

# Перспективы развития нефтяной геологоразведки в России

Взгляд за горизонт 2025 года





# Содержание

Введение .....	2
Уровни добычи .....	3
Мировой опыт и российские реалии .....	4
Временной фактор .....	7
Перспективные регионы .....	8
Прогнозные уровни .....	10
Необходимы ли иностранные инвестиции? .....	11
Другие факторы .....	13
Выводы .....	16
Контактная информация .....	17

# Введение

Недавние сделки, предполагающие освоение шельфа Карского и Черного морей совместно с крупнейшими международными нефтегазовыми компаниями, свидетельствуют об огромном значении поиска новых месторождений нефти и газа для долгосрочного развития нефтегазовой отрасли Российской Федерации. Мы провели исследование с целью получить ответ на вопрос о том, насколько эта тема актуальна именно сейчас. С одной стороны, необходимость дополнительных ресурсов все еще не столь очевидна для большинства специалистов, полагающих, что российские добывающие компании обладают значительными разведанными запасами. С другой – российское государство очень заинтересовано в том, чтобы новые технологии (возможно, даже еще не освоенные международными компаниями) не только разрабатывались, но и активно использовались внутри страны. Важность геологоразведки для бизнеса нефтегазовых компаний очевидна и для многих отраслевых экспертов, поскольку ее заблаговременное проведение способно гарантировать стабильность деятельности и возможность прогнозирования будущих уровней добычи нефти и газа.

В основном сегодня отраслевой анализ ограничен поиском решений проблем среднесрочного характера, обозначенных рубежами 2020-2025 годов. Поэтому в ходе нашего исследования мы намеренно фокусировали внимание на изучении более отдаленной перспективы, чтобы уже сейчас понимать характер и порядок изменений, требуемых для поступательного развития отрасли.

Российские нефтегазовые компании до недавнего времени не испытывали острой необходимости в активном проведении геологоразведочных работ ввиду значительного потенциала существующих месторождений. 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 (График 1). Детальный анализ данных показывает, что до 2025 года компании будут разрабатывать существующие и перспективные месторождения. Однако после этого периода, исходя из текущего уровня геологоразведочных работ, они, скорее всего, столкнутся с проблемой восполнения запасов.

Значительная часть запасов на существующих месторождениях относится к категории трудноизвлекаемых, а уровень обводненности добычи превышает 80%. Это, в свою очередь, вызывает необходимость проведения геологоразведки в новых регионах нефтегазодобычи – таких, например, как шельф Черного моря, Арктический шельф, Охотское море и другие. Между тем до сих пор отсутствуют потенциальные ресурсы, позволяющие компенсировать падение добычи в основных регионах страны (для нефти это – Западная Сибирь, для газа – Надым-Пуртазовский район).

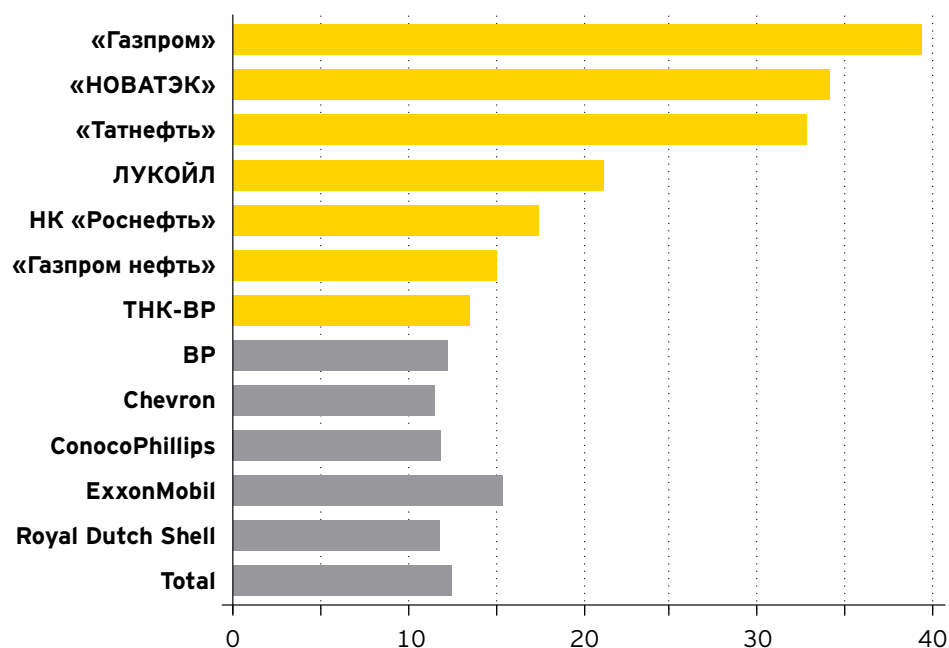
Разумеется, часть проблем удастся решить за счет вероятного ускоренного развития Восточной Сибири и Каспия, а также благодаря применению

современных методов повышения нефтегазоотдачи существующих месторождений. Однако уже после 2025 года, по нашим оценкам, только в нефтепромышленной 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 году.

В фокусе нашего отчета – нефтяная отрасль, поскольку это направление геологоразведки намного более актуально для сырьевых компаний России по сравнению с добычей газа. В основном перспективная добыча газа будет осуществляться на Ямале и в Восточной Сибири, поэтому вопрос о необходимости расширения геологоразведки в течение ближайших пяти-семи лет не является настолько актуальным.

Однако будущее нефтедобывающей отрасли России с учетом ее текущего состояния и поставленных перед ней целей напрямую зависит от быстрого и успешного выполнения геологоразведочных проектов, в том числе на российском континентальном шельфе.

График 1. Обеспеченность запасами (лет)



Источники: IHS Herold, оценка «Эрнст энд Янг».

# Уровни добычи

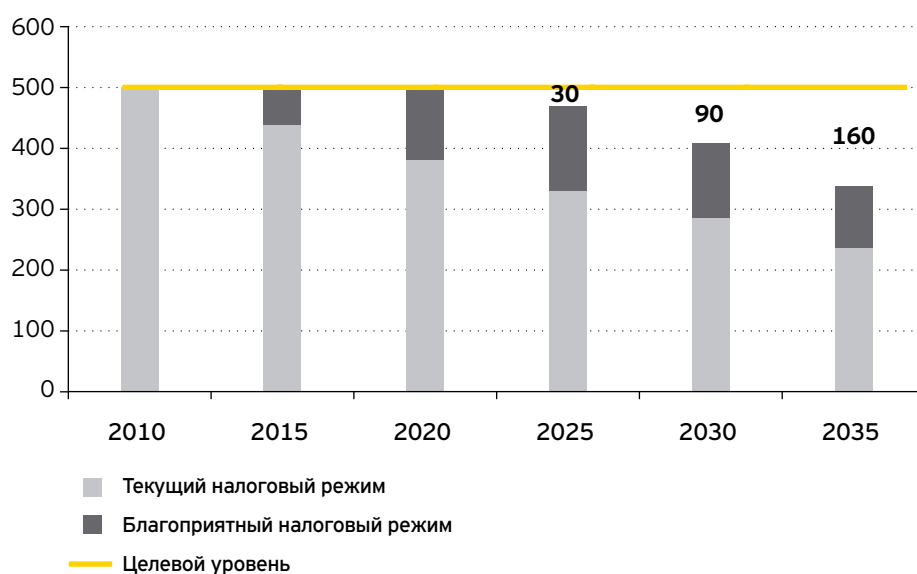
Согласно Энергетической стратегии России<sup>1</sup>, целевой уровень добычи нефти и конденсата к 2030 году должен составлять 530 млн. тонн. Мы интерпретировали прогноз Министерства энергетики с учетом проекта Генеральной схемы развития нефтяной отрасли<sup>2</sup> и оценок компаний на более длительную перспективу. Вывод очевиден: начиная с 2025 года (при наличии у России стремления сохранить лидирующие позиции в сфере добычи нефти) возможностей текущих и уже распределенных новых месторождений на суше окажется недостаточно для достижения целевого уровня в 500 млн. тонн, озвученного Правительством РФ (График 2).

И если к 2025 году еще остается возможность нарастить добычу за счет применения интенсивных методов нефтеотдачи и передовых технологий, то в 2030 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 для сохранения объема добычи нефти в России на уровне 500 млн. тонн необходимо планомерное проведение

геологоразведочных работ на шельфе, так как потенциал геологоразведки на суше значительно меньше.

График 2. Добыча нефти (млн. тонн)



Источник: Министерство энергетики Российской Федерации, оценка «Эрнст энд Янг».

<sup>1</sup> «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года», утвержденная распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 года №1715-р.

<sup>2</sup> 28.10.2010 – Доклад С.И. Шматко по вопросу Генеральной схемы развития нефтяной отрасли на период до 2020 года, <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/6e8/6e8da40ca500782d70924ec59304bfe0.doc>



# Мировой опыт и российские реалии

Инвестиции в геологоразведку характеризуются высоким уровнем риска. Поэтому во всем мире компании инвестируют в геологоразведочные работы (ГРП), не исходя из общих правил, а скорее следуя собственным инвестиционным стратегиям и процедурам управления рисками. Нередко компании малых и средних размеров инвестируют до 50% своих инвестиционных бюджетов в ГРП, а затем – в зависимости от результата – либо значительно увеличивают капитализацию, либо оказываются в предбанкротном состоянии.

В международной практике существуют примеры, когда компании тратили до 80% своих инвестиций на осуществление геологоразведочных проектов. Большинство таких проектов оказались коммерчески успешными и позволили данным предприятиям в течение 10 лет увеличить уровень их капитализации в несколько раз. В дальнейшем уровень инвестиций указанных компаний в проведение ГРП был значительно снижен.

Проводя анализ, мы ориентировались на опыт крупнейших международных нефтегазовых компаний. Эти игроки сопоставимы с российскими предприятиями как по своим ключевым экономическим показателям, так и в свете интересов освоения перспективных регионов добычи. В середине 2000-х годов крупнейшие международные нефтегазовые компании инвестировали в среднем около 10% своих бюджетов в геологоразведочные работы. Однако сегодня доля этих капиталовложений возрастает в силу ряда причин (График 3).

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

Вторая причина, возможно, связана с неудачным опытом некоторых компаний, которые переплачивали за проекты,

приобретаемые на стадии добычи. Однако крупнейшим игрокам удавались и весьма выгодные приобретения, успех которых основывался, прежде всего, на глубоком понимании состояния проектов и их перспектив.

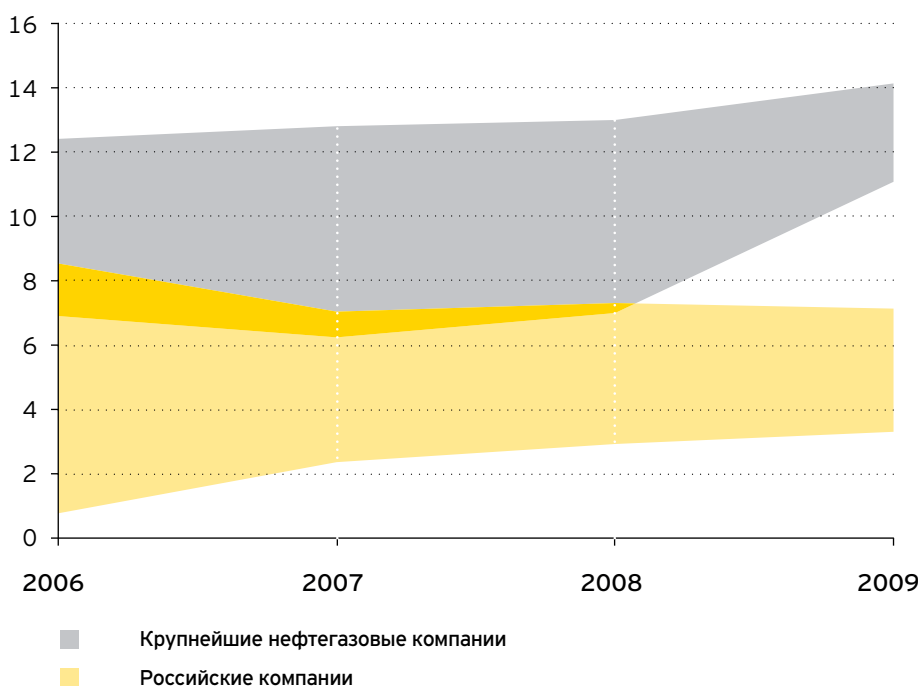
Третьей причиной может являться так называемый ресурсный национализм: государства, владеющие значительными ресурсами углеводородов, не желают делиться с международными компаниями. Зачастую они привлекают иностранный капитал лишь для проведения ГРП или при освоении сложных месторождений, требующих специфического технического опыта. Во всех прочих случаях ставка нередко делается на ресурсы национальных компаний.

Если говорить о российских предприятиях, то доля затрат на ГРП в их бюджетах все еще незначительна (что отражает невысокий уровень интереса к подобным капиталовложениям).

Одним из наиболее важных факторов при инвестировании в ГРП является определение успешности проектов. Он 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. Этот фактор должен способствовать значительному увеличению инвестиций российских компаний в ГРП (График 4).

Очевидно, что 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 (сейсморазведка, электроразведка и т. п.).

**График 3. Затраты на ГРП/всего инвестиций**  
(среднее значение за три предыдущих года, %)



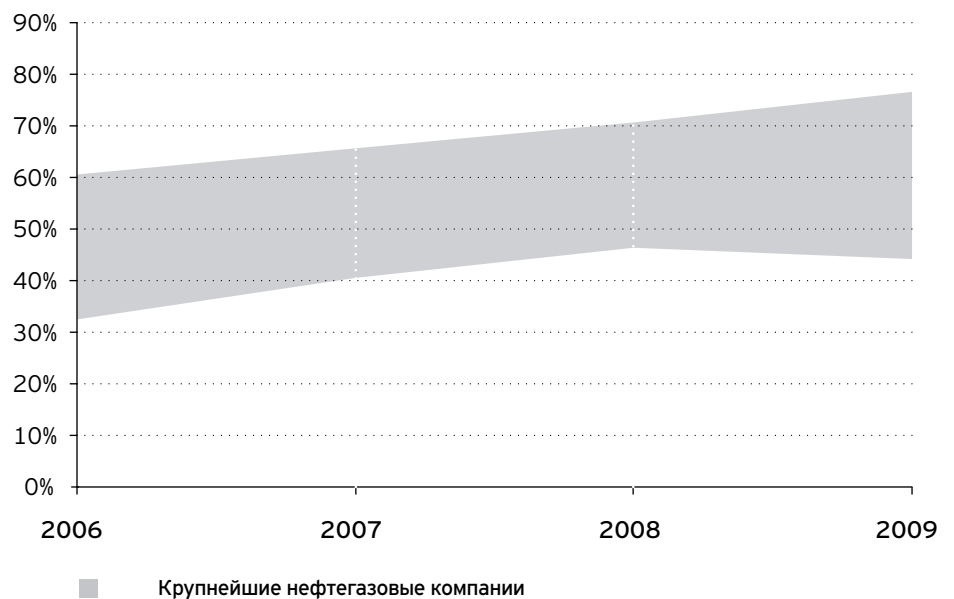
Источники: IHS Herold, отчеты компаний, оценка «Эрнст энд Янг».



Довольно скромные результаты последних геологоразведочных работ в Восточной Сибири или на шельфе Каспия наглядно показывают, с каким риском могут столкнуться российские компании.

Другим существенным аспектом является соотношение затрат на предварительное изучение (списываемых, согласно международным стандартам бухучета, сразу же, как только такие издержки были понесены) 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 геологоразведочное бурение) значительно превосходит общемировые показатели (График 5). Такой результат во многом обусловлен тем, что российские компании пока проводят основные работы на суше, где стоимость геологоразведочной скважины может достигать до 15 млн. долларов США (за исключением скважин глубиной 6-7 километров

**График 4. Успешность геологоразведочного бурения**  
(среднее значение за три предыдущих года, %)



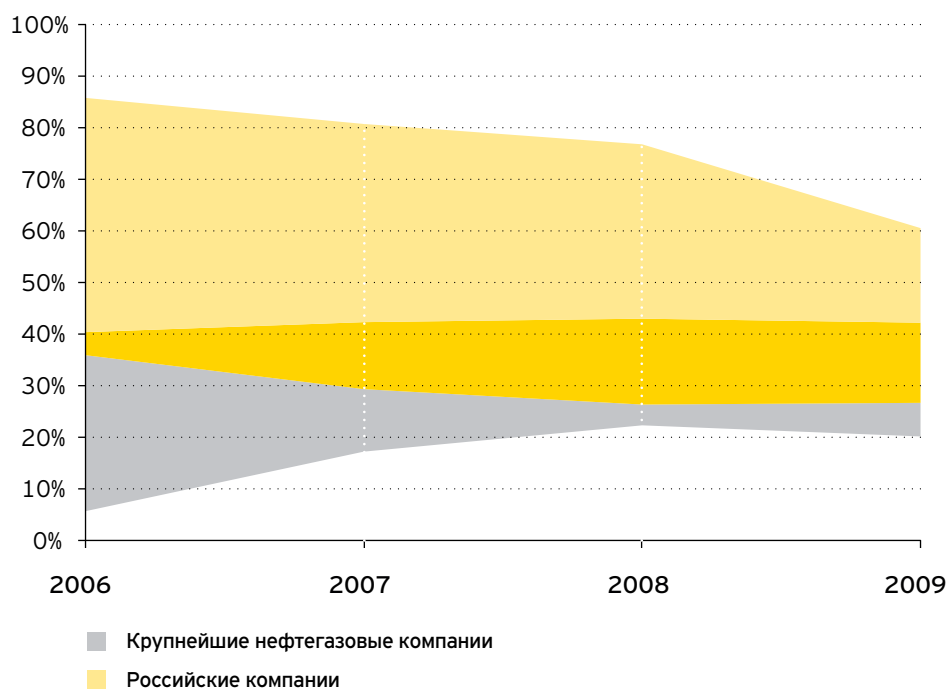
Источники: IHS Herold, отчеты компаний, оценка «Эрнст энд Янг».

с сероводородом). Это значит, что бурение по стоимости сопоставимо с сейсмикой. Тем временем на шельфе расходы на одну разведочную скважину могут

возрасти до 60–120 млн. долларов. В результате изменятся пропорции затрат при проведении разведки на шельфе. Стоимость сейсмических работ в общем

объеме расходов будет заведомо ниже, исходя из деления этих затрат 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.

**График 5. Затраты на предварительное изучение/всего инвестиций**  
(среднее значение за три предыдущих года, %)



Источники: IHS Herold, отчеты компаний, оценка «Эрнст энд Янг».

Сравнивая совокупный бюджет на проведение ГРП, прогноз в отношении степени успешности новых проектов и долю затрат на сейсмические исследования российских нефтедобытчиков с аналогичными показателями крупнейших международных игроков нефтегазовой отрасли, мы пришли к выводу о том, что отечественным компаниям необходимо увеличить капиталовложения в геологоразведку практически в два раза. Нам представляется, что 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.



# Временной фактор

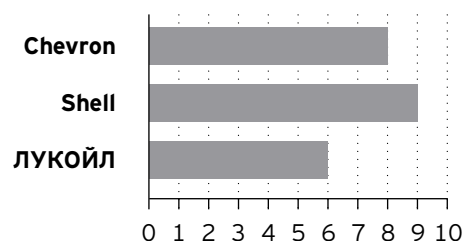
Как показывает опыт, для получения немедленной добычи одних лишь инвестиций в проведение геологоразведочных работ явно недостаточно. Требуются масштабные капиталовложения в инфраструктуру, а также время на оценочное бурение, чтобы выбрать ту форму обустройства месторождения, которая принесет наибольшую добавленную стоимость. И здесь очень важно понимать, сколько времени компании потребуется для добычи первой нефти с момента начала ГРП.

Не вызывает сомнения рост «дисциплинированности» участников отрасли. Так, если в 1970-1980-е годы с момента открытия месторождения до начала добычи проходило два-три десятилетия, то в настоящее время этот срок сократился до восьми-девяти лет (График 6). Российские компании, конечно, могут считаться рекордсменами, поскольку добиваются коммерческой эксплуатации месторождений уже через пять-семь лет. Однако с учетом того, что их основные проекты расположены на суше, работа

на шельфе может быть связана со значительным увеличением сроков разработки месторождений. И все-таки приведенная статистика отражает, скорее, средние показатели. Следовательно, было бы слишком оптимистичным полагать, будто и для российских шельфовых проектов этот показатель окажется ниже девяти лет. Следует учитывать опыт уже разрабатываемых или подготавливаемых к разработке шельфовых проектов. Оказалось, что подготовка к промышленной эксплуатации занимает более продолжительный период времени, что обусловлено не столько технологическими проблемами, сколько экономическими, налоговыми и политическими факторами.

С учетом этих и многих других обстоятельств логично предположить, что коммерческая добыча на российском шельфе начнется лишь после 2024 года.

**График 6. Количество лет, необходимое компаниям для получения первой нефти, с момента открытия месторождений**



Источники: IHS Herold, оценка «Эрнст энд Янг».



# Перспективные регионы

Россия омывается водами 13 внутренних и окраинных морей, а площадь шельфа и континентального склона составляет 6,2 млн. кв. километров. На российском шельфе открыто 20 крупных морских нефтегазоносных провинций и бассейнов, 10 из которых – с доказанной нефтегазоносностью. (Крупнейшими осадочными бассейнами в арктической части являются Восточно-Баренцевский, Южно-Карский, Лаптевский, Восточно-Сибирский и Чукотский.)

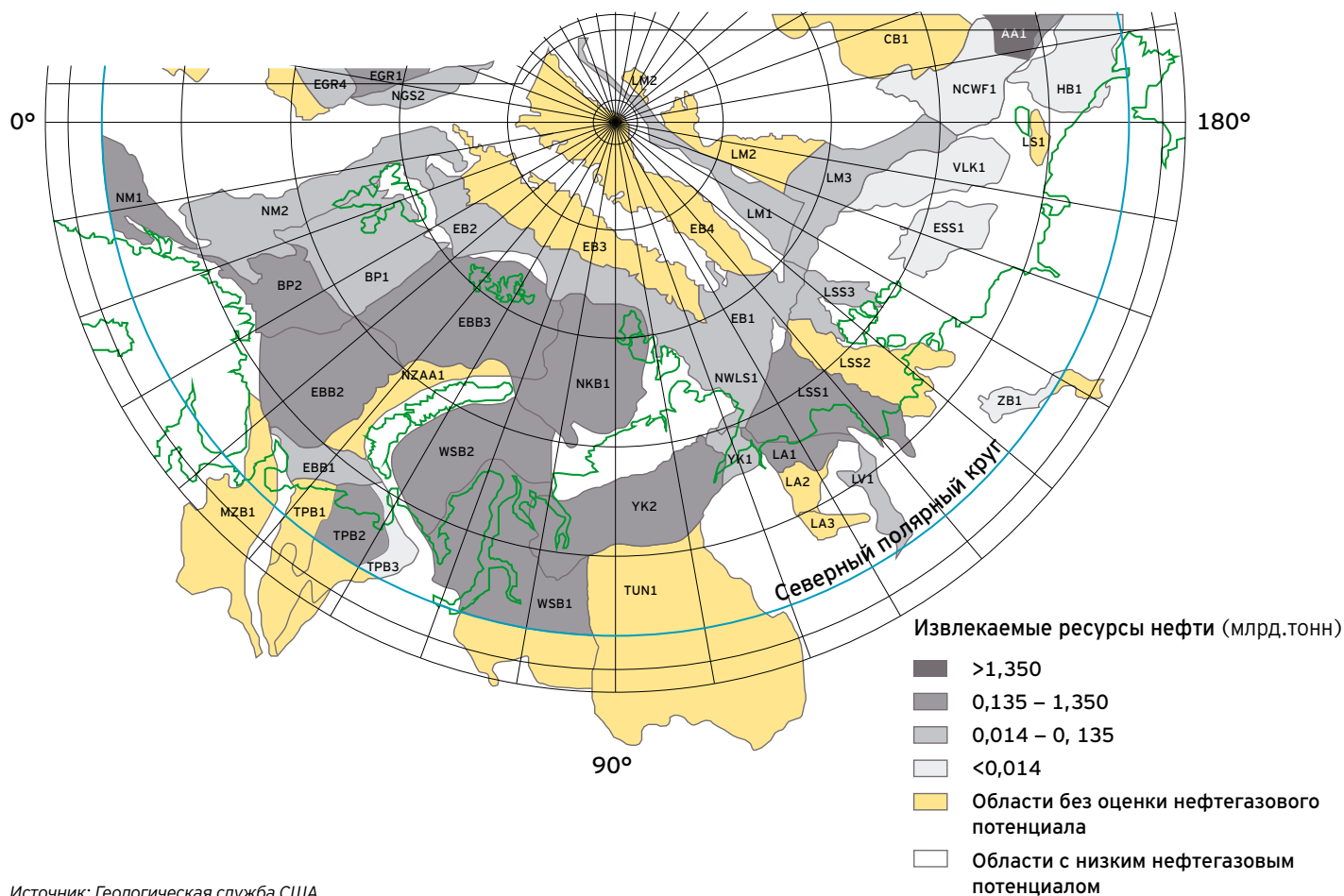
Начальные извлекаемые ресурсы углеводородов достигают 100 млрд. тонн условного топлива, в том числе – 13 млрд. тонн нефти и 87 трлн. куб. метров

газа, что соответствует 22-27% от общего объема углеводородных ресурсов шельфовых зон Мирового океана<sup>3</sup>. При этом важно помнить, что около 75% всех ресурсов акваторий России сосредоточено в арктических регионах с суровыми природно-климатическими условиями и недостаточно развитой инфраструктурой. В 2008 году были опубликованы результаты пятилетнего исследования, проведенного специалистами Геологической службы США (USGS) и посвященного оценке перспективных ресурсов нефти и газа за границей Северного полярного круга. Согласно этим данным, за Северным полярным кругом в основном

преобладают месторождения природного газа (более 75%).

По данным другого исследования углеводородного потенциала Арктики Future of the Arctic, выполненного компаниями Wood Mackenzie и Fugro-Robertson в 2009 году, среди открытых запасов преобладает газ, доля которого достигает 85%. При этом в объеме перспективных ресурсов Арктики она может составить 74%. Таким образом, для расчета возможных уровней нефтедобычи можно полагать, что объем российских извлекаемых запасов арктической нефти составляет 2-4 млрд. тонн.

**Карта перспективных нефтеносных бассейнов за границей Северного полярного круга**



Источник: Геологическая служба США.

<sup>3</sup> Еремин Н. А., Кондратьев А. Т., Еремин А. Н. Ресурсная база нефти и газа арктического шельфа России / Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика, 2002 год. Выпуск 2(2). URL: <http://oilgasjournal.ru/2009-1/3-rubric/eremin.html> (дата обращения – 9.03.2011).



Крупнейшие российские компании нацелены на создание совместных предприятий, которые займутся геологоразведкой и освоением Арктического шельфа России, изученного неравномерно. В западной его части находится основное число локализованных ресурсов углеводородов – около 94% от их общего количества. При этом в восточной части, на континентальном склоне и в глубоководных районах Арктики преобладают ресурсы углеводородов, параметры которых описываются по большей части на уровне прогнозов и предположений.

В Баренцевом море с помощью метода разведочного бурения изучены и подготовлены к разработке два месторождения: Штокмановское и Мурманское; в Печорском море – три: Приразломное, Медыньское-море и Долгинское; в Карском море (в Обско-Тазовской губе) – два: Каменномысское и Северо-Каменномысское<sup>4</sup>.

Также не стоит недооценивать потенциал Черного и Азовского морей для его дальнейшего освоения совместными усилиями российских и международных компаний, интерес которых к данному

сотрудничеству подтверждается подписанием соглашений в 2010 году. По оценке специалистов ДОО «РосНИПИтермнефть», ресурсы углеводородов Азовского моря составляют до 200 млн. тонн условного топлива, а прогнозируемые запасы углеводородов в Туапсинском прогибе Черного моря, по разным данным, – от 3 до 11,5 млрд. тонн условного топлива<sup>5</sup>.

<sup>4</sup> Еремин Н. А., Кондратюк А. Т., Еремин А. Н. Ресурсная база нефти и газа арктического шельфа России / Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика, 2002 год. Выпуск 2(2). URL: <http://oilgasjournal.ru/2009-1/3-rubric/eremin.html> (дата обращения – 9.03.2011).

<sup>5</sup> <http://www.yuga.ru/articles/economy/3780.html>

# Прогнозные уровни

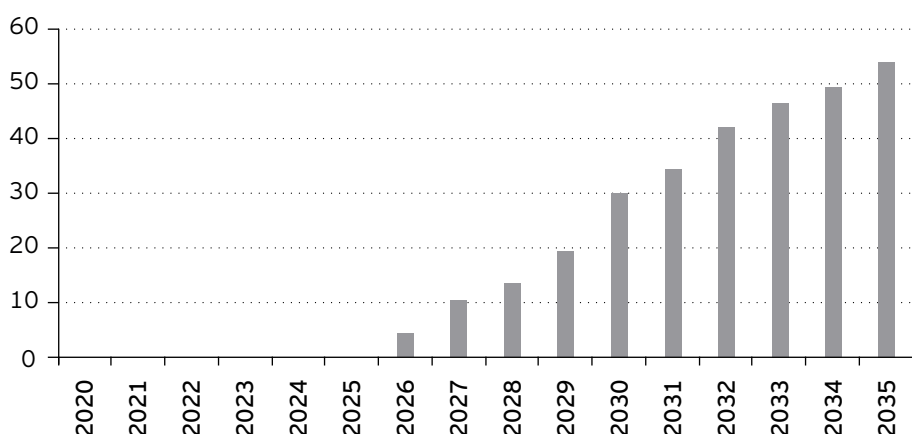
Одним из наиболее важных, с точки зрения будущего, является вопрос о соответствии собственных ресурсов и возможностей их исследования долгосрочным планам поступательного развития отрасли. Для этого надо понять, какие параметры следует принимать за точку отсчета.

При прогнозе добычи нефти в результате осуществления новых проектов мы учитывали следующие факторы:

- ▶ Работы будут выполнять «Газпром» и НК «Роснефть», которые, согласно положениям закона «О недрах»<sup>6</sup>, соответствуют критериям компаний, допущенных к ведению работ на шельфе. Доля государственного участия в уставном капитале таких компаний должна составлять более 50%, а опыт работы на шельфе – превышать пять лет.

- ▶ Размер инвестиций на геологоразведку по подобным проектам исторически составлял около 500 млн. долларов США в год<sup>7</sup>.
- ▶ Начало добычи нефти – спустя девять лет с момента открытия месторождения.
- ▶ Для открытия месторождения требуется пробурить по крайней мере две скважины.
- ▶ Предполагается, что в первую очередь будут открыты месторождения-гиганты.

**График 7. Объем добычи нефти в результате новых ГРП-проектов (прогноз, млн. тонн)**



Источник: оценка «Эрнст энд Янг».

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 (График 7). 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.

<sup>6</sup> Статья 9 Закона РФ «О недрах» от 21.02.1992 N 2395-1.

<sup>7</sup> Данные IHS Herold, оценка «Эрнст энд Янг».



# Необходимы ли иностранные инвестиции?

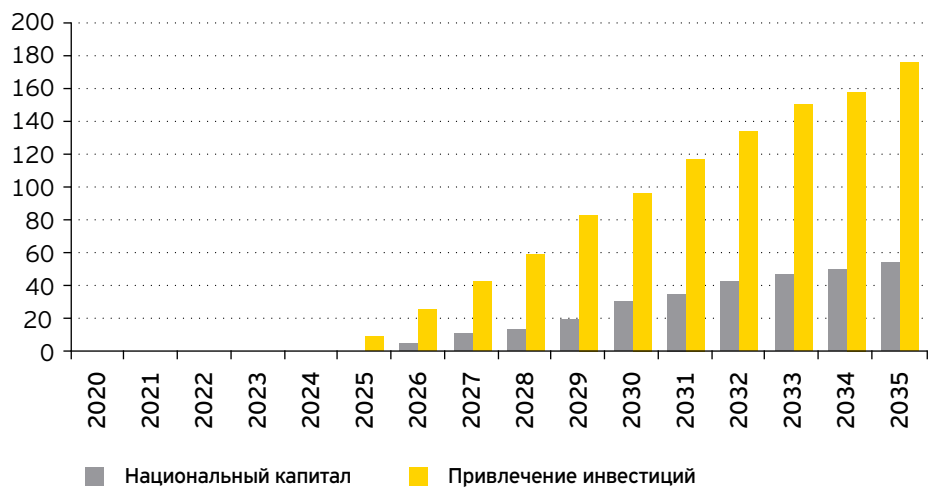
Возникает вопрос, обладают ли российские компании достаточными ресурсами для проведения экстенсивной геологоразведки на шельфе? Ведь для сохранения добычи на уровне 500 млн. тонн к 2035 году новые ГРП-проекты должны обеспечивать отдачу в объеме минимум 160 млн. тонн в год. Как показывают наши расчеты, для достижения такого результата следует фактически утроить инвестиции в геологоразведку (График 8). Но, как мы уже упоминали, капиталовложения 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% (исходя из реальных возможностей финансирования), уступая остальную часть консорциуму международных организаций. При этом размер иностранных инвестиций должен составлять примерно 1-1,5 млрд. долларов США в год.

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

**График 8. Объем добычи нефти в результате новых ГРП-проектов (прогноз, млн. тонн)**



Источник: оценка «Эрнст энд Янг».





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 национальным нефтегазовым компаниям (ННК), владеющим большим количеством новых проектов, снизить уровень риска, а именно получить (при условии успешности) более доходный проект благодаря тому, что отрицательные денежные потоки ННК начнет финансировать не сразу, а лишь через четыре-шесть 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.

Однако 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 (или, напротив, успешного открытия месторождения) не было оснований вернуться за стол переговоров для пересмотра первоначальных условий сотрудничества. Возможно, такой подход отличается чрезмерным максимализмом, поскольку оговорить все условия практически невозможно. Но очевидно и другое – отсутствие четких правил игры не будет способствовать ускорению разработки месторождений.

Для сохранения добычи нефти после 2030 года на уровне 500 млн. тонн необходимо увеличить инвестиции в ГРП в три раза. На основе оценки совокупного бюджета российских нефтедобытчиков на проведение ГРП мы делаем вывод о том, что без привлечения финансирования из-за рубежа отрасли не обойтись. Сделки с финансированием на стадии ГРП имеют огромный потенциал, хотя их применение может ограничить доходность в долгосрочной перспективе.

# Другие факторы

В 1995 году Джим Маккей<sup>8</sup> вывел формулу, позволяющую рассчитать оптимальный размер участия в геолого-разведочном проекте. Эта формула основана как на исследованиях, посвященных изучению склонности множества компаний к риску, так и на теории полезности. Преимущество этой формулы заключается в довольно прямых расчетах, что позволяет быстро и с высокой степенью уверенности определить оптимальную долю участия в любом проекте.

Результаты расчетов были многократно проверены на практике и получили высокие оценки специалистов, рекомендующих этот подход для дальнейшего использования. Согласно формуле, даже с учетом готовности российских компаний к риску, оптимальные доли в проектах по геологоразведке находятся в интервале от 20 до 30%, что еще больше противоречит принципу сохранения контроля. Разумеется, перенесение затрат на плечи инвестора полностью меняет профиль рисков компании и решает вопрос о контроле, который также можно обсудить, используя соответствующее структурирование акционерного соглашения между участниками. Однако нам кажется, что полноценное участие в ГРП-проектах, связанное с принятием на себя рисков, позволяет намного увеличить стоимость компании.

Кадровый вопрос также остается актуальным при проведении ГРП на шельфе. Как правило, реализация подобных проектов требует наличия специалистов с несколько иным, чем

принято на настоящий момент в российских компаниях, опытом. По нашему мнению, наиболее проблематичны следующие вопросы: геология (отсутствие сравнительных данных по схожим региональным проектам), проектный менеджмент (множество иностранных подрядчиков, проектирование), а также вопросы владения иностранными языками. В ходе проведения столь сложных работ (да еще и на значительном удалении от объектов инфраструктуры, в тяжелых природных условиях) важно иметь надежную управленческую команду. При этом опыт выполнения аналогичных многомиллиардных проектов является ключевым условием успеха. Все эти обстоятельства, наряду со стремлением к новым технологиям, позволяют говорить о заинтересованности российских нефтедобытчиков в стратегических альянсах с глобальными отраслевыми лидерами.

Многие руководители компаний верят, что наличие компетентных подрядчиков уже само по себе позволяет решить многие вопросы. Пример сотрудничества ННК и международных компаний, решивших (планирующих) создать исследовательско-технологические центры для выполнения своих главных задач, направленных на обеспечение безопасности работ и эффективную геологоразведку, позволяет рассматривать эту проблему в несколько ином ракурсе. К сожалению, часто говорят о том, что западные компании «не готовы делиться технологиями» и поэтому выполняют значительную долю

проектных работ у себя, то есть за рубежом. По нашему мнению, требование о проведении данных работ в России, а также о прикомандировании соответствующих российских специалистов способно во многом изменить такое положение дел.

Часто российские компании начинают работу своими силами, набираясь опыта не только путем проб и ошибок, но и за счет многократного роста издержек. Зарубежные организации, как правило, игнорируют такого рода внутренний опыт, как и наличие более дешевых решений. Поэтому они далеко не всегда действуют с необходимой эффективностью. Следовательно, приоритетной задачей в ходе таких проектов является объединение опыта и знаний зарубежных и российских специалистов, работающих в одной команде и руководствующихся одними целями. России нужно научиться не только приобретать технологии в сотрудничестве с международными компаниями, но и создавать основу для будущих самостоятельных проектов.

Если учитывать нынешнюю практику налогообложения в российской нефтяной отрасли, а также де-факто отказ от использования соглашений о разделе продукции, можно сделать вывод: инвестиционная привлекательность таких проектов близка к нулю. А значит, и привлечение иностранных инвесторов проблематично, даже несмотря на наличие огромных потенциальных запасов.

<sup>8</sup> MacKay J. A. Utilizing Risk Tolerance to Optimize Working Interest: SPE paper 30043. HEE Symposium. – Dallas, 1995 год, стр. 103-109.

Действительно, текущие предложения по изменению налоговой нагрузки для нефтяных компаний не в полной мере способствуют росту привлекательности проектов на шельфе, поскольку ориентированы преимущественно на новые проекты, реализуемые на суше. Такая ситуация не позволяет надеяться на скорейшую разработку шельфовых месторождений. Другой довод заключается в том, что подобные проекты, как правило, требуют стабильности налогового режима, что не может быть гарантировано при работе в текущих условиях.

Критика существующих соглашений о разделе продукции, на наш взгляд, обоснована и оправдана. Но это не означает, что в будущие соглашения невозможно включить положения, требования которых позволили бы снизить размер необоснованных затрат и повысить заинтересовать компании-владельца в скорейшей разработке месторождений. Кроме того, разумные изменения в этой сфере могли бы ограничить размер вознаграждения с тем, чтобы при условии роста цен на углеводороды государство имело возможность получать дополнительный доход.

Еще одним препятствием является нежелание российских компаний предоставлять зарубежным инвесторам доступ к лицензиям на геологоразведку и добычу. На примере проекта «Штокман» хорошо видно: приоритетной формой такого сотрудничества на сегодня является форма сервисного контракта. Однако, согласно гражданскому законодательству РФ, заказчик вправе отказаться от исполнения договора в любое время и в одностороннем порядке, поэтому западные компании часто требуют дополнительных гарантий. Это связано с определенными сложностями, если учесть отсутствие у российских предприятий практики резервировать какие-либо ресурсы на длительный срок.

Очевидно, что, участвуя в ГРП-проектах на новых территориях, нефтедобывающие компании рассчитывают на обнаружение крупных месторождений из числа стратегических. Согласно российскому законодательству, если лицензия была выдана только на проведение геологоразведочных работ, то инвестору с небольшой премией будут компенсированы затраты, а затем, возможно, будет предложено участие в проекте по разработке на совершенно новых условиях. Отметим, что такая форма неприемлема для предприятий, ведущих добычу и разведку, поскольку не позволяет им

компенсировать все риски при проведении ГРП.

Таким образом, для успешного привлечения иностранных компаний (успехом может считаться лишь начало коммерческой добычи) необходимо внести изменения в ряд законодательных актов. В настоящее время требования законодательства ограничивают привлекательность геологоразведки и, возможно, являются препятствием для участия инвесторов в проектах, предполагающих с их стороны полное финансирование наиболее рискованных стадий освоения новых месторождений.



# Выводы

В России назрела необходимость проведения более активной и масштабной геологоразведки, в том числе и на континентальном шельфе. Наши расчеты показывают, что для сохранения после 2030 года объема добычи нефти на нынешнем уровне затраты на геологоразведку следует увеличить более чем в три раза. Однако имеется ряд проблем законодательного, политического и налогового характера, препятствующих привлечению иностранного капитала.

По нашему мнению, успех в этой сфере будет определяться не только многозначными цифрами капиталовложений, но и, прежде всего, обеспечением коммерческой добычи нефти.

Проведенные расчеты и изложенные доводы свидетельствуют о том, что самостоятельно российским компаниям вряд ли удастся решить задачу поддержания стабильного уровня нефтедобычи в течение последующих 30 лет. При этом самым верным критерием является, пожалуй, необходимость вложения многих миллиардов долларов в проекты с большим уровнем риска. Только инвестируя в значительное количество

таких проектов, можно сохранить профиль рисков компаний на нейтральном уровне. Однако это потребует от предприятий превысить возможные пределы затрат на геологоразведку, нарушив нынешний баланс распределения расходов на разработку, геологоразведку и приобретения.

Привлечение иностранных соинвесторов, готовых покрыть затраты на период разведки, – возможный вариант развития событий, сопряженный с существенными трудностями. Тем не менее подобная форма разработки новых месторождений способна существенно ограничить прирост стоимости самих российских компаний в отдаленной перспективе и вряд ли будет служить интересам государства. К тому же иностранные партнеры обычно требуют полного контроля на этапе, когда они полностью покрывают все затраты. А это означает невозможность передачи знаний и технологий российской стороне, поскольку все фундаментальные работы будут выполнены за рубежом.

Впрочем, руководители российских нефтедобывающих компаний осознают

проблему. Опыт проектов на шельфе Черного моря, недавние объявления о создании альянсов ННК и крупнейших международных нефтегазовых компаний, проекты «Ямал СПГ» и «Штокман» очень важны для определения долгосрочной политики компаний и государства. Но наиболее важным элементом проводимой политики, как нам кажется, должно стать создание научных и технологических центров в рамках проектов. Они позволят подготовить высокопрофессиональные кадры и перенять передовой опыт, не только касающийся технологий сегодняшнего дня, но и подтверждающий возможность самостоятельного освоения сложных проектов российскими компаниями.

Конечно, вряд ли стоит ожидать стопроцентной успешности всех инициатив с учетом специфики открытых коммерческих месторождений углеводородов. Как бы то ни было, использование зарубежных ресурсов позволит компаниям не только избежать резкого влияния запускаемых проектов на состояние их бизнеса, но и поставить перед собой еще более амбициозные цели.

## Используемые термины:

**NPV** – чистая приведенная стоимость (Net Present Value)

**СПП** – соглашение о разделе продукции (Production Sharing Agreement)



# Контактная информация



**Алексей Лоза**

Партнер, руководитель группы по оказанию услуг компаниям нефтегазовой отрасли в СНГ  
Тел.: +7 (495) 641 2945  
Alexey.Loza@ru.ey.com



**Алексей Кондрашов**

Партнер, руководитель Московского нефтегазового центра  
Тел.: +7 (495) 662-9394  
Alexey.Kondrashov@ru.ey.com



**Виктор Бородин**

Партнер, руководитель группы услуг в области налогообложения компаниям нефтегазовой отрасли в СНГ  
Тел.: +7 (495) 755 9760  
Victor.Borodin@ru.ey.com



**Акоп Саркисян**

Партнер, руководитель практики консультационных услуг по сделкам в СНГ  
Тел.: +7 (495) 705 9722  
Hakob.Sarkissian@ru.ey.com



**Александр Баринов**

Партнер, руководитель группы консультационных услуг компаниям нефтегазовой отрасли в СНГ  
Тел.: +7 (495) 705 9731  
Alexander.Barinov@ru.ey.com



**Андрей Кобзев**

Директор, Московский нефтегазовый центр  
Тел.: +7 (495) 660 4867  
Andrey.Kobzev@ru.ey.com



**Краткая информация о компании «Эрнст энд Янг»**

«Эрнст энд Янг» является международным лидером в области аудита, налогообложения, сопровождения сделок и консультирования. Коллектив компании насчитывает 141 000 сотрудников в разных странах мира, которых объединяют общие корпоративные ценности, а также приверженность качеству оказываемых услуг. Мы создаем перспективы, раскрывая потенциал наших сотрудников, клиентов и общества в целом.

Мы постоянно расширяем наши услуги и ресурсы с учетом потребностей клиентов в различных регионах СНГ. В 18 офисах нашей фирмы (в Москве, Санкт-Петербурге, Новосибирске, Екатеринбурге, Казани, Краснодаре, Тольятти, Южно-Сахалинске, Алматы, Астане, Атырау, Баку, Киеве, Донецке, Ташкенте, Тбилиси, Ереване и Минске) работают 3500 специалистов.

Более подробная информация представлена на нашем сайте: [www.ey.com](http://www.ey.com).

Название «Эрнст энд Янг» относится к глобальной организации, объединяющей компании, входящие в состав Ernst & Young Global Limited, каждая из которых является отдельным юридическим лицом. Ernst & Young Global Limited – юридическое лицо, созданное в соответствии с законодательством Великобритании, является компанией, ограниченной гарантиями ее участников, и не оказывает услуг клиентам.

© 2011 «Эрнст энд Янг (СНГ) Б.В.»  
Все права защищены.

Информация, содержащаяся в настоящей публикации, представлена в сокращенной форме и предназначена лишь для общего ознакомления, в связи с чем она не может рассматриваться в качестве полноценной замены подробного отчета о проведенном исследовании и других упомянутых материалов и служить основанием для вынесения профессионального суждения. «Эрнст энд Янг» не несет ответственности за ущерб, причиненный каким-либо лицам в результате действия или отказа от действия на основании сведений, содержащихся в данной публикации. По всем конкретным вопросам следует обращаться к специалисту по соответствующему направлению.