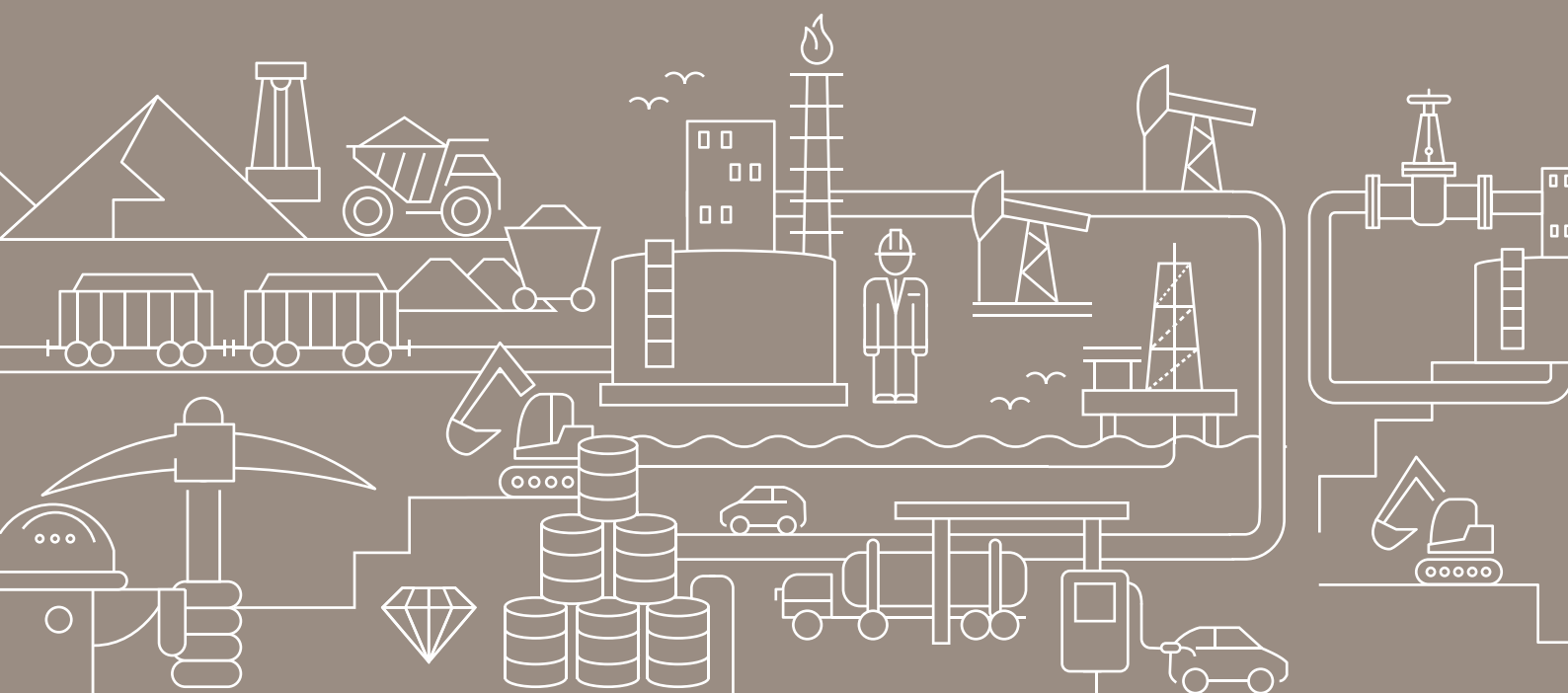


# Изменения и тенденции в регулировании ТЭК России и мира: в фокусе I квартал 2015

При участии Московского  
нефтегазового центра ЕУ

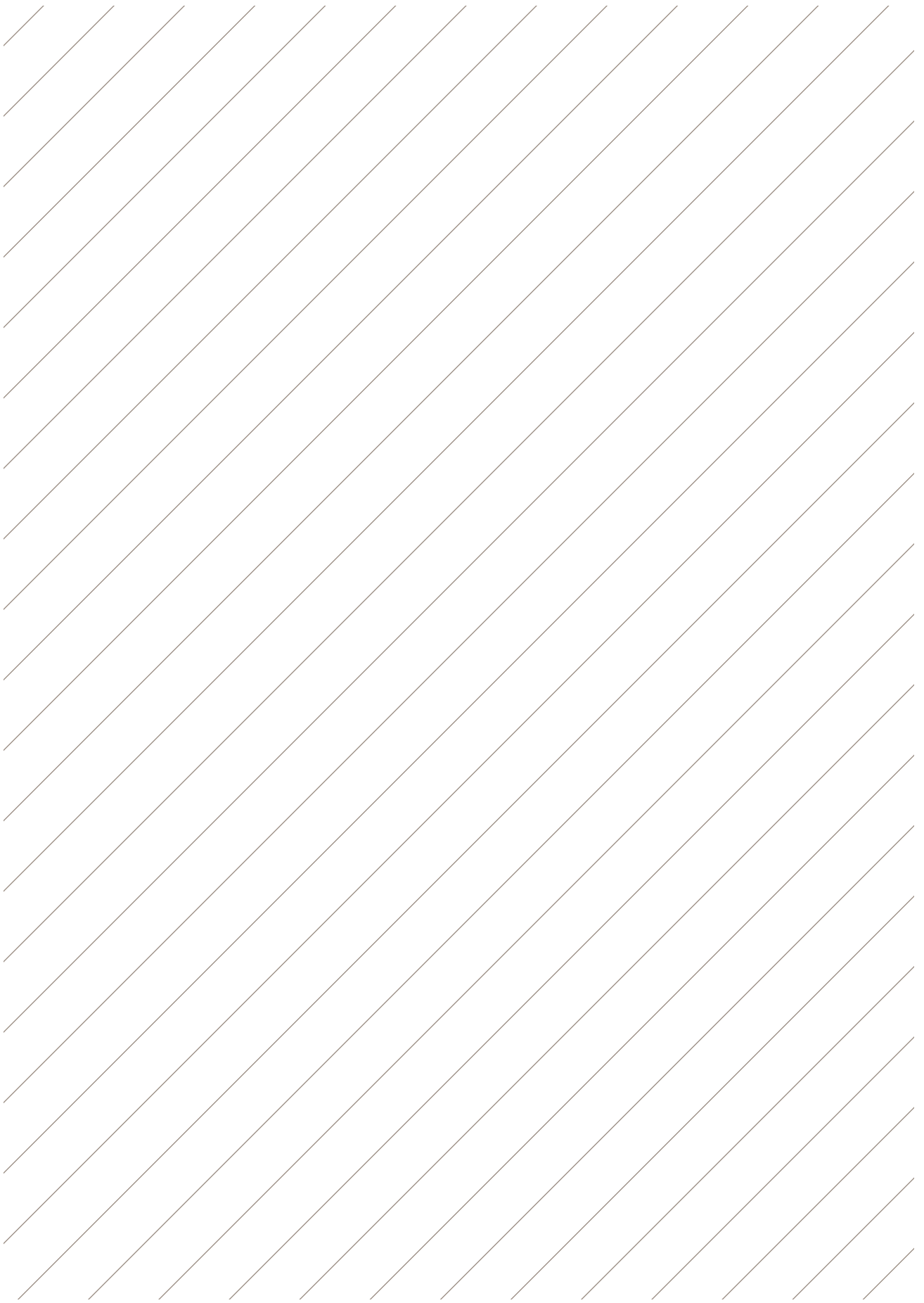
Выпуск апрель 2015 года



АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
ПРИ ПРАВИТЕЛЬСТВЕ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



**EY** Совершенствуя бизнес,  
улучшаем мир



Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации представляет Вашему вниманию регулярный обзор изменений в регулировании отраслей топливно-энергетического комплекса России и мира. Участие в подготовке обзора принимает Московский нефтегазовый центр ЕУ.

В данном обзоре представлены наиболее актуальные изменения в сфере регулирования ТЭК России и мира (раздел «В центре внимания»), основные принятые изменения регулирования, произошедшие за рассматриваемый период (раздел «Новые правила»), отмечены основные планируемые реформы (раздел «Планируемые изменения»). Также введен временный раздел, в котором проанализированы международные санкции, которые могут повлиять на ТЭК России.

# Содержание

1	<b>Изменения и тенденции в регулировании ТЭК России и мира: в фокусе I квартал 2015</b>
6	<b>В России: в центре внимания</b>
6	Введение НФР для российской нефтяной отрасли: начало положено, каким будет итоговый результат? (Московский нефтегазовый центр ЕУ)
12	<b>В России: новые правила</b>
12	Газ: порядок определения показателей, используемых при расчете ставки НДС на природный газ и газовый конденсат
13	Газомоторное топливо: субсидии регионам на 2015 год
13	Электроэнергетика: стимулирование использования ВИЭ на розничных рынках электроэнергии
15	Электроэнергетика: затраты на обеспечение безопасной эксплуатации АЭС
16	Общее по ТЭК: актуализация комплекса мер по переходу на наилучшие доступные технологии (НДТ)
16	Общее по ТЭК: антикризисный план Правительства России
18	Краткий обзор
19	<b>В России: планируемые изменения</b>
19	Нефть и нефтепродукты: предпосылки для введения правил для предупреждения и ликвидации аварий на суше
20	Электроэнергетика: включение расходов на обслуживание кредитов в тариф по новой ставке
20	Электроэнергетика: введение платы за неиспользованный резерв мощностей по сетям
21	Электроэнергетика: вывод Республики Коми и Архангельской области на рынок
22	Электроэнергетика: уточнение правил по определению инвестиционной составляющей в тарифе сетевой организации
22	Теплоснабжение: свободные договора на пар и другие товары
23	Общее по ТЭК: дополнительные правила для ГИС ТЭК
24	Краткий обзор

27	<b>В мире: в центре внимания</b>
27	Великобритания: масштабная реформа налогового режима для нефтегазодобычи в Северном море (Московский нефтегазовый центр ЕУ)
32	<b>В мире: опыт регулирования ТЭК</b>
32	Мир: инвестиционный климат ТЭК — 2014 (Институт Фрейзера)
39	<b>В мире: новые правила</b>
39	Казахстан: совершенствование недропользования
40	Украина: повышение налогов на добычу природного газа
41	Индия: новые правила лицензирования в горной промышленности
42	Краткий обзор
44	<b>Специально: санкции против энергетики России</b>



Совершенствуя бизнес,  
улучшаем мир

## В России: в центре внимания

Характеристика ключевых текущих реформ в российском ТЭК в свете их нововведений и ожидаемых последствий

### Введение НФР для российской нефтяной отрасли: начало положено, каким будет итоговый результат?

Виктор Бородин, партнер, руководитель группы по оказанию услуг в области налогообложения компаниям нефтегазовой отрасли в СНГ, EY

Денис Борисов, директор Московского нефтегазового центра EY

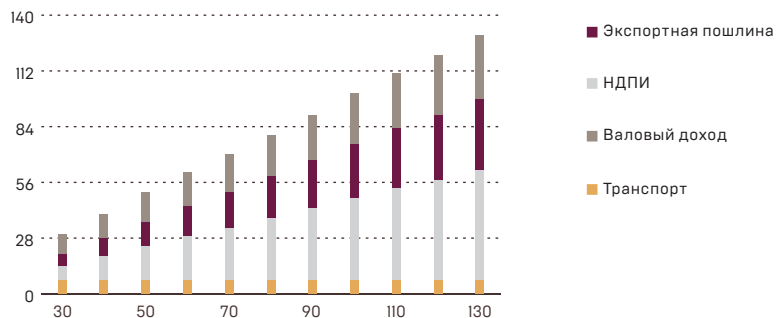
Ольга Белоглазова, менеджер Московского нефтегазового центра EY

Активные дискуссии последнего десятилетия относительно необходимости реформирования (полного или частичного) российской налоговой системы в нефтяной отрасли постепенно переходят от теоретических рассуждений в стадию практической реализации. После того как в октябре 2011 г. был введен ряд изменений в механизмы функционирования действующего фискального режима (так называемая система «60–66»), на базе которых впоследствии были проведены «малый» и «большой» налоговые маневры, Россия достигла развилки, прохождение которой задаст вектор развития нефтяной отрасли на ближайшие 10–15 лет. Речь идет о разработке основ создания необходимых условий для введения в российском нефтяном секторе принципиально нового подхода к налогообложению, который предполагает постепенный уход от текущей привязки ключевых фискальных платежей компаний к выручке в пользу прибыли (финансового результата).

Насколько оправдан такой путь в условиях сопутствующих рисков (на сегодняшний день доход российского бюджета примерно на 50% состоит от нефтегазовых поступлений) и какие ключевые вопросы требуют детальной проработки при переходе к налогу на финансовый результат (НФР)? Прежде всего, следует отметить, что действующая налоговая система была сформирована в 2002 году в качестве временной меры до перехода к налогообложению добычи нефти с помощью налога на финансовый результат и адвалорного роялти. Одной из основных причин создания в ней жесткой формульной взаимосвязи величин экспортной пошлины и НДС (в сумме более 90% от всех фискальных платежей нефтедобывающего сегмента) и стоимости нефти стало отсутствие действенных механизмов администрирования доходов и расходов налогоплательщиков.

**ИЗМЕНЕНИЕ ВАЛОВОГО ДОХОДА КОМПАНИИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ЦЕН НА НЕФТЬ**

\$/барр.

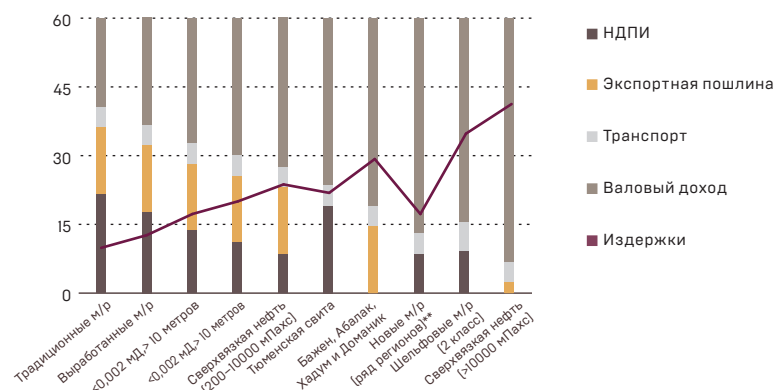


Источники: оценка Московского нефтегазового центра ЕУ

В условиях сложившегося многообразия горно-геологических условий разработки месторождений такой подход привел с одной стороны к неполному изъятию ренты по части активов, а с другой — к перманентно возникающей необходимости по введению точечных льгот для отдельных проектов, которые по своей сути являются квазианалогом на финансовый результат.

**ВАЛОВЫЙ ДОХОД ЛЬГОТИРУЕМЫХ КАТЕГОРИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НАЛОГОВЫЙ МАНЕВР, 2017 ГОД; ЦЕНА НА НЕФТЬ \$60 ЗА БАРРЕЛЬ)\***

\$/барр.



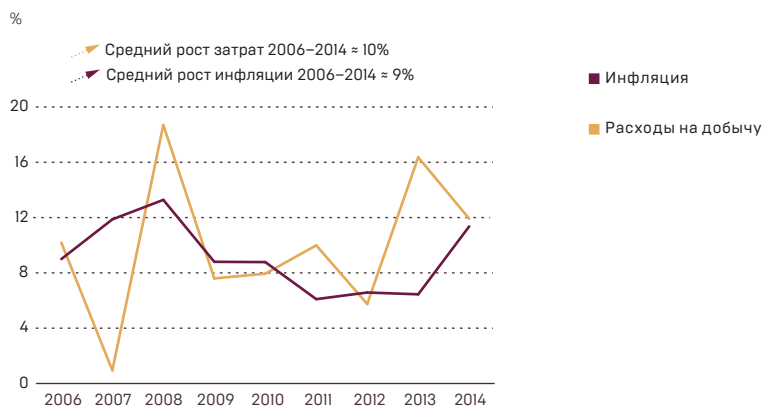
Источники: оценка Московского нефтегазового центра ЕУ

\* На определенный период действия льгот

\*\* На определенный объем до достижения IRR = 16,3%

Помимо этого изначально было очевидным, что жизнеспособность модели, которая не предусматривает включения в расчет налогооблагаемой базы расходов, существенно зависит от взаимосвязи динамики выручки (по сути, цена на нефть) и издержек. По нашим оценкам, за последние 8 лет затраты нефтедобывающего сегмента в России имели высокую степень корреляции с величиной инфляции (индекса цен производителей), и в настоящее время мы не видим каких-либо существенных факторов, которые могли бы видоизменить указанную зависимость.

### ДИНАМИКА ИНФЛЯЦИИ И ОПЕРАЦИОННЫХ ИЗДЕРЖЕК РОССИЙСКИХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ

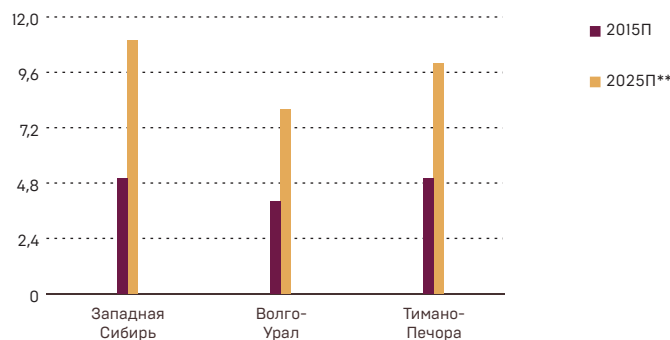


Источники: PFC Energy, Van Meurs Corporation and Rodgers Oil & Gas Consulting, World Rating of Oil and Gas Terms, Reuters, Bloomberg, оценка Московского нефтегазового центра ЕУ

Как следствие, исходя из консенсус-прогноза базовых макроэкономических параметров (курсы валют, инфляция), мы ожидаем, что операционные издержки (даже без учета влияния ухудшения горно-геологических характеристик разрабатываемых месторождений) для западно-сибирских месторождений могут превысить к 2025 году величину \$ 10 за баррель.

### СРЕДНИЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ ИЗДЕРЖКИ ДЛЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИИ (2015 VS. 2025 ПО РЕГИОНАМ)\*

\$/барр. н.э.



Источники: отчетности компаний, Wood Mackenzie, оценка Московского нефтегазового центра ЕУ

\* Средние затраты, цена на нефть \$ 60/барр., \$ 1=56 рублей на базе официального прогноза МЭР по инфляции

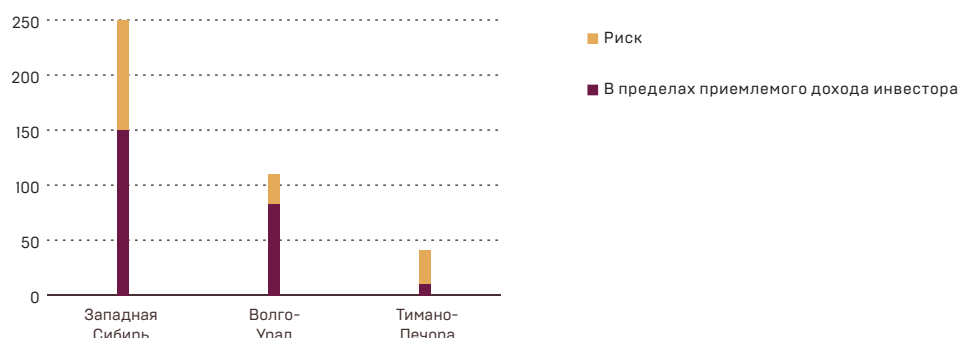
\*\* Без учета изменения горно-геологических характеристик

Это означает, что необходимый порог рентабельности по целому ряду активов может не быть достигнут, что ставит под угрозу возможности по монетизации значительного объема запасов. Этот риск имеет прямую зависимость от динамики цен на нефть. Так, по нашим оценкам, при сценарии \$ 40 за баррель (в реальном выражении) экономика отдельных проектов в Западной Сибири, Волго-Урале и Тимано-Печоре станет такой, что под угрозой может оказаться порядка 150 млн т ежегодной добычи (при сценарии \$ 60 за баррель — около 80 млн т).



СТРУКТУРА ТЕКУЩЕЙ ДОБЫЧИ С УЧЕТОМ РИСКА ВЫПАДАЮЩИХ ОБЪЕМОВ  
(ЦЕНА НЕФТИ \$ 40 ЗА БАРРЕЛЬ)

млн т



Источники: Wood Mackenzie, оценка Московского нефтегазового центра EY

Как следствие, выбор правильной настройки налоговой системы в умеренном (\$60 за баррель в реальном исчислении) и негативном (\$40 за баррель в реальном исчислении) сценариях является необходимым условием предсказуемости наполнения бюджета. Эта задача становится особенно актуальной исходя из того, что при действующей налоговой системе государство, являясь главным бенефициаром от роста цен на нефть, несет основные потери при их снижении.

Какие же пути существуют по возможной адаптации налоговых условий к предстоящим вызовам? По сути, их два: дальнейшее расширение перечня льгот по тем или иным характеристикам или имплементация издержек в расчет налогооблагаемой базы. Первый путь выглядит тупиковым — увеличение перечня льгот порождает целый ряд коллизий, связанных как с объективностью подбора параметров, так и с возможностями по администрированию. В конечном итоге это сделает систему громоздкой, мало предсказуемой, негибкой и непрозрачной. Более того, тот широкий перечень льгот, который сформировался к сегодняшнему дню, лишь в очень ограниченных случаях стимулирует применение технологических новаций, отвечающих требованиям по рациональному недропользованию за счет повышения величины КИН (коэффициент извлечения нефти).

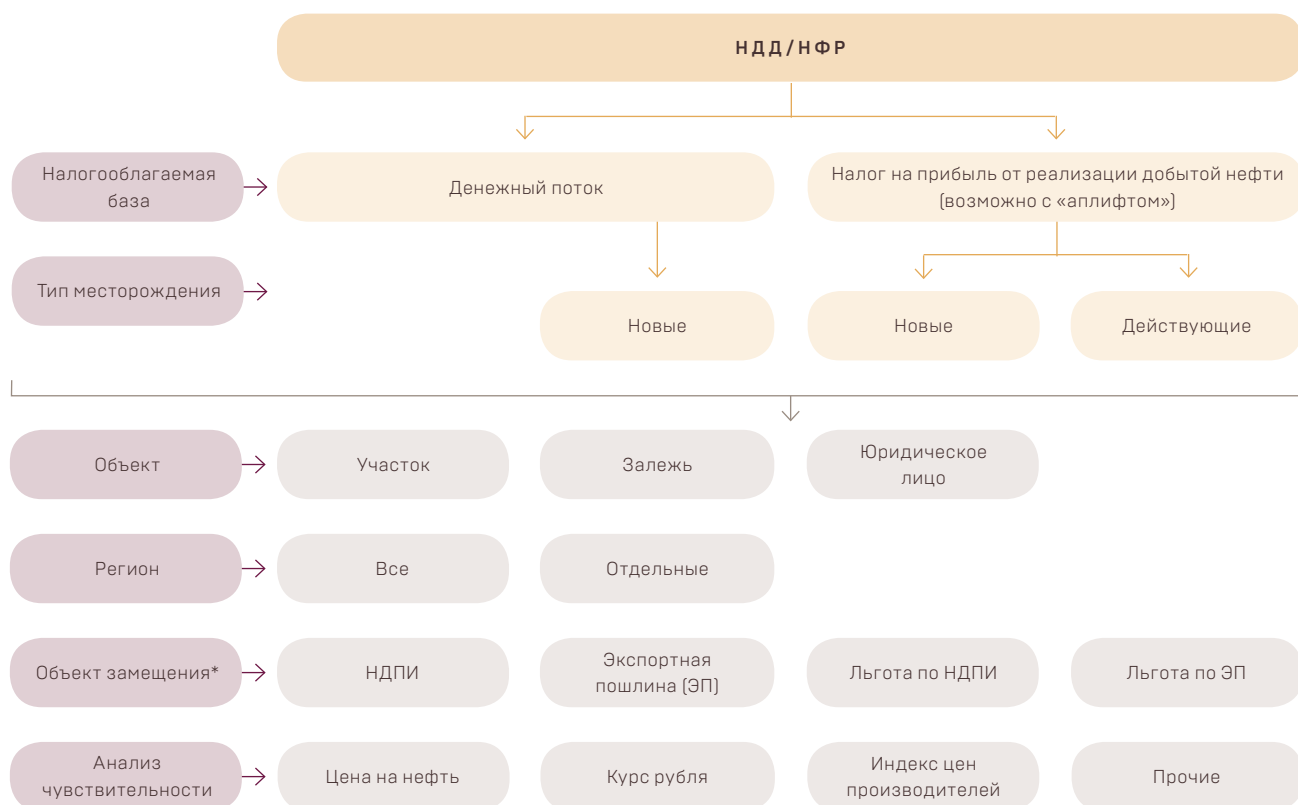
Альтернативой расширения льготного списка является введение НФР — налога, который уже прошел достаточную апробацию в других развитых нефтедобывающих странах и зарекомендовал себя с лучшей стороны. В частности, на сегодняшний день мировой опыт налогообложения нефтегазовых проектов, основанных на применении НФР, представлен следующими примерами:

- Норвегия: ставка 51% в дополнение к налогу на прибыль 27%;
- Великобритания: ставка 32% (ожидается снижение до 20% в 2015 году) в дополнение к налогу на прибыль 30%;
- Австралия: ставка 40% в дополнение к налогу на прибыль 30%;
- США (штат Аляска): ставка 35%, федеральный налог на прибыль составляет 35%, ставка штата 9,4%.

Каждый из этих примеров содержит ряд интересных нюансов (в частности, по выбору оптимальной ставки налога, величине «апlifта» и т.п.), которые

вполне могут быть адаптированы и для российских реалий. Под «апплифтом» в упрощенном виде подразумевается согласованная процентная ставка, на которую повышаются возмещаемые затраты. При этом возможны различные варианты его определения: например, единовременное списание части понесенных затрат либо постепенное увеличение стоимости основных средств для целей начисления амортизации.

При этом концептуально и в достаточно общем виде алгоритм базовых развилки введения НФР в России (или НДД, что для новых проектов выглядит более целесообразно) можно представить следующим образом:

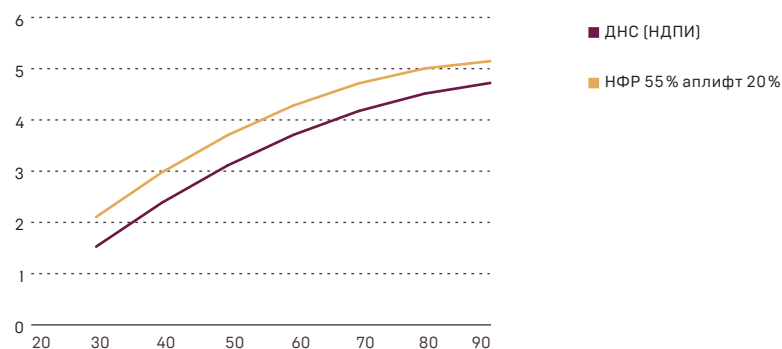


Каждый из указанных шагов требует детальной проработки и аргументации как с точки зрения подбора оптимальных параметров НФР, так и с точки зрения практической реализации инициатив (включая разработку нормативно-правовой базы). Отдельно в случае запуска пилотных проектов с применением НФР требуется найти те критерии, которые позволят более объективно судить об итогах проведенного эксперимента и возможностях распространения его на всю отрасль. Наши расчеты показывают, что вполне реально подобрать такие критерии ставки НФР и величины «апплифта», которые сохранят налоговые отчисления в бюджет в абсолютном выражении на том же уровне, что и при действующей налоговой системе. При этом в целом ряде случаев произойдет перераспределение налоговой нагрузки между отдельными группами проектов исходя из величины издержек.

\* Примечание: без ущерба для государственного бюджета

### НАЛОГОВЫЕ ПОСТУПЛЕНИЯ ПРИ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ НАЛОГОВОЙ СИСТЕМЕ (ДНС) И ПРИ ПЕРЕХОДЕ НА НФР

трлн руб.



Источники: ИнфоТЭК, данные компаний, оценка Московского нефтегазового центра ЕУ

\* Налоговые условия 2017 года

В заключение хотелось бы отметить, что начавшаяся работа по внедрению НФР в России не может не вызывать у нас умеренного оптимизма, однако то, каким будет ее результат, во многом будет зависеть от активного привлечения к работе высококвалифицированного экспертного сообщества, а также готовности всех заинтересованных сторон (ФОИВы, ВИНКи, консультанты) к открытому диалогу.

## В России: новые правила

Принятые в I квартале 2015 г. нормативно-правовые акты, изменения в которых прямо или косвенно касаются российского ТЭК

### Газ: порядок определения показателей, используемых при расчете ставки НДС на природный газ и газовый конденсат

Постановление Правительства от 10 февраля 2015 г.

Название документа	<p><b>Постановление Правительства Российской Федерации от 10.02.2015 г. № 107 «О порядке определения средней по Единой системе газоснабжения расчетной цены на газ горючий природный, поставляемый потребителям Российской Федерации (кроме населения), расчетной цены реализации газа за пределы территорий государств — участников Содружества Независимых Государств и расходов на транспортировку и хранение газа за пределами территорий государств — членов Таможенного союза при его реализации за пределы территорий государств — участников Содружества Независимых Государств»</b></p>
Цель	Уточнение параметров расчета ставки НДС на газ горючий природный и газовый конденсат
Основание	Статья 342.4 Налогового кодекса Российской Федерации «Налоговая ставка»
Основные изменения	<p><b>Постановление утверждает правила, устанавливающие порядок определения:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>– средней по Единой системе газоснабжения расчетной цены на природный газ, поставляемый российским потребителям (кроме населения);</li><li>– расчетной цены реализации этого газа за пределы территорий государств — участников СНГ;</li><li>– расходов на его транспортировку и хранение за пределами территорий государств — членов Таможенного союза при его реализации за пределы территорий государств — участников СНГ.</li></ul> <p>Определение расчетной цены реализации газа за пределы территорий государств — участников СНГ осуществляется с использованием следующих показателей: средние цены на мазут и газойль с содержанием серы 1 %, а также минимальные и максимальные цены на мазут и газойль за каждый день торгов соответствующего месяца.</p> <p>С 2016 года ФСТ России совместно с Минэкономразвития России при участии ОАО «Газпром» начнет осуществлять мониторинг изменения удельных расходов на транспортировку и хранение газа за пределами территорий государств — членов Таможенного союза при его реализации за пределы территорий государств — участников СНГ. Результаты мониторинга будут предоставляться в Правительство России ежегодно до 1 апреля.</p> <p>Цены на газ и расходы на его транспортировку рассчитываются в рублях за 1 тыс. м<sup>3</sup> газа без учета НДС.</p>
Возможные последствия	Данное постановление позволит уточнить порядок определения показателя «Цена газа горючего природного» в целях расчета базового значения единицы условного топлива, используемого в расчете ставки НДС на газ горючий природный и газовый конденсат.

## Газомоторное топливо: субсидии регионам на 2015 год

Постановление Правительства от 17 марта 2015 г.

Название документа	<a href="#">Постановление Правительства Российской Федерации от 17.03.2015 г. № 242 «О предоставлении субсидий на закупку автобусов и техники для жилищно-коммунального хозяйства, работающих на газомоторном топливе, в рамках подпрограммы „Автомобильная промышленность“ государственной программы Российской Федерации „Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности“»</a>
Цель	Стимулирование роста потребления природного газа (метана) в качестве моторного топлива на городском автотранспорте и технике для жилищно-коммунального хозяйства
Основание	<a href="#">Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.05.2013 № 767-р «О регулировании отношений в сфере использования газового моторного топлива»</a>
Основные изменения	<p>Утверждаются размер и правила распределения субсидий, предоставляемых в 2015 году из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации на покупку автобусов и техники для жилищно-коммунального хозяйства, работающих на газомоторном топливе.</p> <p>Размер федеральных субсидий в 2015 году — 3 млрд рублей (в 2014 году — 3,77 млрд рублей).</p> <p>Заявка региона о предоставлении субсидии предоставляется в Минпромторг России и содержит:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– справку произвольной формы о наличии инфраструктуры (в том числе АГНКС) для эксплуатации газомоторной техники;</li> <li>– наличие утвержденной региональной программы (подпрограммы) по расширению использования природного газа на транспорте, включающей согласованные источники финансирования, или наличие на территории субъекта Российской Федерации городов — организаторов чемпионата мира по футболу 2018 года.</li> </ul>
Возможные последствия	Федеральные субсидии являются дополнительным источником средств (к региональным) для закупок автотранспорта (автобусов) и техники, работающей на газомоторном топливе. Субсидии направлены на достижение целевых показателей по доле единиц техники на газомоторном топливе на 2020 год: 50% общего количества в городах с численностью населения более 1 млн человек, 30% — от 300 тыс. человек, 10% — более 100 тыс. человек.

## Электроэнергетика: стимулирование использования ВИЭ на розничных рынках электроэнергии

Постановление Правительства от 23 января 2015 г.

Название документа	<a href="#">Постановление Правительства Российской Федерации от 23.01.2015 г. № 47 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электрической энергии»</a>
--------------------	--

Цель	Стимулирование использования ВИЭ на розничных рынках электроэнергии, в том числе в территориально изолированных от ЕЭС России энергорайонах, эффективное использование в регионах местных видов топлива и энергии для производства тепловой и электрической энергии, а также решение экологических и социальных проблем
Основание	Пункт 7 комплекса мер стимулирования производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования ВИЭ (утвержден распоряжением Правительства от 04.11.2012 №1839-р)
Основные изменения	<p><b>Постановление внедряет механизм поддержки ВИЭ (энергии ветра, солнца, воды, биомассы, биогаза и свалочного газа) на розничных рынках электроэнергии:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Единая энергосистема России: обязанность сетевых компаний покупать электроэнергию, произведенную квалифицированными генерирующими объектами на ВИЭ (далее — КГО), по регулируемым ценам (тарифам) в целях компенсации потерь в электросетях (дополнительная стоимость транслируется на потребителей соответствующего региона);</li> <li>– Изолированные энергорайоны: установление долгосрочных тарифов (формулы цены) на покупку электроэнергии, произведенной КГО.</li> </ul> <p>Установлен порядок долгосрочного тарифного регулирования. В ЕЭС России покупка электроэнергии, произведенной КГО, будет осуществляться территориальной сетевой организацией по долгосрочному тарифу, устанавливаемому местными органами власти на индивидуальной основе с учетом предельных индикаторов капитальных и эксплуатационных затрат станций, устанавливаемых Правительством России (распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 № 861-р). В случае с изолированными энергорайонами долгосрочный уровень тарифа должен будет устанавливаться в пределах уровня действующего тарифа. Кроме того, учитывается ряд других параметров: базовый размер инвестированного капитала, в том числе расходы на выполнение программы инновационного развития и техприсоединение к электросетям; размер приведенного инвестированного капитала; базовый уровень доходности долгосрочных государственных обязательств; базовый уровень нормы доходности капитала<sup>1</sup>; порядок определения нормы доходности инвестированного капитала; срок возврата инвестированного капитала<sup>2</sup>; величина расходов на уплату налога на имущество организаций.</p> <p>Постановление устанавливает некоторые ограничения. В ЕЭС России и централизованных неценовых зонах оптового рынка на этапе квалификации КГО устанавливается требование по его обязательному включению в схему перспективного развития электроэнергетики региона России. Данная процедура предусматривает конкурсную основу. Установлены также ограничения на объем производства электрической энергии на КГО (5% от объема планируемых в очередном году потерь). Дополнительным ограничением выступают нормативные индикаторы КИУМ<sup>3</sup>. С 2017 года вводится требование по степени локализации (только для ЕЭС России), в случае невыполнения которого при определении тарифов к капитальным затратам будет применяться штрафной коэффициент по аналогии с оптовым рынком.</p>
Возможные последствия	Ожидается, что реализация данного постановления будет способствовать развитию генерации на основе ВИЭ на розничных рынках электроэнергии, в том числе в изолированных от ЕЭС России энергорайонах. Потенциал экономически эффективных проектов ВИЭ (прежде всего ветряной и солнечной энергетики) в изолированных энергорайонах в случае внедрения мер поддержки составит более 1 ГВт (с учетом роста потребления). В централизованных зонах розничного рынка возможен некоторый рост тарифов на электроэнергию.

<sup>1</sup> 14% для КГО, введенного в эксплуатацию в период до 1 января 2017 года, и 12% для КГО, введенного в эксплуатацию после указанной даты.

<sup>2</sup> 15 лет с момента начала действия тарифа.

<sup>3</sup> 0,14 для объектов солнечной генерации, 0,27 для объектов ветровой генерации, 0,38 для объектов гидрогенерации, 0,5 для генерирующих объектов на основе использования биомассы, 0,65 для генерирующих объектов на основе использования биогаза, 0,65 для генерирующих объектов на основе использования газа, выделяемого отходами производства и потребления на свалках таких отходов.

## Электроэнергетика: затраты на обеспечение безопасной эксплуатации АЭС

Постановление Правительства от 19 февраля 2015 г.

Название документа	<a href="#">Постановление Правительства Российской Федерации от 19.02.2015 г. № 139 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам электроэнергетики»</a>
Цель	Пересмотр установленного на 2015 год размера денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации АЭС, и соответствующей ему составляющей цены на мощность
Основание	Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»
Основные изменения	<p>Изменения в правила оптового рынка электрической энергии и мощности.</p> <p>С 2015 года в стоимость мощности АЭС, продаваемой по итогам конкурентного отбора мощности, подлежат включению денежные средства, необходимые для безопасной эксплуатации этих станций:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– размер указанных денежных средств и соответствующая ему составляющая цены на мощность определяются в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми ФСТ России по согласованию с Минэкономразвития России и Минэнерго России;</li> <li>– включение денежных средств в стоимость мощности АЭС производится путем прибавления указанной составляющей цены на мощность к цене на мощность, определенной по результатам конкурентного отбора мощности.</li> </ul>
Возможные последствия	<p>Последствия носят технический характер, так как в действующих Правилах государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике уже имеется пункт по определению денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации АЭС и ГЭС. При этом в новой редакции меняется механизм определения объема денежных средств именно для АЭС — ФСТ России заранее определяет объем необходимых денежных средств и соответствующую ему составляющей цены на мощность. В старой версии работал механизм компенсирования разницы цен и затрат постфактум.</p>

## Общее по ТЭК: актуализация комплекса мер по переходу на наилучшие доступные технологии (НДТ)

Распоряжение Правительства от 17 марта 2015 г.

Название документа	<a href="#">Распоряжение Правительства Российской Федерации от 17.03.2015 г. № 449-р</a>
Цель	Актуализация комплекса мер по переходу на НДТ, в том числе в ТЭК
Основание	Пункт 5 протокола совещания у Председателя Правительства от 24.11.2014 №ДМ П9 80пр
Основные изменения	<p>Распоряжение вносит ряд изменений в комплекс мер, направленных на отказ от использования устаревших и неэффективных технологий, переход на принципы наилучших доступных технологий и внедрение современных технологий (утвержден распоряжением Правительства от 19.03.2014 №398-р).</p> <p>Указанный комплекс мер дополняется мероприятиями по разработке методических рекомендаций по определению технологии в качестве НДТ, подготовке предложений по разработке системы оценки соответствия промышленных предприятий принципам НДТ, а также определению организации, осуществляющей функции Бюро НДТ. Кроме того, предусматривается создание Межведомственной комиссии по снятию разногласий при определении технологии в качестве НДТ, а также при разработке, актуализации и публикации информационно-технических справочников по НДТ.</p>
Возможные последствия	Ожидается, что актуализация позволит обеспечить комплексный подход к внедрению НДТ в России и своевременную разработку НПА, в том числе для реализации поэтапного графика создания в 2015–2017 годах отраслевых справочников НДТ (утвержден распоряжением Правительства от 31.11.2014 №2178-р).

## Общее по ТЭК: антикризисный план Правительства России

Распоряжение Правительства от 27 января 2015 г.

Название документа	<a href="#">Распоряжение Правительства Российской Федерации от 27.01.2015 № 98-р</a>
Цель	Обеспечение устойчивого развития экономики и социальной стабильности в период наиболее сильного влияния неблагоприятной внешнеэкономической и внешнеполитической конъюнктуры
Основание	Кризисные явления в экономике
Основные изменения	<p>Распоряжение утверждает План первоочередных мероприятий по обеспечению устойчивого развития экономики и социальной стабильности в 2015 году.</p> <p>Ключевые направления деятельности в рамках реализации плана в течение ближайших месяцев:</p>



- поддержка импортозамещения и экспорта по широкой номенклатуре несырьевых, в том числе высокотехнологичных, товаров;
- содействие развитию малого и среднего предпринимательства за счет снижения финансовых и административных издержек;
- создание возможностей для привлечения оборотных и инвестиционных ресурсов с приемлемой стоимостью в наиболее значимых секторах экономики, в том числе при реализации государственного оборонного заказа;
- компенсация дополнительных инфляционных издержек наиболее уязвимым категориям граждан (пенсионеры, семьи с несколькими детьми);
- снижение напряженности на рынке труда и поддержка эффективной занятости;
- оптимизация бюджетных расходов за счет выявления и сокращения неэффективных затрат, концентрации ресурсов на приоритетных направлениях развития и выполнении публичных обязательств;
- повышение устойчивости банковской системы и создание механизма санации проблемных системообразующих организаций.

Основные изменения

Что касается непосредственно ТЭК, то следует выделить следующие мероприятия:

- ранжирование мероприятий государственных программ с целью финансирования наиболее приоритетных направлений программ и дополнительных антикризисных мер;
- утверждение и обеспечение реализации отраслевых программ (планов) импортозамещения;
- продление на 2015 год программы софинансирования из федерального бюджета закупок регионами автобусов и техники для ЖКХ, работающих на газомоторном топливе;
- проведение актуализации условий лицензионных соглашений на право пользования участками недр, в том числе в отношении проектов, имеющих высокие финансовые риски.

Кроме того, необходимо отметить такие меры как докапитализация системно значимых кредитных организаций за счет средств, предоставленных государственной корпорации «Агентство по страхованию вкладов» в 2014 году (1 трлн руб.), а также российских банков с использованием средств Фонда национального благосостояния (до 250 млрд руб.). Согласно документу, это позволит обеспечить капитализацию кредитных организаций для поддержания необходимого уровня кредитования организаций приоритетных отраслей экономики и реализации инфраструктурных проектов, в том числе ТЭК.

Возможные  
последствия

Согласно документу, планируемые к реализации меры должны повысить эффективность деятельности предприятий ТЭК. На практике же реализация данных мер не сможет оказать существенного влияния на деятельность топливно-энергетических компаний. Так, актуализация лицензий в предложенном формате не носит выраженного антикризисного характера. Тем не менее данная мера направлена на совершенствование системы лицензирования, что является необходимым направлением деятельности регулирующих органов вне зависимости от кризиса. Определенное влияние должно оказать продление действия программы софинансирования из федерального бюджета закупок газомоторной техники, которая будет стимулировать развитие газомоторного сегмента в России.

## Краткий обзор

Прочие принятые в России НПА

Направление	Ключевые слова	Название
<b>Постановление Правительства</b>		
Газ	Льготы, СПГ оборудование	<a href="#">Постановление Правительства Российской Федерации от 14.02.2015 № 126</a> «О внесении изменений в перечень технологического оборудования (в том числе комплектующих и запасных частей к нему), аналоги которого не производятся в Российской Федерации, ввоз которого на территорию Российской Федерации не подлежит обложению налогом на добавленную стоимость»
Электроэнергетика	Установление цен (тарифов) для регулируемых организаций, созданных в результате реорганизации юридических лиц	<a href="#">Постановление Правительства Российской Федерации от 13.02.2015 № 120</a> «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам совершенствования регулирования тарифов в сферах электроснабжения, теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения»
Электроэнергетика	Стандарты раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электроэнергии	<a href="#">Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2015 № 132</a> «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики и контроля за их реализацией»
Электроэнергетика	Правила технологического присоединения	<a href="#">Постановление Правительства Российской Федерации от 13.03.2015 № 219</a> «О внесении изменений в Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»
Общее по ТЭК	Порядок уплаты разовых платежей за пользование недрами	<a href="#">Постановление Правительства Российской Федерации от 11.02.2015 № 114</a> «О внесении изменений в Правила определения размера разовых платежей за пользование недрами на участках недр, которые предоставляются в пользование без проведения конкурсов и аукционов для разведки и добычи полезных ископаемых или для геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии, а также на участках недр, предлагаемых к включению в границы участка недр, предоставленного в пользование, в случае изменения его границ»
<b>Распоряжение Правительства</b>		
Нефть	Применение особых формул расчета ставок вывозных таможенных пошлин	<a href="#">Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.01.2015 № 116-р</a>
Общее по ТЭК	Инновационное развитие	<a href="#">Распоряжение Правительства Российской Федерации от 06.03.2015 № 373-р</a> «Об утверждении плана реализации в 2015–2016 годах Стратегии инновационного развития Российской Федерации на период до 2020 года»

## В России: планируемые изменения

Представлены проекты нормативно-правовых документов, вынесенных на рассмотрение в I квартале 2015 г., задающиеся изменения в которых прямо или косвенно касаются российского ТЭК

### Нефть и нефтепродукты: предпосылки для введения правил для предупреждения и ликвидации аварий на суше

Этап: Regulation (экспертиза, с 9 февраля 2015 г.). Минприроды России

Название проекта	Проект федерального закона «О внесении изменений в статью 46 Федерального закона от 10 января 2002 г. № 7 ФЗ „Об охране окружающей среды“ (в части наделения Правительства Российской Федерации полномочиями по установлению правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, основных требований к разработке планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод и территориального моря)»
Цель	Повышение качества работ по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на суше
Основание	Поручение Правительства Российской Федерации от 24 декабря 2014 г. № АХ-П9-9469
Основные изменения	<p>Наделение Правительства Российской Федерации полномочиями по установлению правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, основных требований к разработке планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории России (на суше, на реках).</p> <p>Отнесение работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на суше к аварийно-спасательным.</p> <p>Введение ряда обязательств для организаций, эксплуатирующих нефтяные месторождения и НПЗ.</p>
Возможные последствия	<p>Систематизация правил по предупреждению и ликвидации соответствующих аварий на суше. Повышение уровня экологической безопасности при разработке месторождений на суше и эксплуатации НПЗ.</p> <p>Рост издержек для эксплуатирующих организаций, которые придется понести для выполнения правил.</p>

## Электроэнергетика: включение расходов на обслуживание кредитов в тариф по новой ставке

Этап: Regulation (текст проекта, с 15 января 2015 г.). Минэнерго России

Название проекта	<b>Проект постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»</b>
Цель	Повышение финансовой устойчивости гарантирующих поставщиков, территориальных сетевых компаний и других организаций, действующих по регулируемым тарифам розничного рынка электроэнергии
Основание	Инициативный порядок Минэнерго России
Основные изменения	Включение в необходимую валовую выручку регулируемой организации расходов на обслуживание кредитов, которые берутся на поддержание операционной деятельности компании при просрочке платежей со стороны потребителей, по определенной ставке. Ставка процентов будет составлять трехкратное значение текущей ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации (в настоящее время — средняя ставка рефинансирования, установленная на предыдущий год, увеличенная на 4 п. п.).
Возможные последствия	Повышение финансовой устойчивости регулируемых субъектов розничных рынков, но при этом будет наблюдаться рост тарифов на передачу и сбыт электроэнергии (и рост конечных цен), что, во-первых, усугубит проблему снижения платежной дисциплины со стороны потребителей, а, во-вторых, перенесет часть бремени на потребителей, которые платят своевременно. При этом Минэнерго России не приводит оценок возможного роста тарифов. Возможно ухудшение кредитного портфеля гарантирующих поставщиков (т. к. в тариф будет возможно заложить более высокую стоимость обслуживания кредитов).

## Электроэнергетика: введение платы за неиспользованный резерв мощностей по сетям

Этап: Regulation (текст проекта, с 26 января 2015 г.). Минэнерго России

Название проекта	<b>Проект постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам определения обязательств потребителей по оплате услуг по передаче электрической энергии с учетом оплаты резервируемой максимальной мощности и взаимодействия субъектов розничных рынков электрической энергии»</b>
Цель	Оптимизация работы имеющейся сетевой инфраструктуры, исключение лишнего строительства сетей

Основание	<p>Постановление Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 (пункт 10).</p> <p>Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30 июня 2012 г. № 1144-р (2 этап пункта 17).</p> <p>Распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. № 511-р (пункт 3 плана-графика)</p>
Основные изменения	<p>Существующие потребители (кроме населения и приравненных групп) оплачивают сетевым компаниям резервируемую максимальную мощность, умноженную на коэффициент оплаты резерва по итогам месяца в случае выполнения определенных условий (по итогам трехлетнего периода резерв каждый месяц трех лет составлял более 40 % от максимальной мощности, по итогам текущего месяца ситуация не изменилась).</p> <p>Новые потребители также оплачивают резерв: по истечении 1 года (если резерв = 80 % от максимальной мощности), по истечении 2 лет (если резерв = 60 % от максимальной мощности).</p> <p><b>Сроки ввода коэффициентов оплаты резерва и их значение:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– до 1 июля 2015 г. — 0;</li> <li>– до 1 января 2016 г. — 0,05;</li> <li>– с 1 января 2016 г. до 1 января 2017 г. — 0,1;</li> <li>– с 1 января 2017 г. до 1 января 2018 г. — 0,15;</li> <li>– с 1 января 2019 г. — 0,2.</li> </ul> <p>Коэффициент увеличивается вдвое, если энергопринимающее устройство относится к первой либо второй категории надежности.</p> <p>Возможность отказа от излишней мощности в пользу сетевой организации для потребителей возникает по истечении пяти лет после завершения процедуры техприсоединения.</p>
Возможные последствия	<p>Рост издержек для существующих потребителей, которые длительное время (более 3 лет подряд) не использовали большую часть зарезервированных для них мощностей сетевыми организациями. Изменение правил происходит в процессе ведения деятельности (после подключения к сетям), что не вполне оправдано и может привести к ухудшению показателей деятельности таких потребителей (незапланированные издержки).</p>

## Электроэнергетика: вывод Республики Коми и Архангельской области на рынок

Этап: Regulation (текст проекта, с 02 февраля 2015 г.), Минэнерго России

Название проекта	<p><a href="#">Проект постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности по вопросам торговли электрической энергией и отнесения территорий Республики Коми и Архангельской области к ценовым зонам оптового рынка»</a></p>
Цель	<p>Либерализация оптового рынка электроэнергии в отдельных субъектах Российской Федерации, уточнение правил функционирования ОРЭМ</p>
Основание	<p>нд</p>
Основные изменения	<p>Внесение ряда изменений в организацию торговли электроэнергией на ОРЭМ.</p> <p>Отнесение территорий Республики Коми и Архангельской области к первой ценовой зоне ОРЭМ.</p>

Возможные  
последствия

Переход от регулирования тарифов на электроэнергию на оптовых рынках регионов к свободному рыночному ценообразованию на ОРЭМ.

По оценкам Минэнерго России, при отнесении к ценовой зоне увеличение финансовой нагрузки для Республики Коми составит 1,8% (рост одноставочной цены), а в Архангельской области нагрузка, наоборот, снизится на 5,55%.

## Электроэнергетика: уточнение правил по определению инвестиционной составляющей в тарифе сетевой организации

Этап: Regulation (текст проекта, с 11 марта 2015 г.). Минэнерго России

Название проекта

[Проект федерального закона «О внесении изменений в статью 23.2 Федерального закона „Об электроэнергетике“ об уточнении применения инвестиционной составляющей на покрытие расходов сетевых организаций, связанных с развитием существующей инфраструктуры»](#)

Цель

Учет интересов сетевых компаний в рамках процесса технологического присоединения к электрическим сетям

Основание

Инициативный порядок Минэнерго России

Основные изменения

С 1 января 2016 г. отменяется положение, которое не допускает включение в состав платы за техприсоединение инвестиционной составляющей на покрытие расходов, связанных с развитием существующей инфраструктуры, для следующих случаев:

- техприсоединения к сетям энергопринимающих устройств мощностью 5 МВт и выше при отсутствии технической возможности техприсоединения;
- техприсоединения к сетям энергопринимающих устройств максимальной мощностью свыше 150 кВт, но менее 5 МВт при согласии лица, обратившегося к сетевой организации для заключения договора об осуществлении техприсоединения, на компенсацию сетевой организации расходов на подключение при отсутствии технической возможности.

Возможные  
последствия

Увеличение стоимости технологического присоединения, в первую очередь для крупных потребителей.

Возможно снижение тарифа на услуги по передаче электроэнергии для других потребителей.

## Теплоснабжение: свободные договоры на пар и другие товары

Этап: Regulation (текст проекта, с 18 февраля 2015 г.). Минэнерго России

Название проекта

[Проект постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»](#)

Цель

Снижение цен на пар и тепловую энергию, теплоноситель для потребителей, подключенных к коллекторам источников тепловой энергии

Основание	<p>Распоряжение Правительства Российской Федерации от 2 октября 2014 г. № 1949-р «План мероприятий („дорожная карта“) „Внедрение целевой модели рынка тепловой энергии“»</p> <p>Федеральный закон от 1 декабря 2014 г. № 404 ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон „О теплоснабжении“». Более подробно о внесенных изменениях — обзор Аналитического центра за <a href="#">IV квартал 2014 год</a></p>
Основные изменения	<p>Внесение изменений в Постановление Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».</p> <p>Предусмотрен отдельный учет прибылей и издержек, получаемых в рамках регулируемой и нерегулируемой деятельности.</p> <p>Предусмотрены иные меры, позволяющие контрагентам заключать свободные договора на поставки пара или теплоносителя в виде пара, а также на тепловую энергию и теплоноситель для потребителей, подключенных к коллекторам источников тепловой энергии (цены определяются по соглашению сторон).</p>
Возможные последствия	<p>Тарифное регулирование: до 2018 года — предоставление скидок крупным промышленным потребителям на пар и другие указанные выше товары и услуги (по отношению к регулируемым тарифам), после 2018 года возможен рост цен выше уровня установленных тарифов (зависит от переговорной силы сторон и условий заключенных до 2018 года контрактов). Для небольших потребителей сроки изменений не определены (риск роста нерегулируемых цен будет выше).</p>

## Общее по ТЭК: дополнительные правила для ГИС ТЭК

Этап: Regulation (текст проекта, с 12 марта 2015 г.). Минэнерго России

Название проекта	<a href="#">Проект федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон „О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса“»</a>
Цель	Уточнение прав на использование информации с ограниченным доступом при эксплуатации ГИС ТЭК, рост объема информации
Основание	Инициативный порядок Минэнерго России
Основные изменения	<p>Уточнение определения интеграционного сегмента ГИС ТЭК.</p> <p>Расширение числа респондентов системы, которые в обязательном порядке должны предоставлять информацию: включение органов местного самоуправления и юридических лиц и предпринимателей, которые потребляют энергоресурсы в определенном объеме.</p> <p>Требование о выпуске прогнозов и аналитических материалов на основе заданного плана.</p> <p>Уточнение предоставления информации с грифом «коммерческая тайна».</p> <p>Информация с грифом «государственная тайна» не будет поступать в систему.</p>
Возможные последствия	<p>Рост информационной наполняемости системы (за счет уровня муниципальных образований и потребителей) при увеличении издержек (как оператора, так и респондентов) на сбор информации.</p> <p>Отсутствие в ГИС ТЭК информации с грифом «государственная тайна» способствует росту доступности системы.</p>

## Краткий обзор

### Прочие проекты НПА

Направление	Ключевые слова	Название
<b>Проекты Федеральных законов</b>		
Электроэнергетика	Отмена требования о разработке механизма ограничения потребителей в случае дефицита электроэнергии	<a href="#">Проект от Минэнерго России</a> «О внесении изменений в Федеральный закон „Об электроэнергетике“ в части совершенствования требований к потребителям с управляемой нагрузкой» <i>Этап: Regulation (текст проекта), начало этапа — 24 марта 2015 г.</i>
Электроэнергетика	Правила техприсоединения, введение ответственности за несоблюдение сроков техприсоединения для потребителей и сетевых компаний	<a href="#">Проект от Минэнерго России</a> «О внесении изменений в Федеральный закон „Об электроэнергетике“ в целях формирования ответственности за несоблюдение сроков осуществления мероприятий по технологическому присоединению» <i>Этап: Regulation (текст проекта), начало этапа — 06 февраля 2015 г.</i>
Электроэнергетика	Техприсоединение, окупаемость инвестиций генерирующих компаний в их распределительные устройства	<a href="#">Проект от Правительства России</a> «О внесении изменений в Федеральный закон „Об электроэнергетике“ (в части определения порядка оплаты технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства к распределительным устройствам производителя электроэнергии)» <i>Этап: Госдума (пройдено первое чтение), начало этапа — 28 января 2015 г.</i> <i>Более подробно — обзор Аналитического центра за <a href="#">IV квартал 2014 г.</a> (на этапе внесения в Госдуму)</i>
Электроэнергетика	Техприсоединение, стандартизированные ставки	<a href="#">Проект от Правительства России</a> «О внесении изменений в Федеральный закон „Об электроэнергетике“ (в части установления стандартизированных ставок платы за технологическое присоединение к электрическим сетям)» <i>Этап: Госдума (пройдено первое чтение), начало этапа — 28 января 2015 г.</i> <i>Более подробно — обзор Аналитического центра за <a href="#">IV квартал 2014 г.</a></i>
<b>Проекты постановлений Правительства</b>		
Нефтяная отрасль	Возможность введения надбавок к тарифам на услуги по транспортировке нефти и нефтепродуктов	<a href="#">Проект от ФСТ России</a> «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2007 г. № 980 „О государственном регулировании тарифов на услуги естественных монополий по транспортировке нефти и нефтепродуктов“» <i>Этап: Regulation (текст проекта), начало этапа — с 11 марта 2015 г.</i>
Газ	Унификация подходов к регулированию оптовых цен на газ для разных групп потребителей (кроме населения)	<a href="#">Проект от ФСТ России</a> «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам государственного регулирования цен на газ на территории Российской Федерации» <i>Этап: Regulation (текст проекта), начало этапа — с 6 марта 2015 г.</i>



Электроэнергетика	Ценовые зоны ОРЭМ, регулируемые договоры на поставку электроэнергии (мощности), уточнение особенностей заключения договоров	<b>Проект от ФСТ России</b> «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в целях определения особенностей заключения регулируемых договоров в ценовых зонах оптового рынка субъектами оптового рынка — поставщиками электрической энергии (мощности)» <i>Этап: Regulation (экспертиза), начало этапа — 16 марта 2015 г.</i>
Электроэнергетика	Заключение договоров, единый пакет документов, договор на техприсоединение, договор на энергоснабжение	<b>Проект от Минэнерго России</b> «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в целях совершенствования порядка заключения гарантирующими поставщиками договоров энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)) с потребителями электрической энергии (мощности) до завершения процедуры технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии» <i>Этап: Regulation (уведомление), начало этапа — 5 марта 2015 г.</i>
Электроэнергетика	Правила техприсоединения, категории надежности энергопринимающих устройств, обязанность по наличию автономного резервного источника, уточнение правил	<b>Проект от Минэнерго России</b> «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам формирования ответственности за несоблюдение сроков осуществления мероприятий по технологическому присоединению» <i>Этап: Regulation (текст проекта), начало этапа — 6 февраля 2015 г.</i>
Электроэнергетика	Методические указания, показатели технико-экономического состояния (износ, энергоэффективность и другие)	<b>Проект от Минэнерго России</b> «Об утверждении методики по комплексному определению показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и порядку осуществления мониторинга таких показателей» <i>Этап: Regulation (экспертиза), начало этапа — 15 января 2015 г.</i>
Теплоснабжение	Единая теплоснабжающая организация, метод доходности инвестированного капитала, уточнения	<b>Проект от ФСТ России</b> «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. № 1075 „О ценообразовании в сфере теплоснабжения“» <i>Этап: Regulation (экспертиза), начало этапа — 31 января 2015 г.</i>
Теплоснабжение	Расчетный объем полезного отпуска тепловой энергии, 3 предшествующих периода регулирования, возможность превышения	<b>Проект от ФСТ России</b> «О внесении изменения в пункт 22 Основ ценообразования в сфере теплоснабжения» <i>Этап: Regulation (экспертиза), начало этапа — 20 января 2015 г.</i>
Охрана окружающей среды	Критерии отбора объектов, подлежащих федеральному государственному экологическому надзору	<b>Проект от Минприроды России</b> «Об установлении критериев, на основании которых определяется перечень объектов, подлежащих федеральному государственному экологическому надзору» <i>Этап: Regulation (ОПВ), начало этапа — 20 марта 2015 г.</i>

Охрана окружающей среды	Перечень загрязняющих веществ, нормирование загрязнения, платежи за загрязнение	<p><b>Проект от Минприроды России</b> «О перечне загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды»</p> <p><i>Этап: Regulation (ОРВ — получено отрицательное заключение), начало этапа — 2 февраля 2015 г.</i></p>
Охрана окружающей среды	Категории объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду	<p><b>Проект от Минприроды России</b> «Об установлении критериев, на основании которых осуществляется отнесение объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I — IV категорий»</p> <p><i>Этап: Regulation (текст проекта), начало этапа — 14 января 2015 г.</i></p>
Охрана окружающей среды	Методика, выброс, атмосферный воздух	<p><b>Проект от Минприроды России</b> «Об утверждении порядка разработки и утверждения методик расчета выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух стационарными источниками, а также формирования и ведения перечня таких методик»</p> <p><i>Этап: Публичное обсуждение завершено. Сроки этапа: 11 марта — 26 марта 2015 г.</i></p>
Охрана окружающей среды	Объекты, негативное воздействие на окружающую среду	<p><b>Проект от Минприроды России</b> «Об утверждении порядка создания и ведения государственного реестра объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду»</p> <p><i>Этап: Публичное обсуждение. Сроки этапа: 25 марта — 9 апреля 2015 г.</i></p>

## В мире: в центре внимания

Характеристика ключевых текущих реформ в мировой энергетике в свете их нововведений и ожидаемых последствий, а также возможных эффектов для экономики и ТЭК России

### Великобритания: масштабная реформа налогового режима для нефтегазодобычи в Северном море

**Алексей Кондрашов**, партнер, руководитель международной практики EY по оказанию налоговых услуг компаниям нефтегазового сектора

**Алексей Ковшин**, менеджер, международная практика EY по оказанию налоговых услуг компаниям нефтегазового сектора



#### Основное содержание реформы

- Налог на дополнительный доход от нефтегазовых операций — снижение налоговой ставки;
- Налог на дополнительный доход от нефтегазовых операций — изменение порядка применения налоговых вычетов;
- Специальный налог на прибыль корпораций — увеличение сроков применения аплифта для убытков;
- Налог с доходов от деятельности по добыче нефти — снижение налоговой ставки;
- Государственное финансирование сейсморазведки;
- Стимулирование геологоразведки.

<p><b>Название и состав пакета</b></p>	<p><b>Изменения, предусмотренные Законом о бюджете на 2015 год (Finance No. 2 Act 2015), одобренные 26 марта 2015 г.</b></p> <p><b>Основные изменения вносятся в Закон о налоге на корпорации (Corporation Tax Act 2010) и Закон о налогообложении нефтедобычи (Oil Taxation Act 1975).</b></p>
<p><b>Цель и масштаб реформы</b></p>	<p>Целью реформы является максимизация экономически рентабельных запасов углеводородов на континентальном шельфе Великобритании (в частности, в Северном море).</p> <p>По характеру вносимых изменений и комплексного подхода правительства к решению поставленных задач рассматриваемая реформа налогообложения нефтегазодобычи является наиболее масштабной за последнее десятилетие в Великобритании, и в целом — одной из наиболее масштабных среди происходящих в настоящее время в мире.</p>
<p><b>Предпосылки</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– старение морских нефтегазовых бассейнов Великобритании и увеличение затрат на ввод в эксплуатацию новых месторождений и разработку действующих месторождений;</li> <li>– неблагоприятные долгосрочные прогнозы по динамике добычи углеводородов;</li> <li>– негативное влияние падения цен на нефть в последние восемь месяцев;</li> <li>– сокращение рабочих мест, занятых на проектах в Северном море.</li> </ul>
<p><b>Ключевые изменения</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– существенное снижение ставки налога на дополнительный доход от нефтегазовых операций с 32 % до 20 %;</li> <li>– введение новых механизмов стимулирования инвестиций на месторождениях, упрощение действующего налогового режима;</li> <li>– увеличение срока применения аплифта для убытков.</li> </ul>
<p><b>Ожидаемые результаты</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– увеличение экономически рентабельных запасов на шельфе;</li> <li>– повышение конкурентоспособности и инвестиционной привлекательности проектов в контексте межстрановой конкуренции за инвестиции;</li> <li>– привлечение инвестиций в отрасль: в геологоразведку и инвестиции на действующих месторождениях, в частности в методы увеличения нефтеотдачи;</li> <li>– стимулирование экономического роста в смежных отраслях.</li> </ul>

### Контекст изменений

Активная нефтегазодобыча в Великобритании ведется с 70-х годов, при этом почти полностью на шельфе. К настоящему времени морские бассейны являются зрелыми и характеризуются высокими затратами, в частности за счет необходимости применения дорогостоящих технологий для оптимизации добычи, а также кратного снижения объемов запасов открываемых месторождений, по сравнению с ранними периодами разработки шельфа. Например, средние удельные издержки в 2013 году по сравнению с 2011 годом увеличились на 62%. При этом неразработанные запасы шельфа в основном представлены малыми месторождениями, обычно не превышающими 10 млн баррелей нефтяного эквивалента.

Добыча нефти в Великобритании снижается с конца 90-х годов, газа — с начала 2000-х; при этом разведанные запасы как нефти, так и газа резко снижаются с конца 90-х годов, за исключением некоторых открытий нефтяных месторождений в последние два года. Объемы бурения как показатель уровня инвестиционной активности также сокращаются.

Налоговый режим в Великобритании представляет собой комбинацию двух основных налогов:

- Специального налога на прибыль компаний (Ring Fence Corporation Tax, RFCT), взимаемого по ставке 30%. Порядок расчета налога в целом не отли-

чается от общего порядка расчета стандартного налога на прибыль в Великобритании, за исключением ограничений в виде налогового «огораживания» (невозможности уменьшения налоговой базы на убытки от деятельности, не связанной с добычей углеводородов, и также не разрешены к вычету повышенные проценты по финансированию). Для целей RFCT также применяется 10%-ный аплифт (Ring Fence Expenditure Supplement) для индексации убытков, переносимых на будущие налоговые периоды. Цель аплифта — сохранить текущую стоимость убытков, полученных на стадии геологоразведки.

- Дополнительного дохода от нефтегазовых операций (Supplementary Charge, SC), взимаемого по ставке 32 % (до 1 января 2015 г.). Налоговой базой является база по RFCT, кроме всех расходов на финансирование. Как для целей RFCT, так и SC все капитальные и операционные затраты (включая все затраты на разведку и обустройство месторождения, затраты на добычу) полностью и одновременно вычитаются из налоговой базы. Для целей SC применяется ряд дополнительных вычетов (field allowances), уменьшающих налогооблагаемую базу. Такие вычеты применяются, например, для малых нефтяных месторождений (менее 6,25 млн т — вычет 150 млн фунтов стерлингов), для месторождений с участками высокого давления и температуры (вычеты в размере 500–800 млн фунтов стерлингов), для месторождений со сверхвязкой нефтью (вычет в размере 800 млн фунтов стерлингов) и т.д. Указанные вычеты предоставляются в дополнение к единовременному списанию капитальных и операционных затрат по месторождению. Вычет предоставляется на весь период проекта и применяется пока не будет полностью использован.

Для месторождений, разрешение на разработку которых выдано до 16 марта 1993 года, также применяется налог с доходов от деятельности по добыче нефти (Petroleum revenue tax, PRT). Данный налог взимается по ставке 50 % с прибыли, полученной от добычи нефти на каждом отдельном нефтяном месторождении, а не агрегированной прибыли по всем месторождениям, лицензии на которые принадлежат компании — плательщику налога. По состоянию на 2014 год в Великобритании примерно 100 месторождений подпадали под PRT; при этом только несколько десятков месторождений были или являются достаточно прибыльными, чтобы PRT подлежал уплате.

Осознавая большой потенциал разработки континентального шельфа Великобритании и текущее состояние отрасли, в 2014 году правительство приняло решение провести комплексную оценку налогового режима для создания благоприятных условий для инвестиций, максимизации экономически рентабельных запасов углеводородов на континентальном шельфе Великобритании и обеспечения долгосрочного развития отрасли. Сделанные в конце 2014 года предложения по улучшению налогового режима были дополнительно скорректированы в свете резкого падения цены на нефть. В результате налоговый режим претерпел существенные изменения, направленные на снижение налогового бремени и стимулирование инвестиций.

### **Основное содержание реформы**

#### *1. Налог на дополнительный доход от нефтегазовых операций — снижение налоговой ставки*

Ставка налога SC кардинально снижена с 32 % до 20 %. Таким образом, совокупная ставка для месторождений, добыча на которых началась после марта 1993 г., составляет с 1 января 2015 года 50 % (30 % RFCT и 20 % SC) против 62 %

ранее (30 % RFCT и 32 % SC). Размер ставки SC 20 % соответствует ее уровню, действовавшему с 2006 по 2011 год.

## *2. Налог на дополнительный доход от нефтегазовых операций — изменение порядка применения налоговых вычетов*

Действующая система вычетов (field allowances) для определенных категорий месторождений доказала свою эффективность в стимулировании разработки соответствующих категорий запасов и была положительно оценена компаниями. При этом, учитывая положительное влияние на отрасль, сохранялся потенциал для перехода на более гибкую систему, не привязанную к физическим характеристикам месторождения и не выражающуюся в фиксированных вычетах в фунтах стерлингов (не привязанных к фактическим затратам).

В результате реформы действующая система field allowances была заменена на механизм Investment allowance. Новый механизм, в отличие от старой системы, распространен почти на все категории запасов. Investment allowance представляет собой дополнительный вычет, уменьшающий налогооблагаемую базу для SC в размере 62,5 % от практически всех капитальных затрат (за исключением расходов на ликвидацию и некоторых других ограничений) в дополнение к единовременному списанию для целей SC всех капитальных и операционных затрат. Таким образом, при расчете SC капитальные и операционные затраты по месторождению списываются единовременно, и дополнительно списывается 62,5 % от суммы капитальных затрат, т.е. понесенные капитальные затраты списываются в размере 162,5 % (включая расходы на разведку и обустройство месторождения). Если сумма Investment allowance превышает налогооблагаемую базу для SC (например, в первый год после начала коммерческой добычи), неиспользованная часть вычета переносится на будущие периоды, пока не будет полностью использована. Аналогично старой системе, Investment allowance применяется в отношении отдельного месторождения и действует начиная с 1 апреля 2015 года.

Учитывая особенности геологии и текущее состояние нефтегазовых бассейнов, для стимулирования технически сложных и дорогостоящих проектов по разработке месторождений с высоким давлением и высокими температурами (ultra high-pressure, high-temperature projects), а также для стимулирования доразведки на прилегающих к ним территориях введен отдельный вычет Cluster area allowance. Cluster area allowance применяется аналогично Investment allowance, но привязан к расходам не по отдельному месторождению, а по соответствующим расходам всего кластера месторождений, в который входит месторождение с высоким давлением и высокими температурами. Cluster area allowance применяется к соответствующим расходам, понесенным с 3 декабря 2014 года.

По своим характеристикам Investment allowance и Cluster area allowance представляют собой аплифт к расходам, применяемый, например, в Норвегии и Дании.

## *3. Специальный налог на прибыль корпораций — увеличение сроков применения аплифта для убытков*

Срок, в течение которого убытки от деятельности по разведке и добыче на шельфе могут быть перенесены с аплифтом 10 %, увеличен с 6 лет до 10 лет (уравнен с порядком для месторождений на суше). Новые правила применяются с 5 декабря 2013 года.

#### 4. Налог с доходов от деятельности по добыче нефти — снижение налоговой ставки

Ставка налога с доходов от деятельности по добыче нефти (PRT), применимого к некоторым старым месторождениям (по которым добыча началась до 1993 года), снижена с 50% до 35%. Целью снижения ставки является стимулирование инвестиций на таких месторождениях, в частности для продления сроков использования основных объектов инфраструктуры и в целом для продления срока рентабельной эксплуатации таких месторождений. Пониженная ставка подлежит применению с 1 января 2016 года.

#### 5. Государственное финансирование сейсморазведки

В рамках стимулирования геологоразведки на малоизученных участках континентального шельфа правительство выделило 20 млн фунтов стерлингов для финансирования программ сейсморазведки на этих территориях, создавая стимулы для компаний проводить разведочное бурение в таких районах.

#### 6. Стимулирование геологоразведки

Правительство продолжит исследовать вопрос о введении дополнительных мер стимулирования геологоразведки в дополнение к введенным Investment и Cluster allowance. Консультации по данному вопросу ожидаются в течение 2015 года и, в частности, рассматриваются варианты введения механизма налоговых кредитов на сумму соответствующих расходов.

#### **Ожидаемые результаты и оценки**

Введенные меры превзошли изначальные ожидания относительно масштаба улучшения налогового режима (например, изначально ожидалось снижение ставки SC лишь на 2% — с 32% до 30%). Ожидается, что введенные изменения если не переломят, то существенно замедлят негативную динамику по добыче углеводородов в Великобритании. Текущие цены на нефть осложняют прогнозы относительно отраслевых показателей в будущем, однако уже ясно, что измененный налоговый режим существенно повысит привлекательность инвестиций в шельфовые проекты в Великобритании в международном контексте, а также увеличит экономически рентабельные запасы углеводородов.

При этом правительство осознает, что изменения повлияют в краткосрочной и, возможно, в среднесрочной перспективе на доходы бюджета от добычи нефти и газа, тем самым давая сигнал о готовности отказаться в ближайшее время от части налоговых поступлений ради стимулирования инвестиций и максимизации экономически рентабельных запасов на шельфе. Помимо снижения налоговой нагрузки, другие введенные изменения являются качественным переходом от системы адресного льготирования определенных категорий запасов к системному подходу дополнительного стимулирования инвестиций на всех категориях месторождений, а также повышению прозрачности и упрощению администрирования налогового режима.

#### **Взгляд из России**

Подход к пересмотру налогового режима в Великобритании, как страны с длительной историей нефтегазодобычи и стареющими месторождениями, и последовавшие изменения могут являться важным примером для дальнейшей трансформации налогового режима в России, в частности — переход от системы предоставления адресных льгот для различных категорий проектов к системному механизму стимулирования инвестиций (через инструменты, учитывающие затраты инвестора).

## В мире: опыт регулирования ТЭК

Обращение к богатому опыту регулирования отраслей ТЭК, накопленному в мировой практике, который может быть полезен при разработке текущей энергетической политики

### Мир: инвестиционный климат ТЭК — 2014 (Институт Фрейзера)

Доклад/Источник	<u>Мировой нефтегазовый обзор 2014.</u> (Fraser Institute, 20 ноября 2014 г.)	<u>Обзор горнодобывающих компаний 2014.</u> (Fraser Institute, 24 февраля 2015 г.)
Цель	Оценка влияния наделенности минерально-сырьевыми богатствами и государственной политики на инвестиции в разведку и добычу	
Метод	Электронный опрос компаний	
Охват	710 руководителей и управляющих из 156 юрисдикций (добывающих стран, регионов, территорий). Для оценки юрисдикции — минимум 10 ответов	485 руководителей и управляющих из 122 юрисдикций (добывающих стран, регионов, территорий). Для оценки юрисдикции — минимум 10 ответов
Проведение опроса	<b>3 июня — 23 августа 2014 г.</b>	<b>26 августа — 15 ноября 2014 г.</b>
Индекс оценки	<i>Индекс восприятия политики (ИВП) (16 факторов)</i> <i>Индекс коммерческой среды (ИКС) (5 факторов)</i> <i>Индекс регуляторного бремени (ИРБ) (6 факторов)</i> <i>Индекс геополитических рисков (ИГР)</i> <i>Лучшие практики</i>	<i>Индекс инвестиционной привлекательности (ИИП) = 0,4* Индекс восприятия политики (ИВП) + 0,6* Индекс минерально-сырьевого потенциала при лучших практиках (ИМСП)</i>
Значение индекса	<b>От 100 (наихудший) до 0 (наилучший)</b>	<b>От 0 (наихудший) до 100 (наилучший)</b>
Рейтинг 2014 (Топ 10)	Индекс восприятия политики (ИВП) 1. Оклахома (США) (7,02) 2. Миссисипи (США) (7,25) 3. Саскачеван (Канада) (10,29) 4. Арканзас (США) (11,06) 5. Манитоба (Канада) (11,51) 6. Алабама (США) (11,90) 7. Канзас (США) (12,82) 8. Техас (США) (13,19) 9. Северная Дакота (США) (13,55) 10. Вайоминг (США) (19,11)	Индекс инвестиционной привлекательности (ИИП) 1. Финляндия (83,8) 2. Саскачеван (Канада) (83,6) 3. Невада (США) (83,3) 4. Манитоба (Канада) (82,9) 5. Западная Австралия (Австралия) (82) 6. Квебек (Канада) (81,5) 7. Вайоминг (США) (81,4) 8. Ньюфаундленд и Лабрадор (Канада)(80,7) 9. Юкон (Канада) (80,1) 10. Аляска (США) (79,7)
Россия в рейтинге	<i>Россия в рейтинге ИВП</i> <i>Россия</i> 135 из 156 (148 из 157 в 2013 году) <i>ИВП Россия Сахалин:</i> 142 из 156 (140 из 157 в 2013 году) <i>ИВП Россия Арктический шельф:</i> 151 из 156 (153 из 157 в 2013 году) <i>ИВП Россия Восточная Сибирь:</i> 152 из 156 (151 из 157 в 2013 году)	<i>ИИП Россия:</i> 61 из 122 (86 из 112 в 2013 году) <i>ИВП Россия:</i> 92 из 122 (91 из 112 в 2013 году) <i>ИМСП Россия:</i> 40 из 122 (67 из 112 в 2013 году)



*Институт Фрейзера (Fraser Institution)* — независимый исследовательский и образовательный центр, базирующийся в Канаде (Ванкувер) и получивший широкую известность благодаря своему Индексу экономической свободы. Этот институт также ежегодно публикует мировые обзоры инвестиционного климата в различных юрисдикциях с точки зрения нефтегазовых (с 2007 года) и горнодобывающих (с 1997 года) компаний.

### Инвестиционный климат в нефтегазовой отрасли

Для оценки инвестиционного климата в нефтегазовой отрасли институт Фрейзера опирается на мнения представителей нефтегазовых компаний о том, как 16 различных факторов влияют на решения об инвестициях в ту или иную юрисдикцию. По каждому из факторов суммируется количество негативных ответов (когда фактор рассматривается как умеренное препятствие для инвестиций, как сильное препятствие и как запретительный барьер). Усредненные оценки факторов варьируются в пределах от 35% негативных ответов для «Безопасности» (наименьшей проблемы) до 48% для «Правоприменения» (наибольшей проблемы). Таким образом, разброс в значениях оценок различных факторов невелик.

ОЦЕНКА КЛЮЧЕВЫХ ФАКТОРОВ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИЯМИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ДЛЯ РОССИЙСКИХ ЮРИСДИКЦИЙ (ЧЕМ ВЫШЕ ПРОЦЕНТ, ТЕМ БОЛЕЕ ОЩУТИМО ДЛЯ ИНВЕСТОРА ПРЕПЯТСТВИЕ)

№	Фактор	Россия Восточная Сибирь	Россия Сахалин	Россия Арктический шельф	Россия Остальные месторождения	Среднее по юрисдикциям в мире
1	Условия нефтегазовых контрактов (налоги, сборы и платежи, специфичные для нефтегазового сектора)	80,1%	83,3%	85,8%	77,7%	40,3%
2	Система налогообложения (общий режим налогообложения)	75,0%	66,6%	57,1%	66,6%	44,4%
3	Природоохранное регулирование	40,0%	50,0%	38,5%	50,0%	39,8%
4	Правоприменение (неопределенность в интерпретации, применении и информировании законов)	86,7%	80,0%	83,3%	87,5%	48,2%
5	Издержки соблюдения регулирования (в отношении получения разрешений, участия в слушаниях и т. д.)	84,6%	80,0%	66,7%	66,7%	45,8%
6	Природоохранные территории (неопределенность в отношении того, какие территории могут охватывать)	45,5%	62,5%	60,0%	56,5%	40,0%

№	Фактор	Россия Восточная Сибирь	Россия Сахалин	Россия Арктический шельф	Россия Остальные месторождения	Среднее по юрисдикциям в мире
7	Торговые барьеры (тарифные, нетарифные, валютные ограничения и т. д.)	91,6%	77,8%	83,4%	78,2%	37,5%
8	Регулирование рынка труда (содержание трудовых контрактов, местные условия найма и т. д.)	83,3%	66,6%	63,7%	47,8%	41,9%
9	Качество инфраструктуры (доступ к дорогам, электроэнергии и т. д.)	83,3%	66,6%	83,3%	60,9%	46,7%
10	Геологическая информация (качество, детализация и простота доступа к геологической информации)	63,7%	37,5%	40,0%	56,4%	39,7%
11	Наличие и квалификация трудовых ресурсов (предложение и мобильность труда)	75,0%	66,6%	81,9%	40,9%	46,4%
12	Земельные споры (неопределенность с правовым статусом земель коренного населения или других групп и индивидов)	54,6%	50,0%	55,5%	45,4%	37,7%
13	Политическая стабильность	58,3%	44,4%	72,8%	50,0%	42,5%
14	Безопасность (физическая безопасность персонала и активов)	66,7%	55,6%	72,7%	59,1%	35,1%
15	Дублирование и противоречивость норм	45,5%	37,5%	62,5%	68,1%	44,9%
16	Правовая система (справедливое, прозрачное и некоррумпированное судопроизводство)	91,6%	88,9%	100,0%	86,4%	46,2%

В России институт Фрейзера выделяет 4 нефтегазовых «юрисдикции»: месторождения Восточной Сибири, о. Сахалин, арктического шельфа и остальные месторождения. Опрос компаний показал, что субъективное восприятие препятствий для реализации инвестиций в Россию (особенно в Восточную Сибирь и в шельфовые проекты в Арктике) почти повсеместно выше (и иногда весьма заметно), чем в среднем по миру. Особые сложности инвесторы видят в российском судопроизводстве, а относительно нормально они воспринимают стабильность природоохранного регулирования.

На основе полученных мнений институт Фрейзера формирует индексы инвестиционной привлекательности нефтегазовых юрисдикций:

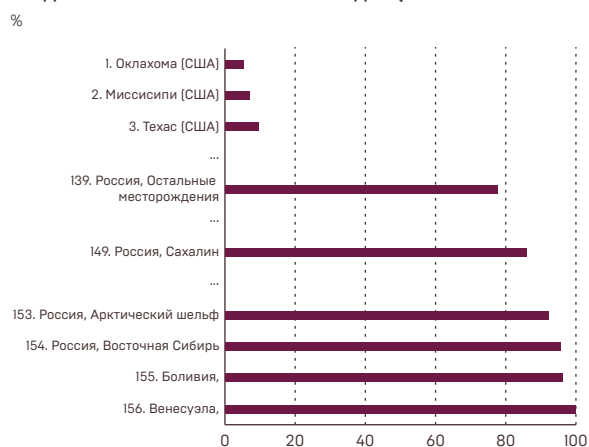
- Индекс восприятия политики — индекс по всем 16 факторам.
- Индекс коммерческой среды — индекс по 5 факторам (условия контрактов, налоги, торговые барьеры, инфраструктура и трудовые ресурсы).
- Индекс регуляторного бремени — индекс по 6 факторам (соблюдение регулирования, правоприменение, природоохранное и трудовое законодательство, непротиворечивость норм и судопроизводство).
- Индекс геополитических рисков — индекс по 2 факторам (политическая стабильность и безопасность).

Институт Фрейзера также предлагает оценку того, насколько бы возросла инвестиционная привлекательность юрисдикции, если бы в ней действовали наилучшие отраслевые стандарты (в целях измерения влияния адаптации лучших практик — «Лучшие практики»).

ИНДЕКС ВОСПРИЯТИЯ ПОЛИТИКИ (НЕФТЬ И ГАЗ 2014)



ИНДЕКС КОММЕРЧЕСКОЙ СРЕДЫ (НЕФТЬ И ГАЗ 2014)



ИНДЕКС РЕГУЛЯРНОГО БРЕМЕНИ (НЕФТЬ И ГАЗ 2014)



ИНДЕКС ГЕОПОЛИТИЧЕСКИХ РИСКОВ (НЕФТЬ И ГАЗ 2014)



Примечание: индексы изменяются от 100 (наихудший) до 0 (наилучший).

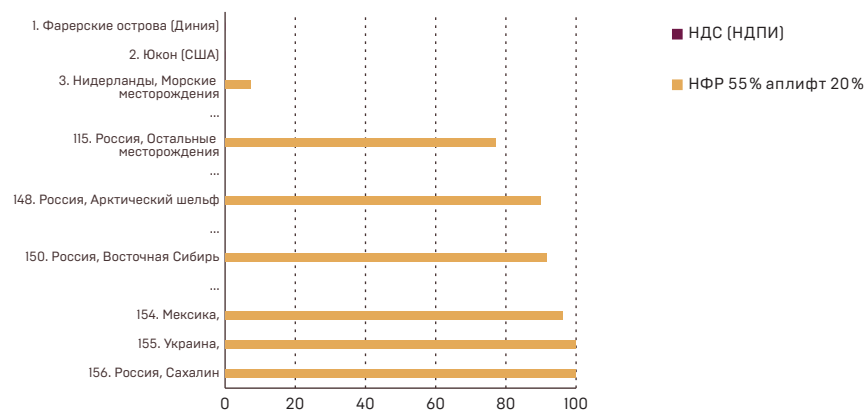
Согласно институту Фрейзера, лидирующие позиции в рейтингах инвестиционной привлекательности нефтегазовых юрисдикций в 2014 году принадлежат американским штатам — прежде всего Оклахоме и Миссисипи. Россия в этих

рейтингах преимущественно занимает позиции в конце рейтинга, что вытекает из приведенных выше оценок отдельных факторов — составных элементов индексов.

Вместе с тем, следует обратить внимание на следующие моменты. Во-первых, институт Фрейзера базируется в Канаде, что может обуславливать некоторую «симпатию» североамериканским и в целом англо-саксонским юрисдикциям. Но опрос проводился среди компаний, представляющих разные страны мира, и, действительно, существует мнение о превосходстве этих юрисдикций с точки зрения привлечения инвестиций. Во-вторых, в «Мировом нефтегазовом обзоре» недостаточно полно отражен важнейший фактор наделенности страны минерально-сырьевыми ресурсами (хотя такая попытка сделана). В третьих, опрос проводился в период действия антироссийских санкций, что должно было негативно отразиться на оценках инвестиционной привлекательности российских нефтегазовых юрисдикций. Но здесь приходится признать, что в 2013 году позиции России в рейтингах были сопоставимы с текущими. Позитивный момент состоит в наличии широких возможностей для улучшения инвестиционной привлекательности российских нефтегазовых юрисдикций за счет совершенствования регулирования отрасли (адаптации «лучших практик» в трактовке института Фрейзера). В частности, для о. Сахалин эти возможности максимальны, в то время как для северо-американских и европейских юрисдикций они в большей или меньшей степени исчерпаны.

#### ЛУЧШИЕ ПРАКТИКИ (НЕФТЬ И ГАЗ 2014)

%



Примечание: чем выше значение, тем больше возможностей для улучшения инвестиционной привлекательности при адаптации наилучших отраслевых стандартов.

#### Инвестиционный климат в горнодобывающей отрасли

Для оценки инвестиционного климата в горнодобывающих юрисдикциях (включая добычу угля) институт Фрейзера предлагает 15 факторов, которые в большинстве своем пересекаются с факторами, определяющими инвестиционную привлекательность нефтегазовых юрисдикций, но в отличие от «Мирового нефтегазового обзора» в «Обзоре горнодобывающих компаний» суммируется процент положительных ответов (когда фактор рассматривается как стимулирующий или нейтральный). Разброс оценок между факторами здесь чуть шире: от 67 % положительных ответов для «Безопасности» (наиболее благополучного фактора) до 46 % для «Дублирования и противоречивости норм» (наименее благополучного фактора).

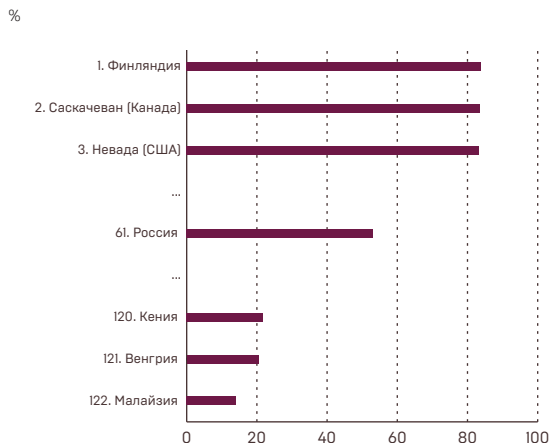
ОЦЕНКА КЛЮЧЕВЫХ ФАКТОРОВ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИЯМИ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ РОССИИ (ЧЕМ ВЫШЕ ПРОЦЕНТ, ТЕМ БОЛЕЕ ОЩУТИМ ДЛЯ ИНВЕСТОРА СТИМУЛ)

№	Фактор	Россия	Среднее по юрисдикциям в мире
1	Система налогообложения	40%	52%
2	Природоохранное регулирование	81%	54%
3	Правоприменение	31%	49%
4	Природоохранные территории	80%	56%
5	Торговые барьеры	29%	63%
6	Регулирование рынка труда	50%	62%
7	Качество инфраструктуры	27%	51%
8	Геологическая информация	36%	60%
9	Наличие и квалификация трудовых ресурсов	57%	61%
10	Земельные споры	39%	52%
11	Политическая стабильность	29%	54%
12	Безопасность	36%	67%
13	Дублирование и противоречивость норм	38%	46%
14	Правовая система	25%	47%
15	Обязательства перед местным сообществом	43%	54%

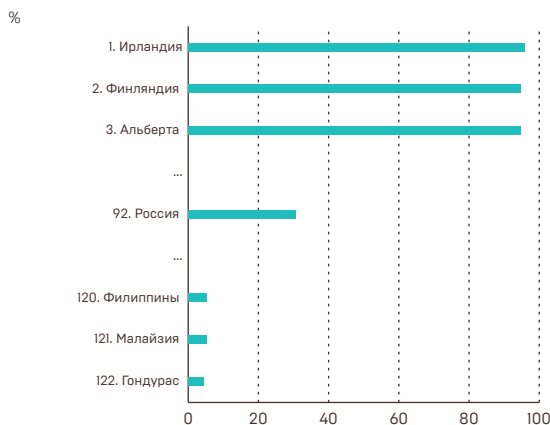
Горнодобывающие компании оценивают ситуацию в России лучше, чем нефтегазовые. Их оценки для России ближе к среднемировым значениям, хотя в большинстве случаев до них не дотягивают. Исключение — высокие значения для природоохранного регулирования и природоохранных территорий. Наиболее проблемной областью для горнодобывающих компаний в России остается судопроизводство. Эти крайние оценки совпадают с мнением нефтегазовых компаний.

Результаты опроса институт Фрейзера сводит в Индекс инвестиционной привлекательности. Это составной индекс, объединяющий Индекс восприятия политики и Индекс минерально-сырьевого потенциала при лучших практиках. В ИВП находят отражение все 15 факторов, но для оценки инвестиционной привлекательности одних регуляторных рамок недостаточно — решение об инвестициях может определять минерально-ресурсный потенциал юрисдикции. ИИП учитывает это в явном виде через вторую компоненту — ИМСП. Вес ИВП в итоговом индексе составляет 40%, ИМСП — соответственно 60%.

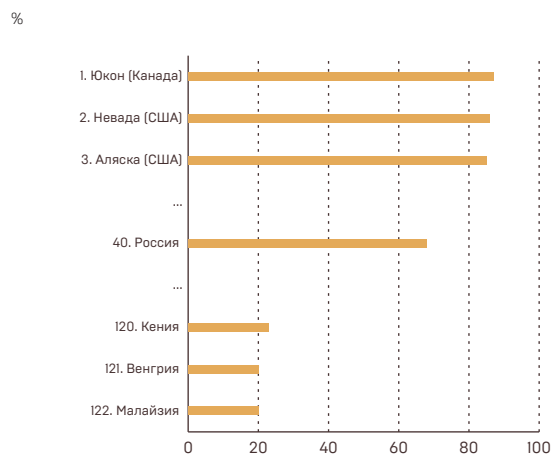
### ИНДЕКС ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ (ГОРНОДОБЫВАЮЩИЕ КОМПАНИИ 2014)



### ИНДЕКС МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО ПОТЕНЦИАЛА ПРИ ЛУЧШИХ ПРАКТИКАХ (ГОРНОДОБЫВАЮЩИЕ КОМПАНИИ 2014)



### ИНДЕКС ВОСПРИЯТИЯ ПОЛИТИКИ (ГОРНОДОБЫВАЮЩИЕ КОМПАНИИ 2014)



Примечание: индексы изменяются от 0 (наихудший) до 100 (наилучший).

Наиболее привлекательной юрисдикцией для инвестиций горнодобывающих компаний в 2014 году стала Финляндия. Далее в числе лидеров вновь доминируют англосаксонские юрисдикции (США, Канада, Австралия). Россия находится в середине рейтинга, заметно улучшив свою позицию по сравнению с 2013 годом. Вместе с тем, такая позиция в основном обеспечена ИМСП, отражающим минерально-сырьевой потенциал, в то время как по ИВП рейтинг России намного скромнее.

## В мире: новые правила

Обзор наиболее актуальных в российском контексте изменений в регулировании мировой энергетики и ТЭК зарубежных стран с учетом их возможного влияния на ситуацию в России

### Казахстан: совершенствование недропользования

Закон Республики Казахстан. Вступил в силу 11 января 2015 г. (за исключением отдельных норм)

<p><b>Название документа</b></p>	<p><b>Закон Республики Казахстан № 271 V «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам недропользования» от 29 декабря 2014 г.</b></p> <p>Изменения затрагивают закон «О недрах и недропользовании», Земельный кодекс, Экологический кодекс, Кодекс «О налогах и других обязательных платежах в бюджет», Кодекс «Об административных правонарушениях», а также закон «О магистральном трубопроводе»</p>
<p><b>Заявленная цель</b></p>	<p>Переход к экономическому стимулированию недропользования (снижение административного давления)</p>
<p><b>Основание для изменений</b></p>	<p>План законопроектных работ Правительства Республики Казахстан на 2013 год</p>
<p><b>Основные изменения</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– введение упрощенного порядка для разведки;</li> <li>– использование аукционов при выборе победителя на конкурсе (наряду с тендерами);</li> <li>– сокращение количества экспертиз (до 60%) и проектных документов (исключение технико-экономического обоснования из перечня обязательных проектных документов);</li> <li>– ограничение сферы применения приоритетного права государства;</li> <li>– регламентирование вопросов недропользования в случаях расширения контрактной территории;</li> <li>– изменение порядка согласования передачи права недропользования и связанных с ним объектов;</li> <li>– оптимизация положений модельного контракта (исключение дублирования);</li> <li>– новое регулирование вопросов использования техногенных минеральных образований;</li> <li>– совершенствование института доверительного управления контрактной территорией;</li> <li>– повышение безопасности проведения нефтяных операций на море;</li> <li>– расширение понятийного аппарата;</li> <li>– перераспределение регуляторных компетенций государственных органов.</li> </ul>
<p><b>Возможные последствия</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– активизация инвестиционной и предпринимательской активности;</li> <li>– открытие новых месторождений.</li> </ul>

## Украина: повышение налогов на добычу природного газа

Закон Украины. Вступил в силу 1 апреля 2015 г.<sup>4</sup>

Название документа	<b>Закон Украины № 211 VIII «О внесении изменений в Налоговый кодекс Украины» от 2 марта 2015 г.</b>
Цель	Перераспределение доходов бюджета
Основные изменения	Закон предусматривает внесение ряда поправок в действующее налоговое законодательство, включая энергетику. В частности, им вводится повышение ставки рентной платы с 20% до 70% за добычу природного газа, залегающего выше 5 км от поверхности земли и используемого для потребностей населения. Для рентной платы на природный газ, добываемый из скважин, которые внесены в Государственный реестр нефтяных и газовых скважин после 1 августа 2014 года, будет в течение двух лет применяться понижающий коэффициент в размере 0,55 от ее ставки.
Возможные последствия	<p>Параллельно с повышением рентных платежей будет увеличена закупочная цена газа (база для налогообложения) с 349 до 1590 гривен (без НДС) за 1000 м<sup>3</sup> для добывающих компаний. По расчетам министра финансов Украины, такое увеличение позволит дополнительно привлечь в бюджет 9 млрд гривен, которые будут направлены на поддержку домохозяйств с низким уровнем доходов, а, например, государственная «Укргаздобыча», обеспечивающая основной объем добываемого на Украине газа, сможет реинвестировать в свое развитие больше средств. Однако многие специалисты и представители компании указывают на то, что в текущих экономических реалиях нынешняя модель газового рынка не позволит удержать минимальный объем капиталовложений для поддержания внутреннего объема добычи газа хотя бы на уровне 2014 года. Кроме того, они указывают на возрастающий риск увеличения уровня неплатежей потребителей ввиду четырехкратного повышения цен на газ населению, что может создать дополнительные проблемы добывающим компаниям. В случае реализации указанных рисков Украина может стать еще более зависима от внешних поставщиков энергоресурсов.</p> <p>Первый ощутимый удар по производителям газа был нанесен в августе 2014 года, когда ставки рентных платежей на газ, поставляемый потребителям помимо населения, выросли с 28% до 55% от средней стоимости импортируемого газа при добыче с глубины до 5 км и с 15% до 28% в других случаях. Предприятиям, которые работают с госкомпаниями в рамках договора о совместной деятельности, рентные платежи были резко повышены до 70%. Целью данной меры было выравнивание размера получаемого дохода всех добывающих компаний, независимо от направлений дальнейшей реализации газа (для промышленности или для населения). По словам многих экспертов, это привело к потерям экономической эффективности добычи газа многими предприятиями и отчасти обусловило отток иностранных инвестиций с газового рынка Украины в последнее время. Непростая ситуация сложилась и для нефтедобывающих компаний после повышения уровня рентных платежей за нефть с 39% до 45%.</p>

<sup>4</sup> В части регулирования налогообложения добычи природного газа.



## Индия: новые правила лицензирования в горной промышленности

Закон Индии. Вступил в силу 12 января 2015 г.

Название документа	<a href="#">О внесении поправок в Закон о шахтах и полезных ископаемых (регулирование и развитие) № 10 от 26 марта 2015 г. (имеет обратную силу)</a>
Цель	Повышение прозрачности и справедливости регулирования горнодобывающей промышленности
Основные изменения	<p>Новый закон вносит изменения в Закон о шахтах и полезных ископаемых (регулирование и развитие) 1957 года, а также аннулирует Указ о поправках к Закону о шахтах и полезных ископаемых (регулирование и развитие) № 3 от 12 января 2015 г. <i>Основные изменения, вносимые законом, относящиеся к регулированию угольной промышленности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– введение новой единой горнодобывающей лицензии, дающей право на проведение геологоразведочных работ, а также на их добычу;</li> <li>– введение норм, позволяющих правительству без ограничений увеличить границы горного отвода, на которые распространяется лицензия (ранее максимальная площадь горного отвода составляла 10 кв. км, и для его расширения необходимо было получать дополнительную лицензию);</li> <li>– определение критериев и порядка распределения лицензий на конкурсной основе через систему аукционов;</li> <li>– условия и порядок передачи лицензии другим лицам;</li> <li>– введение наказаний за нарушение норм лицензирования;</li> <li>– создание Районного минерального фонда (DMF) и Национального траста по разведке полезных ископаемых (NMET). DMF будет формироваться правительством каждого штата для решения проблем лиц, пострадавших от проведения горнодобывающих операций. NMET сформируется центральным правительством и будет заниматься проблемами проведения разведывательных работ в горнодобывающей промышленности. Недропользователи должны уплачивать DMF взнос в размере не более чем 1/3 от роялти (в дополнение к роялти), устанавливаемым центральным правительством, а NMET — 2% от суммы роялти.</li> </ul>
Возможные последствия	<p>Напомним, что в сентябре 2014 г. Верховный суд Индии аннулировал 214 из 218 лицензий на добычу угля, выданных как частным, так и государственным компаниям в период с 1993 по 2010 года. Государственный аудитор оценил в \$210 млрд ущерб бюджету Индии от распределения месторождений по заниженной цене. Нововведения должны исключить такие ситуации в будущем и пресечь возможность использования коррупционных схем. <i>Однако некоторые эксперты критикуют новый закон по следующим позициям:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– смещение регуляторных полномочий в пользу центрального правительства</li> <li>– совмещение разведывательной деятельности и добычи в одной лицензии может оказаться избыточным в случае неудачных результатов разведки</li> <li>– компании должны нести дополнительные расходы по налогам</li> <li>– компании должны понести дополнительные расходы на проведение аукционов.</li> </ul> <p>Индия является одним из крупнейших импортеров угля в мире. Успех проведения реформ Индии в этой отрасли может заметно отразиться на конъюнктуре азиатского рынка угля.</p>

## Краткий обзор

Страна	Новое регулирование	Дата вступления в силу
Беларусь	Доступ потребителей к услугам по транспортировке нефти и нефтепродуктов должен осуществляться исходя из принципа равнодоступности и недискриминационности <i>Постановление Совета Министров № 205 от 17 марта 2015 г. «Об утверждении Правил обеспечения доступа потребителей к услугам по транспортировке нефти и (или) нефтепродуктов по магистральным трубопроводам»</i>	21 июня 2015 г.
Беларусь	Новая редакция закона об энергосбережении <i>Закон «Об энергосбережении» № 239 З от 8 января 2015 г.</i>	11 июля 2015 г.
Болгария	Сокращение «зеленых» тарифов для новых проектов ВИЭ <i>Закон о внесении изменений в Закон об энергетике от 26 февраля 2015 г.</i>	6 марта 2015 г.
Великобритания	Уточнение регулирования нефтегазового и геотермального рынка <i>Закон об инфраструктуре от 12 февраля 2015 г.</i>	12 февраля 2015 г.
Германия	Перевод предоставления поддержки ВИЭ на конкурентную основу не позже 2017 года <i>Распоряжение о заявках на получение финансирования для наземных фотовольтаических установок и изменении других распоряжений о поддержке ВИЭ от 28 января 2015 г.</i>	12 февраля 2015 г.
Италия	Отмена налога в 6,5%, взимаемого с крупных энергетических компаний в дополнение к основному корпоративному налогу <i>Постановление Конституционного суда Италии N. 10/2015 от 9 февраля 2015 г.</i>	12 февраля 2015 г.
Казахстан	Совершенствование применения энергоэффективных технологий в секторе производства <i>Закон № 279 V ЗРК «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности» от 14 января 2015 г.</i>	17 января 2015 г.
Казахстан	Временный запрет на ввоз легких дистиллятов и продуктов и дизельного топлива из России (с 5 марта по 20 апреля) <i>Приказ Министра энергетики «О некоторых вопросах поставок нефтепродуктов в Республику Казахстан» от 4 марта 2015 г.</i>	5 марта 2015 г.
Канада	Новый режим ответственности за ядерный ущерб <i>Закон Канады об ответственности и компенсации за ядерный ущерб (часть 2 Закона С 22) от 26 февраля 2015 г.</i>	26 февраля 2015 г.
Китай	Снижение экспортных пошлин на уголь (с 10% до 3%) <i>План по тарифам на 2015 год от 12 декабря 2014 г.</i>	1 января 2015 г.

Польша	<p>Новые условия поддержки сектора ВИЭ</p> <p><i><u>Закон о возобновляемых источниках энергии от 20 февраля 2015 г.</u></i></p>	<p>2 мая 2015 г. (1 января 2016 г. в части введения аукционов)</p>
США	<p>Обновление регулирования экспортного контроля над ядерными технологиями</p> <p><i><u>Часть 810 Положения о Комиссии по ядерной регламентации (раздел 10 свода федеральных правил) от 23 февраля 2015 г.</u></i></p>	<p>25 марта 2015 г.</p>
США	<p>Новые правила проведения гидроразрыва пласта на федеральных землях</p> <p><i><u>Окончательные правила обеспечения безопасности процесса гидравлического разрыва пласта в границах государственных и племенных земель от 26 марта 2015 г.</u></i></p>	<p>18 июня 2015 г.</p>
Тасмания (Австралия)	<p>Продление моратория на технологию гидравлического разрыва пласта до марта 2020 г.</p> <p><i><u>Заявление Правительства штата Тасмания о политике в области гидравлического разрыва пласта от 26 февраля 2015 г.</u></i></p>	<p>26 марта 2015 г.</p>

## Специально: санкции против энергетики России

Освещение хода и масштаба введения мировых санкций против российского энергетического сектора  
(I квартал 2015 года)

В I квартале 2015 года новых санкций против энергетического<sup>5</sup> сектора России практически не вводилось. Исключение составляет Канада, которая 17 февраля в рамках расширения санкционных списков распространила действие санкций на НК «Роснефть». Теперь канадским гражданам и компаниям запрещено предоставлять компании финансирование сроком более 90 дней.

Тем не менее данный период характеризуется решениями о продлении введенных ранее санкций — прежде всего со стороны США и ЕС.

3 марта было *опубликовано* решение президента США о продлении санкций против России, предусмотренных Исполнительными указами № 13660 (от 6 марта 2014 г.), № 13661 (от 16 марта 2014 г.), № 13662 (от 21 марта 2014 г.), № 13685 (от 19 декабря 2014 г.), на год.

На саммите ЕС 18–19 марта главы государств и правительств европейских стран постановили, что продолжительность ограничительных мер в отношении России, принятых 31 июля 2014 года и усиленных 8 сентября 2014 года, должна быть увязана с полной реализацией минских договоренностей (которая ожидается к 31 декабря 2015 года). ЕС планирует принять необходимые для продления санкций решения в ближайшие месяцы.

Наконец, следует отметить официальное вступление в силу 31 марта усиленных австралийских санкций, которые были заявлены премьер-министром Австралии 1 сентября 2014 года в целях синхронизации с санкциями США и ЕС. Формализованные австралийские санкции объединяют ограничения на доступ российских банков («Сбербанк», «ВТБ», «Газпромбанк», «Внешэкономбанк» и «Россельхозбанк») и энергетических компаний («Роснефти», «Транснефти» и «Газпром нефти») к долгосрочному финансированию (сроком более 30 дней), ограничения на поставку энергетического оборудования (для добычи нефти и газа), а также ограничения для Крыма и Севастополя (на поставку энергетического оборудования и на инвестирование в энергетику и нефтегазодобычу). Санкции введены на 10 лет — до 1 апреля 2025 года.

<sup>5</sup> При этом происходило расширение общих санкционных списков — например, со стороны ЕС, Швейцарии, США, Канады.

17 февраля

Канада: расширение санкций (ограничение финансирования)

Гражданам и компаниям Канады запрещено предоставлять финансирование сроком более 90 дней «Роснефть»

*Закон об изменении закона о специальных экономических мерах против России*

3 марта

США: продление санкций

*Уведомление президента США о сохранении чрезвычайной ситуации в отношении Украины*

19 марта

ЕС: продление санкций

*Заключение Европейского совета о международных отношениях*

31 марта

Австралия: формализация усиленных санкций

ограничения на доступ к долгосрочному финансированию для ряда российских банков и энергетических компаний;

ограничения на поставку в Россию энергетического оборудования;

ограничения для Крыма и Севастополя.

*Спецификация 2015 Автономные санкции (Россия, Крым и Севастополь)*

Для заметок

A series of 22 horizontal dotted lines for writing notes.

