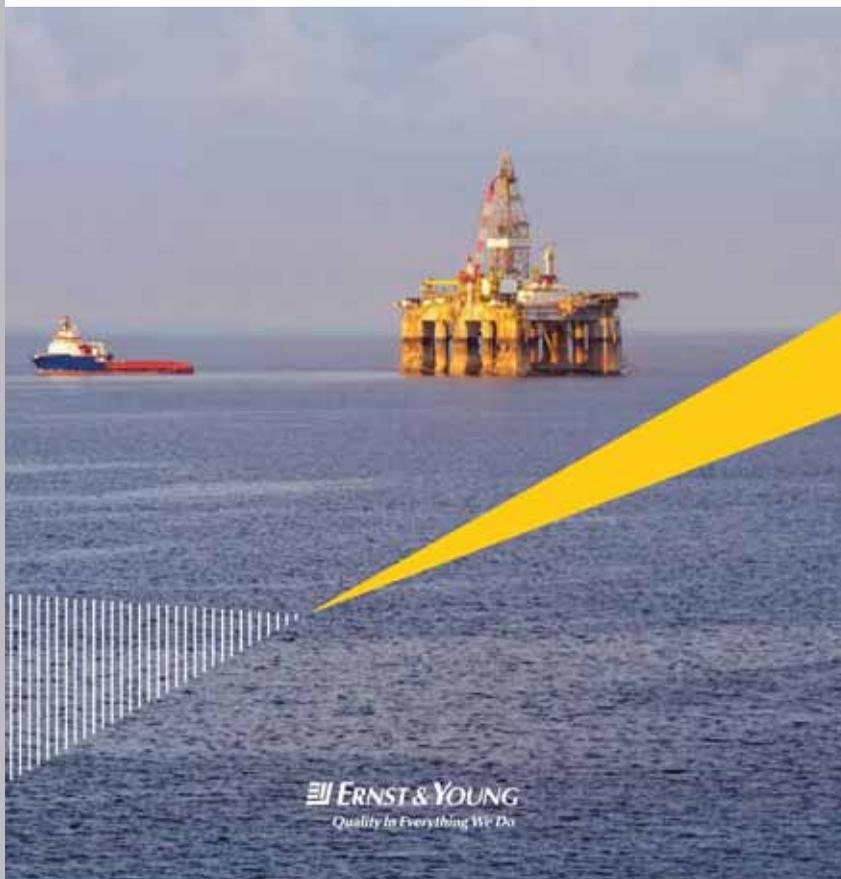


# ERNST & YOUNG: БУДУЩЕЕ НЕФТЯНОЙ РАЗВЕДКИ РОССИИ

АНАСТАСИЯ НИКИТИНА  
«Нефтегазовая Вертикаль»  
(по материалам компании «Эрнст энд Янг»)



Компания «Эрнст энд Янг» провела исследование «Перспективы развития нефтяной геологоразведки в России: взгляд за горизонт 2025 года» — сегодня отраслевой анализ ограничен поиском решений проблем среднесрочного характера, обозначенных рубежами 2020–2025 годов. Поэтому в ходе исследования внимание намеренно фокусировалось на изучении более отдаленной перспективы, чтобы уже сейчас понимать характер и порядок изменений, требуемых для поступательного развития отрасли.

Проведенные расчеты и изложенные доводы свидетельствуют о том, что самостоятельно российским компаниям вряд ли удастся решить задачу поддержания стабильного уровня добычи в течение последующих 30 лет, в первую очередь, за счет шельфа. Выручат совместные проекты с увеличением затрат на геологоразведку и нарушением сложившегося баланса распределения доходов на разведку, разработку и приобретение активов. Но наиболее важным элементом проводимой политики, считают специалисты компании, должно стать создание научных и технологических центров в рамках проектов. Они позволят подготовить профессиональные кадры и перенять передовой опыт, не только касающийся технологий сегодняшнего дня, но и подтверждающий возможность самостоятельного освоения сложных проектов российскими компаниями...

**В**ажность геологоразведки для российского бизнеса, экспертного сообщества и государства очевидна, поскольку ее заблаговременное проведение способно гарантировать стабильность деятельности и возможность прогнозирования будущих уровней добычи нефти и газа.

Согласно международным стандартам, крупнейшие российские добывающие компании обеспечены запасами в среднем на 20 лет. При этом крупнейшие международные нефтегазовые компании могут позволить себе добычу на текущем уровне без прироста запасов в течение 13 лет (см. «Обеспеченность запасами»).

## Уровни добычи

«Детальный анализ показывает, что до 2025 года компании будут разрабатывать существующие и перспективные месторождения. Однако после этого периода, исходя из текущего уровня ГРП, они могут столкнуться с проблемой восполнения запасов. Тем более что значительная часть запасов на существующих месторождениях относится к категории трудноизвлекаемых, а уровень обводненности добычи превышает 80%,» — подчеркивает Алексей Кондрашов, партнер, руководитель Московского нефтегазового центра и международной практики налоговых услуг для предприятий нефтегазового сектора.

Это вызывает необходимость проведения геологоразведки в новых регионах нефтегазодобычи, прежде всего, на шельфе Черного и Охотского морей, а также Арктики. Между тем до сих пор отсутствуют потенциальные ресурсы, позволяющие компенсировать падение добычи в основных регионах страны.

Разумеется, часть проблем удастся решить за счет вероятного ускоренного развития Восточной Сибири и Каспия, а также благодаря применению совре-

менных методов увеличения нефтеотдачи.

Однако уже после 2025 года, по оценкам EY, только в нефтепромысловой сфере в стране необходимо будет обеспечить добычу в рамках новых ГРП-проектов на уровне 20 млн тонн в 2025 году и 90 млн тонн — в 2030-м.

Начиная с 2025 года возможностей текущих и уже распределенных новых месторождений на суше окажется недостаточно для достижения целевого уровня в 500 млн тонн, озвученного правительством РФ (см. «Добыча нефти»). В 2030-м и тем более в 2035 году ожидаемый разрыв можно будет преодолеть лишь при условии вовлечения в хозяйственный цикл новых, еще не разведанных месторождений.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что необходимо планомерное проведение ГРП на шельфе, поскольку потенциал геологоразведки на суше значительно меньше.

### Мировой опыт и российские реалии

При анализе «Эрнст энд Янг» ориентировалась на опыт международных majors. Эти игроки сопоставимы с ВИНК России как по экономическим показателям, так и в свете интересов освоения перспективных регионов. В середине 2000-х годов транснациональные компании инвестировали в среднем около 10% своих бюджетов в ГРП. Однако сегодня доля этих капиталовложений возрастает в силу ряда причин (см. «Затраты на ГРП/всего инвестиций»).

Первая причина — отсутствие перспективных проектов на стадиях освоения или добычи, соответствующих сформулированным этими компаниями инвестиционным критериям. Ввиду высокой конкуренции цена на активы зачастую не приносит дополнительной выгоды.

Вторая причина связана с неудачным опытом некоторых компаний, которые переплачивали за проекты, приобретаемые на стадии добычи.

Третьей причиной может являться так называемый ресурсный национализм: государства, вла-

деющие значительными ресурсами углеводородов, не желают делиться с международными компаниями. Зачастую они привлекают иностранный капитал лишь для проведения ГРП или при освоении сложных месторождений, требующих специфического технического опыта. Во всех прочих случаях ставка нередко делается на ресурсы национальных компаний.

В бюджетах российских предприятий доля затрат на ГРП все еще незначительна, что отражает невысокий уровень интереса к подобным капиталовложениям.

Одним из наиболее важных факторов при инвестировании в ГРП является определение успешности проектов. Она выражается в виде отношения капитализированных затрат на бурение (общий объем инвестиций в геологоразведочное бурение минус затраты на списание сухих скважин) к общему объему инвестиций в геологоразведочное бурение и варьируется в среднем в промежутке от 50% до 90% у российских компаний (см. «Успешность геологоразведочного бурения»).

Данный фактор должен способствовать значительному увеличению инвестиций российских компаний в ГРП. Приведенные показатели значительно превышают общемировой уровень (40–70%). Это объясняется накопленным опытом проведения ГРП и обусловлено знанием потенциала регионов с уже разведанными запасами.

Однако с началом реализации ГРП в других, менее изученных регионах российские компании, скорее всего, столкнутся с резким снижением уровня успешности (до 20–30%) даже при условии осуществления значительных инвестиций в предварительное изучение.

Другим существенным аспектом является соотношение затрат на предварительное изучение и общего объема затрат на ГРП. Уровень подобных затрат в России по отношению к совокупным расходам на ГРП (в которые, помимо затрат на предварительное изучение, входит разведочное бурение) значительно превосходит общемировые показатели (см. «Затраты на предварительное изучение/всего инвестиций»).



Такой результат во многом обусловлен тем, что российские компании пока проводят основ-

### Российские ВИНК обеспечены запасами в среднем на 20 лет. При этом мировые majors могут позволить себе добычу на текущем уровне без прироста запасов в течение 13 лет

ные работы на суше, где стоимость геологоразведочной скважины может достигать до \$15 млн (за исключением скважин

### Начиная с 2025 года возможностей текущих и уже распределенных новых месторождений на суше окажется недостаточно для достижения целевого уровня добычи в 500 млн тонн

глубиной 6–7 км с сероводородом). Это значит, что бурение по стоимости сопоставимо с сейсмикой.



## Затраты на ГРП/всего инвестиций



Тем временем, на шельфе расходы на одну разведочную сква-

**В 2030-м и тем более в 2035 году ожидаемый разрыв можно будет преодолеть лишь при условии вовлечения в хозяйственный цикл новых, особенно шельфовых, еще не разведанных месторождений**

жину могут возрасти до \$60–120 млн. В результате изменятся пропорции затрат при проведении

**В бюджетах российских предприятий доля затрат на ГРП все еще незначительна, что отражает невысокий уровень интереса к подобным капиталовложениям**

разведки на шельфе. Стоимость сейсмических работ в общем объеме расходов будет заведомо ниже, исходя из деления этих за-

трат на их же сумму с учетом издержек на бурение. Вот почему следует ожидать снижения рассматриваемого показателя у российских компаний до уровня международных — при общем увеличении бюджета на ГРП.

«Эрнст энд Янг» приходит к выводу о том, что отечественным компаниям необходимо увеличить капиталовложения в геологоразведку не менее чем в два раза. В основном рост смет будет связан с повышением затрат на бурение. Доля затрат на сейсморазведку и другие виды предварительных исследований будет снижаться по отношению к совокупным расходам на геологоразведку, поскольку бурение на шельфе требует значительно больше инвестиций. В результате следует ожидать неизбежного снижения уровня успешности ГРП.

## Прогнозные уровни

Одним из наиболее важных, с точки зрения будущего, является вопрос о соответствии собственных ресурсов и возможностей их исследования долгосрочным планам поступательного развития отрасли. Для этого надо понять, какие параметры следует принимать за точку отсчета.

При прогнозе добычи нефти в результате осуществления новых проектов специалисты «Эрнст энд Янг» учитывали следующие факторы:

- работы будут выполнять «Газпром» и НК «Роснефть»;
- размер инвестиций на геологоразведку по подобным проектам исторически составлял около \$500 млн в год;
- начало добычи нефти — спустя девять лет с момента открытия месторождения;
- для открытия месторождения требуется пробурить, по крайней мере, три скважины;
- предполагается, что в первую очередь будут открыты месторождения-гиганты.

Работа на шельфе может быть связана со значительным увеличением сроков разработки месторождений (первую нефть с момента открытия месторождения Chevron, например, получает в среднем через восемь лет, Shell — через девять лет, ЛУКОЙЛ — че-

рез шесть лет). Таким образом, коммерческая добыча на российском шельфе, по оценкам ЕУ, начнется не раньше 2024 года.

Андрей Кобзев, директор Московского нефтегазового центра компании «Эрнст энд Янг», отмечает: «Результаты расчетов показывают, что при таком развитии событий ожидать получения первой нефти стоит лишь в 2026 году, а объем добычи в 2035 году составит около 55 млн тонн (см. «Объем добычи нефти в результате новых ГРП-проектов»). Этого явно недостаточно, чтобы восполнить резкое снижение объема добычи на уже эксплуатируемых месторождениях. Таким образом, основываясь только на собственных ресурсах, российские государственные компании, скорее всего, не смогут сохранить объем добычи нефти на уровне 500 млн тонн после 2030 года».

## Необходимы ли иностранные инвестиции?

Возникает вопрос, обладают ли российские компании достаточными ресурсами для проведения экстенсивной геологоразведки на шельфе? Ведь для сохранения добычи на уровне 500 млн т к 2035 году новые ГРП-проекты должны обеспечивать отдачу минимум в 160 млн тонн в год. Для достижения такого результата понадобится даже не удвоить, а утроить инвестиции в геологоразведку.

Капиталовложения же в ГРП характеризуются высоким уровнем риска, что ограничивает возможности применения модели проектного финансирования. Этот существенный довод в пользу привлечения зарубежных компаний означает также, что в принципе национальным предприятиям необходимо в каждом проекте сохранять долю владения на уровне 30–40%, уступая остальную часть консорциуму международных организаций. При этом размер иностранных инвестиций должен составлять примерно \$1–1,5 млрд в год.

Выглядит логичным привлечение двух или трех компаний, поскольку даже в случае успеха последующая разработка потребует от них отвлечения значи-

## Успешность геологоразведочного бурения



тельных финансовых ресурсов. При этом, возможно, следует ожидать и того, что период от начала проведения ГРП до получения первой нефти увеличится.

Следовательно, придется одновременно начинать ГРП на максимальном количестве проектов, что, в свою очередь, означает еще более низкую долю владения, приходящуюся на российские компании. Это, несомненно, будет противоречить принципу сохранения акционерного контроля (более 50% во владении российских компаний).

Не следует забывать об огромном потенциале применения практики понесенных расходов на первоначальном этапе за счет иностранных инвестиций с последующим их возмещением из положительного денежного потока. Таким путем идут крупные российские компании, заключая сделки с ведущими международными нефтегазовыми компаниями.

Описанный подход получил широкое распространение в мире, поскольку позволяет ННК, владеющим большим количеством новых проектов, снизить уровень риска, а именно получить более доходный проект благодаря тому, что отрицательные денежные потоки ННК начнет финансировать не сразу, а лишь через 4–6 лет (что при стоимости капитала в 10% увеличит чистую приведенную стоимость (NPV) проекта на 30–35%).

При этом существует риск получения недостаточной выгоды при обнаружении чрезвычайно привлекательного месторождения, что уменьшит итоговые экономические показатели владения

им из-за сниженной доли российского участника проекта. Кроме того, при подобном сценарии национальная компания не получит с иностранного партнера никакой авансовой платы за участие в проекте, поскольку его риски и так увеличиваются многократно, а это требует некоторой компенсации.

Для применения описанной выше практики необходимо соблюдение ряда условий. Сегодня принято заранее оговаривать размер премии за единицу обнаруженных запасов, выплачиваемой после принятия окончательного инвестиционного решения. Однако установить размер такой премии очень сложно, поскольку зачастую оценки запасов даже после проведения геологоразведки и оценочного бурения могут сильно различаться.

Для того чтобы исключить возможные разногласия, необходимо привлечь независимых консультантов, способных предложить решения на основании эффективного структурирования сделок. Предлагаемые решения должны быть такими, чтобы у компании в случае отрицательного результата не было оснований вернуться за стол переговоров для пересмотра первоначальных условий сотрудничества.

Привлечение иностранных соинвесторов, готовых покрыть затраты на период разведки, — возможный вариант развития событий. Тем не менее, подобная практика способна существенно ограничить прирост стоимости самих российских компаний в отдаленной перспективе и вряд ли будет служить интересам государства.

Затраты на предварительное изучение/всего инвестиций



К тому же иностранные партнеры обычно требуют полного контроля на этапе, когда они полностью покрыва

**А с началом реализации ГРП в малоизученных регионах ВИНК России, скорее всего, столкнутся с резким снижением уровня успешности (до 20–30%) даже при условии значительных инвестиций в предварительное изучение**

вают все затраты. А это означает невозможность передачи знаний и технологий российской стороне, по-

**Результаты расчетов показывают, что при таком развитии событий ожидать получения первой нефти стоит лишь в 2026 году, а объем добычи в 2035 году составит около 55 млн тонн**

скольку все фундаментальные работы будут выполняться за рубежом.

**Для сохранения добычи на уровне 500 млн к 2035 году новые ГРП-проекты должны обеспечивать отдачу минимум в 160 млн тонн в год. Для достижения такого результата понадобится утроить инвестиции в геологоразведку**

Приоритетом следует считать объединение опыта и знаний зарубежных и российских специалистов, работающих в одной команде и руководствующихся одними целями. России нужно научиться не только приобретать

Объем добычи нефти в результате новых ГРП-проектов



технологии в сотрудничестве с международными компаниями,

**Привлечение иностранных соинвесторов, готовых покрыть затраты на период разведки, — возможный вариант. Но подобная практика существенно ограничит прирост стоимости ВИНК и вряд ли будет служить интересам государства**

но и создавать основу для будущих самостоятельных проектов.

Сегодня же, если учитывать нынешнюю практику налогообложения в российской нефтяной отрасли, а также де-факто отказ от использования СРП, можно сделать вывод: инвестиционная привлекательность самостоятельных проектов российских компаний на шельфе близка к нулю. А значит,

**Инвестиционная привлекательность самостоятельных проектов ВИНК на шельфе близка к нулю. А значит, и привлечение иностранных инвесторов проблематично, даже несмотря на наличие огромных потенциальных запасов**

и привлечение иностранных инвесторов проблематично, даже несмотря на наличие огромных потенциальных запасов.

На примере Штокмана хорошо видно: приоритетной формой сотрудничества является сервисный контракт. Однако, согласно гражданскому законодательству, заказчик вправе отказаться от исполнения договора в любое время в одностороннем порядке, поэтому западные компании часто требуют дополнительных гарантий.

**Зазывая инвесторов, России следует иметь в виду наличие ряда проблем законодательного, политического и налогового характера, препятствующих привлечению иностранного капитала**

С другой стороны, согласно законодательству России, если лицензия была выдана только на проведение ГРП, то инвестору с небольшой премией будут компенсированы затраты, а затем, возможно, будет предложено уча-

## НАЛОГИ: ОТ РАЗУМНЫХ ДО УГНЕТАЮЩИХ

За последний год правительства различных стран внесли значительные изменения в свои налоговые режимы, которые напрямую затрагивают нефтегазовую отрасль. Об этом свидетельствуют результаты международного обзора режимов налогообложения в нефтегазовой отрасли за 2011 год (Global Oil and Gas Guide 2011), который в конце июня текущего года выпустила компания «Эрнст энд Янг».

Обзор содержит описание налоговых режимов, применяемых к доходам нефтегазовых компаний в 61 стране мира.

Алексей Кондрашов, руководитель международной практики «Эрнст энд Янг» по оказанию услуг в области налогообложения компаниям нефтегазовой отрасли, отмечает: «Очевидно, что из-за высоких цен на нефть многие правительства стремятся повысить налоговую нагрузку на нефтегазовую отрасль, видя в ней простой и надежный источник бюджетных поступлений. Опасность такого упрощенного подхода к налогообложению отрасли заключается в том, что правительства не учитывают возрастающие вместе с ценой на нефть расходы компаний, которые и так несут существенное налоговое бремя. Сочетание роста налогов и затрат может затормозить деятельность компаний по разведке и разработке месторождений нефти и газа, жизненно необходимую для функционирования отрасли».

Рост налогов наблюдался в ряде стран, в том числе в Великобритании, где с 24 марта 2011 года дополнительный сбор на добычу увеличился с 20% до 32%. В результате фактический налог на прибыль от нее достиг 62% для месторождений, не облагаемых налогом на доход от добычи нефти (petroleum revenue tax), и 81% для месторождений, облагаемых налогом на доход от добычи нефти.

Принято решение о повышении налога на добычу полезных ископаемых и в России, где совокупная налоговая ставка (экспортная пошлина и налог на добычу полезных ископаемых) приближается к 90%.

В Казахстане ставка экспортной пошлины выросла до \$40 США за тонну. Другие страны также вносят изменения в режим налогообложения. В частности, в Китае повторно введены дополнительные сборы, а в Колумбии отменена льгота в связи с инвестициями в основной капитал.

На фоне обсуждения вопроса об отмене вычета на нематериальные затраты на бурение в США и решений правительства Австралии распространить налог на нефтяные ресурсы (petroleum resource rent tax) на все нефтегазовые проекты становится очевидной тенденция к повышению налоговой нагрузки на нефтегазовую отрасль.

Но есть и иные примеры: многие страны ввели или в данный момент разрабатывают новые налоговые режимы с целью привлечения инвестиций в новые области. Например, в Канаде предусмотрены налоговые льготы для стимулирования разработок нефтяных песков.

В российском правительстве в настоящее время прорабатывается вопрос о введении нового режима налогообложения, который в большей мере стимулировал бы разработку как старых, так и новых месторождений нефти.

А.Кондрашов приходит к заключению: «На мировой карте нефтегазовой промышленности нет ни хороших, ни плохих систем налогообложения. Решения правительств в области налогообложения зависят от многих факторов. Однако, как нам представляется, правительства, занимающие разумную позицию, учитывают долгосрочную перспективу развития: они готовы подождать, чтобы позволить инвесторам выйти на более высокие уровни добычи и разработать новые месторождения углеводородов. Такие страны переносят налоговую нагрузку на этап генерирования положительных денежных потоков».

стие в проекте на совершенно новых условиях. ЕУ считает такую форму не совсем корректной для компаний upstream-сектора, которая не позволяет им компенсировать все риски ГРП.

Таким образом, и требования законодательства, делает вывод компания, помимо инвестиционных, технологических и кадровых проблем, ограничивают привлекательность геологоразведки... 



5 - 8 октября

# 2011

Казахстан, Алматы

ufi  
Approved  
Event

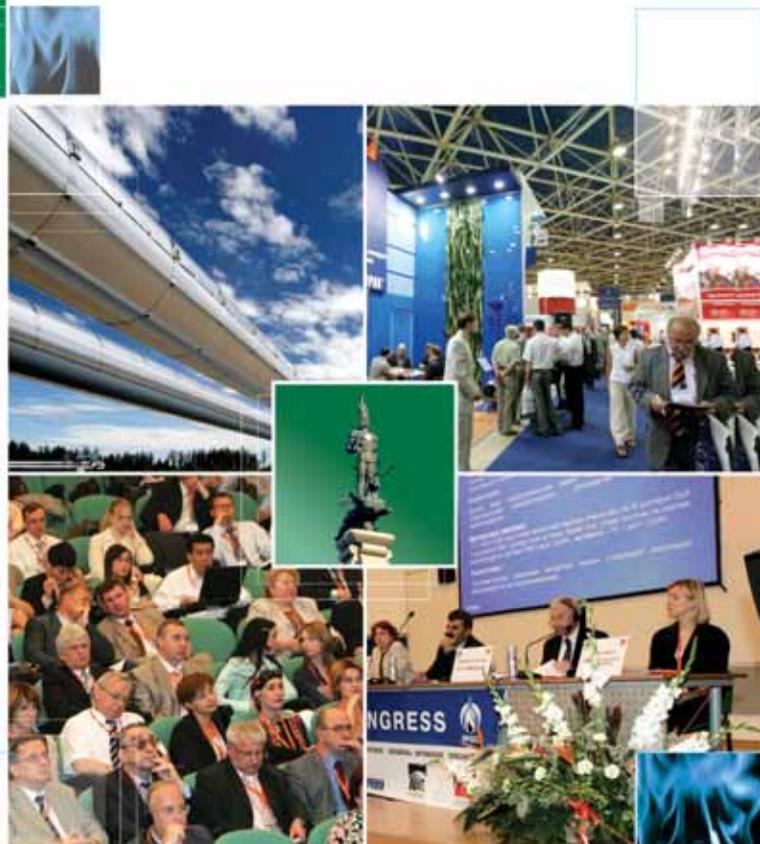
19-я Казахстанская  
Международная Выставка  
и Конференция

# НЕФТЬ И ГАЗ

[www.kioge.ru](http://www.kioge.ru)



## KIOGE



Официальная  
поддержка



**КазМунайГаз**  
NATIONAL COMPANY ҚҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯСЫ



Министерство  
нефти и газа  
Республики Казахстан

Организаторы



ITE LLC Moscow

Тел.: +7 (495) 935 7350, 788 5585

Факс: +7 (495) 935 7351

[oil-gas@ite-expo.ru](mailto:oil-gas@ite-expo.ru)

ITE Group Plc

Тел.: +44 (0) 207 596 5000

Факс: +44 (0) 207 596 5111

[oilgas@ite-exhibitions.com](mailto:oilgas@ite-exhibitions.com)