемов добычи вследствие ослабления ограничений в рамках соглашения «ОПЕК+», а также инфляционным воздействием;
- Снижение удельных операционных расходов на добычу углеводородов по новым месторождениям на 10,4% год к году преимущественно обусловлено ростом добычи;
- Увеличение удельных операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям за пределами РФ на 13,9% год к году связано с естественным снижением добычи нефти на иностранных проектах;
- Рост удельных операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям за пределами РФ на 28,7% квартал к кварталу в основном вызван проведением плановых ремонтов на технологических установках по подготовке и использованию газа в Ираке;
- В 4 квартале 2021 г. отражение инвестиции в Томскнефть изменилось на признание в качестве совместного предприятия, ранее учитывалась как совместные операции. В сопоставимых условиях рост удельных расходов по совместным операциям квартал к кварталу составил бы 5,6%.

Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний включают в себя затраты на сырье и материалы, обслуживание и ремонт оборудования, используемого для переработки углеводородов, расходы на оплату труда, электроэнергию и прочие подобные расходы на перерабатывающих предприятиях Группы.

- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний выросли на 6,2% год к году в связи с:
 - Графиком проведения ремонтов на НПЗ;
 - Увеличением затрат на энергоресурсы вследствие роста тарифов естественных монополий;
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний выросли на 28,5% квартал к кварталу в связи с:
 - Снижением объема переработки на 7,0%;
 - Ростом расходов на энергоресурсы вследствие сезонности;
 - Ростом расходов на проведение плановых ремонтов;
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий сократились на 1,0% год к году и на 1,5% квартал к кварталу в основном в связи с ростом объема переработки;
- Динамика расходов на производство масел и битумов год к году и квартал к кварталу преимущественно обусловлена изменением объемов производства.

Увеличение расходов на транспортировку до НПЗ на 4,2% год к году преимущественно обусловлено общим ростом объемов переработки.

Рост прочих операционных расходов год к году и квартал к кварталу в основном обусловлен ростом прочей выручки в связи с увеличением оказываемых услуг.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы включают в себя сбытовые расходы, расходы розничной сети Группы, вознаграждения и оплату труда (за исключением вознаграждений и оплаты труда на добывающих дочерних обществах и собственных НПЗ), социальные выплаты, страхование, юридические, консультационные и аудиторские услуги, прочие расходы.

- Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы увеличились на 14,1% год к году и на 17,7% квартал к кварталу вследствие роста коммерческих расходов для сохранения и наращивания доли на рынке в условиях восстановления спроса, а также увеличения начислений по оценочным обязательствам.

Транспортные расходы

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

- Рост транспортных расходов на 10,9% год к году и на 6,0% квартал к кварталу преимущественно обусловлен ростом объемов реализации и индексацией тарифов естественных монополий.

Износ, истощение и амортизация

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

- Рост расходов по износу, истощению и амортизации на 2,7% год к году обусловлен увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации инвестиционной программы.

Налоги, за исключением налога на прибыль

4 кв. 2021	3 кв. 2021	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
				2021	2020	Δ, %
194 107	184 839	5,0	Налог на добычу полезных ископаемых	687 776	291 715	135,8
16 046	19 345	(17,1)	Налог на дополнительный доход	67 536	29 296	130,5
(42 106)	(30 473)	38,2	Акциз	(75 378)	210 349	-
8 262	7 210	14,6	Взносы по социальному страхованию	31 408	27 997	12,2
4 647	4 132	12,5	Прочие налоги	18 081	18 033	0,3
180 956	185 053	(2,2)	Итого налоги, за исключением налога на прибыль	729 423	577 390	26,3

- Расходы по НДС увеличились на 135,8% год к году и на 5,0% квартал к кварталу в основном в связи с ростом цен на нефть и ростом ставки вследствие влияния налогового маневра;
- Рост расходов по НДС год к году обусловлен увеличением количества месторождений, которые были переведены на режим НДС, с 2021 г.;
- Снижение расходов по НДС на 17,1% квартал к кварталу в основном обусловлено отражением инвестиции в Томскнефть в составе совместных предприятий в 4 квартале 2021 г. (ранее учитывалась как совместные операции);
- Снижение расходов по акцизам год к году и квартал к кварталу преимущественно обусловлено ростом демпферного возмещения и акциза на нефтяное сырье в связи с изменением налоговых параметров, ростом цен на нефть и нефтепродукты, а также получением инвестиционной надбавки.

Экспортные пошлины

4 кв. 2021	3 кв. 2021	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
				2021	2020	Δ, %
16 275	13 585	19,8	Экспортная пошлина на нефть	49 726	14 544	241,9
11 171	8 216	36,0	Экспортная пошлина на нефтепродукты	32 538	26 061	24,9
27 446	21 801	25,9	Итого экспортная пошлина	82 264	40 605	102,6

- Рост экспортных пошлин на 102,6% год к году и на 25,9% квартал к кварталу преимущественно обусловлен увеличением объемов продаж на экспорт облагаемых пошлиной нефти и нефтепродуктов, а также ростом цен на нефть и нефтепродукты, что было частично нивелировано влиянием налогового маневра и временного лага по расчету экспортной пошлины.

Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

4 кв. 2021	3 кв. 2021	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
				2021	2020	Δ, %
17 834	16 593	7,5	Арктикгаз	62 946	34 301	83,5
4 177	3 361	24,3	Мессояханефтегаз	14 817	9 037	64,0
4 084	3 943	3,6	Славнефть	14 923	338	>200
895	919	(2,6)	Нортгаз	3 184	1 700	87,3
278	-	-	Томскнефть*	278	-	-
948	1 915	(50,5)	Прочие компании	6 254	2 671	134,1
28 216	26 731	5,6	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	102 402	48 047	113,1

* В 4 квартале 2021 г. отражение инвестиции в Томскнефть изменилось на признание в качестве совместного предприятия, ранее инвестиция в Томскнефть являлась инвестицией в совместные операции

- Рост цен оказал позитивное влияние на финансовый результат совместных предприятий.

Прочие доходы и расходы

- Прочие расходы в основном представлены выбытием внеоборотных активов и прочими расходами, не относящимися к основным видам деятельности, в том числе затратами на поддержку социальных проектов в регионах присутствия.

Прочие финансовые статьи

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

Анализ движения денежных средств и капитальных вложений

(млн. руб.)	12 месяцев		
	2021	2020	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	941 923	517 057	82,2
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(460 062)	(374 165)	23,0
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(143 204)	(123 957)	15,5
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов	338 657	18 935	>200

Операционная деятельность

(млн. руб.)	12 месяцев		
	2021	2020	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале, налога на прибыль, процентов и дивидендов	779 082	358 904	117,1
Изменения в оборотном капитале	160 657	206 073	(22,0)
Уплаченный налог на прибыль	(61 168)	(18 785)	>200
Проценты уплаченные	(53 550)	(55 418)	(3,4)
Дивиденды полученные	116 902	25 318	>200
Прочие денежные потоки по операционной деятельности	-	965	-
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	941 923	517 057	82,2

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, увеличились год к году преимущественно в результате роста операционной прибыли и полученных дивидендов от совместных предприятий.

Инвестиционная деятельность

(млн. руб.)	12 месяцев		Δ %
	2021	2020	
Капитальные затраты	(441 833)	(413 526)	6,8
Приобретение нефтегазовых лицензий и нематериальных активов	(30 559)	(30 091)	1,6
Поступление денежных средств с депозитов	81	15 000	(99,5)
Поступления от продажи основных средств за минусом налога	1 246	42 357	(97,1)
Погашение / (выдача) займов и прочих инвестиций	(9 592)	(1 330)	>200
Проценты полученные	17 975	12 697	41,6
Прочие денежные потоки по инвестиционной деятельности	2 620	728	>200
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(460 062)	(374 165)	23,0

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, увеличились на 23,0% год к году в основном в связи со снижением поступлений от продажи основных средств, ростом капитальных затрат, а также снижением поступлений денежных средств, размещенных на депозитах.

Финансовая деятельность

(млн. руб.)	12 месяцев		Δ %
	2021	2020	
Погашение займов и кредитов	(50 303)	(22)	>200
Поступления от продажи неконтролирующих долей участия в дочерних организациях	13 088	905	>200
Выплата дивидендов акционерам компании	(70 762)	(93 494)	(24,3)
Выплата дивидендов неконтролирующим акционерам	(7 598)	(8 357)	(9,1)
Погашение основной части обязательства по аренде	(12 368)	(11 326)	9,2
Прочие операции	(15 261)	(11 663)	30,8
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(143 204)	(123 957)	15,5

- Рост чистых денежных средств, использованных в финансовой деятельности, на 15,5% год к году преимущественно обусловлен ростом погашаемых сумм займов и кредитов.

Капитальные вложения

4 кв.	3 кв.	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		Δ, %
2021	2021			2021	2020	
104 668	60 808	72,1	Разведка и добыча	298 180	276 211	8,0
102 803	58 814	74,8	Дочерние компании	289 870	260 099	11,4
1 865	1 994	(6,5)	Совместные операции	8 310	16 112	(48,4)
47 868	29 284	63,5	Нефтепереработка	118 389	115 462	2,5
8 627	3 531	144,3	Маркетинг и сбыт	17 540	15 117	16,0
2 130	1 965	8,4	Прочие	7 724	6 736	14,7
163 293	95 588	70,8	Капитальные вложения	441 833	413 526	6,8

- Капитальные вложения в сегменте разведка и добыча выросли на 8,0% год к году, главным образом за счет реализации проектов нефтяных оторочек и наращивания объемов строительства инфраструктуры крупного проекта Западно-Зимнее;
- Рост капитальных расходов на 72,1% квартал к кварталу в сегменте разведка и добыча обусловлен наращиванием производственной программы и развитием ключевых месторождений в условиях растущего спроса, а также ослабления ограничений в рамках соглашения «ОПЕК+»;
- Увеличение капитальных вложений в сегменте нефтепереработка на 63,5% квартал к кварталу обусловлено этапностью реализации проектов глубокой переработки на НПЗ Компании;
- Рост капитальных вложений в сегменте маркетинг и сбыт квартал к кварталу вызван этапностью реализации производственных проектов;
- Рост капитальных вложений в сегменте маркетинг и сбыт год к году вызван развитием и цифровизацией собственной сбытовой сети.

Долг и ликвидность

(млн. руб.)	31 декабря 2021	31 декабря 2020
Краткосрочные кредиты и займы	180 678	45 695
Долгосрочные кредиты и займы	553 342	738 530
Денежные средства и денежные эквиваленты	(573 421)	(237 011)
Краткосрочные депозиты	(4)	(131)
Чистый долг	160 595	547 083
Краткосрочные займы и кредиты / Общий долг, %	24,6	5,8
Отношение чистого долга к показателю EBITDA за предыдущие 12 месяцев	0,18	1,32

- Кредитный портфель Группы диверсифицирован и включает синдицированные и двусторонние кредиты, облигации и прочие инструменты;
- Средний срок погашения долга снизился с 3,23 года по состоянию на 31 декабря 2020 г. до 3,06 года по состоянию на 31 декабря 2021 г.;
- Средняя процентная ставка выросла с 5,13% по состоянию на 31 декабря 2020 г. до 6,25% по состоянию на 31 декабря 2021 г.

Финансовые коэффициенты

Расчет EBITDA

4 кв. 2021	3 кв. 2021	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
2021	2021			2021	2020	Δ, %
151 421	144 772	4,6	Прибыль за период	519 363	120 633	>200
35 463	30 127	17,7	Итого расход по налогу на прибыль	113 604	22 837	>200
5 736	5 615	2,2	Финансовые расходы	25 631	28 746	(10,8)
(8 500)	(4 634)	83,4	Финансовые доходы	(18 564)	(11 378)	63,2
57 483	58 360	(1,5)	Износ, истощение и амортизация	228 058	222 151	2,7
3 219	(760)	-	(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	(4 765)	23 654	-
13 365	7 842	70,4	Прочие расходы	28 470	8 732	>200
258 187	241 322	7,0	EBITDA	891 797	415 375	114,7
(28 216)	(26 731)	5,6	Минус: Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(102 402)	(48 047)	113,1
55 549	51 417	8,0	Плюс: Доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	196 732	117 875	66,9
285 520	266 008	7,3	Итого скорректированная EBITDA	986 127	485 203	103,2

Рентабельность

	31 декабря 2021	31 декабря 2020	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	32,14	24,26	7,9
Рентабельность по чистой прибыли, %	16,93	6,03	10,9
Рентабельность активов (ROA), %	11,27	2,98	8,3
Рентабельность капитала (ROE), %	21,64	5,39	16,3
Скорректированная доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	20,37	6,21	14,2

Расчет скорректированного ROACE

	31 декабря 2021	31 декабря 2020
За предыдущие 12 месяцев		
Скорректированная EBITDA	986 127	485 203
Износ, истощение и амортизация	(276 569)	(269 110)
Эффективный расход по налогу на прибыль от EBIT	(148 640)	(44 669)
Скорректированный EBIT*	560 918	171 424
Средний используемый капитал	2 754 159	2 760 238
Скорректированный ROACE	20,37	6,21

* Скорректированный показатель EBIT представляет собой EBIT Группы и долю в EBIT ассоциированных и совместных предприятий.

Ликвидность

	31 декабря 2021	31 декабря 2020	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	0,89	0,97	(8,2)
Коэффициент срочной ликвидности	0,56	0,51	9,8
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,42	0,30	40,0

Лeverедж

	31 декабря 2021	31 декабря 2020	Δ, п.п.
Чистый долг / Итого Активы, %	3,24	12,84	(9,6)
Чистый долг / Капитал, %	6,33	24,18	(17,9)
Лeverедж, %	5,75	18,84	(13,1)
			Δ, %
Чистый долг / Рыночная капитализация	0,06	0,37	(83,8)
Чистый долг / EBITDA	0,18	1,32	(86,4)
Итого долг / EBITDA	0,82	1,89	(56,6)

Основные макроэкономические факторы, влияющие на результаты деятельности

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности Группы, включают:

- Изменение рыночных цен на нефть и нефтепродукты;
- Изменение курса российского рубля к доллару США и инфляцию;
- Налогообложение;
- Изменение тарифов естественных монополий.

Изменение рыночных цен на нефть и нефтепродукты

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

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

Рост цен на нефть и нефтепродукты на международном рынке в течение 12 месяцев 2021 г. оказал положительное влияние на результат Группы.

4 кв. 2021	3 кв. 2021	Δ, %		12 месяцев		
				2021	2020	Δ, %
(долл. США/барр.)			Международный рынок	(долл. США/барр.)		
79,76	73,51	8,5	Нефть «Brent»	70,91	41,84	69,5
78,13	71,18	9,8	Нефть «Urals» (ср. Med и NWE)	69,13	41,40	67,0
(долл. США/т.)				(долл. США/т.)		
771,50	717,88	7,5	Бензин Premium (ср. NWE)	678,04	383,34	76,9
721,67	661,40	9,1	Нафта (ср. Med и NWE)	627,77	346,17	81,3
684,62	601,38	13,8	Дизельное топливо (ср. NWE)	584,21	367,08	59,2
674,08	596,85	12,9	Газойль 0,1% (ср. Med)	576,92	359,35	60,5
419,55	391,50	7,2	Мазут 3,5% (ср. NWE)	379,25	214,44	76,9
(руб./т.)			Внутренний рынок	(руб./т.)		
47 832	52 356	(8,6)	Высокооктановый бензин	48 520	42 113	15,2
47 632	44 258	7,6	Дизельное топливо	44 073	38 963	13,1
22 815	20 655	10,5	Мазут	20 005	8 849	126,1

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

Изменение курса российского рубля к доллару США и инфляция

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

4 кв. 2021	3 кв. 2021		12 месяцев	
			2021	2020
3,07	1,13	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	8,39	4,78
72,61	73,47	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	73,65	72,14
72,76	72,37	Курс рубля к доллару США на начало периода, руб.	73,88	61,91
74,29	72,76	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	74,29	73,88
2,11	0,54	Изменение курса рубля к доллару США за период, %	0,56	19,34

Налогообложение

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

4 кв. 2021	3 кв. 2021	Δ, %		12 месяцев		
				2021	2020	Δ, %
(долл. США/т.)			Экспортная таможенная пошлина	(долл. США/т.)		
70,49	64,63	9,1	Нефть	59,15	45,87	29,0
21,10	19,33	9,2	Светлые нефтепродукты	17,69	13,72	28,9
21,10	19,33	9,2	Дизельное топливо	17,69	13,72	28,9
21,10	19,33	9,2	Бензин	17,69	13,72	28,9
38,73	35,50	9,1	Нафта	32,47	25,18	29,0
70,49	64,63	9,1	Темные нефтепродукты	59,15	45,87	29,0
			Налог на добычу полезных ископаемых			
22 364	20 279	10,3	Нефть (руб./т.)	19 273	8 720	121,0

Вывозные таможенные пошлины на нефть и нефтепродукты

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

Вывозная таможенная пошлина на нефть сырую

Ставка вывозной таможенной пошлины на нефть определяется по одному из следующих порядков:

а) В соответствии с п.4 ст. 3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе», ставки вывозных таможенных пошлин на нефть не должны превышать величину, равную произведению корректирующего коэффициента ($K_{\text{нефть}}$) и предельной ставки пошлины, рассчитываемой следующим образом:

Котировка цены Urals (P), долларов США за тонну	Максимальная ставка экспортной таможенной пошлины
$\leq 109,50$	0%
$109,50 < P \leq 146,00$	$K_{\text{нефть}} \times (35\% \times (P - 109,50))$
$146,00 < P \leq 182,50$	$K_{\text{нефть}} \times (12,78 + 45\% \times (P - 146,00))$
$> 182,50$	$K_{\text{нефть}} \times (29,20 + 30\% \times (P - 182,50))$

* $K_{\text{нефть}} = 0,833$ на 2019 г., $0,667$ на 2020 г., $0,5$ на 2021 г., $0,333$ на 2022 г., $0,167$ на 2023 г., 0 - с 2024 г.

Нефть, экспортируемая в Казахстан, не облагается вывозной таможенной пошлиной на нефть. От вывозных таможенных пошлин освобождается нефть, экспортируемая в Киргизию и Белоруссию в пределах индикативных балансов.

б) В соответствии с п.6.2 ст.3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе» Правительство РФ вправе принять решение об установлении заградительной ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую, рассчитываемую в следующем порядке:

Котировка цены Urals (P), доллар США за тонну	Максимальная ставка экспортной таможенной пошлины
$\leq 182,50$	0%
$P > 182,50$	$29,20 + 45\% \times (P - 182,50)$

Указанный порядок применяется в течение 6 месяцев начиная с месяца, следующего за изменением уровня цен на нефть сырую за 3 последовательных месяца более чем на 15%.

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

- 31 марта 2032 г. - для месторождений, расположенных полностью в Азовском море или на 50% и более своей площади в Балтийском море, Черном море (глубина до 100 метров), Печорском или Белом море, южной части Охотского моря (южнее 55° с.ш.), в российской части дна Каспийского моря;
- 31 марта 2042 г. - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Черном море (глубина более 100 метров), северной части Охотского моря (севернее 55° с.ш.), южной части Баренцева моря (южнее 72° с.ш.);
- неограниченно – для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Карском море, северной части Баренцева моря (севернее 72° с.ш.), восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, Чукотское море, Берингово море).

В соответствии с пп.5 п.1 ст.11.1 НК РФ новым морским месторождением признается морское месторождение, дата начала промышленной добычи углеводородного сырья на котором приходится на период с 1 января 2016 г.

г) В соответствии с пп.7 п.1 ст.35 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе» с 1 января 2019 г. для нефти, добытой на участках недр, перешедших на уплату НДС, установлено освобождение от уплаты вывозной таможенной пошлины в течение срока применения коэффициента К_г менее 1 к ставке НДС на нефть.

Вывозная таможенная пошлина на нефтепродукты

В соответствии со ст. 3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе» ставка вывозной таможенной пошлины на отдельные категории товаров, выработанных из нефти, устанавливается Правительством РФ. При этом от вывозных таможенных пошлин освобождаются нефтепродукты, экспортируемые в Таджикистан, Белоруссию, Армению и Киргизию в пределах индикативных балансов.

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

$C_{\text{тнп}} = K \times C_{\text{тн}}$, где $C_{\text{тн}}$ – ставка вывозной таможенной пошлины на нефть сырую, а K – расчетный коэффициент в отношении отдельной категории нефтепродуктов.

Установлены следующие коэффициенты для расчета ставок вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты:

Легкие и средние дистилляты	
Дизельное топливо	
Масла смазочные	0,3
Нафта	0,55
Бензин	0,3

В соответствии с п.6.2 ст.3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе» Правительство РФ вправе принять решение об установлении заградительной ставки вывозной таможенной пошлины на отдельные категории нефтепродуктов, в размере, равном 60% величины вывозной таможенной пошлины на нефть сырую. Указанный порядок применяется в течение 6 месяцев начиная с месяца, следующего за изменением уровня цен на нефть сырую за 3 последовательных месяца более чем на 15%.

Акциз на нефтепродукты

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

В соответствии со ст. 193 НК РФ установлены следующие ставки акцизов на нефтепродукты (руб. за тонну):

	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Бензин			
Ниже класса 5	13 100	13 624	14 169
Класс 5	12 752	13 262	13 793
Прямгонный	14 720	15 533	16 345
Дизельное топливо	8 835	9 188	9 556
Моторные масла	5 616	5 841	6 075
Средние дистилляты	9 535*		

* На период с 1 января по 31 марта, с 1 апреля ставка акциза на средние дистилляты рассчитывается по формуле (см описание ниже)

С 1 января 2019 г. введен новый подакцизный товар – нефтяное сырье. Налогоплательщиками акциза признаются организации-собственники нефтяного сырья, имеющие свидетельство о регистрации лица, совершающего операции по переработке нефтяного сырья на собственных производственных мощностях либо производственных мощностях иной организации, оказывающей им услуги по переработке. Ставка акциза на нефтяное сырье определяется по следующей формуле:

$$A_{\text{нс}} = ((C_{\text{нефть}} \times 7,3 - 182,5) \times 0,3 + 29,2) \times P \times C_{\text{пю}} \times K_{\text{корр}} \times K_{\text{рег}}$$

$C_{\text{нефть}}$ - средний уровень цен нефти "Юралс" на мировых рынках (доллар США/баррель)

Р – средний курс доллара США к рублю РФ

С_{пю} - удельный коэффициент, характеризующий корзину продуктов переработки нефтяного сырья

К_{корр} – равен 0,167 на 2019 г., 0,333 на 2020 г., 0,5 на 2021 г., 0,667 на 2022 г., 0,833 на 2023 г., 1 с 2024 г.

К_{рег} - коэффициент, характеризующий региональные особенности рынков продуктов переработки. В отношении производственных мощностей, расположенных в Омской области, **К_{рег}** равен 1,05.

При исчислении акциза на нефтяное сырье предусмотрена возможность применения налогового вычета. Вычетам подлежат суммы акциза, умноженные на коэффициент 2, и увеличенные на величину **К_{демп}** и на инвестиционную надбавку для нефтеперерабатывающих заводов **К_{инв}**.

К_{демп} = $((D_{AB} + \Phi_{AB}) \times V_{AB} + (D_{DT} + \Phi_{DT}) \times V_{DT}) \times K_{КОМП}$ на период с января по июнь 2019 г.

К_{демп} = $D_{AB} \times V_{AB} \times K_{AB_КОМП} + D_{DT} \times V_{DT} \times K_{DT_КОМП} + D_{ДВ_AB} \times V_{ДВ_AB} + D_{ДВ_DT} \times V_{ДВ_DT}$ с июля 2019 г. по апрель 2021 г.

С 1 мая 2021 г. Федеральным законом N 305-ФЗ от 02.07.2021 в положения п.27 ст.200 НК РФ были внесены изменения, в соответствии с которыми условное значение средней оптовой цены реализации автомобильного бензина АИ-92 класса 5 на территории РФ было снижено с 56 300 до 52 300 руб. за тонну до конца 2021 г., а также была исключена дальневосточная надбавка:

К_{демп} = $D_{AB} \times V_{AB} \times K_{AB_КОМП} + D_{DT} \times V_{DT} \times K_{DT_КОМП}$ с мая 2021 г.

К_{инв} = $A_{НС} \times (1,3 - K_{рег}) \times D_{фин} \times (7000000/12)$ начиная с января 2021 г. (для ОНПЗ и МНПЗ).

Д_{фин} - коэффициент, характеризующий долю в финансировании инвестиционного соглашения, для ОНПЗ и МНПЗ **Д_{фин}** равен 1.

V_{AB}, V_{DT} - объемы автомобильного бензина с октановым числом 92 и более (дизельного топлива) класса 5, реализованные или использованные на собственные нужды на территории РФ.

K_{AB_КОМП} - равен 0,6 на период с января по июнь 2019 г., 0,75 на период с июля по декабрь 2019 г., 0,68 начиная с 1 января 2020 г.

K_{DT_КОМП} – равен 0,7 на период с июля по декабрь 2019 г., 0,65 начиная с 1 января 2020 г.

D_{AB}, D_{DT} – разница между средней ценой экспортной альтернативы для автомобильного бензина АИ-92 (дизельного топлива) класса 5 и условной средней оптовой цены реализации автомобильного бензина АИ-92 (дизельного топлива) класса 5 на территории РФ.

V_{ДВ_AB}, V_{ДВ_DT} - объемы автомобильного бензина с октановым числом 92 и более (дизельного топлива) класса 5, реализованные в базисах поставки, расположенных на территории Дальневосточного федерального округа.

D_{ДВ_AB}, D_{ДВ_DT} – дальневосточные надбавки, определяемые как сумма величин 2 000 руб. и **D_{AB}** или **D_{DT}**. Если величина **D_{ДВ_AB}** или **D_{ДВ_DT}** оказалась более 2 000 или менее 0, величина **D_{ДВ_AB}** или **D_{ДВ_DT}** принимается равной 2 000 или 0 соответственно.

Φ_{AB}, Φ_{DT} - компенсационная надбавка для автомобильного бензина (дизельного топлива), равная:

- 0, если значение **D_{AB}** (**D_{DT}**) менее или равно 0 или
- **Φ_{AB}**=5 600 и **Φ_{DT}** = 5 000, если значение **D_{AB}** (**D_{DT}**) больше нуля.

Начиная с 1 апреля 2020 г. налоговая ставка для средних дистиллятов определяется по формуле:

A_{сдл} = $(A_{DT} + 750) - D_{DT} \times K_{DT_КОМП}$,

A_{DT} - ставка акциза, установленная в отношении дизельного топлива.

Если **Ддт** больше 0, то для целей расчета ставки акциза на средние дистилляты она принимается равной нулю.

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

НДПИ на нефть

а) В соответствии со статьей 342 НК РФ установлены следующие формулы для определения ставки НДПИ на нефть:

НДПИ на нефть	$919 \times K_{\text{ц}} - D_{\text{м}}$
---------------	--

Дм = $K_{\text{ндпи}} \times K_{\text{ц}} \times (1 - K_{\text{з}} \times K_{\text{д}} \times K_{\text{дв}} \times K_{\text{кан}}) - K_{\text{к}} - K_{\text{ман}} - K_{\text{абдт}}$ с 2019 г.

Кндпи = 559

Кц – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, определяется по следующей формуле:

Кц = $(C - 15) \times P / 261$, где **C** – среднемесячная цена Urals на роттердамской и средиземноморской биржах (доллар США/баррель) и **P** – среднемесячный курс рубля к доллару США.

Кз – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ для малых участков недр. В случае если величина начальных извлекаемых запасов нефти ($V_{\text{з}}$ - начальные извлекаемые запасы нефти всех категорий по конкретному участку недр на 1 января года, предшествующего году налогового периода) меньше 5 млн. т. и степень выработанности его запасов на 1 января 2012 г. (либо на 1 января года выдачи лицензии, если лицензия выдана после 1 января 2012 г.) меньше или равна 0,05, коэффициент **Кз** рассчитывается по формуле:

Кз = $0,125 \times V_{\text{з}} + 0,375$.

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

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

Кдв - коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья. **Кдв** применяется для участков недр, на которых имеются залежи с коэффициентом **Кд** < 1. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ на нефть для залежей с высокой степенью выработанности. Степень выработанности запасов для залежи с **Кд** < 1 определяется как $N_{\text{дв}}/V_{\text{дв}}$, где **Nдв** – сумма накопленной добычи нефти на конкретной залежи, а **Vдв** – начальные извлекаемые запасы нефти всех категорий по конкретной залежи на 1 января года, предшествующего году налогового периода. В случае если степень выработанности запасов конкретной залежи больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент **Кдв** рассчитывается по формуле: $K_{\text{дв}} = 3,8 - 3,5 \times N_{\text{дв}}/V_{\text{дв}}$. В случае, если степень выработанности запасов конкретной залежи превышает 1, коэффициент **Кдв** принимается равным 0,3. В иных случаях коэффициент **Кдв** принимается равным 1. Для иных залежей данного участка (коэффициент **Кд** для которых равен 1) коэффициент **Кдв** принимается равным значению коэффициента **Кв**, определяемому для всего участка недр.

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

Кк устанавливается равным 428 руб. с 2019 г.

$$K_{\text{ман}} = \text{ЭП} \times P \times K_{\text{корр}} - \text{ФМ}$$

ЭП - коэффициент, рассчитываемый в следующем порядке:

Котировка цены Urals (P), доллар США за тонну	ЭП, доллар США за тонну
$\leq 109,50$	0%
$109,50 < P \leq 146,00$	$35\% \times (P - 109,50)$
$146,00 < P \leq 182,50$	$12,78 + 45\% \times (P - 146,00)$
$> 182,50$	$29,20 + 30\% \times (P - 182,50)$

P - средний курс доллара США к рублю РФ

Ккорр – равен 0,167 на 2019 г., 0,333 на 2020 г., 0,5 на 2021 г., 0,667 на 2022 г., 0,833 на 2023 г., 1 с 2024 г.

ФМ - коэффициент, характеризующий введение Правительством РФ заградительной ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую (подробнее в пункте б) раздела «Вывозная таможенная пошлина на нефть сырую»).

$$K_{\text{АБДТ}} = H_{\text{АБ}} \times I_{\text{АБ}} + H_{\text{ДТ}} \times I_{\text{ДТ}} \text{ на } 2019 \text{ г.}$$

$$K_{\text{АБДТ}} = H_{\text{АБ}} \times I_{\text{АБ}} + H_{\text{ДТ}} \times I_{\text{ДТ}} + H_{\text{буг}} \text{ на период с января } 2020 \text{ г. по апрель } 2021 \text{ г.}$$

В связи с изменением параметров демпфера $K_{\text{ДЕМП}}$, ретроспективно с 1 мая 2021 г. в соответствии с Федеральным законом N 305-ФЗ от 02.07.2021 были также внесены изменения в расчёт показателя Кабдт, учитывающие снижение условного значения средней оптовой цены реализации автомобильного бензина АИ-92 класса 5 на территории РФ:

$$K_{\text{АБДТ}} = 105 \times I_{\text{АБ}} + 92 \times I_{\text{ДТ}} + H_{\text{буг}} + H_{\text{ДФО}} \text{ на период с мая } 2021 \text{ г.}$$

H_{АБ}, H_{ДТ} - коэффициент, характеризующий надбавку за автомобильный бензин (125 на январь-сентябрь 2019 г., 200 на октябрь-декабрь 2019 г. и 105 с 2020 г.) или дизельное топливо (110 на январь-сентябрь 2019 г., 185 на октябрь-декабрь 2019 г. и 92 с 2020 г.).

I_{АБ} и I_{ДТ} - бинарный коэффициент для автомобильного бензина (дизельного топлива), равный 0 при значении $D_{\text{АБ}}$ ($D_{\text{ДТ}}$) не более 0. При $D_{\text{АБ}}$ ($D_{\text{ДТ}}$) более 0, $I_{\text{АБ}}$ ($I_{\text{ДТ}}$) принимает значение 1.

$$H_{\text{буг}} = (H_{\text{К_ДЕМП}} - C_{\text{К_ДЕМП}}) \times 37,5/484 + D_{\text{дв_АБ}} \times 2/484 + D_{\text{дв_ДТ}} \times 3,7/484 - 124 \text{ на период до апреля } 2021 \text{ г.}$$

$$H_{\text{буг}} = (H_{\text{К_ДЕМП}} - C_{\text{К_ДЕМП}} - 0,5 \times K_{\text{К2021}}) \times (37,5/484) - 124 \text{ на период с мая } 2021 \text{ г.}$$

$$C_{\text{К_ДЕМП}} = (D_{\text{АБ_С}} + \Phi_{\text{АБ}} + D_{\text{ДТ_С}} + \Phi_{\text{ДТ}}) \times 0,5 \text{ (характеризует демпфер до } 2020 \text{ г.)}$$

$$H_{\text{К_ДЕМП}} = D_{\text{АБ}} \times K_{\text{АБ_КОМП}} + D_{\text{ДТ}} \times K_{\text{ДТ_КОМП}} \text{ (характеризует демпфер после } 2020 \text{ г.)}$$

$$K_{\text{К2021}} = (\text{Ц}_{\text{АБвр_2021}} - \text{Ц}_{\text{АБвр}}) \times K_{\text{АБ_КОМП}} + (\text{Ц}_{\text{ДТвр_2021}} - \text{Ц}_{\text{ДТвр}}) \times K_{\text{ДТ_КОМП}} \text{ (характеризует корректировку демпфера в } 2021 \text{ г.)}$$

Ц_{АБвр_2021}, Ц_{ДТвр_2021} – условное значение средней оптовой цены реализации автомобильного бензина АИ-92 класса 5, дизельного топлива класса 5, на территории России, указанное в НК РФ в качестве $\text{Ц}_{\text{АБвр}}$ и $\text{Ц}_{\text{ДТвр}}$ на период до 2024 гг. до корректировки демпфера в 2021 г.

D_{AB_c} , D_{DT_c} – разница между средней ценой экспортной альтернативы и ценой отсечения для автомобильного бензина АИ-92 (дизельного топлива) класса 5.

$N_{ДФО} = D_{ДВ_AB} \times (2/484) + D_{ДВ_DT} \times (3,7/484)$ (характеризует дальневосточную надбавку)

$D_{ДВ_AB}$, $D_{ДВ_DT}$ – дальневосточные надбавки, определяемые как сумма величин 2 000 руб. и D_{AB} или D_{DT} . Если величина $D_{ДВ_AB}$ или $D_{ДВ_DT}$ оказалась более 2 000 или менее 0, величина $D_{ДВ_AB}$ или $D_{ДВ_DT}$ принимается равной 2 000 или 0 соответственно.

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

- 30% до истечения 5 лет с даты начала промышленной добычи углеводородного сырья - для месторождений, расположенных полностью в Азовском море или на 50% и более своей площади в Балтийском море;
- 15% до истечения 7 лет с даты начала промышленной добычи углеводородного сырья - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Черном море (глубина до 100 м), Японском, в российской части дна Каспийского моря, а также для месторождений, дата начала промышленной добычи углеводородного сырья на которых приходится на период до 1 января 2020 г. и расположенных на 50% и более своей площади в Белом, Печорском, Охотском море (южнее 55° с.ш.);
- 10% до истечения 10 лет с даты начала промышленной добычи углеводородного сырья - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Черном море (глубина более 100 м), а также для месторождений, дата начала промышленной добычи углеводородного сырья на которых приходится на период до 1 января 2020 г. и расположенных на 50% и более своей площади в Охотском (севернее 55° с.ш.), Баренцевом море (южнее 72° с.ш.);
- 5% до истечения 15 лет с даты начала промышленной добычи углеводородного сырья - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Карском море, Баренцевом море (севернее 72° с.ш.), восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, Чукотское море, Берингово море), а также для месторождений, дата начала промышленной добычи углеводородного сырья на которых приходится на период после 1 января 2020 г. и расположенных на 50% и более своей площади в Белом, Печорском, Охотском, Баренцевом море (южнее 72° с.ш.).

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

в) В соответствии с пп.9.1 п.2 ст.342 и ст.342.6 НК РФ для нефти, добытой на участках недр, перешедших на уплату НДС, установлена следующая формула для определения ставки НДС на нефть:

НДС на нефть = $(50\% \times (C - 15) \times 7,3 \times K_g - ЭП) \times P$ в период до августа 2021 г.

НДС на нефть = $(50\% \times (C - 15) \times 7,3 \times K_g - ЭП) \times P + K_{ABDT} \times I_{T-P}$ в период с сентября 2021 г.

C – среднемесячная цена «Urals» на роттердамской и средиземноморской биржах (дол. США/бар.)

P – среднемесячный курс доллара США к рублю

$ЭП$ – ставка вывозной таможенной пошлины на нефть (дол. США/т.)

K_g - коэффициент, характеризующий период времени, прошедший с даты начала промышленной добычи нефти на участке недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДС на нефть на новых участках недр, расположенных полностью или частично в Западной (в частности, ХМАО, ЯНАО) и Восточной Сибири (в частности, Иркутская область, Республика Саха (Якутия)). Коэффициент K_g применяется до истечения предельно установленного срока с года, следующего за превышением степени выработанности запасов нефти 1% по участку недр. Для действующих участков коэффициент K_g принимается равным 1.

I_{T-P} – коэффициент, характеризующий регион добычи нефти, принимаемый равным нулю в отношении нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной, добытой на участках недр, относящихся к пятой

группе НДД (указанные в пп.5 п.1 ст.333.45 НК РФ), и равным 1 для участков недр, относящихся к первой-четвертой группам.

Эффективная ставка НДПИ на нефть по Группе

4 кв. 2021	3 кв. 2021	Δ, %		12 месяцев		
2021	2021			2021	2020	Δ, %
22 364	20 279	10,3	Общественная ставка НДПИ на нефть	19 273	8 720	121,0
17 048	15 623	9,1	Эффективная ставка НДПИ на нефть (с учетом применения Кз, Кд, Кдв и Кг)	14 881	6 316	135,6
5 316	4 656		Отклонение эффективной ставки НДПИ на нефть от общественной (руб./т.)	4 392	2 404	
23,8%	23,0%		Отклонение эффективной ставки НДПИ на нефть от общественной (%)	22,8%	27,6%	

По итогам 12 месяцев 2021 г. эффективная ставка НДПИ на нефть составила 14 881 руб. за тонну, что на 4 392 руб. за тонну ниже средней общественной ставки в соответствии с налоговым законодательством. Данное отклонение обусловлено влиянием установленных налоговым законодательством льгот по НДПИ на нефть, в том числе понижающих коэффициентов Кз, Кд, Кдв и Кг.

НДПИ на природный газ и газовый конденсат

В соответствии со статьей 342 НК РФ установлены следующие ставки НДПИ на газ горючий природный и газовый конденсат:

	С 2019 г.
Природный газ (руб./тыс. куб. м.)	$35 \times \text{Еут} \times \text{Кс} + \text{Тг}$
Газовый конденсат (руб./т.)	$42 \times \text{Еут} \times \text{Кс} \times \text{Ккм} + 0,75 \times \text{Кман}$

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

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

Тг - показатель, характеризующий расходы на транспортировку природного газа (согласно информации ФАС России на 2020-2021 гг. принимается равным 0).

Ккм - корректирующий коэффициент, равный 6,5/Кг, где Кг - коэффициент, характеризующий экспортную доходность единицы условного топлива.

Эффективная ставка НДПИ на природный газ по итогам 12 месяцев 2021 г. составила 631 руб. за тыс. куб. м., что на 62 руб. за тыс. куб. м. ниже средней общественной ставки в соответствии с налоговым законодательством. Данное отклонение обусловлено влиянием установленных налоговым законодательством льгот по НДПИ на природный газ, в частности, понижающего коэффициента Кс.

Налог на дополнительный доход (НДД)

С 1 января 2019 г. введен налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (далее – НДД). НДД взимается по ставке 50% с дохода от добычи углеводородного сырья за вычетом расчетных экспортной пошлины и расходов на транспортировку, а также фактических капитальных и операционных расходов, связанных с разработкой участка недр.

НДД предполагает снижение суммарной величины фискальных платежей, зависящих от валовых показателей (НДПИ и вывозной таможенной пошлины на нефть), при этом происходит повышение размера фискальных платежей, которые зависят от прибыльности разработки запасов.

На период апробации нового фискального режима установлен закрытый перечень групп пилотных участков Западной и Восточной Сибири, в отношении которых возможно применение НДД. В портфеле «Газпром нефти» представлены участки всех групп.

Транспортировка нефти и нефтепродуктов

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

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

4 кв. 2021	3 кв. 2021	Δ, %	(руб./т.)	12 месяцев		
2021	2021			2021	2020	Δ, %
Нефть						
			Экспорт			
2 746	2 885	(4,8)	Трубопроводный	2 857	2 725	4,8
			СНГ			
1 804	1 847	(2,3)	Трубопроводный	1 814	1 526	18,9
			Транспортировка на НПЗ			
837	806	3,8	Омский НПЗ	813	796	2,1
1 812	1 734	4,5	Московский НПЗ	1 756	1 679	4,6
1 457	1 369	6,4	Ярославский НПЗ	1 447	1 404	3,1
Нефтепродукты						
			Экспорт с Омского НПЗ			
6 121	6 198	(1,2)	Бензин	6 056	4 926	22,9
6 128	6 119	0,1	Мазут	6 156	5 965	3,2
3 558	3 342	6,5	Дизельное топливо	3 525	4 248	(17,0)
			Экспорт с Московского НПЗ			
2 686	-	-	Бензин	3 064	3 533	(13,3)
3 834	3 837	(0,1)	Мазут	3 836	3 918	(2,1)
2 637	2 536	4,0	Дизельное топливо	2 595	2 734	(5,1)
			Экспорт с Ярославского НПЗ			
3 231	3 237	(0,2)	Бензин	3 237	3 086	4,9
3 424	3 426	(0,1)	Мазут	3 421	3 306	3,5
2 339	2 433	(3,9)	Дизельное топливо	2 259	2 182	3,5

Распределение экспорта нефти ПАО «Газпром нефть» по направлениям в страны дальнего зарубежья и СНГ за 12 месяцев 2021 и 2020 гг. представлено ниже:

	12 месяцев	
	2021	2020
Распределение экспорта нефти по направлениям в страны дальнего зарубежья		
порт Балтийского моря – Приморск	9,3%	6,3%
трубопровод «Дружба»	10,2%	16,4%
порт Новороссийск	0,0%	2,1%
трубопровод Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино	23,6%	17,9%
экспортировано минуя систему Транснефть:	57,0%	57,3%
с месторождения Приразломное	19,7%	16,8%
с Новопортовского месторождения	37,3%	40,5%
Итого	100,0%	100,0%
Распределение экспорта нефти в страны СНГ		
Белоруссия	100,0%	100,0%
Итого	100,0%	100,0%

www.gazprom-neft.com
 Контакты: ПАО «Газпром нефть»
 Департамент по связям с инвесторами, эл. почта: ir@gazprom-neft.ru
 Адрес: 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская д. 3-5
 Тел.: +7 812 385 95 48