

НАЛОГИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ: РЕФОРМА 2020

Возникший из-за пандемии COVID-19 и падения цен на нефть существенный дефицит бюджета подтолкнул правительство к пересмотру налоговых льгот для добычи нефти.

Был отменен целый ряд стимулов, а взамен предоставлена возможность перейти на новый налоговый режим – НДД, действующий с 2019 г. для пилотных проектов. В результате периметр его применения уже со следующего года увеличится в 5 раз до 230 млн т, или до 48% от общей добычи нефти в стране.

Из отрасли за 5 лет будет изъято 650 млрд руб. денежного потока, что может сказаться на инвестиционной активности. Чтобы уменьшить негативные последствия для сектора, необходимо закрепить текущий уровень фискальных условий, а после кризиса и снятия ограничений ОПЕК+ – рассмотреть вопрос введения дополнительных стимулов.

АВТОРЫ



Дарья КОЗЛОВА

Директор по консалтингу в сфере госрегулирования ТЭК



Сергей ЕЖОВ

Главный экономист, д.э.н.



Марина МОСОЯН

Старший консультант



Денис ПИГАРЕВ

Старший консультант



Евгений ТЫРТОВ

Старший консультант

СОДЕРЖАНИЕ

Резюме.....	3
Основные выводы.....	4
История 1990-х: пробный опыт дифференциации условий.....	7
НДПИ и пошлина: трансформация системы за 2002–2018 гг.....	9
Механизм НДД: стимулы для добычи и инвестиций.....	13
Пилоты НДД: итоги первого года эксперимента.....	17
Налоговая реформа 2020 г.: что меняется?.....	22
Выработанные месторождения: НДД вместо льготы.....	26
Эффект изменений: изъятие 650 млрд руб. из отрасли.....	29
Выводы на будущее: стабильность и стимулы для инвестиций.....	32

РЕЗЮМЕ

С момента создания постсоветской России в 1991 г. фискальное регулирование нефтедобывающей отрасли постоянно менялось. Пандемия COVID-19, вызвавшая падение цен на нефть и локдаун всей мировой экономики, потребовала от правительственные органов в срочном порядке искать источники финансирования возникшего дефицита бюджета. Нефтедобывающая отрасль по традиции стала одним из них, но на этот раз не единственным. Были пересмотрены параметры налога на дополнительный доход (НДД) для пилотных проектов, отменена налоговая льгота по выработанности с возможностью перехода на НДД, аннулирована льготная экспортная пошлина для ряда проектов, полностью упразднены налоговые стимулы для высоковязкой и сверхвязкой нефти. Отрасль пережила самую масштабную после 2002 г. реформу, в результате которой периметр НДД может увеличиться в 5 раз до 230 млн т, или до 48% от общей добычи нефти в стране.

Проведенный анализ показал, что из-за налоговой реформы 2020 г. отрасль потеряет около 650 млрд руб. за 5 лет даже с учетом компенсаций для ряда крупных активов. Однако это вовсе не означает, что данные средства автоматически станут доходами бюджета. Компании будут оптимизировать нерентабельную добычу, так что размер общего «пирога» уменьшится.

С учетом масштабности текущего кризиса ужесточение налоговых условий нефтедобычи для финансирования дефицита бюджета является предсказуемым. При этом нефтяники уже фактически поддерживают бюджет ценой значительного снижения добычи в рамках соглашения ОПЕК+. Данный фактор также будет негативно влиять на будущие объемы добычи.

Учитывая, что отрасль относится к крупнейшим инвесторам в российскую экономику, формируя более 25% только базовых доходов федерального бюджета¹, и выполняет важную социальную функцию в нефтяных регионах, необходимо уже сейчас проработать механизмы поддержки нефтедобычи после завершения пандемии и снятия ограничений в рамках соглашения ОПЕК+ с 2023 г.

1

Базовые доходы бюджета в соответствии с бюджетным правилом формируются при цене отсечения нефти сорта Urals 43,3 долл./барр. в 2021 г. Далее цена отсечения индексируется на 2% в год.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

- За период 2002–2018 гг. существенные корректировки формул налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и таможенной пошлины осуществлялись более 30 раз. Тенденции регулирования носили разнонаправленную динамику. С одной стороны, налоговая нагрузка выросла с 39% от выручки в 2002 г. до 61% от стоимости барреля в 2018 г. С другой – в 2007 г. начался процесс предоставления налоговых льгот для различных категорий запасов нефти для поддержания позитивной динамики добычи.
- В результате объемы льготируемой добычи постоянно росли, к 2019 г. достигнув 274 млн т, или 54% от производства в стране (без соглашений о разделе продукции (СРП)). При этом из-за высокой налоговой нагрузки нужны были все новые стимулы, а работоспособной методики оценки эффективности как действующих, так и новых налоговых льгот так и не было принято. Сложившаяся ситуация требовала системного решения проблемы.
- По итогам многолетних консультаций с 2019 г. был введен pilotный режим налогообложения дополнительного дохода от добычи углеводородного сырья (УВС) – НДД для ограниченного периметра проектов. Он существенно отличается от общего подхода, так как учитывает экономику каждого отдельного проекта и более «справедливо» изымает ресурсную ренту. В результате его внедрения должны были увеличиться рентабельные запасы. По состоянию на конец 2019 г. на новый режим налогообложения были переведены 120 участков недр. За 2019 г. объем добычи нефти по периметру pilotов НДД составил 46,3 млн т нефти, инвестиции – 241 млрд руб.
- Из-за необходимости искать источники финансирования дефицита бюджета России, возникшего в результате мирового кризиса на фоне пандемии COVID-19, была проведена самая масштабная налоговая реформа в сегменте нефтедобычи после 2002 г. Принятые законы предусматривают изменение параметров для pilotных проектов НДД, замену льгот для выработанных месторождений на НДД, замену льгот для высоковязкой и сверхвязкой нефти. Также было решено полностью отказаться от применения «особой формулы» экспортной пошлины (ЭП) на нефть. В результате периметр НДД может увеличиться до 230 млн т, или 48% добычи нефти в стране.
- Самое крупное изменение в 2020 г. – это замена льготы для выработанных месторождений (добыча 159 млн т

в 2019 г.) на НДД. Первоначально предполагалось изменить дату определения начальных запасов на 01.01.2019, что привело бы к снижению льготируемой по выработанности добычи более чем вдвое и потерям нефтяной отрасли в 1 трлн руб. в 2021–2025 гг. Компромиссным вариантом стал перевод выработанных месторождений на НДД. Потери компаний в таком случае оцениваются в 0,46 трлн руб. Таким образом, льгота для выработанных месторождений будет заменена на более прозрачную систему НДД, а потери отрасли окажутся более чем в 2 раза ниже по сравнению с первоначально планируемой корректировкой льготы.

- В результате пересмотра налоговых льгот нефтедобывающая отрасль в 2021–2025 гг. потеряет 1150 млрд руб. При этом 500 млрд руб. будет возвращено за счет введения налоговых вычетов для отдельных крупных проектов. Общий эффект составит порядка 650 млрд руб. за 5 лет, но не весь этот объем автоматически станет доходами бюджета. Значительное увеличение налоговой нагрузки с учетом политики ОПЕК+ и низких цен на нефть повлечет пересмотр инвестиционных программ в отрасли. Как следствие, предполагаемых объемов добычи просто не будет, а значит не будет и доходов бюджета. Это также создаст значительный негативный синергетический эффект в смежных отраслях экономики.
- Нефтедобыча является одним из крупнейших инвесторов в российскую экономику с объемом вложений 1,3 трлн руб. за 2019 г. При этом новые проекты в отрасли не попали в периметр утвержденного правительством в 2020 г. механизма защиты и поощрения инвестиций. Для сокращения негативного эффекта от налоговых изменений в нефтяном секторе необходимо законодательно закрепить стабильные налоговые условия с учетом инвестиционного цикла в отрасли.
- Необходимо утвердить единую методику оценки эффективности налоговых стимулов. В ней должны быть закреплены подход к оценке эффекта фискального режима на профиль добычи, требуемая норма доходности инвестора и т.д. Это не только увеличит прозрачность для компаний, но и повысит качество бюджетного планирования.
- Нефтедобывающая отрасль также участвует в финансировании бюджета за счет поддержки нефтяных цен через сокращение добычи в рамках соглашения ОПЕК+. По нашим оценкам, всего за период действия договоренностей

в 2017–2021 гг. поддержка нефтяных котировок на более высоком уровне позволит получить 9,0 трлн руб. дополнительных доходов бюджета. Однако существенное сокращение производства в 2020–2021 гг. потребует от отрасли значительно увеличить объемы бурения для восстановления добычи нефти по завершении сделки.

- Нефтяная отрасль взяла на себя значительную часть финансовой нагрузки для покрытия возросших социальных расходов в посткризисный период 2021–2023 гг. Взамен для поддержки сектора после завершения действия соглашения ОПЕК+ целесообразно рассмотреть вопрос введения стимулов для увеличения инвестиционной активности в отрасли и компенсации выпавших объемов добычи.
- Проведенный анализ показал, что введение дополнительных стимулов для новых инвестиций в виде вычета амортизационных отчислений из НДПИ в размере 30% с 2023 г. позволит получить 419 млн т накопленной дополнительной добычи за 2023–2035 гг. В результате прирост накопленных доходов бюджета за указанный период составит 4,0 трлн руб., инвестиций – 2,4 трлн руб.
- Таким образом, для минимизации рисков снижения инвестиционной активности отрасли из-за повышения налоговой нагрузки необходимы следующие шаги:
 - законодательное закрепление неизменности налоговых условий для инвестиционных проектов в нефтедобывающей отрасли;
 - утверждение методики оценки эффективности налоговых стимулов для проектов в сфере добычи нефти;
 - введение дополнительных стимулирующих мер для нового бурения в нефтедобывающей отрасли с 2023 г.;
 - компенсация выпадающих доходов от отмены льгот для высоковязкой и сверхвязкой нефти для всех регионов.

ИСТОРИЯ 1990-Х: ПРОБНЫЙ ОПЫТ ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ УСЛОВИЙ

Формирование системы налогообложения добычи началось сразу же после распада СССР и образования суверенной Российской Федерации. 27 декабря 1991 г. законом РФ «Об основах налоговой системы» были закреплены основы налогового законодательства России, включая основные налоги (НДС, налог на прибыль, подоходный налог и пр.), а также платежи при пользовании недрами, определенные законодательно 21 февраля 1992 г. с принятием закона «О недрах». Законом были введены принцип платности недропользования и несколько видов платежей, включая: регулярные платежи за пользование недрами (роялти и ренталс), разовые платежи (бонусы), отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы (первоначально – ГРР) и акцизы на отдельные виды минерального сырья (первоначально – акцизные сборы).

В течение короткого времени (до конца 1992 г.) были установлены ставки и другие элементы новых налогов. Не вызывало споров, что величина ренты зависит от условий разработки месторождений, соответственно, ставки налогов при пользовании недрами также устанавливались дифференцированно. Изначально рассматривались предложения о введении рентного налога, базирующегося на прибыли от добычи нефти, по аналогии с нефтяными налогами в Норвегии и Великобритании. Однако в конечном счете дифференцированные ставки налогов были административно установлены органами власти.

Ставки акциза на нефть изначально были установлены в процентах к выручке (от 0% до 30%), в дальнейшем были введены специфические (потонные) ставки в рублях за тонну. Причем постановлением правительства устанавливалась средняя ставка акциза, а затем она дифференцировалась по предприятиям. Одновременно многие крупные компании освобождались от акциза. Такая процедура вызывала много нареканий, особенно со стороны предприятий, получивших относительно более высокую ставку. Поэтому осуществлялись попытки формализовать процедуру дифференциации акциза на нефть, была даже принята методика дифференциации в зависимости от качества запасов, истощенности, обводненности, транспортного тарифа и районного коэффициента². Тем не менее она так и не была применена на практике, и в 1999 г. был осуществлен переход на единую ставку акциза на нефть.

Ставки платежей за добычу (роялти) были установлены в процессе лицензирования в упрощенном порядке³ в диапазоне 6–16%

² Постановление Правительства РФ от 02.02.1998 № 165.

³ Глава 19 «Положения о порядке лицензирования пользования недрами», утв. Постановлением ВС РФ от 15.07.1992 № 3314-1.

(до получения лицензии устанавливалась временная ставка 8%). В соответствии с данным порядком предприятие подавало заявку в Геолком России или его территориальное подразделение, которые совместно с органом представительной власти субъекта РФ рассматривали заявку в трехмесячный срок и определяли условия (включая ставку роялти), на которых действующим предприятиям предоставляется лицензия. Таким образом, отсутствовали четкие критерии для установления ставок, некоторые компании, уделившие больше внимания процессу, получали более низкие ставки роялти.

Законом «О недрах» было предусмотрено несколько оснований для пересмотра ставок роялти (например, трудноизвлекаемые и истощенные запасы). Однако ввиду отсутствия законодательно утвержденных критериев определения трудноизвлекаемости или истощенности и порядка такого пересмотра, случаев пересмотра ставок практически не было.

Ставка отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ) вскоре после принятия закона «О недрах» была установлена в размере 10% от выручки. Одновременно был предусмотрен целевой характер отчислений с использованием их на геологоразведочные работы. Часть отчислений направлялась в федеральный и региональный бюджетные фонды ВМСБ, а часть оставлялась добывающим нефть предприятиям для финансирования собственных геологоразведочных работ. Таким образом, фактически отчисления на ВМСБ также были дифференцированным налогом, и в распоряжении предприятий оказывалось в среднем более 8% отчислений.

Непрозрачный порядок дифференциации налогов и другие накопившиеся проблемы привели к тому, что единственным решением с 1 января 2002 г. все три основных налога на добычу (акциз на нефть, платежи за добычу и отчисления на ВМСБ) были заменены на НДПИ с единой ставкой.

НДПИ И ПОШЛИНА: ТРАНСФОРМАЦИЯ СИСТЕМЫ ЗА 2002–2018 ГГ.

Переход к НДПИ в 2002 г. стал новым этапом в налогообложении нефти. Дифференцированная система из трех налогов была заменена на новый налог, определяемый по простой формуле, единой для всех компаний (за незначительными исключениями). Это упростило и упорядочило налоговую систему.

Примечательно, что изначально законом № 126-ФЗ, которым в Налоговый кодекс была введена глава 26 «НДПИ», налоговая ставка для нефти была установлена в размере 16,5%. Однако тем же законом была введена временная специфическая (потонная) ставка, что было вызвано в том числе не решенной на тот момент проблемой трансфертных цен на нефть. Первоначально специфическая ставка была введена на период с 1 января 2002 г. по 31 декабря 2004 г. В дальнейшем срок действия специфической ставки был продлен до 31 декабря 2006 г., а принятый 27 июля 2006 г. закон № 151-ФЗ предусматривал уже только специфическую ставку.

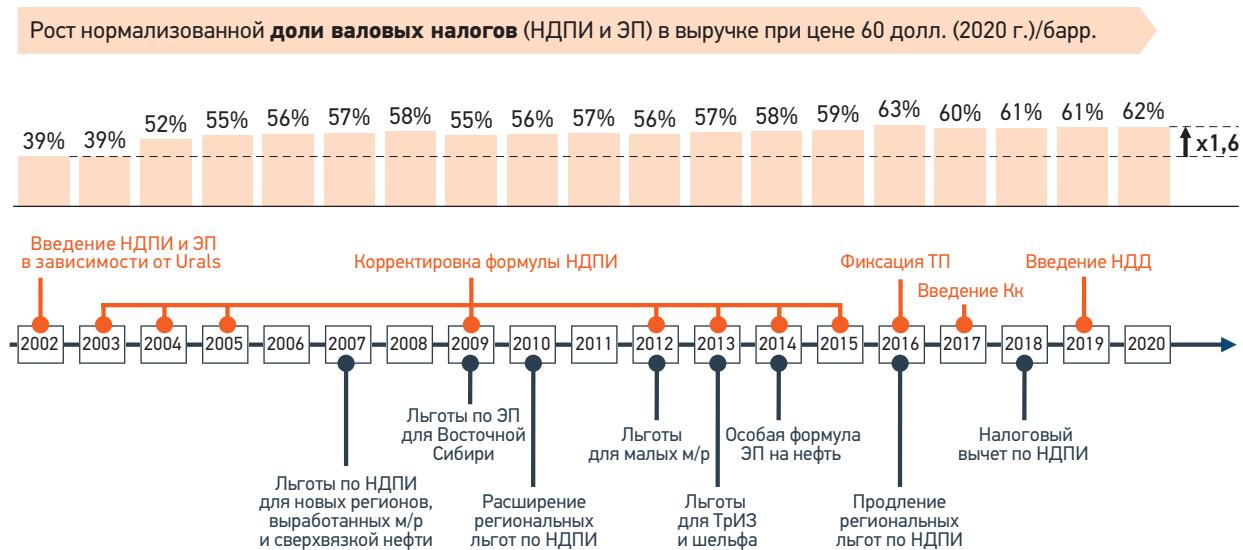
Закрепление специфической ставки было также обусловлено тем, что формула НДПИ обеспечивала прогрессивный рост ставки налога при росте цены. В результате при высоких ценах налог составлял 30–40% от цены нефти вместо 16,5%, и более речи о возврате к адвалорной ставке не велось.

В 2002–2003 гг. ставка НДПИ была сравнительно низкой, и в условиях растущих цен на нефть налоговая нагрузка не была слишком обременительной для действующих месторождений. Однако в дальнейшем ставка начала расти, и объективно это стало препятствовать как вводу новых, так и эксплуатации действующих месторождений с высокими затратами. С 2007 г. пошел процесс предоставления налоговых льгот для различных категорий запасов нефти: для выработанных, малых месторождений, трудноизвлекаемых запасов, сверхвязкой нефти и новых морских месторождений. Также с 2009 г. предоставлялись льготы по таможенной пошлине для новых месторождений.

Льготы позволили продолжить наращивать добычу вплоть до 2019 г., несмотря на рост общей налоговой нагрузки на отрасль. С учетом нормализации при цене нефти 60 долл.(2000 г.)/барр. доля валовых налогов на добычу (НДПИ и экспортной пошлины) для нельготируемых запасов выросла с 39% от выручки в 2002 г. до 61% в 2018 г. (Рисунок 1).

Таким образом, после 2002 г. в налоговой системе нефтедобычи можно выделить два вектора. С одной стороны, рост налоговой нагрузки на нельготируемые запасы, с другой – увеличение количества льгот.

Рис. 1. Эволюция системы налогообложения добычи нефти



Источник: VYGON Consulting

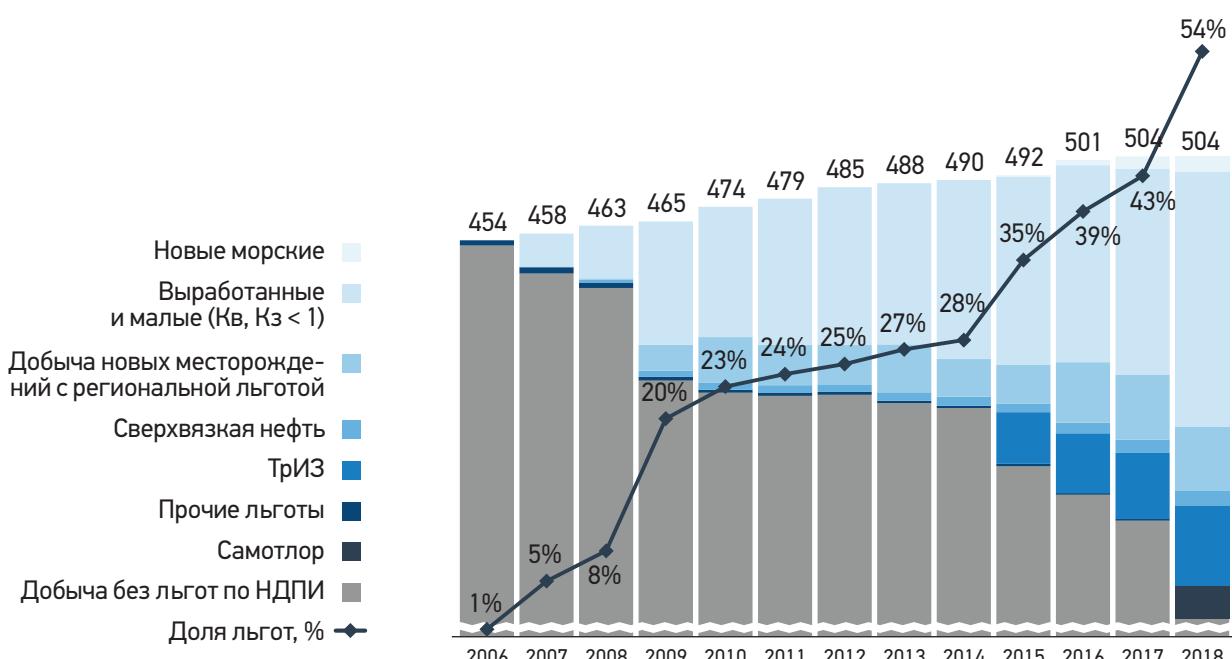
Льготы по НДПИ предоставлялись более упорядоченно по сравнению с дифференциацией платежей в 1992–2001 гг.: они были прописаны в законодательстве, назначались в соответствии с определенными критериями, а не в результате произвольных решений госорганов. Однако льготы по-прежнему не являлись системным решением, а лишь снижали для отдельных категорий запасов сверхвысокую общую ставку налогообложения.

Далеко не все запасы, нуждающиеся в поддержке, попадали в список льготируемых. К примеру, зрелые месторождения, характеризующиеся высокой обводненностью, но еще не достигшие порогового значения выработанности 80% от начальных извлекаемых запасов (НИЗ), не подпадали под льготы. Вводимые месторождения Западной Сибири также не подпадали под льготы для новых месторождений. В то же время выдаваемые льготы по определению не могли быть оптимальными, ведь в одну категорию попадали месторождения с разными характеристиками: для одних льгота была избыточна, для других недостаточна.

Объемы добычи, подпадающей под льготы, росли с каждым годом. Так, к 2018 г. общий объем всех преференций достиг 274 млн т, или 54% от суммарного производства нефти в стране (Рисунок 2). Ситуация, когда объемы действующих льгот постоянно увеличиваются, но для поддержания добычи необходимы все новые и новые стимулы, порождала разговоры об эффективности всей системы и необходимости ее пересмотра. Чаще всего вопросы вызывала льгота по выработанности, которая ежегодно росла: в 2018 г. под нее попало 140 млн т добычи. Одной из при-

чин этого стала «проблема 2006 г.», заключавшаяся в том, что льгота предоставлялась на основании данных Государственного баланса запасов (ГБЗ) об объеме начальных извлекаемых запасов на 01.01.2006. Привязка к конкретной дате баланса при введении льготы была сделана с целью исключить возможные манипуляции с занижением извлекаемых запасов для увеличения показателя выработанности. Однако на практике такой подход привел к тому, что более 50 млн т нефти в год добывалось на месторождениях с выработанностью более 100%, так как прирост запасов после 2006 г. не отражается при ее расчете. Причем многие из этих месторождений фактически не были выработанными.

Рис. 2. Динамика добычи нефти в разрезе льготируемых категорий, млн т



Источник: ФНС России, VYGON Consulting

Другая проблема сводилась к отсутствию системы корректной оценки эффективности льгот со стороны государства. К примеру, в «Основных направлениях бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики» Минфин России рассматривает все льготы (уменьшение налога по сравнению с полной ставкой) как налоговые расходы, которые оцениваются методом упущенного дохода как разница между суммой налогов в случае применения льгот и при применении «базовой» структуры налогов без учета влияния льгот на рост производства⁴.

⁴ Основные направления бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики на 2019 г. и на плановый период 2020 и 2021 гг.

Такой подход может быть обоснованным для отдельных льгот, призванных, к примеру, стимулировать технологии, не дающие мгновенный эффект. В этом случае льготы эквивалентны государственным расходам, направленным на развитие технологий, которые дадут эффект в будущем.

Однако для льгот, ориентированных на стимулирование производства, а значит на расширение налоговой базы, такой подход в корне неверен. Для определения эффективности должен учитываться не только эффект снижения налогов в результате предоставления льгот, но и положительный эффект от дополнительной добычи. На представленном примере месторождения Западной Сибири иллюстрируется, почему отмена льготы по выработанности может быть невыгодна ни для государства, ни для пользователя недр (Таблица 1).

Таблица 1.

Изменение дохода государства, ЧДД недропользователя и добычи месторождения Западной Сибири с льготой по выработанности и без нее*

Показатели	Доход государства (ДДГ), млрд руб.	ЧДД пользователя недр, млрд руб.	Добыча нефти, млн т
Показатель в ДНС с учетом льготы	32,8	11,7	7,0
Рост НДПИ за счет отмены льготы	+9,4	-9,4	0,0
Отключение добычи, нерентабельной без льготы	-10,5	1,9	-1,7
Показатель при отмене льготы	31,7	4,0	5,3
Изменение показателя в результате отмены льготы	-1,1	-7,7	-1,7

* Рассчитано в макропараметрах базового прогноза МЭР 2020 г.

Источник: данные компаний, VYGON Consulting

При неизменных показателях добычи отмена льготы позволила бы увеличить доходы государства на 9,4 млрд руб., но без льготы стала бы нерентабельной добыча 1,7 млн т. Выпадение этого объема добычи приведет к снижению доходов государства на 10,5 млрд руб., что превышает эффект от отмены льготы. В свою очередь, для пользователя недр отключение нерентабельных опций не позволит компенсировать потери от роста платежей по НДПИ. В итоге от отмены льготы все окажутся в проигрыше: итоговый эффект для государства составит -1,1 млрд руб., ЧДД инвестора снизится на 7,7 млрд руб.

Таким образом, до 2019 г. развитие налогообложения добычи нефти в России представляло собой комбинирование налогов, зависящих от валовых показателей (добычи и выручки), с попыткой учета специфики разработки месторождений путем сначала дифференциации платежей в 1990-е гг., а затем предоставления льгот в 2000-е гг.

МЕХАНИЗМ НДД: СТИМУЛЫ ДЛЯ ДОБЫЧИ И ИНВЕСТИЦИЙ

В то же время трендом развития систем налогообложения добычи нефти и газа в зарубежных странах был все более широкий переход к налогообложению на основе прибыли. В Великобритании и Норвегии в 1990-е гг. уже полностью отказались от использования валовых налогов на новых месторождениях, перейдя к налогообложению прибыли от добычи.

В России также неоднократно планировалось внедрение подобных налогов. В частности, при разработке первых проектов закона «О недрах» рассматривались предложения о введении рентного налога, базирующегося на прибыли от добычи нефти. Начиная с 1996 г. было подготовлено несколько проектов НДД, база которого устанавливалась как доходы за вычетом капитальных и эксплуатационных затрат с возможностью переноса убытков. Особенностью НДД была шкала определения ставки налога в зависимости от Р-фактора. Две версии закона о НДД с Р-фактором были даже приняты Государственной Думой в первом чтении в 1997 и 1998 гг. в составе второй части Налогового кодекса. Впоследствии оба законопроекта были возвращены в первое чтение, а затем отозваны. В середине 2002 г. Министерство финансов внесло в правительство новый проект НДД. Существенным отличием от предыдущих версий было то, что при введении НДД не предполагалось отменять или снижать ставки каких-либо других налогов. Подобный законопроект, также нацеленный на дополнительные налоговые изъятия, был представлен думской фракцией «Родина» в январе 2004 г. (Рисунок 3).

В 2010 г. при подготовке Генеральной схемы развития нефтяной отрасли до 2020 г. прорабатывался вопрос постепенного перехода на НДД, но в итоге было принято компромиссное решение

о введении системы «60-66-90»⁵, предполагающей снижение нагрузки на добывчу с одновременным сокращением субсидии для нефтепереработки. В конце 2014 г. Законодательным собранием ХМАО был внесен законопроект о налоге на финансовый результат (НФР), который предполагал введение налога по ставке 80% вместо НДПИ. Со следующего года начались долгие консультации между профильными министерствами и нефтяными компаниями о введении НДД. Первоначально внесенный в апреле 2015 г. проект НДД также был основан на Р-факторе и предполагал отмену НДПИ. В последующем концепция налога была значительно скорректирована, что в конечном счете привело к принятию законодательства о НДД в 2018 г. (Рисунок 3).

Рис. 3. История обсуждений введения НДД



Источник: VYGON Consulting

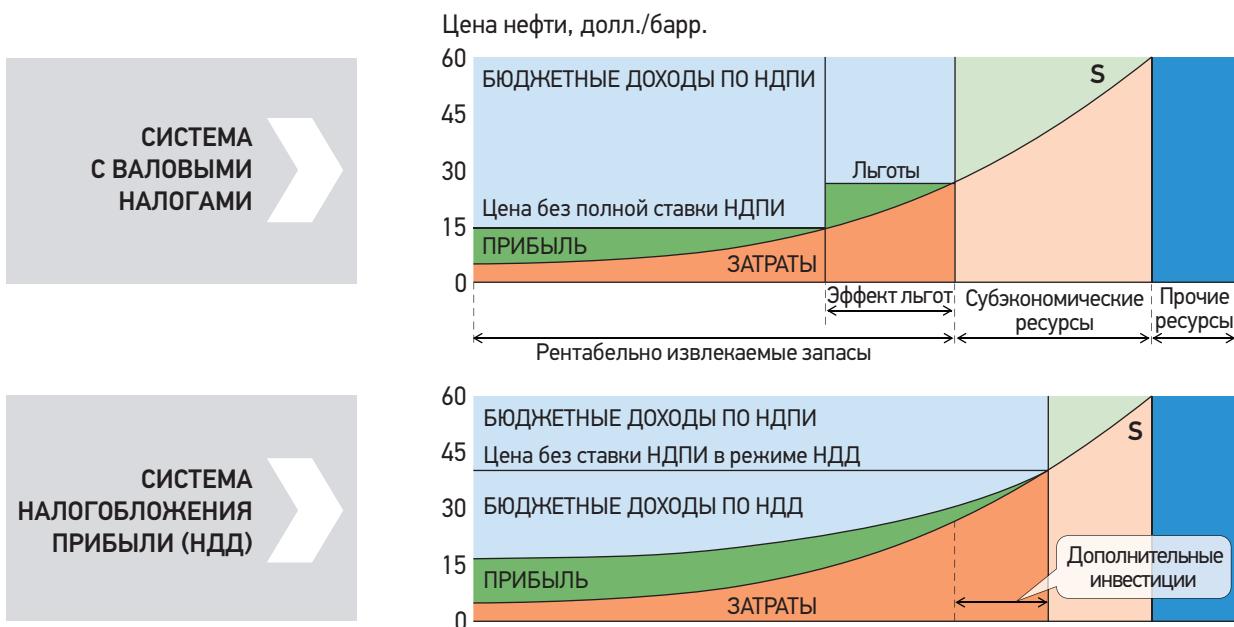
Почему введение нового налога было таким важным шагом для всей российской нефтедобычи? Механизм НДД основан на налогообложении ресурсной ренты, под которой понимается чистый дисконтированный доход от разработки месторождения. На рисунке 4 показано отличие механизма НДД от налоговой системы, базирующейся на валовых показателях.

При отсутствии налогообложения рентабельными являются все запасы, затраты на добывчу которых не превышают цену реализации нефти (для иллюстрации принята цена 60 долл./барр.). В этом случае вся ресурсная рента (площадь фигуры между производственной кривой S и ценой 60 долл./барр.) достанется нефтедропользователю.

5

Подробнее см. исследование VYGON Consulting «Нефтяные налоговые маневры: что дальше?», май 2015.

Рис. 4. Влияние налоговых систем на рентабельные извлекаемые запасы и бюджетные доходы



Источник: VYGON Consulting

При введении НДПИ по единой ставке цена реализации нефти для недропользователя уменьшается на ставку налога (верхний пример на рисунке 4). После уплаты НДПИ недропользователю остается около 15 долл./барр. из 60 долл./барр. При отсутствии льгот пересечение производственной кривой **S** с этим уровнем цены (горизонтальная линия) покажет рентабельную величину запасов. Все запасы, для которых затраты превышают 15 долл./барр., будут отнесены к нерентабельным.

Применение льгот позволяет повысить цену сырья, остающуюся в распоряжении недропользователя при добыче льготируемых категорий. Таким образом величина рентабельных запасов увеличивается. Нерентабельными остаются запасы, которые не попали в периметр льгот, либо предоставленных льгот для которых оказалось недостаточно (субэкономические и прочие ресурсы).

Для запасов с низкими затратами на добычу степень извлечения ренты оказывается гораздо ниже по сравнению с запасами с более высокими затратами, и эта часть ресурсной ренты достается недропользователю (зеленая площадь на рисунке 4). Таким образом, в системе с валовыми налогами добыча значительной доли запасов окажется экономически невыгодной. При этом

степень извлечения ренты будет разной для запасов с разными затратами на добычу: для наиболее эффективных запасов доля государства будет ниже.

На той же иллюстрации посмотрим, как работает НДД в комбинации с пониженной ставкой НДПИ, как это предусмотрено действующим законодательством для пилотных проектов (нижний пример на рисунке 4). В данном случае в распоряжении предприятия оказывается более высокая цена за вычетом НДПИ по сравнению с системой с валовыми налогами, и это увеличивает величину рентабельных запасов. Чем выше эффективность добычи нефти, тем больше оказывается величина НДД, а если дополнительный доход отсутствует, то и НДД равен нулю.

Таким образом, система НДД позволяет заметно увеличить рентабельные извлекаемые запасы и одновременно обеспечить более высокие доходы государства.

Если полностью перейти на НДД, то выпадения рентабельных запасов из-за налогообложения не будет совсем, а ставка налога может быть подобрана так, чтобы компенсировать отмену НДПИ. Однако Россия, как и большинство стран, за исключением Великобритании и Норвегии, даже при внедрении механизма НДД сохраняет НДПИ.

Это связано с тремя основными причинами:

1. НДПИ дает доход вне зависимости от эффективности проекта, соответственно, государство гарантирует себе определенные доходы с самого начала добычи нефти.
2. Величина НДПИ более предсказуема.
3. Повышенная ставка налогообложения доходов стимулирует излишние затраты, поскольку они приводят к экономии на налогах. Такой эффект называется «золочение» («gold plating»). Ставка НДД выбрана с учетом того, чтобы он не был чрезмерным.

В результате переход на НДД должен был стимулировать компании к вводу нерентабельных в общей системе опций разработки месторождений, что, в свою очередь, увеличило бы инвестиции по периметру НДД и в конечном счете доходы бюджета.

ПИЛОТЫ НДД: ИТОГИ ПЕРВОГО ГОДА ЭКСПЕРИМЕНТА

В соответствии с Федеральным законом от 19.07.2018 № 199-ФЗ «О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса Российской Федерации» периметр НДД был ограничен pilotными проектами, для которых снижена норма изъятий через валовые налоги с одновременным их увеличением за счет налогов на финансовый результат.

Ставка НДД установлена на уровне 50%, а налоговая база НДД рассчитывается как разница между доходами и расходами, включающими текущие и капитальные затраты. НДД вычитается из базы налога на прибыль (ставка 20%). Соответственно, суммарная ставка налогообложения прибыли (НДД и налог на прибыль) составляет до 60%. Она в целом сопоставима с применяемыми ставками в зарубежных странах: в Бразилии – 60%, в Австралии – 58% (Таблица 2).

Таблица 2.

Системы налогообложения добычи нефти в различных странах

Характеристики системы налогообложения	Ставка налогов на прибыль, %	Ставка роялти / НДПИ, %	Дополнительные стимулы
Сумма корпоративного налога на прибыль и нефтяного налога.	78%		Аплифт к капитальным вложениям 20,8%
Ресурсно-рентный налог дополнительно к налогу на прибыль.	58%		Единовременный вычет затрат, аплифт убытков
Сумма корпоративного налога на прибыль и дополнительного налога.	40%		Аплифт убытков (5% и 15% + банк. ставка)
Низкие ставки роялти. Дополнительное налогообложение прибыли.	41	60% 5 15	Льготные условия для новых лицензий
Умеренные ставки роялти, льготные ставки для низкодебитных скважин. Высокая роль бонусов.	21 31%	1 ~25	Скидка на истощение, вычеты кап. затрат
НДД* Высокие ставки НДПИ после окончания льготного периода.	60%	0 ~53	Мгновенный вычет капитальных вложений и аплифт 16,3% к убыткам
НДС* Сверхвысокие ставки НДПИ. Льготы для отдельных категорий запасов.	20% Min Max	1 ~62	Вычеты для отдельных месторождений

* Оценки при цене Urals 60 долл./барр.

Источник: VYGON Consulting

В то же время показатель изъятий за счет валовых налогов сохранился на очень высоком уровне – 53%⁶, что включает НДПИ по ставке, определяемой по формуле в зависимости от цены нефти (37,5%), а также минимальный НДД (15,7%). Минимальный

⁶ Оценка при цене Urals 60 долл./барр. (средняя за последние 30 лет в реальном выражении). При цене 45 долл./барр. уровень валовых налогов снижается до 47%.

НДД – это гарантированная величина налога вне зависимости от затрат за счет фиксации их максимального значения для расчета базы для налогообложения. Это очень много по сравнению с максимальной ставкой 25% в США (наиболее распространенные ставки – 12,5% и 18,75%) и отсутствием валовых налогов в Норвегии, Великобритании и Австралии (Таблица 2). Хотя если сравнивать со ставкой 62% в действующей налоговой системе, то это заметное снижение.

Из-за сохранения высокой валовой налоговой нагрузки потребовалась дифференциация уже внутри НДД по различным группам для обеспечения приемлемой нормы доходности инвестора и стимулирования перехода на новый налоговый режим.

Принятый в июле 2018 г. ФЗ «О НДД» предусматривает переход на НДД для ограниченного числа пилотных проектов, разбитых на четыре группы:

- Первая группа включает в себя гранифилды в Якутии, Иркутской области, Красноярском крае, НАО и на севере ЯНАО, а также в Каспийском море. Это те месторождения, которые до принятия закона могли претендовать на применение особой формулы таможенной пошлины, но лишились такой возможности.
- Вторая группа включает месторождения, успевшие до принятия закона попасть в примечание 8 ТН ВЭД – утвержденный список месторождений для получения особой формулы таможенной пошлины.
- Третья группа НДД – это браунфилды Тюменской области, ХМАО, ЯНАО, Коми с выработанностью от 0,1 до 0,8 на 01.01.2017 в рамках лимита суммарной годовой добычи нефти и газового конденсата 15 млн т в соответствии с закрытым перечнем, включающим 39 лицензионных участков.
- Четвертая группа НДД включает гранифилды Тюменской области, ХМАО, ЯНАО, Коми с выработанностью запасов менее 0,05, при этом начальные извлекаемые запасы участка недр на 01.01.2017 не могут превышать 30 млн т, а суммарные запасы всех перешедших на НДД месторождений – 150 млн т.

В марте 2020 г. в периметр НДД также была включена новая, пятая группа – месторождения севера Красноярского края, Якутии и Чукотки с выработанностью запасов менее 0,001 на 01.01.2019.

В связи с сохранением высокого уровня валовых налогов, которые уплачиваются вне зависимости от финансовых результатов разработки месторождения, для новых месторождений (для групп I, II, IV и V) был предусмотрен льготный период с пониженным НДПИ (формула НДПИ умножается на коэффициент $K_g < 1$) и по нему не уплачивается минимальный НДД (Таблица 3).

Таблица 3.
Дифференциация пилотных групп НДД

	Периметр	Коэффициент K_g
I	Новые месторождения Восточной Сибири, ЯНАО и севера ЯНАО (возможность отказаться)	0,4 – с начала добычи до 5-го года после года начала промышленной добычи, 0,6 – 6-й год, 0,8 – 7-й год, 1 – с 8-го года
II	Примечание 8 ТН ВЭД – «особая формула» таможенной пошлины (добровольный переход)	
III	Действующие месторождения Тюменской обл., ХМАО, ЯНАО, Коми (перечень)	1
IV	Новые месторождения Тюменской обл., ХМАО, ЯНАО, Коми (перечень)	0,5 – с начала добычи до 1 года после года начала промышленной добычи, 0,75 – 2-й год, 1 – с 3-го года
V	Новые месторождения севера Красноярского края, Якутии и Чукотки (группа введена в 2020 г.)	0 – с начала добычи до 15 года после года начала промышленной добычи, 0,2 – 16-й год, 0,4 – 17-й год, 0,6 – 18-й год, 0,8 – 19-й год, 1 – с 20-го года

Источник: НК РФ, VYGON Consulting

По состоянию на конец 2019 г. на новый режим налогообложения были переведены 120 участков недр, в том числе 45 участков первой группы, во второй группе в 2019 г. добровольно были переведены на НДД 10 участков.

Всего в 2019 г. по периметру пилотов НДД было добыто 46,3 млн т нефти, из которых: первая группа – 5,2 млн т, вторая – 25 млн т, третья – 14,8 млн т, четвертая – 1,3 млн т (Рисунок 5). Лицензионные участки пятой группы в настоящее время находятся на этапе геологоразведочных работ, и добыча не осуществляется.

Всего за 2019 г. инвестиции по периметру НДД составили 241 млрд руб. Львиная доля из них пришлась на месторождения первой и второй группы, где было вложено около 184 млрд руб., или 76% от суммарных инвестиций по периметру НДД. В третьей и четвертой группе в 2019 г. инвестиции составили 57 млрд руб. (Рисунок 5).

Рис. 5. Добыча и инвестиции по периметру НДД за 2019 г.



Источник: ФНС России, VYGON Consulting

НДД нацелен на изъятие ренты после достижения окупаемости проектов, в отличие от НДПИ. Поэтому нельзя делать выводы об эффективности системы НДД на основании оценок бюджетных доходов в первый год ее применения. Изначально предполагалось, что первый эффект нового налогового режима будет оцениваться через 3-5 лет, а пока профильными министерствами будет осуществляться мониторинг показателей pilotных проектов. Однако уже осенью 2019 г. Минфин России начал озвучивать оценки по потерям в связи с введением нового режима, а в июне 2020 г. налоговые потери бюджета за первый год эксперимента были оценены в 212 млрд руб.⁷

Представляется очевидным, что корректная оценка эффекта от перехода на НДД должна осуществляться с учетом изменения производственных показателей в его результате, а не только на основе изменения налоговых нормативов. В противном случае любые стимулы всегда будут приводить к потерям бюджета, поскольку налоговая нагрузка снизится при неизменной налоговой базе. Увеличение ставок налогов, наоборот, будет приводить только к росту доходов бюджета, так как не будет учитываться соответствующее снижение налоговой базы.

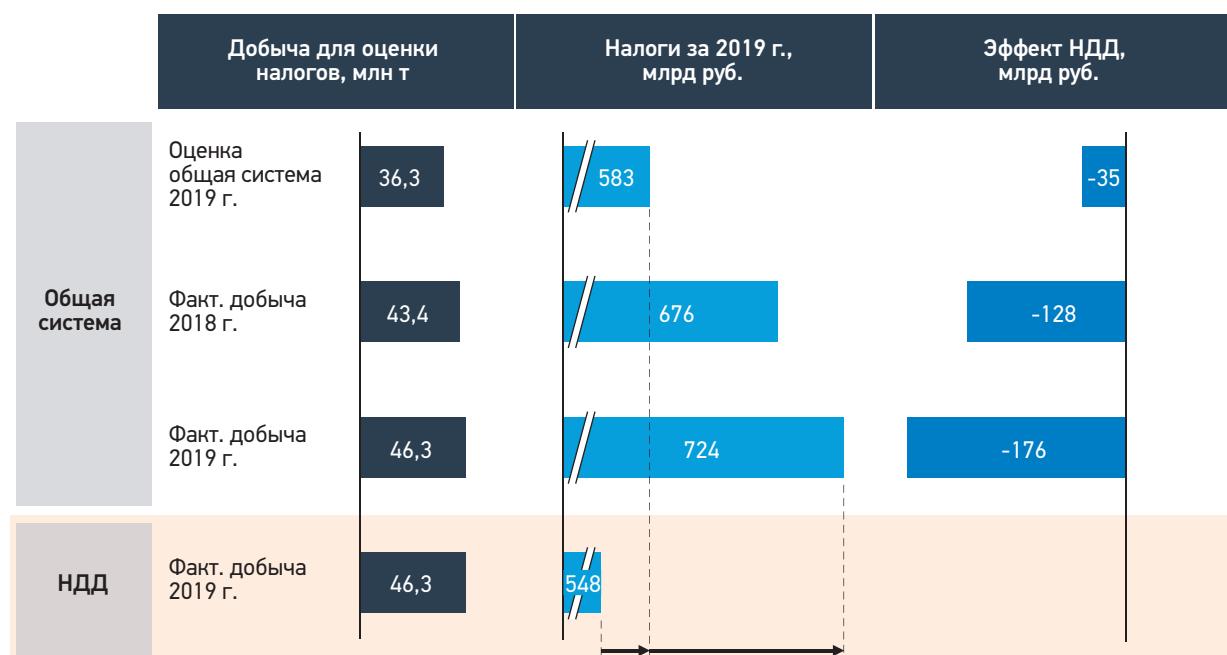
⁷ В Минфине считают налог на дополнительный доход в нефтяной отрасли ошибкой, 15.06.2020 - <https://tass.ru/ekonomika/8729773>

По оценке, основанной на данных компаний и утвержденных проектных документах, добыча нефти в условиях общей налоговой системы в 2019 г. могла бы составить 36,3 млн т, что на 10 млн т ниже по сравнению с фактическими показателями при НДД (Рисунок 6). Таким образом, переход на НДД позволил увеличить добычу, что в значительной степени компенсировало уменьшение налоговой нагрузки на добывшую тонну нефти. В результате применения НДД доходы бюджета снизились в 2019 г. всего на 35 млрд руб.

Более консервативная оценка эффекта НДД базируется на предположении, что при сохранении общей налоговой системы добыча в 2019 г. осталась бы на уровне 2018 г., составив 43,4 млн т. В этом случае налоговые потери были бы равны 128 млрд руб.

Оценка максимальных потерь бюджета исходя из того, что НДД не привел к изменению производственных показателей, составляет 176 млрд руб. Это также ниже озвученных Минфином России 212 млрд руб. Предположительно, при расчете последней величины не было учтено, что часть месторождений перешли на НДД не с 1 января, и в результате оценка оказалась завышена.

Рис. 6. Оценки эффекта НДД в 2019 г. в зависимости от базовой добычи в общей системе



Источник: данные компаний, VYGON Consulting

Таким образом, оценки результатов первого года эксперимента очень сильно отличаются в зависимости от определения объемов дополнительной добычи. Согласованный между ФОИВ и отраслью подход к тому, как ее оценивать, так и не был закреплен.

НАЛОГОВАЯ РЕФОРМА 2020 Г.: ЧТО МЕНЯЕТСЯ?

Резкое сокращение доходов бюджета из-за карантинных мероприятий в связи с пандемией COVID-19 и обвала мировых нефтяных цен в 2020 г. активизировало действия государства по изысканию резервов дополнительных доходов, что коснулось как только что принятого законодательства о НДД, так и давно обсуждаемых планов переформатирования льгот по НДПИ и таможенной пошлине.

Утвержденные в октябре 2020 г. законы⁸ предусматривают изменение параметров для pilotных проектов НДД, отмену льгот для выработанных месторождений и высоковязкой нефти с возможностью перехода на НДД. Также было принято решение полностью отказаться от применения «особой формулы» экспортной пошлины на нефть (Таблица 4).

⁸ Федеральный закон от 15.10.2020 № 325-ФЗ «О внесении изменений в статью 3-1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе»; Федеральный закон от 15.10.2020 № 342-ФЗ «О внесении изменений в главы 254 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации».

Таблица 4.**Перечень изменений налогов для нефтедобычи**

НДД	
Удельные расходы для минимальной налоговой базы	7 140 руб./т до 2023 г. 8 600 руб./т с 2024 г.
Коэффициент K_g в НДПИ (II группа)	Повышающий коэффициент $K_g=1$ для ЛУ с $K_{\text{кан}}=1$ на 01.01.2021 $K_g=1,95$ в период 2021-2023 гг. для ЛУ на Ямале $K_g=1,2$ в период 2021-2023 гг. для ЛУ в отдельных районах ХМАО
Снижение налоговой базы за счет убытков прошлых периодов	50% в период 2021-2023 гг. 100% начиная с 2024 г.
Индексация убытков	до 01.01.2020 – 16,3% после 01.01.2020 – 7% (II-IV группа) – 10% (I группа)
Расширение IV-й группы	Расширение географии группы на Оренбургскую и Самарскую области. Включение 6 новых лицензионных участков с суммарными извлекаемыми запасами 182 млн т нефти
Расширение III группы, вычет для выработанных	Возможность перехода в III группу ЛУ, для которых $K_{\text{вн}}<1$, и перевод месторождений, расположенных в границах СКФО и Сахалинской области Вычет, равный 20% от ставки НДПИ (с 2024 г. кроме Охотского моря) для ЛУ со степенью выработанности $\geq 80\%$
Вычет из НДПИ для II группы	Для месторождений II группы, находящихся на полуострове Ямал в 2021-2023 гг. вычет – до 12 млрд руб./г. Применяется до достижения 36 млрд руб.
ПРОЧИЕ ИЗМЕНЕНИЯ	
Льгота при добыче нефти с вязкостью более 200 мПа·с и менее 10 000 мПа·с	Отменяется понижающий коэффициент $K_{\text{кан}}=0$ в НДПИ
Льгота при добыче и экспорте нефти с вязкостью более 10 000 мПа·с	Отменяется обнуление коэффициента $K_{\text{ц}}$ в НДПИ и понижающие коэффициенты 10% в формуле расчета экспортной пошлины
Льгота по выработанности	Отменяется понижающий коэффициент $K_{\text{вн}}$ в НДПИ
Вычет из НДПИ для нефти с вязкостью более 10 000 мПа·с	Для Ромашкинского месторождения в 2021-2023 гг. вычет затрат в экологию и на промышленную безопасность, связанную с добычей сверхвязкой нефти – до 12 млрд руб./г. Применяется до достижения 36 млрд руб.
Вычет из НДПИ на Приобском месторождении	При добыче нефти на северной части Приобского месторождения предоставляется вычет до 45,96 млрд руб./г. До 31.12.2032. Применяется до достижения 459,6 млрд руб.
Понижающий коэффициент 0,7 к НДПИ	Отмена применения коэффициента 0,7 к НДПИ для компаний, освобожденных по состоянию на 1 июля 2001 г. от уплаты отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы

Источник: НК РФ, Закон РФ «О таможенном тарифе» от 21.05.1993 № 5003-1, VYGON Consulting

Во второй группе месторождений НДД произошли существенные изменения, которые свели к минимуму эффективность для нефтяников перехода многих активов на данный режим. Для ряда месторождений второй группы коэффициент K_g к НДПИ был повышен с 0,4 до 1,2 (отдельные районы ХМАО) и 1,95 (Ямальский район ЯНАО) в период 2021–2023 гг., а для месторождений, которые утратили бы право применения понижающего коэф-

фициента (Ккан) в общей налоговой системе с 1 января 2021 г., коэффициент Кг к НДПИ был повышен до 1.

Удельные расходы, используемые при определении минимальной базы налога, уменьшились с 9 250 руб./т до 7 140 руб./т в 2021–2023 гг. и до 8 600 руб./т начиная с 2024 г.

Также было установлено ограничение объема списания исторических убытков в размере не более 50% в 2021–2023 гг. Коэффициент индексации убытков при переносе был снижен с 1,163 до 1,1 для первой группы месторождений и до 1,07 для остальных групп (кроме арктических месторождений).

При этом был расширен периметр четвертой группы НДД на 6 лицензионных участков в Оренбургской и Самарской областях с суммарными запасами более 180 млн т.

Наиболее масштабным изменением в рамках реформы 2020 г. стала отмена льготы по НДПИ для выработанных месторождений. Взамен им была дана возможность перейти в третью группу НДД с дополнительным налоговым вычетом в размере 20% от уплаченного НДПИ начиная с 2024 г. Переход возможен только для месторождений с Кв и Кдв < 1 на 01.01.2021. Также периметр третьей группы НДД был расширен за счет месторождений, расположенных в границах Северо-Кавказского федерального округа и Сахалинской области.

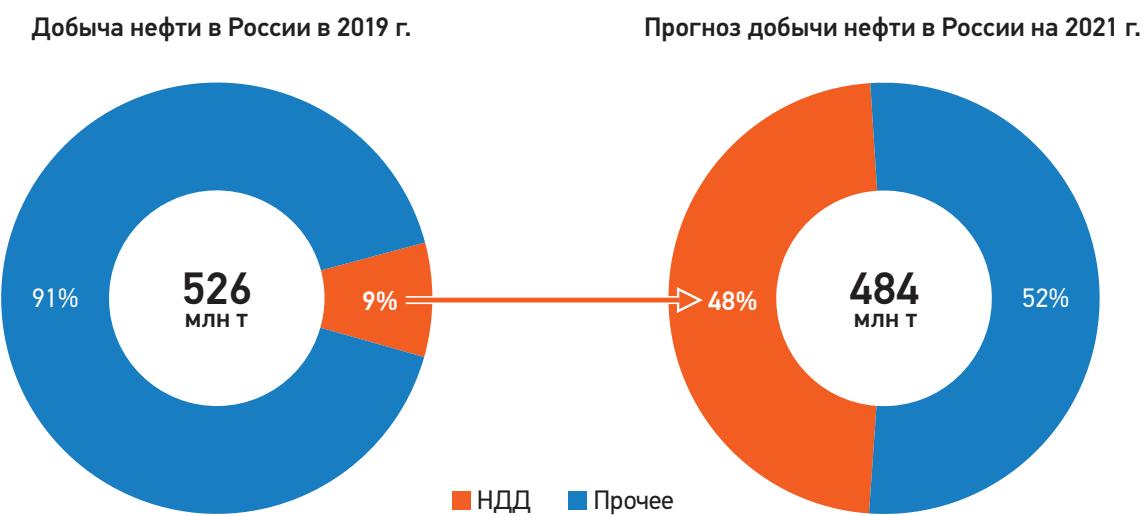
Одновременно были отменены льготы по НДПИ и экспортной пошлине при добыче сверхвязкой нефти (коэффициенты Кц = 0, Кк = 0 и СВН = 0,1 в НДПИ и коэффициент 0,1 к экспортной пошлине). Кроме того, прекращает свое действие понижающий коэффициент 0,7 к ставке НДПИ для компаний, которые по состоянию на 01.07.2001 были освобождены от уплаты отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы.

Вместе с ужесточением налогового режима были введены адресные стимулирующие меры, направленные на компенсацию части потерь в новых условиях. Так, для месторождений второй группы НДД, находящихся на полуострове Ямал, с 2021 г. предоставлен вычет из НДПИ в размере 1 млрд руб./мес. при условии выполнения «соглашения об объеме добычи». В свою очередь, в Республике Татарстан вычет из НДПИ был предоставлен в размере расходов на соблюдение норм промышленной безопасности и охрану окружающей среды на месторождениях сверхвязкой нефти ($\geq 10\ 000$ мПа·с), но не более 1 млрд руб./мес. Оба налоговых вычета ограничены суммой 36 млрд руб. на налогоплательщика и действуют только при цене на нефть выше базовой, зафиксированной в бюджете РФ.

Для месторождений пятой группы НДД срок применения коэффициента Кг был продлен на 4 года по сравнению с принятным в марте 2020 г. Также были улучшены условия предоставления вычета из НДПИ для Ванкорского кластера путем уменьшения цены, при которой предоставляется такая льгота, до 25 долл./барр. вместо базовой. Вычет для северной части Приобского месторождения может составить до 45,96 млрд руб./г. на следующие 12 лет. Он предоставляется только при цене нефти выше базовой, предполагает заключение инвестиционного соглашения с Минфином России и ограничен суммой 459,6 млрд руб. за весь период.

Таким образом, 2020 г. ознаменовался масштабными реформами налогообложения в нефтедобыче, основной из которых стало расширение применения НДД. В случае перехода большой части отмененных льготируемых объектов на новый режим периметр НДД увеличится с 46 до 230 млн т (с 9% до 48% от добычи нефти в стране) (Рисунок 7).

Рис. 7. Оценка потенциала расширения периметра НДД в 2021 г.

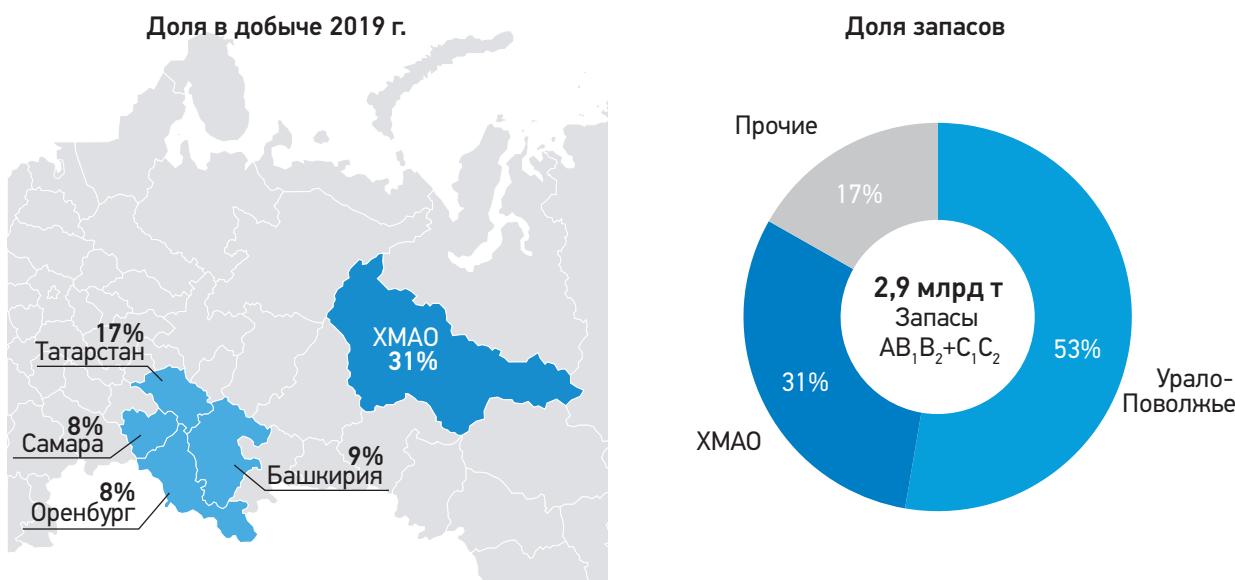


Источник: VYGON Consulting

ВЫРАБОТАННЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ: НДД ВМЕСТО ЛЬГОТЫ

На 1 января 2019 г. запасы выработанных месторождений составили 2,9 млрд т. Добыча за 2019 г. достигла 159 млн т, превысив 30% общероссийского показателя. Наибольшая доля – 31% – пришлась на основной нефтедобывающий регион РФ – ХМАО. Также среди крупнейших по добыче льготируемой нефти регионов значатся Татарстан (17%), Башкортостан (9%), Оренбургская область (8%) и Самарская область (8%). В Поволжье доля добычи на выработанных месторождениях превышает 40% от общей добычи, поэтому для регионов Поволжья вопрос изменений налогового режима наиболее чувствителен.

Рис. 8. Структура льготируемой по выработанности добычи и запасов* нефти России (на 01.01.2019)



Источник: ФНС России, Минприроды России, VYGON Consulting

Первоначально предлагалось изменить дату, на которую берутся начальные извлекаемые запасы для определения уровня выработанности, с 01.01.2006 на 01.01.2019. Это позволило бы кратно снизить текущую величину льготы и решить «проблему 2006» (см. раздел «НДПИ И ПОШЛИНА: трансформация системы за 2002–2008 гг.»).

В случае принятия таких поправок количество лицензионных участков, подпадающих под указанную льготу, сразу сократилось бы более чем вдвое с 640 до 267, объемы извлекаемых запасов снизились бы до 1,0 млрд т, а добыча – до 70 млн т (Таблица 5).

Таблица 5.

Влияние предложений по пересмотру льготы для выработанных месторождений на 2018 г.*

	При отсечке по выработанности на 01.01.2006	Пересмотр отсечки по выработанности на 01.01.2019	Изменение
Кол-во лицензионных участков (ЛУ)	640 ЛУ	267 ЛУ	-373 ЛУ
ТИЗ АВ ₁ В ₂ С ₁ С ₂	2,9 млрд т	1 млрд т	-1,9 млрд т
Добыча, 2018 г.	140 млн т	70 млн т	-70 млн т
Значение Кв**, 2018 г.	0,51	0,75	+0,24

* Оценки в параметрах проекта федерального бюджета

** Средневзвешенные значения по льготируемой добыче

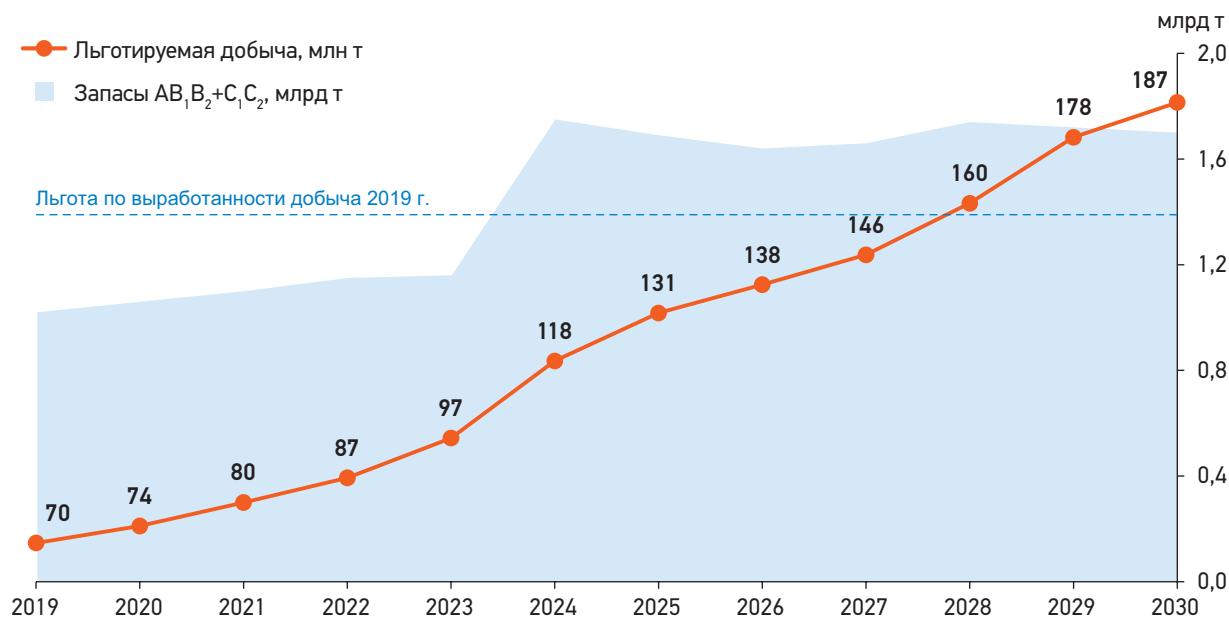
Источник: ФНС, данные компаний, VYGON Consulting

Полностью бы исчезли получающие максимальную льготу запасы с выработанностью более 100% (для них значение Кв принимается равным 0,3), в результате среднее значение понижающего коэффициента выросло бы почти в 1,5 раза.

Краткосрочно такой пересмотр позволил бы значительно пополнить бюджет. Номинальные дополнительные доходы бюджета в 2021–2025 гг. оцениваются в 1 трлн руб. Однако эта оценка не учитывает значительные негативные последствия для нефтяной отрасли. Сокращение льгот привело бы к серьезному пересмотру производственных программ из-за выпадения нерентабельных объемов добычи.

Кроме того, решение о простом переносе даты расчета начальных запасов не устранило бы проблему роста льготируемой добычи в будущем. В случае принятия поправок добыча выработанных месторождений уже к 2027–2029 гг. достигла бы показателей 2019 г. и в дальнейшем также неуклонно бы росла, поэтому государству снова пришлось бы пересматривать условия предоставления льгот (Рисунок 9). Иначе говоря, перенос даты расчета начальных запасов стал бы очередным несистемным решением. Он бы только отсрочил возникновение проблемы роста выработанной добычи, но не решил бы ее.

Рис. 9. Динамика изменения выработанных запасов и добычи при переносе даты расчета начальных запасов на 01.01.2019



Источник: данные компаний, VYGON Consulting

С учетом указанных негативных эффектов был разработан принципиально иной вариант – полностью отменить льготы по выработанности с переходом выработанных месторождений на НДД и с уменьшением ставки НДПИ в режиме НДД на 20% начиная с 2024 г.

По предварительной оценке, потери от перехода на НДД составят 0,46 трлн руб. за первые 5 лет нового налогового режима, что более чем в 2 раза меньше по сравнению с изначально планируемой корректировкой льготы.

Таким образом, льгота для выработанных месторождений будет заменена на более прозрачную систему НДД, при этом потери отрасли будут кратно ниже по сравнению с первоначально планируемой корректировкой льготы.

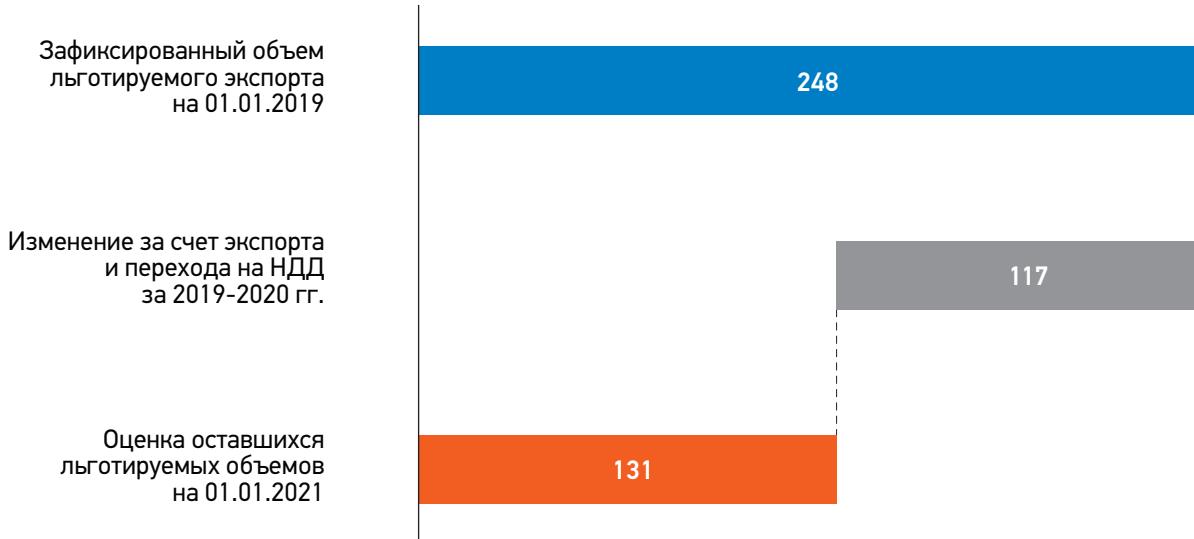
ЭФФЕКТ ИЗМЕНЕНИЙ: ИЗЪЯТИЕ 650 МЛРД РУБ. ИЗ ОТРАСЛИ

Утвержденные поправки в Налоговый кодекс предполагают существенное изменение условий разработки около 240 млн т годовой добычи нефти, или более 50% ее общего производства, с учетом действия соглашения ОПЕК+. Суммарный негативный эффект на операционный денежный поток отрасли от пересмотра отраслевых налоговых льгот за 2021–2025 гг. составит порядка 1 150 млрд руб.⁹, ниже приводятся оценки компонентов этого эффекта.

Для пилотных проектов, перешедших на НДД в 2019–2020 гг., потери операционного денежного потока отрасли от принятых поправок составят в 2021–2025 гг. 211 млрд руб. Основной эффект связан с пересмотром коэффициента Кг к НДПИ для некоторых месторождений.

Отмена вычета по «особой формуле» таможенной пошлины повлияет на месторождения, для которых Таможенным кодексом определены льготируемые объемы нефти. Только два из 15 таких месторождений добровольно перешли во вторую группу НДД в 2019–2020 гг. Объясняется это тем, что режим НДД менее выгоден для таких месторождений по сравнению с «особой формулой», предоставляемой до достижения проектной нормы доходности в 16,3%. По нашим оценкам, по состоянию на начало 2021 г. оставалось около 131 млн т льготируемого экспорта (Рисунок 10).

Рис. 10. Оценка объема экспорта нефти с применением особых формул расчета ставок вывозных таможенных пошлин на 01.01.2021, млн т



Источник: VYGON Consulting

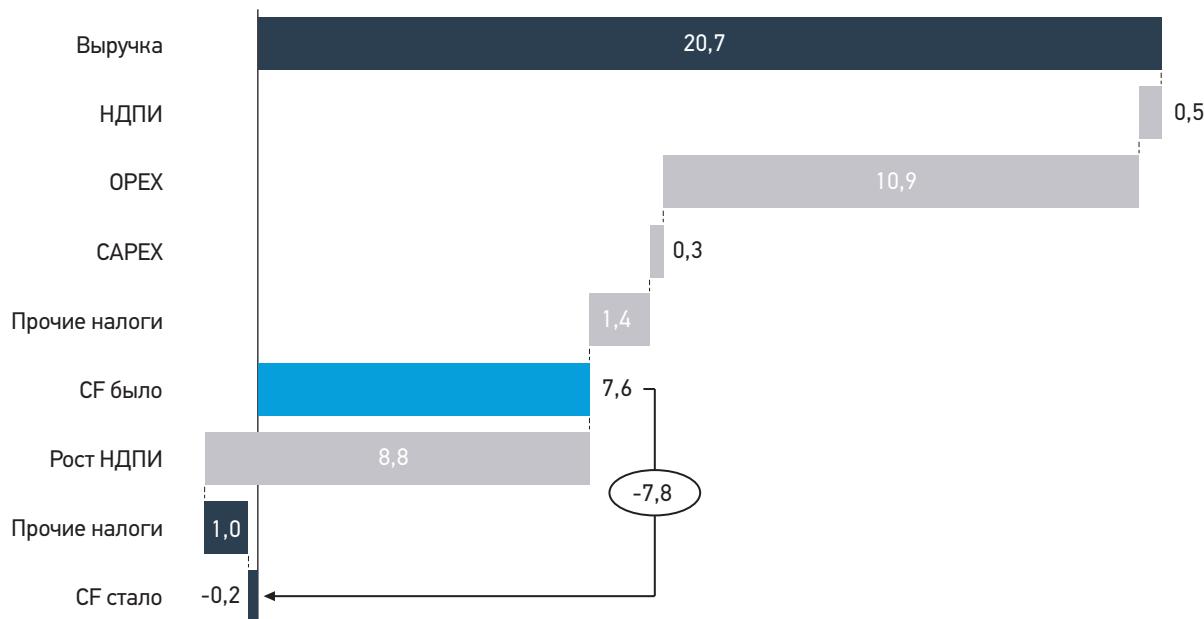
⁹ Здесь и далее в настоящем разделе используются оценки в паратехниках проекта федерального бюджета на 2021–2023 гг.

В случае, если все перейдут на НДД, что экономически целесообразно после отмены «особой формулы», суммарный негативный эффект для операционного денежного потока компаний в период 2021–2025 гг. может составить 208 млрд руб. Это связано с тем, что режим НДД менее выгоден для таких месторождений по сравнению с «особой формулой», предоставляемой до достижения проектной нормы доходности в 16,3%, либо невозможен.

Потери операционного денежного потока выработанных месторождений в 2021–2023 гг. составят 89–113 млрд руб. в год. Начиная с 2024 г., когда заработает вычет «0,2» из НДПИ, годовые потери снизятся до 75 млрд руб. В целом же отрасль за первые 5 лет потеряет более 460 млрд руб.

Действующая система льгот служила ключевым фактором рентабельности разработки сверхвязкой нефти из-за более высоких затрат на добычу. Отмена льгот делает добычу убыточной, для месторождения сверхвязкой нефти из категории более 10000 мПа·с денежный поток уменьшится на 7,8 тыс. руб./т (Рисунок 11). В 2019 г. добыча сверхвязкой и высоковязкой нефти составила около 10 млн т, почти вся она осуществляется в Поволжье, НАО и Коми.

Рис. 11. Средние удельные финансово-экономические показатели месторождения с вязкостью нефти более 10000 мПа·с за 2021–2025 гг.*, тыс. руб./т



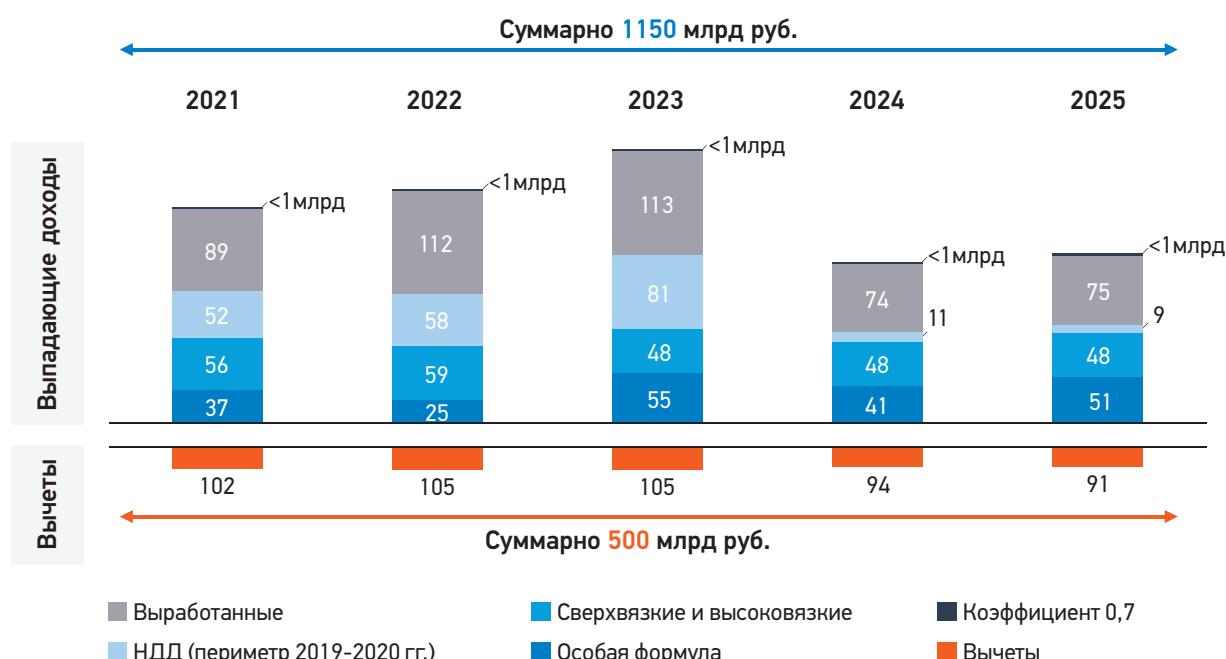
* Оценка в параметрах проекта федерального бюджета

Источник: данные компаний, VYGON Consulting

Номинальная оценка потерь от отмены фискальных стимулов для месторождений сверхвязкой нефти на НДД составляет около 260 млрд руб. за 5 лет, но в ней не учитывается эффект снижения добычи такой нефти, которая практически полностью станет убыточной и в перспективе будет прекращена. Текущие планы компаний по развитию добычи сверхвязкой нефти также будут заморожены. Данные обстоятельства будут оказывать негативный социально-экономический эффект на добывающие сверхвязкую нефть регионы.

Суммарно объем выпадающего операционного денежного потока из отрасли из-за пересмотра налоговых льгот в период с 2021 по 2025 г. составит 1 150 млрд руб. Также будут предоставлены налоговые вычеты для отдельных крупных активов, общий объем которых равен 500 млрд руб. за этот же период (Рисунок 12). Стоит отметить, что вычет для Приобского месторождения представляет собой новый вид налоговых стимулов – «под конкретные инвестиции»¹⁰. Его предоставление предполагает заключение инвестиционного соглашения, которое содержит обязательства по дополнительным объемам добычи. В случае их недостижения вычет действовать не будет, а недропользователь компенсирует выпадающие доходы. Таким образом, в результате его применения выигрывают и государство, и инвестор.

Рис. 12. Выпадающий денежный поток отрасли от изменений в НК РФ в 2021-2025 гг., млрд руб.



Источник: VYGON Consulting

10 Силуанов предложил бизнесу направлять средства от льгот в инвестиции, 20.02.2020 - <https://www.rbc.ru/business/20/02/2020/5e4e35d49a7947233d5f17c9>

Как следствие, суммарный негативный эффект для отрасли составит около 650 млрд руб. (Рисунок 12). Важно понимать, что не весь этот объем автоматически станет доходами бюджета. Значительное увеличение налоговой нагрузки с учетом политики ОПЕК+ и низких цен на нефть повлечет пересмотр инвестиционных программ в отрасли. В итоге «пирог» для раздела между государством и отраслью в виде свободного денежного потока проектов до налогов значительно уменьшится.

ВЫВОДЫ НА БУДУЩЕЕ: СТАБИЛЬНОСТЬ И СТИМУЛЫ ДЛЯ ИНВЕСТИЦИЙ

Налоговые изменения 2020 г. носили форс-мажорный характер из-за кризиса, связанного с мировой пандемией COVID-19. В условиях обвала цен на нефть, снижения ненефтегазовых поступлений и значительно увеличившейся социальной нагрузки бюджета в 2021–2023 гг., необходимо было найти дополнительные источники финансирования. Справедливости ради стоит отметить, что пострадала не только нефтегазовая отрасль. Так, с 2021 г. вводятся следующие изменения:

1. Налог на добычу полезных ископаемых для некоторых твердых полезных ископаемых (в том числе руд черных и цветных металлов, нескольких видов сырья для производства удобрений) увеличен в 3,5 раза.
2. Ставка акцизов на сигареты, табачную продукцию и электронные сигареты повышена на 20%.
3. Учрежден НДФЛ с 13% до 15% для тех, кто зарабатывает свыше 5 млн руб./г.
4. С 1 января 2021 г. доходы от вкладов в банках облагаются НДФЛ по ставке 13%, если сумма процентов превысит следующую величину: 1 млн руб. x ключевая ставка Банка России.

Проведенные налоговые изменения противоречат политике по формированию благоприятных условий для инвестиций в системообразующей для страны отрасли.

Президент РФ Путин В.В. в Послании Федеральному Собранию 15 января 2020 г. сказал, что «мы договорились в течение 6 лет не менять налоговые условия для бизнеса, таким образом обеспечить более широкий горизонт для планирования инвестиций... Налоговые условия для крупных, значимых проектов должны быть неизменны на срок до 20 лет ...».

В результате реформы для значительного количества проектов, запущенных в последние годы, условия кардинально изменились. Причем ухудшения коснулись не только кризисных лет, но и всех последующих. Это повышает риски для инвесторов, увеличивая требуемую норму доходности для деятельности в России, и будет дестимулировать инвестиции в нефтегазовые проекты в будущем. Надо учитывать, что нефтяная отрасль – один из крупнейших инвесторов в российскую экономику с общим объемом вложений 1,3 трлн руб. за 2019 г. Надо также принимать во внимание эффект на смежные отрасли. Иными словами, данное решение будет влиять на всю экономику. Примечательно, что утвержденный в 2020 г. механизм защиты и поощрения инвестиций также не включает в свой периметр проекты в нефтедобывающей отрасли.

Таким образом, первоочередной мерой для снижения негативного эффекта от пересмотра налоговых установок является закрепление фискальных условий для реализуемых в отрасли инвестиционных проектов на 7–20 лет. Дифференциация сроков должна учитывать инвестиционный цикл различных категорий проектов. Для опций нового бурения на действующих месторождениях он короче. Для новых месторождений в новых регионах с неразвитой инфраструктурой он может достигать 20 лет и более.

Кроме того, необходимо согласовать единую методику оценки эффективности НДД и других налоговых изменений для снятия разногласий по анализу эффектов для бюджета между отраслью и Минфином России. Методика должна содержать следующие обязательные пункты:

- требуемую норму доходности инвестора;
- подход к оценке чувствительности профиля добычи нефти к изменению налоговых условий в разрезе различных активов и инвестиционных опций;
- критерии эффективности проектов, включая не только бюджетную эффективность, но и инвестиции, мультиплексивный эффект для экономики;
- периодичность оценки эффективности.

Это не только увеличит прозрачность для компаний, но и повысит качество бюджетного планирования за счет наличия инструментов определения эффекта налоговых стимулов добычи и возможности закрепления на их основе инвестиционных соглашений.

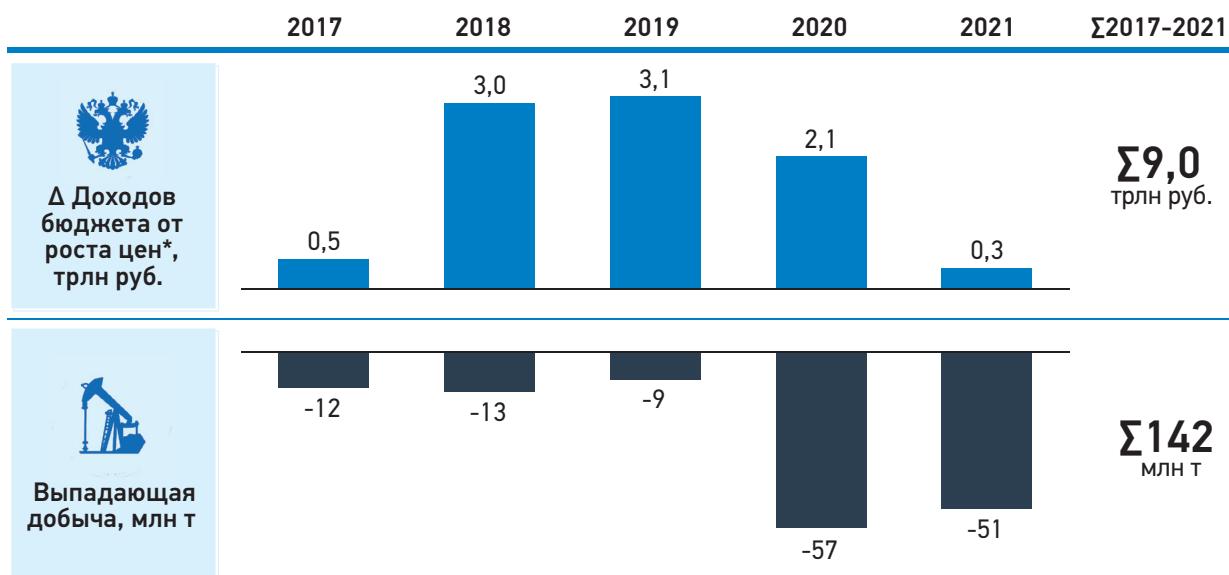
И наконец, необходимо стимулировать инвестиции после завершения действия соглашения ОПЕК+ в 2022 г. для восстановления добычи. Нефтедобывающая отрасль участвует в финансировании бюджета в аспекте поддержания цен на нефть за счет снижения добычи в рамках договоренностей. Так, сделка за период своего действия в 2017–2019 гг. позволила получить 6,6 трлн руб. дополнительных поступлений за счет роста нефтяных котировок сверх цены отсечения бюджета. Если рассматривать этот рост с кризисного уровня в 30 долл./барр. 2016 г., то эффект составит 9,2 трлн руб.

В 2020 г. отрасль пошла на беспрецедентное снижение добычи на 57 млн т по сравнению с прогнозом на год без учета сделки, что позволило стабилизировать цены, несмотря на мировой кризис. В результате бюджет России был дефицитным только в течение 4-х месяцев с марта по июнь, и государство на текущий момент имеет самое стабильное экономическое положение среди нефтедобывающих стран.

Вместе с тем надо понимать, что такое сильное снижение добычи может негативно сказаться на перспективных объемах производства. Необходимо будет активно наращивать бурение для их восстановления.

Всего за период действия соглашения ОПЕК+ в 2017–2021 гг. российский бюджет, по нашим оценкам, получит дополнительные доходы в размере 9,0 трлн руб. за счет поддержания цен выше базовой цены отсечения (Рисунок 13).

Рис. 13. Эффекты действия соглашения ОПЕК+ для федерального бюджета за 2017-2021 г.



* Для 2017-2019 г. фактическая цена по сравнению с базовой ценой отсечения для расчета доходов бюджета

Для 2020 г. 42,5 долл./барр. со сделкой по сравнению с 26 долл./барр. без сделки

Для 2021 г. 50 долл./барр. по сравнению с базовой ценой отсечения для расчета доходов бюджета

Источник: VYGON Consulting

В ближайшие два года компании будут ограничивать добычу за счет остановки базового фонда скважин и активного пересмотра программ бурения. После окончания сделки ОПЕК+ в 2022 г. возникнет необходимость восстановления производства для сохранения позиции России на глобальном нефтяном рынке. Прирост добычи с 2023 г. в первую очередь будет возможен за счет увеличения объемов бурения. С учетом текущей кризисной ситуации и роста налоговой нагрузки возникает вопрос способности компаний значительно увеличить финансирование инвестпрограмм.

В контексте поручения правительства РФ по стимулированию добычи нефти в 2018 г. рассматривались дополнительные меры поддержки увеличения объемов производства в рамках действующей налоговой системы. Одним из рассматриваемых потенциальных механизмов стимулирования инвестиций в традиционных регионах добычи был повышающий коэффициент на вычет дополнительных инвестиций – «аплифт».

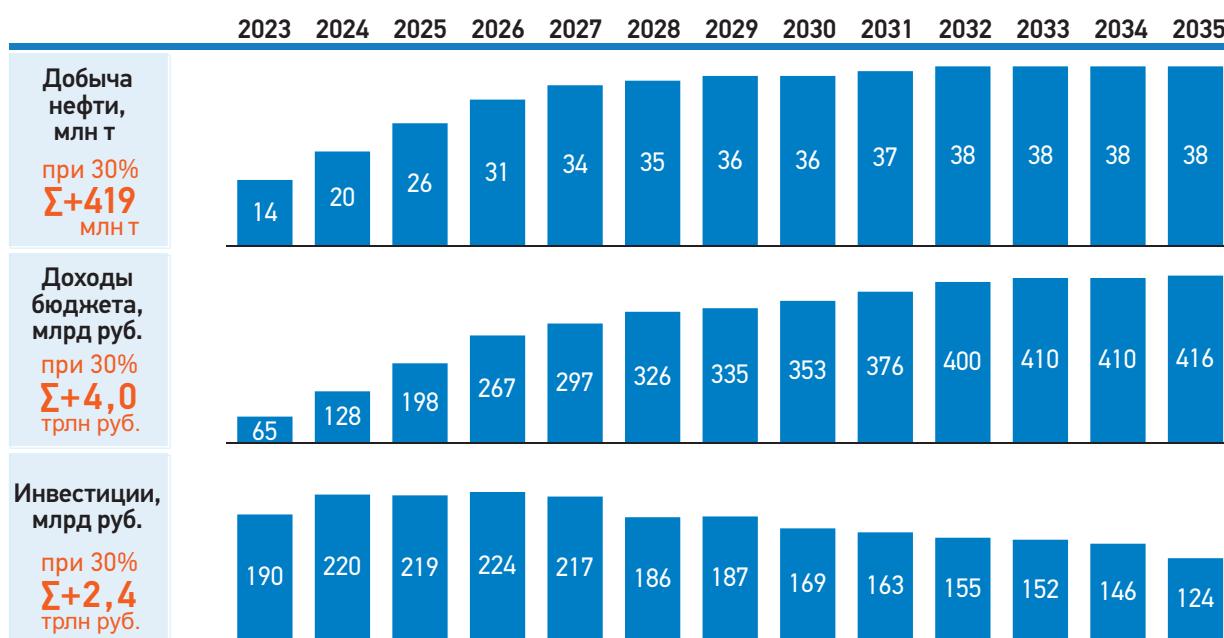
Данный механизм призван стимулировать дополнительную добычу нефти по сравнению с базовым утвержденным уровнем за счет вычета капитальных вложений на новое бурение и сопутствующую инфраструктуру. Таким образом, в действующей налоговой системе он позволяет ввести в разработку экономически нерентабельные скважины.

Важно, что данный механизм не предполагает снижение доходов бюджета за счет льготирования, так как стимулирует только дополнительные объемы. В свою очередь, для дальнейшего снижения рисков бюджета дополнительные объемы могут быть закреплены инвестиционными соглашениями с компаниями.

Проведенная оценка показывает, что при коэффициенте к амортизации в размере 30%, дополнительная добыча за 2023–2035 гг. благодаря введению механизма составит 419 млн т. В результате прирост накопленных доходов бюджета за указанный период будет равен 4,0 трлн руб., инвестиций – 2,4 трлн руб.

С учетом длительного инвестиционного цикла в отрасли (необходимо согласовать проект внутри компании, договориться с подрядчиками, завести оборудование и т.д.) принимать решение о стимулировании необходимо уже в следующем году. Иначе резерв скважин для ввода не будет сформирован к 2023 г.

Рис. 14. Потенциальные дополнительные объемы добычи, доходы бюджета и инвестиции при применении вычета 30%



Источник: данные компаний, VYGON Consulting

Таким образом, для сокращения негативного эффекта от повышения налоговой нагрузки на нефтедобывающую отрасль и сохранения инвестиционной активности необходимы следующие шаги:

1. Законодательное закрепление стабильных налоговых условий для инвестиционных проектов в нефтедобывающей отрасли.
2. Утверждение методики оценки эффективности налоговых стимулов для инвестиционных проектов в сфере добычи нефти.
3. Введение дополнительных стимулирующих мер для нового бурения в нефтедобывающей отрасли с 2023 г.
4. Компенсация выпадающих доходов от отмены льгот для высоковязкой и сверхвязкой нефти для всех регионов.

ИССЛЕДОВАНИЯ VYGON CONSULTING



НАЛОГОВАЯ НАГРУЗКА В ОТРАСЛЯХ - ОПЕРАЦИЯ БАЛАНСИРОВКА

Декабрь 2019 г.

Нефтяная отрасль России является ключевым источником дохода бюджета страны, обеспечив около 9 трлн руб. или 44% от поступлений в 2018 г. Однако в последние годы нефтяные доходы сокращаются и подвергаются различным сокращениям для пополнения казны бюджета в части стратегического развития.

С учетом значительного сокращения ресурсной базы это может привести к ограничению дальнейшего роста бюджетных поступлений. В то же время, в отдельных секторах действующая налоговая система неизменно сокращает доходы бюджета.

Предварительный анализ показал, что балансировка фискальной нагрузки даст возможность получения до 1,7 трлн руб. дополнительных поступлений в бюджет от прочих рентных отраслей помимо нефти.

Эксперты VYGON Consulting провели предварительный анализ, который показал, что балансировка фискальной нагрузки даст возможность получения до 1,7 трлн руб. дополнительных поступлений в бюджет от прочих рентных отраслей помимо нефти.

<https://vygon.consulting/products/issue-1693/>



ЗАВЕРШЕНИЕ НАЛОГОВОГО МАНЕВРА: ЭПИЗОД I – ДЕМПФЕР

Ноябрь 2018 г.

ЗНМ – далеко не первый в истории российской нефтяной отрасли маневр, представляющий собой логическое завершение процесса, начавшегося в 2011 г.

Стратегической целью ЗНМ является снижение объема бессистемного субсидирования российской переработки и стран ЕАЭС.

В исследовании проанализировано влияние ЗНМ на доходы бюджета, переработку, потребителей в России и ЕАЭС, а также то, насколько будут достигнуты заявленные цели и нужно ли продолжать реформы после завершения маневра.

<https://vygon.consulting/products/issue-1474/>



ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НАЛОГОВОЙ РЕФОРМЫ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Январь 2017 г.

В настоящее время налогообложение нефтяной отрасли России стоит на пороге больших перемен. «Основные направления налоговой политики на 2017 г. и плановый период на 2018 и 2019 гг.» (ОННП) предусматривают возможность введения НДД для pilotных проектов и полной отмены таможенных пошлин. Однако в ОННП отсутствуют важные параметры будущей налоговой системы: какова должна быть компенсация отмены таможенных пошлин для НПЗ, в какой степени будет масштабироваться НДД, что будет с льготами по НДПИ и таможенной пошлине?

<https://vygon.consulting/products/issue-816/>



НЕФТЯНЫЕ НАЛОГОВЫЕ МАНЕВРЫ: ЧТО ДАЛЬШЕ?

Май 2015 г.

Детальный анализ влияния большого налогового маневра (БНМ) 2015-2017 гг. на нефтяную отрасль, бюджет и потребителей с историей вопроса и оценкой эффекта от падения цен на нефть представлен в данном исследовании. Эксперты проанализировали, как работает БНМ при высоких и низких ценах на нефть, и предложили свое видение направлений для будущего налогового маневрирования.

<https://vygon.consulting/products/issue-192/>

Все материалы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный характер, являются исключительно частным суждением авторов и не могут рассматриваться как призыв или рекомендация к совершению каких-либо действий.

ООО «ВЫГОН Консалтинг» и его сотрудники не несут ответственности за использование информации, содержащейся в настоящем документе, за прямой или косвенный ущерб, наступивший вследствие использования данной информации, а также за достоверность информации, полученной из внешних источников.

Любое использование материалов документа допускается только со ссылкой на источник – ООО «ВЫГОН Консалтинг».

VYGON Consulting

123610, Россия, Москва, Краснопресненская наб., 12, 3-й подъезд, офис 1608-1610

тел.: +7 495 543 76 43

е-mail: info@vygon.consulting

web: <http://vygon.consulting>