

ДОБЫЧА НЕФТИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: ПЕРЕЗАГРУЗКА

Западная Сибирь – ключевой добывающий регион нашей страны. Его текущие извлекаемые запасы составляют почти 18 млрд т. Однако за последние 10 лет добыча здесь сократилась на 10% из-за ухудшающейся сырьевой базы.

При сохранении status quo темп падения ускорится до 2-3% ежегодно. Предлагаемый механизм апlifта для амортизационных отчислений позволит нарастить ввод новых скважин на 15%, компенсировать до 90 млн т снижения добычи за 2019-2024 гг. Это даст порядка 800 млрд руб. дополнительных бюджетных доходов и приведет к значительному росту ВВП за счет мультипликативного эффекта.

АВТОРЫ



Григорий ВЫГОН

Управляющий директор,
Кандидат экономических наук
info@vygon.consulting



Дарья КОЗЛОВА

Руководитель направления
«Технологии, разведка и добыча нефти»
D.Kozlova@vygon.consulting

При участии:

Сергея ЕЖОВА, Дениса ПИГАРЕВА, Марины МОСОЯН

СОДЕРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ.....3

ТРЕНДЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ: ИТОГИ 10-ЛЕТИЯ..... 4

ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ: ПРОГНОЗ НЕГАТИВНЫЙ.....8

НАЛОГОВЫЙ РЕЖИМ: СТИМУЛОВ НЕДОСТАТОЧНО.....9

МИРОВОЙ ОПЫТ: УЛУЧШЕНИЕ УСЛОВИЙ.....12

ВВЕДЕНИЕ АПЛИФТА: ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ ЭФФЕКТ.....16

РЕЗЮМЕ

На Западную Сибирь приходится 56% российской добычи нефти и 61% поступлений по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ), поэтому развитие региона всегда было стратегической задачей для страны. Но последние 10 лет объемы производства здесь падают прежде всего из-за отсутствия системных мер государственного стимулирования.

В 2018 г. принят закон о пилотных проектах по налогу на дополнительный доход от добычи нефти (НДД). Однако в периметр эксперимента попало только около 5% добычи и запасов Западной Сибири. Поэтому, с учетом долгого и сложного процесса согласования расширения перечня НДД, эта мера не окажет существенного влияния на динамику показателей региона в ближайшие 7-10 лет. А останавливать падение надо уже сейчас, иначе оно может ускориться до 2-3% ежегодно из-за ухудшения структуры ресурсной базы.

Одним из недавно озвученных публичных предложений по стимулирующим мерам для Западной Сибири стало введение повышающего коэффициента на амортизационные отчисления – апплифта, который уже действует для НИОКР и геологоразведки на шельфе. Данное исследование посвящено анализу необходимости его введения и оценке потенциального эффекта для отрасли и бюджета.

Основные выводы:

- Рекордные объемы добычи углеводородов в России скрывают фундаментальную проблему ее падения в ключевом регионе – Западной Сибири: за последние 10 лет производство снизилось на 10% до 288 млн т. Если ничего не предпринимать, темпы ускорятся и к 2024 г. уровень может снизиться до 240 млн т, а суммарные выпадающие доходы бюджета при текущих ценах составят около 1,5 трлн руб.
- Налоговые стимулы, действующие с 2007 г., практически не затронули традиционные районы Западной Сибири. Так, в ХМАО эффективная ставка НДПИ составляет 92% по сравнению с 80% в среднем по другим регионам.
- Рост конкуренции на мировом рынке углеводородов стимулирует нефтедобывающие страны снижать налоговую нагрузку. В России же доля государства в чистом доходе до налогов по-прежнему сохраняется в районе 90%, а условия для сегмента апстрим в последние годы только ухудшаются.

- Предлагаемый механизм апlifта с коэффициентом 2,5 на амортизационные отчисления может дать 80-90 млн т инкрементальной добычи нефти за 6 лет. Это обеспечит 800-1000 млрд руб. дополнительных доходов бюджета и значительный вклад в ВВП за счет практически 100%-го уровня локализации для традиционных активов Западной Сибири.

ТРЕНДЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ: ИТОГИ 10-ЛЕТИЯ

Последние годы Россия соревнуется за 1-е место по объемам добычи жидких углеводородов с Саудовской Аравией и США. В 2008-2017 гг. производство в стране увеличивалось практически каждый год со средним темпом 1,1%. Исключением стал только 2017 г., когда действовало соглашение ОПЕК+. При этом уровень добычи жидких углеводородов все равно составил 546,8 млн т, что всего на 4% меньше абсолютного рекорда в 569,5 млн т, достигнутого РСФСР еще в 1987 г.

Такая позитивная динамика во многом связана с двумя факторами:

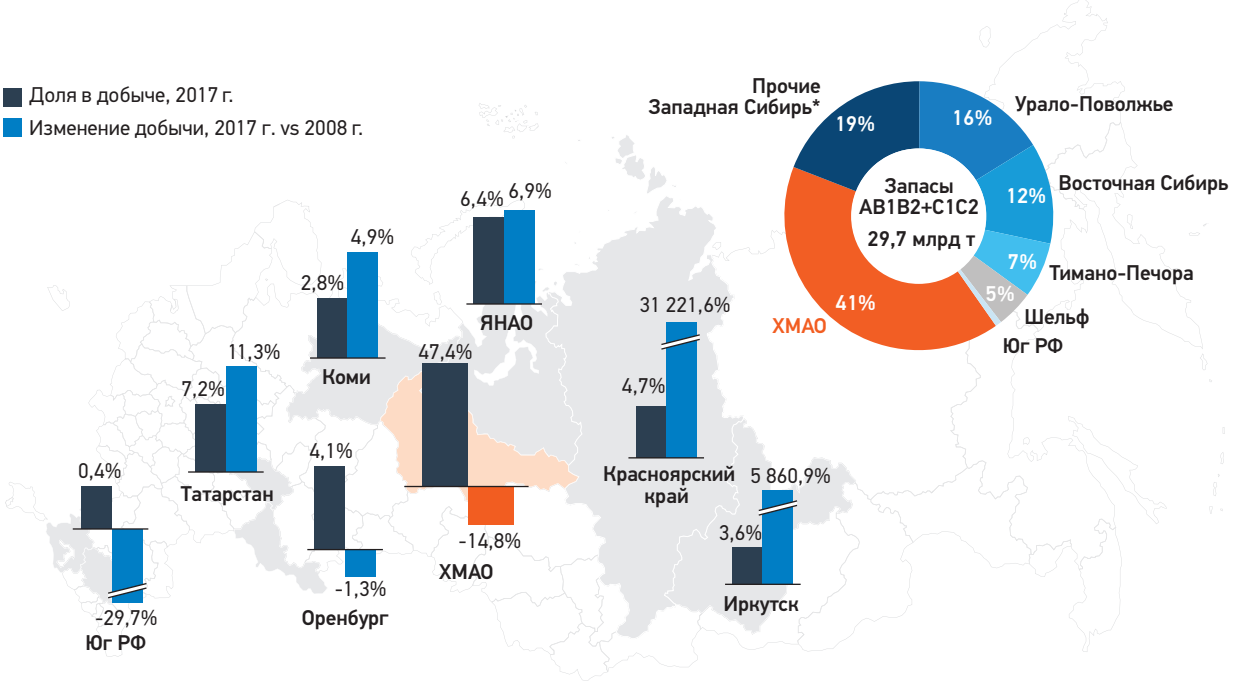
1. Ввод крупных месторождений новых регионов, открытых еще в 70-80-е гг. прошлого столетия. Так, в 2008-2012 гг. были запущены Ванкорское, Верхнечонское, Талаканское месторождения. В 2015-2016 гг. началось освоение Новопортовского и Восточно-Мессояхского месторождений, им. Третьякова и им. Титова, им. Филановского и т.д.
2. Практически двукратный рост добычи газового конденсата с 17 млн т в 2008 г. до 33 млн т в 2017 г. Это связано с активной разработкой независимыми производителями месторождений жирного газа, попутным компонентом которого он является.

Освоение крупных месторождений новых регионов активизировалось благодаря предоставлению стимулов за счет понижения НДС и экспортной пошлины. У газового конденсата, несмотря на изменение налогового режима в 2014 г., уровень нагрузки остается значительно ниже, чем у нефти. В результате создаются благоприятные условия для разработки залежей жирного газа.

На фоне достигнутых рекордов сохраняется проблема падения добычи в традиционных районах Западной Сибири: ХМАО,

юг ЯНАО, Томская, Тюменская, Омская и Новосибирская области. Объемы производства в ХМАО, на который приходится более 40% текущих извлекаемых запасов нефти России (более 12 млрд т) и 47% российской добычи на 2017 г. (235 млн т), по сравнению с 2008 г. упали на 42 млн т или на 15% (Рисунок 1).

Рис. 1. Структура добычи и запасов нефти России



* прочие Западная Сибирь – ЯНАО, Томская, Тюменская, Омская и Новосибирская области

Источник: Минприроды России, VYGON Consulting

Сокращение добычи происходит несмотря на активный рост объемов бурения. С 2008 г. количество ежегодно вводимых новых скважин здесь выросло на 43% (Рисунок 2).

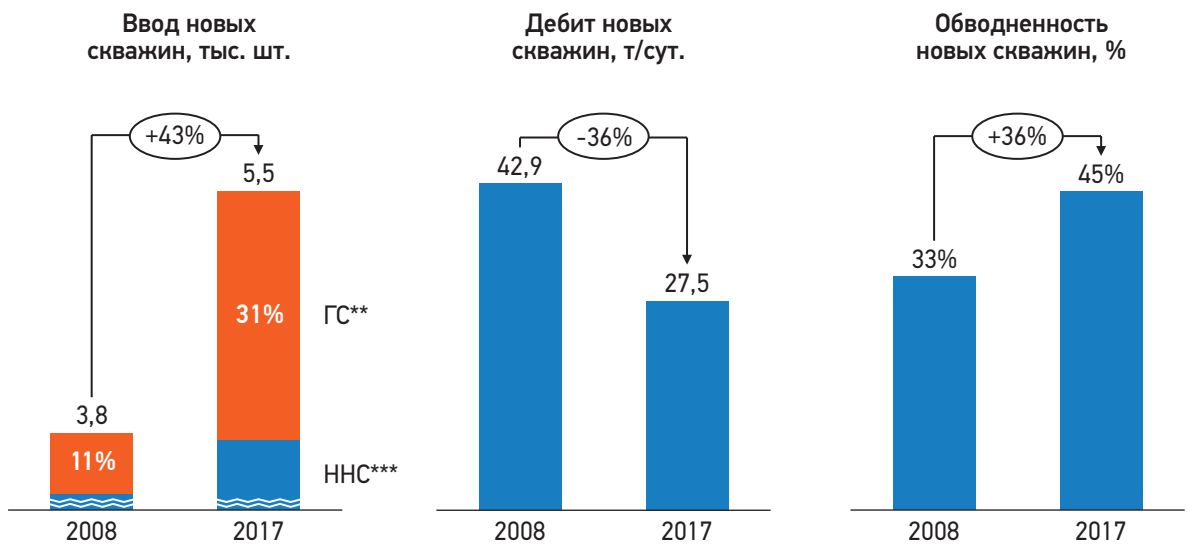
Основная проблема заключается в ухудшении ресурсной базы региона. Уровень обводненности введенных в разработку залежей традиционных районов Западной Сибири в среднем составляет уже 89%. В том же Урало-Поволжье этот показатель находится на уровне 84%, хотя активное освоение месторождений региона началось на 30 лет раньше. Это связано с геологическими особенностями Западносибирского НГК и принятой еще со времен СССР системе поддержания пластового давления в провинции – заводнением.

Последствием роста обводненности является снижение среднего дебита новых скважин. Так, несмотря на увеличение доли горизонтальных скважин в 3 раза за последние 10 лет, этот показате-

тель снизился на 36% с 43 до 27,5 т/сут. (Рисунок 2). В результате падает экономическая эффективность нового бурения, так как общий объем добычи жидкости, а следовательно, и уровень эксплуатационных затрат на извлечение нефти из скважин только растет.

Другой негативной тенденцией является увеличение доли добычи трудноизвлекаемых запасов¹ (ТРИЗ). В 2017 г. она составила уже 26% против 10% в 2008 г. Стоимость одной горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) на таких залежах превышает 200 млн руб. (с учетом аллокации оборудования и нагнетательных скважин), поэтому часть из них экономически неэффективна даже при наличии льгот по НДС. В таких условиях дальнейшее наращивание объемов бурения в традиционных регионах Западной Сибири для поддержания добычи становится невыгодным.

Рис. 2. Показатели нового бурения в Западной Сибири*



* без учета Бурнефтегаз, Мессояханефтегаз, Газпромнефть-Ямал

** горизонтальные скважины

*** наклонно-направленные скважины

Источник: VYGON Consulting

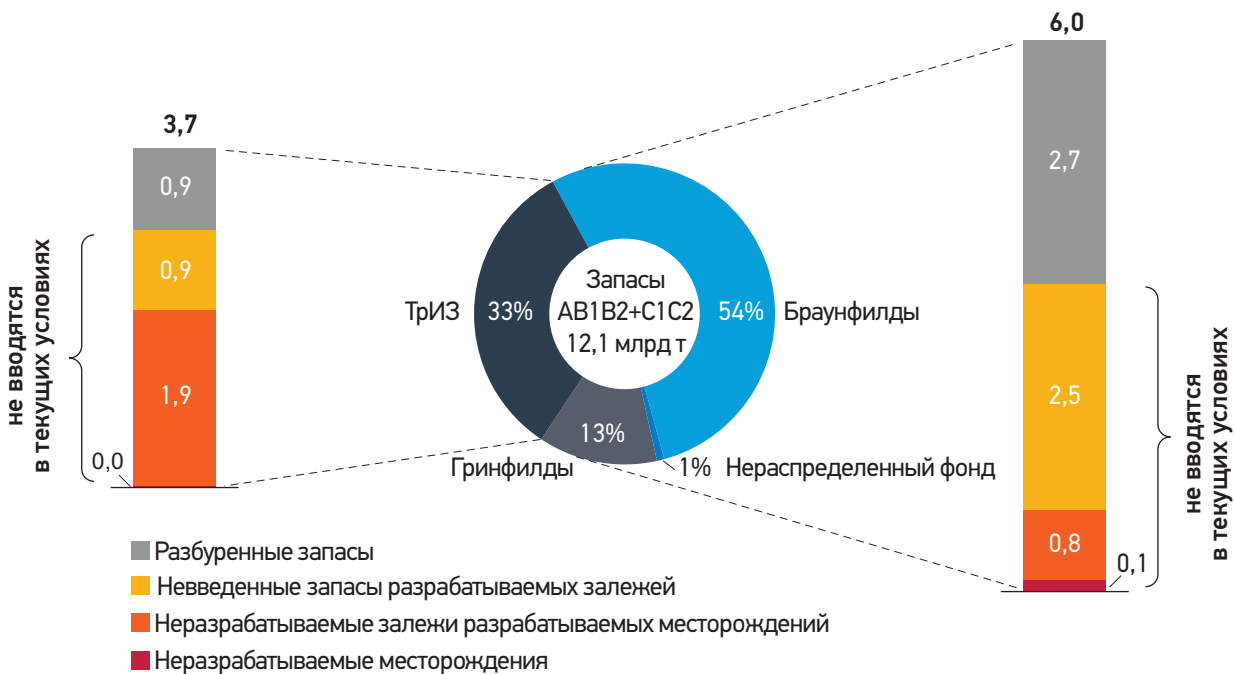
ХМАО обладает колоссальным ресурсным потенциалом в 12,1 млрд т технически извлекаемых запасов (Рисунок 3).

¹ К ним относятся низкопроницаемые коллекторы, тюменская свита, баженовско-абалакский комплекс.

С введением в действие с 01.01.2016 г. новой классификации запасов и ресурсов углеводородного сырья появилось понятие рентабельно извлекаемых запасов. В результате государство получило инструмент, позволяющий увидеть объемы, которые компании не планируют разрабатывать в текущих рыночных условиях. Например, в ХМАО 1,9 млрд т запасов ТриЗ находится в залежах с выработанностью менее 1% и темпами отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) менее 0,5%. В частности, по результатам апробации новой классификации запасов 50% технологически извлекаемых запасов тюменской свиты относится к нерентабельным. Более 2 млрд т традиционных запасов на браунфилдах также сегодня экономически неэффективны для разработки (Рисунок 3).

Основная часть прироста бурения в Западной Сибири за последние годы пришлась на введенные в разработку, но еще полностью не разбуренные залежи действующих месторождений, извлекаемые запасы которых составляют 3,4 млрд т нефти (Рисунок 3). Однако, как уже отмечалось, текущих темпов по-прежнему недостаточно для перелома тренда падения. Для этого необходимо вводить не эксплуатируемые сейчас объекты. По данным компаний, на долю таких залежей приходится 50% распределенного фонда или порядка 5 млрд т запасов в ХМАО.

Рис. 3. Структура извлекаемых запасов нефти ХМАО, млрд т



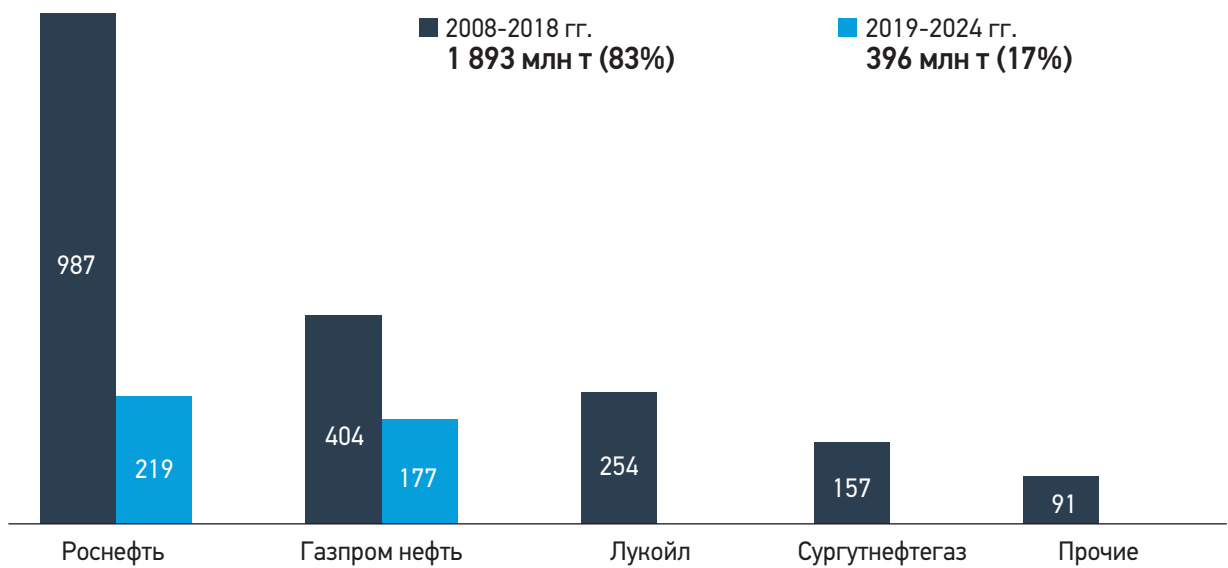
Источник: Минприроды России, VYGON Consulting

**ПЕРСПЕКТИВЫ
ДОБЫЧИ: ПРОГНОЗ
НЕГАТИВНЫЙ**

В предыдущие годы снижение добычи на браунфилдах частично компенсировалось вводом новых крупных объектов. Так, с 2008 г. были запущены такие масштабные проекты, как Уват, Новопокровское, Восточно-Мессояхское, Пяяхинское, Имилорское месторождения и другие, общий объем введенных запасов которых составляет около 1,9 млрд т (Рисунок 4).

Сейчас подготовленных к промышленной эксплуатации новых крупных месторождений в Западной Сибири остается все меньше. По нашим оценкам, в период с 2019-2024 гг. может быть введено порядка 0,4 млрд т, для оставшихся 1,5 млрд т запасов C1+C2 требуются значительные инвестиции в геологоразведку (Рисунок 4).

Рис. 4. Ввод запасов новых крупных месторождений в Западной Сибири, млн т

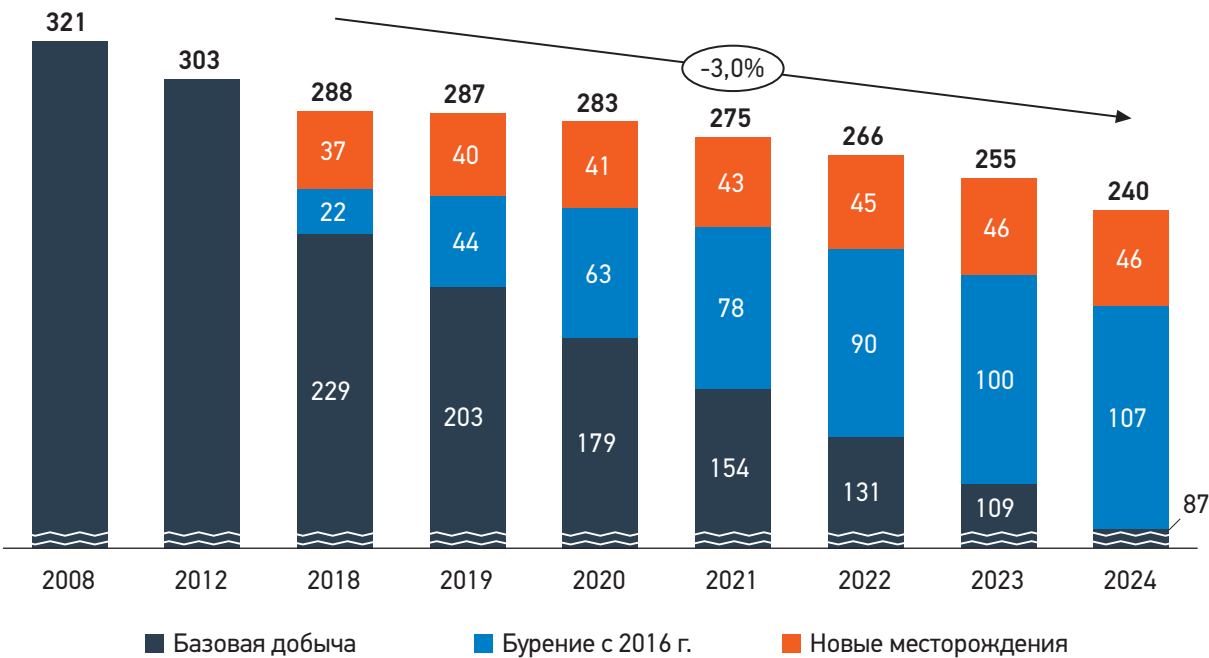


Источник: Минприроды России, VYGON Consulting

В результате без дополнительных стимулов для инвестиций в бурение с учетом дальнейшего ухудшения структуры текущих извлекаемых запасов снижение объемов производства нефти в Западной Сибири может ускориться до 2-3% ежегодно, достигнув 240 млн т к 2024 г. (-17% относительно 2017 г.).

Такое масштабное падение является угрозой не только для развития региона, но и в целом для России. Доля ХМАО только в общем объеме поступлений от НДПИ за 2017 г. превышает 50%. В 2019-2024 гг. суммарный негативный эффект для государственного бюджета от снижения показателей составит порядка 1,5 трлн руб. при текущих рыночных условиях против сценария сохранения добычи на уровне 288 млн т.

Рис. 5. Прогноз добычи нефти в Западной Сибири*, млн т



* без учета нестабильного газового конденсата; включает ХМАО, ЯНАО, Тюменскую, Томскую, Новосибирскую и Омскую области; без учета геологоразведки

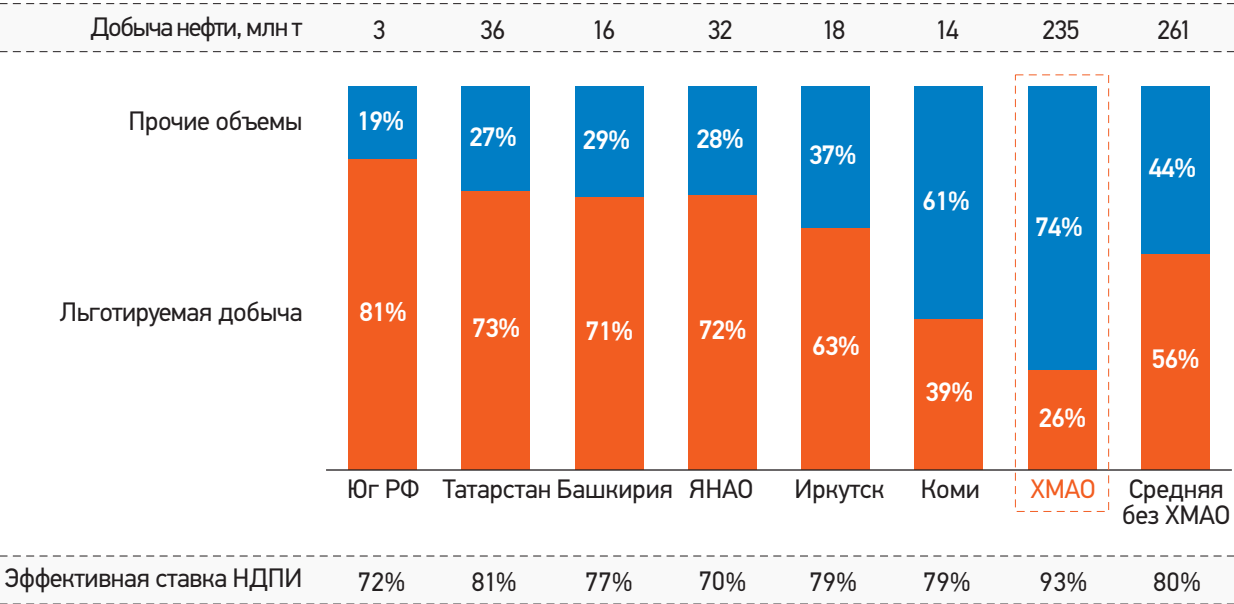
Источник: VYGON Consulting

**НАЛОГОВЫЙ
РЕЖИМ: СТИМУЛОВ
НЕДОСТАТОЧНО**

Ухудшение ресурсной базы требует применения новых дорогостоящих технологий, часть которых экономически неэффективна в действующих макроэкономических условиях. Даже при текущей цене нефти более 70 долл./барр. и обменном курсе выше 65 руб./долл. пороговый рентабельный дебит для средней новой горизонтальной скважины с ГРП составляет более 70 т/сут. без льгот, с МГРП – еще выше.

При этом уровень налоговой нагрузки в традиционных регионах Западной Сибири остается самым высоким по отрасли. В ХМАО эффективная ставка НДПИ за 2017 г. составила 93%, тогда как в среднем по остальным регионам – около 80% (Рисунок 6).

Рис. 6. Доля льготируемых по НДС объемов добычи нефти на 2017 г.



Источник: ФНС России, VYGON Consulting

Предоставление налоговых стимулов в 2006-2012 гг. частично компенсировало падение добычи нефти в традиционных районах Западной Сибири (Рисунок 7). Каникулы по НДС для новых регионов позволили ввести в разработку такие дорогостоящие проекты, как Восточно-Мессояхское и Новопортовское месторождения.

Налоговые стимулы для трудноизвлекаемых запасов дали возможность нарастить добычу из таких залежей на 31 млн т/г. по сравнению с 2012 г. (год принятия льготы). Однако темпы освоения ТРИЗ по-прежнему остаются низкими. Текущий отбор от НИЗ для тюменской свиты и низкопроницаемых коллекторов составляет 1-1,5% при среднем показателе по России в 3-3,5%. Баженовская свита, кроме того, требует создания и апробации новых технологий разведки и добычи, поэтому стимулирование ее освоения только через НДС малоэффективно, необходимо создавать новые условия по всей цепочке создания инноваций, в частности НИОКР и ОПИ. Нельзя забывать и про объекты, которые с точки зрения Налогового кодекса не являются трудноизвлекаемыми, но фактически имеют все те же проблемы, например, нефтяные оторочки с низкими эффективными толщинами и рисками прорыва газа газовых шапок.

После падения цен на нефть в 2014 г. Правительством РФ был предпринят ряд шагов по изъятию части доходов нефтедобывающей отрасли для пополнения бюджета. В 2017 г. был введен

специальный коэффициент K_k (428 руб./т в 2018 г.), который рассматривался как временная мера, но фактически уже продлен до 2021 г. и может применяться и далее. В 2016 г. было заморожено планируемое в рамках «большого налогового маневра» снижение коэффициента в расчете экспортной пошлины, а индексация НДС была сохранена (Рисунок 7).

Рис. 7. Изменения в налоговой системе нефтяной отрасли за 2006-2017 гг.



Источник: VYGON Consulting

В середине 2018 г. после многолетних обсуждений Федеральным законом №199-ФЗ от 19 июля 2018 г. были внесены поправки в Налоговый кодекс РФ в части введения налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД). В законе предполагается тестирование новой системы на 4-х различных группах пилотных проектов. Для Западной Сибири были выделены следующие категории:

- действующие лицензионные участки со степенью выработанности от 10% до 80% и сроком промышленной добычи более 6 лет;
- новые лицензионные участки со степенью выработанности менее 5% и начальными извлекаемыми запасами менее 10 млн т.

Переход на новую систему налогообложения, учитывающую экономику каждого отдельного актива, – правильное и системное решение. Однако в итоговой редакции закона периметр пилотных

проектов был сильно ограничен. Так, для группы браунфилдов был установлен лимит объема добычи нефти за 2016 г. на уровне 15 млн т. В итоге в нее попало 35 месторождений с суммарными запасами в 0,9 млрд т на 01.01.2017. Гринфилды были ограничены суммарным объемом НИЗ в 51 млн т.

В результате под НДД попало только 5% запасов и добычи традиционных районов Западной Сибири. К тому же пока не определен горизонт завершения пилотных проектов и не обозначены критерии оценки эффективности применения новой системы для расширения периметра НДД.

Учитывая, что процесс согласования таких чувствительных параметров достаточно долгий, НДД не будет оказывать существенного влияния на динамику добычи нефти и объемы бурения в Западной Сибири в ближайшие 7-10 лет. Поэтому, несмотря на концептуальную правильность данного механизма, он должен был дополнен и другими мерами стимулирования инвестиций в нефтедобывающую отрасль.

МИРОВОЙ ОПЫТ: УЛУЧШЕНИЕ УСЛОВИЙ

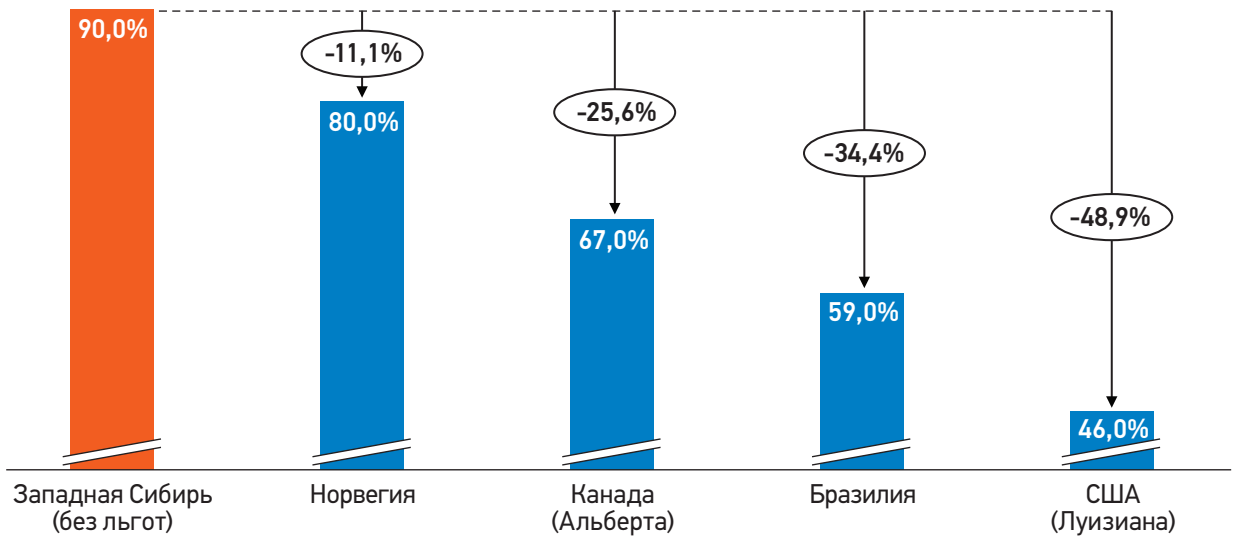
Ускорение технологического развития за последние 10 лет изменило правила игры и повысило конкуренцию на мировом энергетическом рынке. Поэтому все ведущие нефтедобывающие страны начали снижать налоговую нагрузку для сохранения своей доли на рынке и стимулирования инвестиций:

- **США** – ставка корпоративного налога на прибыль с 01.01.2018 г. снижена до 21% с 35%;
- **Канада (Альберта)** – введена новая система роялти, учитывающая изменение макросреды и технологическую сложность бурения;
- **Великобритания** – ставка налога на прибыль сократилась до 40% с 62% (81% для старых месторождений);
- **Саудовская Аравия** – ставка налога на прибыль для нефтяной отрасли установлена на уровне 50% вместо 85%;
- **Китай** – точка отсечения рентного налога повышена с 55 до 65 долл./барр.

В России же налоговый режим по-прежнему остается одним из самых жестких среди всех нефтедобывающих стран мира.

Доля государства в чистом дисконтированном доходе (ЧДД) до налогов при бурении наклонно-направленной скважины в Западной Сибири с начальным дебитом 30 т/сут. и стоимостью 90 млн руб. (с учетом аллокации обустройства и нагнетательных скважин) составляет 90%. Если бы аналогичная скважина работала в налоговых условиях штата Луизиана США, это значение было бы практически на 50% меньше (Рисунок 8).

Рис. 8. Доля государства в ЧДД до налогов скважины в Западной Сибири*, %



* Для типовой наклонно-направленной скважины в Западной Сибири с начальным дебитом 27,5 т/сут.

Источник: VYGON Consulting

При таких жестких налоговых условиях в России не вводятся системные стимулы для увеличения инвестиций в нефтедобывающую отрасль. Многочисленные льготы 2006-2012 гг. были направлены скорее на повышение эффективности для конкретных проблемных категорий запасов.

В Норвегии, где доля государственных изъятий также значительна, действует повышающий коэффициент к амортизационным отчислениям в течение 4-х лет (аплицт). С учетом высокой ставки корпоративного и специального (нефтяного) налога его эффект существенен для инвестора. По сути фактические капитальные вложения снижаются до 29% (Рисунок 9).

Помимо специальных льгот, например, для низкодебитных скважин, в США с 1913 г. действует мгновенный вычет нематериаль-

ных затрат на бурение (intangible drilling costs, IDC). В Великобритании также в один год списываются капитальные вложения. Норма амортизации в Канаде 30%, т.е. списание происходит в течение 3 с небольшим лет (Рисунок 9).

Рис. 9. Целевые стимулы для бурения в различных странах

Вычет из прибыли	Фактические капитальные вложения инвестора*	Дополнительные целевые механизмы стимулирования
 Списание в течение 7-10 лет (налог на прибыль 20%)	83,3%	Единовременный вычет 30%
 Амортизация 30% (налог на прибыль 27%)	78,7%	Вычет затрат на покупку долей в правах на пользование недрами/роялти (УВ)
 Вычет в течение 1 года (налог на прибыль 40%)	60,0%	При недостаточности прибыли – перенос на следующий период с увеличением 10%
 Для ВИНК: 70% вычет в 1-й год, 30% – на 5 лет (налог на прибыль 21%)**	58,2%	Мгновенный вычет затрат на бурение для независимых компаний
 Списание в течение 6 лет (налог на прибыль и нефтяной налог 78%)	28,6%	Аплифт 21,2% на капитальные вложения в течение 4-х лет

* затраты инвестора с дисконтом 10% с учетом снижения налога на прибыль за счет капитальных вложений

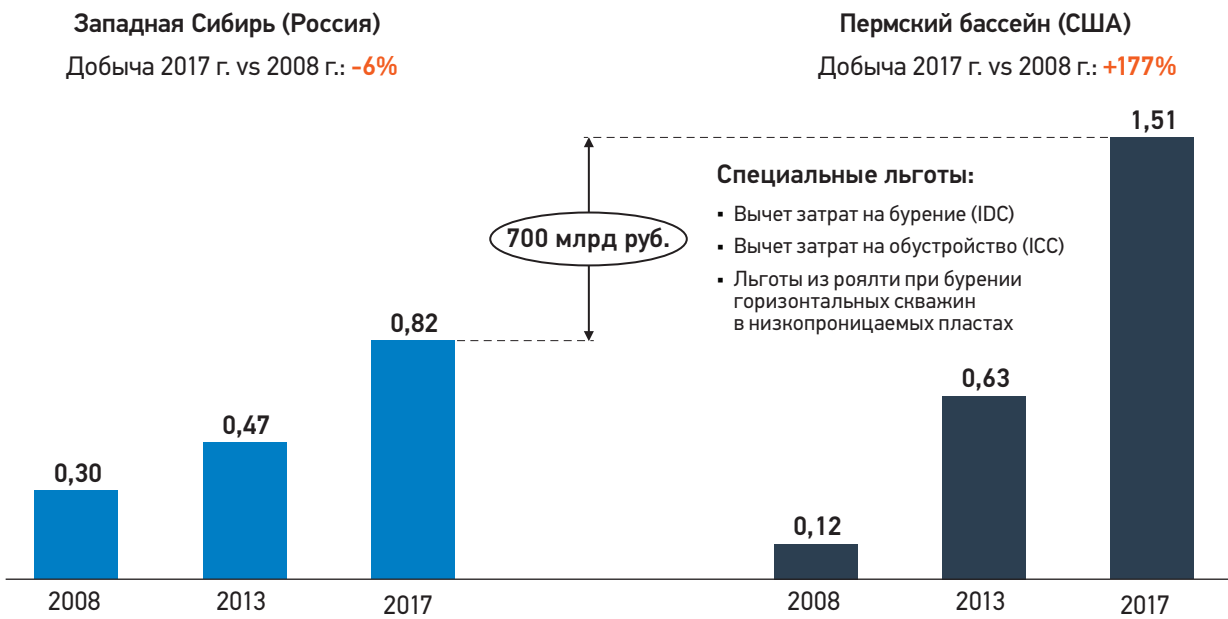
** в США с 2018 г. снижается федеральная ставка корпоративного налога на прибыль с 35% до 21%

Источник: VYGON Consulting

Суть всех этих механизмов в одном – мгновенный возврат денежных средств для их реинвестирования в добычу углеводородов. В России также есть единовременный 30% вычет капитальных вложений. Однако с учетом санкционных ограничений, высоких процентных ставок по кредитам, слабо развитого финансового рынка, постоянно возрастающей потребности в дополнительных инвестициях, его явно недостаточно.

Значительное преимущество такого рода механизмов стимулирования в том, что вычет дается по факту осуществления капитальных вложений и имеет не адресный, а общеотраслевой характер. Их принцип очень прост: проинвестировал – получил вычет, не проинвестировал – не получил. В результате экономическая активность в отрасли растет, что влияет не только на уровень налоговых поступлений, но и на развитие смежных отраслей, динамику ВВП и т.д.

Рис. 10. Динамика инвестиций в добычу нефти в России и США, трлн руб.



Источник: Данные компаний, VYGON Consulting

Для сравнения на формации Пермиян в США за 2017 г. было добыто 120 млн т жидких углеводородов, а суммарные инвестиции составили 1,5 трлн руб. В Западной Сибири при добыче в 320 млн т, инвестиции составили 0,8 трлн руб. Такая разница в объеме капитальных вложений связана с долей горизонтальных скважин с МГРП в структуре. Однако различие в динамике с сопоставимого 2013 г. весьма показательно.

Сланцевая революция в США случилась благодаря разработке целой системы различных стимулов, в том числе и для начальных стадий создания и апробации новых технологий. Однако именно механизм IDC стал одним из основных акселераторов роста бурения на низкопроницаемых и сланцевых формациях.

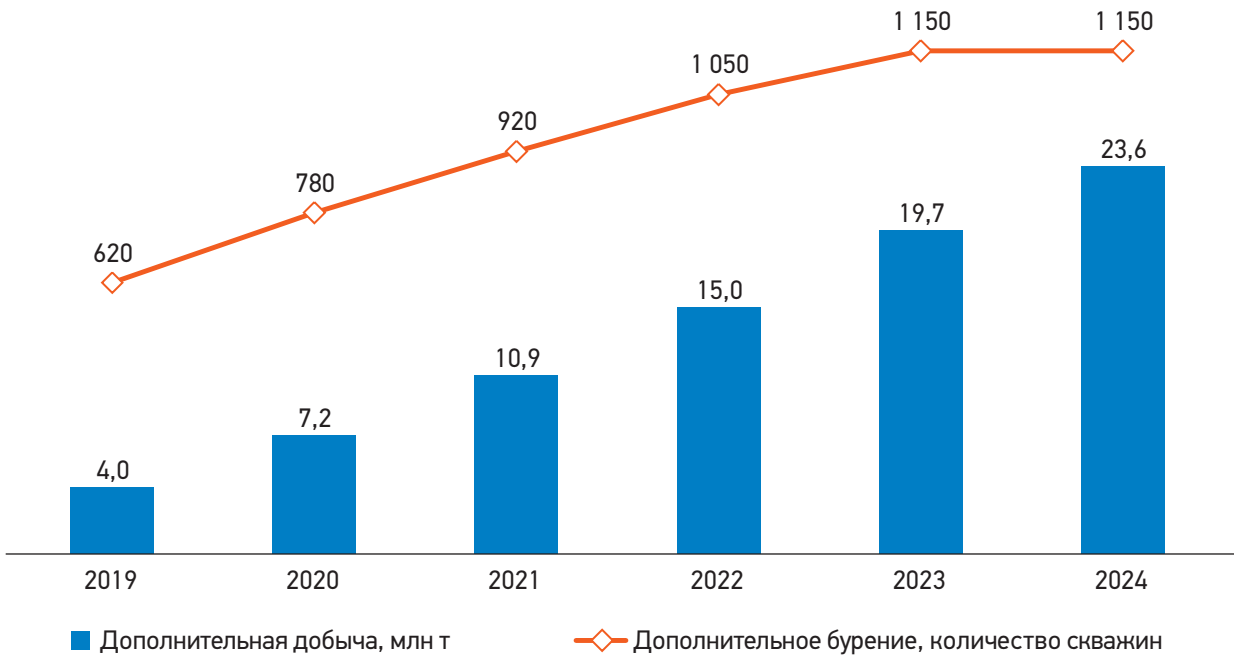
**ВВЕДЕНИЕ АПЛИФТА:
ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ
ЭФФЕКТ**

Сможет ли перенос лучших мировых практик стимулировать инвестиционную активность и остановить падение добычи нефти в традиционных районах Западной Сибири?

Недавно было выдвинуто предложение ввести повышающий коэффициент «2,5» на амортизацию – аплифт – для вычета из налогооблагаемой базы по налогу на прибыль. Аналогичный механизм уже давно действует для НИОКР, а в 2017 г. введен и для геологоразведочных работ (ГРП) на континентальном шельфе России.

Какой будет эффект, если ввести данный стимул уже в 2019 г.? За 2017 г. в Западной Сибири было пробурено 5,5 тыс. скважин со средней стоимостью каждой порядка 150 млн руб. (с учетом аллокаций нагнетательных скважин и обустройства). При ежегодном темпе роста объемов бурения на 3% в 2019-2024 гг. использование аплифта «2,5» высвободит порядка 800 млрд руб. дополнительных финансовых ресурсов или 15% от общих инвестиций в Западную Сибирь. Инкрементальный эффект на добычу за 6 лет составит 80-90 млн т при сохранении текущего темпа снижения дебитов новых скважин на 3-4% в год (Рисунок 11).

Рис. 11. Эффект от применения аплифта «2,5» для добычи в Западной Сибири за 2019-2024 гг.



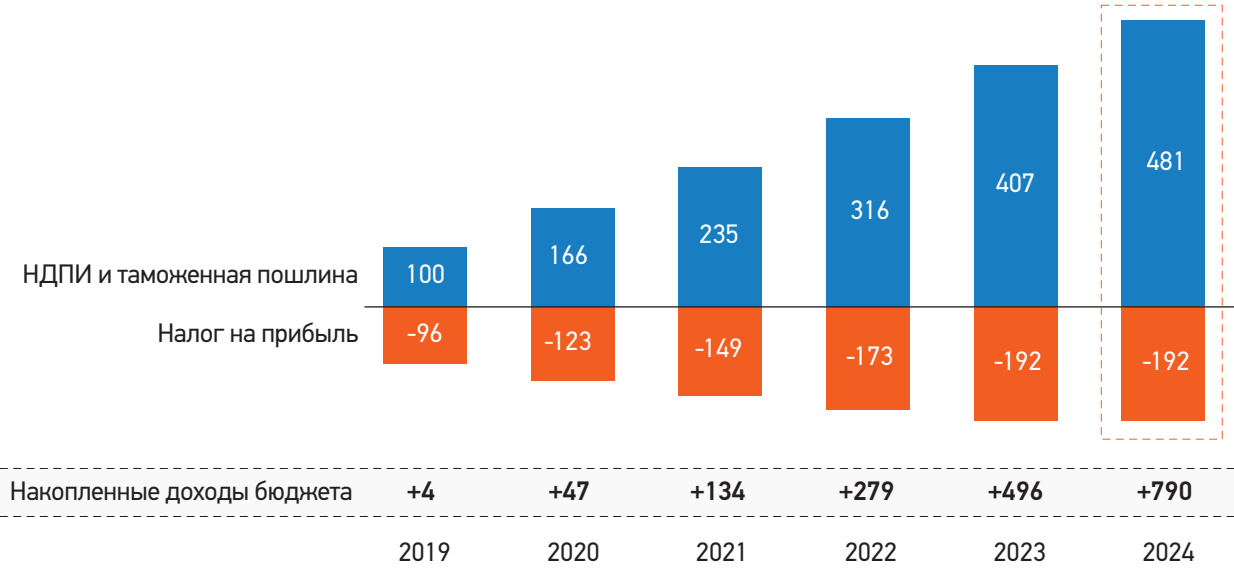
Источник: VYGON Consulting

Значительный положительный эффект от применения аплифта будет и для государства. Во-первых, фактический уровень выпадающих доходов ограничен поступлениями по налогу на прибыль,

доля которого в ЧДД до налогов скважины составляет только 3%. Во-вторых, пробуренная эксплуатационная скважина дает нефть, а значит увеличиваются поступления от НДС и экспортной пошлины.

В результате дополнительные доходы бюджета от введения апплифта «2,5» за 2019-2024 гг. составят порядка 800 млрд руб. Причем уже с первого года введения механизма будут компенсированы потери бюджета по налогу на прибыль (Рисунок 12). Данный расчет выполнен с допущением в части сохранения текущего уровня эффективной налоговой ставки по НДС. В итоге доходы по НДС будут зависеть от доли льготированной добычи в апплифте.

Рис. 12. Влияние апплифта «2,5» на доходы бюджета за 2019-2024 гг.*, млрд руб.



* действующая налоговая система с завершением налогового маневра, цена нефти 72,4 долл./барр., курс 62,9 руб./долл.

Источник: VYGON Consulting

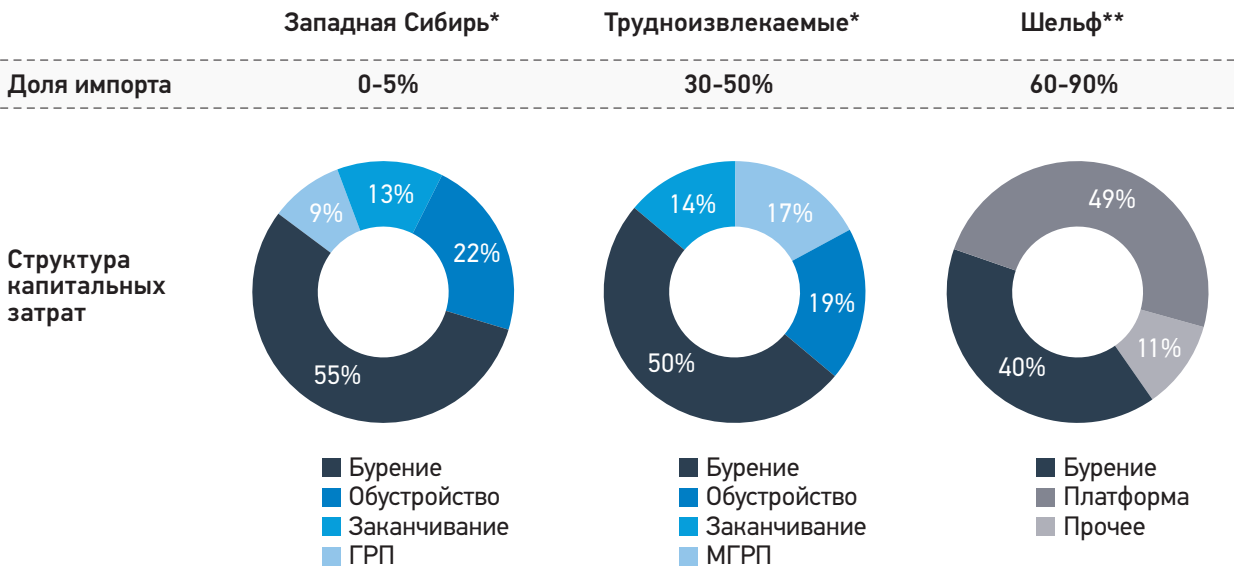
Как уже отмечалось, значительное преимущество таких механизмов – ориентация не на конкретные проблемные активы, а на инвестиционную активность в нефтегазовой отрасли. В результате каждый дополнительный рубль, потраченный компаниями, будет оказывать положительный эффект на экономику России в целом.

Введение технологических санкций в 2014 г. активизировало процесс импортозамещения и локализации оборудования в ТЭК. Для традиционных активов уровень локализации теперь составляет более 95%. При разработке трудноизвлекаемых запасов импортируется менее 50% оборудования (Рисунок 13).

Учитывая, что при введении аплфита с 2019 г., основная доля из 800 млрд руб. дополнительных капитальных вложений нефтегазовой отрасли на краткосрочном горизонте придется именно на традиционную Западную Сибирь, мультипликатор инвестиций составит порядка 2-2,5.

Высвобождение дополнительных финансовых ресурсов позволит масштабировать внедрение дорогостоящих цифровых решений для нефтедобычи, что будет повышать операционную эффективность отрасли. При увеличении объемов бурения также будет наблюдаться эффект так называемой «кривой обучения» – удешевление стоимости операций и появление новых технологий. В результате сформируются заделы для будущего технологического развития отрасли.

Рис. 13. Структура затрат и доля импорта по видам нефтяных активов



* на скважину
** на проект

Источник: Данные компаний, VYGON Consulting

Однако к предлагаемому механизму есть ряд вопросов. Самый главный из них – это эффективность вычета именно из налога на прибыль. Его доля в изъятиях государства составляет только 3%, то есть объем стимулов в масштабах отрасли не такой большой.

Кроме того, если ВИНК не перешла на режим консолидированной группы налогоплательщиков (КГН), уровень вычета ограничен

базой по налогу на прибыль конкретного дочернего общества, которая по факту может быть нулевой.

Для КГН ситуация лучше, так как налогооблагаемая база определяется в целом по всей группе, а значит ее уровень выше. Однако Правительство РФ планирует отменить данный режим с 2023 г., что снизит полезность стимула для таких компаний в долгосрочной перспективе. Поэтому следует рассмотреть и другие варианты.

Например, вместо аплифта на амортизационные отчисления можно сделать вычет инвестиций на бурение из НДСПИ, как это изначально предполагалось для стимулирования ГРП. У данного механизма есть важное преимущество – отсутствие потерь субъектов РФ, для которых поступления по налогу на прибыль являются значительной статьей доходов. 100% НДСПИ по нефти поступает в федеральный бюджет, а из 20%-й ставки налога на прибыль 18% идет в казну региона и только 2% – федеральному центру. К тому же этот налог не зависит от финансового результата, а начинает начисляться с первого года добычи. С другой стороны, как показывает практика, процесс внесения изменений в НДСПИ может растягиваться на годы, а как уже отмечалось, ситуация в Западной Сибири требует срочных мер.

Сегодня есть два механизма стимулирования инвестиций в регионе, риски и возможности которых необходимо оценить и выбрать оптимальный вариант.

Приведенные оценки носят предварительный характер и не учитывают геологические и технологические особенности отдельных активов. Поэтому в дальнейшем потребуются провести анализ эффективности механизма на конкретных эксплуатационных объектах месторождений Западной Сибири. Также необходимо определить параметры аплифта. Есть ряд развилки относительно применения механизма, например:

1. Откуда делать вычет: из НДСПИ или базы по налогу на прибыль?
2. Какие статьи инвестиционных затрат должны попадать под аплифт?
3. Как обеспечить реинвестирование высвобождающихся финансовых ресурсов?
4. Должны ли попадать льготлируемые категории запасов под аплифт?

В условиях растущей конкуренции на мировом рынке нефти потребуется формирование целой системы стимулов для сегмента разведки и добычи нефти. Аплифт мог бы стать одним из ее основных инструментов, но необходимо также создать механизмы повышения инвестиций в геологоразведку, условия для разработки новых технологий добычи той же баженовской свиты, определиться с критериями расширения перечня месторождений, попадающих под НДД.

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

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

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

ИССЛЕДОВАНИЯ VYGON CONSULTING



ЦЕНЫ НА БЕНЗИН: BACK TO THE USSR?

Август 2018 г.

Эксперты VYGON Consulting изучили мировой опыт ценообразования на бензин; выявили российские особенности формирования стоимости моторного топлива, в том числе оценили реальную долю налогов в конечной цене бензина; проанализировали причины дисбаланса внутреннего рынка в 2018 г., а также сформировали сценарии цен на бензин в 2019 г., оценили их влияние на экономику нефтепереработки и предложили альтернативную модель регулирования внутренних цен.

<https://vygon.consulting/products/issue-1372/>



QUO VADIS, ОПЕК+?

Июнь 2018 г.

Нарастание дефицита предложения жидких углеводородов, возникшего на рынке еще в начале 2017 г. и перевыполнение в апреле 2018 г. участниками соглашения ОПЕК+ своих обязательств на 1,2 млн барр./сут. из-за спада добычной активности в Венесуэле и ряде других стран, определило необходимость смены парадигмы работы ОПЕК+.

<https://vygon.consulting/products/issue-1336/>

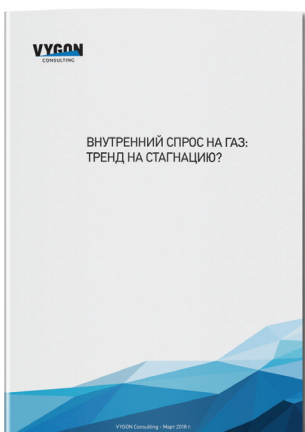


ЦИФРОВАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ: ТЮНИНГ ДЛЯ ОТРАСЛИ

Июнь 2018 г.

В данном исследовании эксперты VYGON Consulting детально проанализировали финансовые и институциональные барьеры цифровой трансформации нефтегазовой отрасли России, сформировали прогнозы добычи российской нефти при сохранении текущих условий технологического развития и в случае раскрытия «цифрового» потенциала отрасли, а также оценили будущие экономические эффекты цифровизации нефтяной отрасли для государства и компаний.

<https://vygon.consulting/products/issue-1322/>



ВНУТРЕННИЙ СПРОС НА ГАЗ: ТРЕНД НА СТАГНАЦИЮ?

Март 2018 г.

Эксперты VYGON Consulting детально проанализировали историческую динамику потребления газа в России с разбивкой по основным секторам. Авторами также предложены сценарии спроса на газ до 2030 г.: «Базовый» и «Газосбережение», которые более пессимистичны по сравнению с официально публикуемыми российскими оценками и прогнозами зарубежных агентств.

<https://vygon.consulting/products/issue-1229/>

An abstract graphic at the bottom of the page consisting of various shades of blue triangles and polygons, creating a layered, mountain-like effect.

VYGON Consulting

123610, Россия, Москва, Краснопресненская наб., 12, 6-й подъезд, офис 1446-1447

тел.: +7 495 543 76 43

e-mail: info@vygon.consulting

web: <http://vygon.consulting>