



А.С. Рубцов
YUGON Consulting¹
директор по развитию бизнеса
rubtsov@yugon.consulting

Анализ практики применения методических рекомендаций по оценке рентабельных запасов УВС

¹Россия, 123610, Москва, Краснопресненская набережная, 12, 6-й подъезд, оф. 1247

Практика применения Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья выявила их определенные недостатки и проблемы в подготовке и экспертизе проектных технологических документов. В настоящее время ведется активная работа по их доработке, которая снова возвращает разработчиков документа к наиболее конфликтным экономическим темам, по которым ранее был достигнут компромисс. Целью данной статьи является анализ возможных разумных вариантов, по которым придется договариваться отдельным компаниям и государству

Ключевые слова: классификация; рентабельно извлекаемые запасы; ставка дисконтирования; выбор рекомендуемого варианта

Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (ВМР) были утверждены распоряжением Минприроды России №12-р от 18.05.2016 [1] для обеспечения работы новой классификации запасов, вступившей в силу с 1 января 2016 г. Этот документ после двухлетнего процесса согласований стал определенным компромиссом между компаниями и государством в отношении технико-экономических подходов к определению рентабельно извлекаемых запасов. Именно в нем было введено

понятие «рентабельно извлекаемые запасы» (в самой классификации его до сих пор нет!). В рекомендациях прописана методология их подсчета, введены четкие правила определения макроэкономических показателей и критерии выбора рекомендуемого варианта разработки.

ВМР в определенном смысле являются революционным документом. С одной стороны, методические рекомендации базируются на современной идеологии экономической оценки извлекаемых запасов, что позволяет вести работу по гармонизации российской классификации запасов УВС с западны-



Рис. 1.
Соотношение цен на нефть марки Urals и курса рубля к доллару США (Thomson Reuters, VYGON Consulting)

ми аналогами. С другой стороны, с учетом практики применения ВМР ставится вопрос о необходимости корректировки документов верхнего уровня – Закона РФ «О недрах» в части экономических условий для «обеспечения наиболее полного извлечения из недр запасов»¹ и Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (приказ Минприроды России от 01.11.2013 № 477 [3]) в части введения определения рентабельно извлекаемых запасов углеводородного сырья.

Практика применения ВМР-2016 выявила определенные недостатки методических рекомендаций и, что не менее важно, проблемы в подготовке и экспертизе проектных технологических документов (ПТД). В настоящее время ведется активная работа по доработке ВМР, которая, в том числе снова возвращает разработчиков документа к наиболее конфликтным экономическим темам, по которым ранее был достигнут компромисс. Целью данной статьи является анализ возможных разумных вариантов, по которым придется договариваться отдельным компаниям и государству.

Макроэкономические, ценовые и регуляторные предпосылки

В соответствии с ВМР, для унификации выбора макроэкономических предпосылок цены на УВС и обменный курс российского рубля

к доллару США должны определяться как средние значения за 12 календарных месяцев (по первым торговым дням месяца), предшествующих дате подготовки ПТД. Аналогичный подход в отношении цен применяется в классификации Комиссии по ценным бумагам и биржам США (SEC), но по понятным причинам в этой классификации отсутствуют правила в отношении обменных курсов. Исключениями должны являться регулируемые цены (например, внутренние цены на природный газ) и цены долгосрочных контрактов.

Практика применения ВМР в 2016 г. показала, что компании не следуют рекомендациям в определении цен на нефть и обменных курсов, а используют внутрикорпоративные предпосылки (рис. 1). Однако погрешность с точки зрения чистой цены реализации в рублях на тонну незначительна. Это объясняется тем, что параметры цены на нефть и курса рубля взаимосвязаны, при этом действующие налоговая и таможенно-тарифная системы, основанные на валовых показателях, делают «чистую цену»² реализации нефти практически нечувствительной к изменению ценовой конъюнктуры.

Соответственно, если компании используют собственные предпосылки по цене на нефть и курсу рубля, выдерживая при этом корректное соотношение между ними, то разница в оценке рентабельно извлекаемых запасов может быть невелика. Однако помимо

¹Одно из основных требований по рациональному использованию и охране недр в соответствии с п. 5 ст. 23 Раздела III Закона РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» [2].

²Здесь под «чистой ценой» подразумевается выручка за вычетом транспортных затрат, таможенных пошлин и НДС/П.

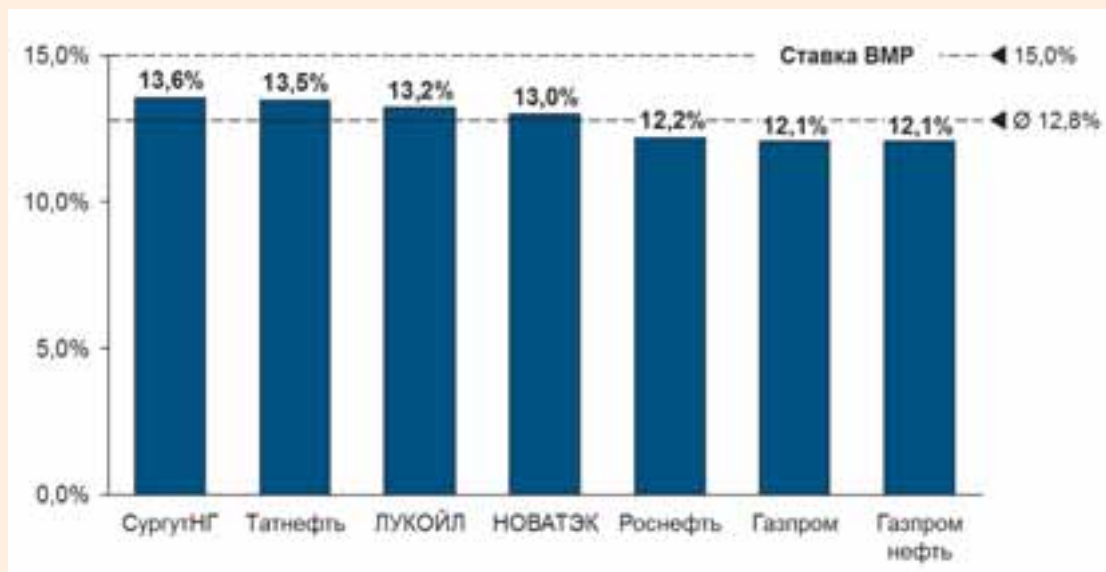


Рис. 2.

Расчетный WACC крупнейших нефтегазовых компаний России на 2015–2016 гг. (в реальном выражении) (VYGON Consulting)

точности оценки важно обеспечить гармонизацию подходов российской классификации запасов с *SEC/PRMS* и сопоставимость оценок рентабельно извлекаемых запасов по активам, поэтому необходимо договориться о единых подходах к определению ключевых макроэкономических предпосылок и придерживаться их.

Можно выделить следующие варианты подхода к определению цен на нефть и курса российского рубля:

- использование обоснованных внешних прогнозов (допускается в *PRMS*);
- использование внутрикорпоративных предпосылок; основная проблема подхода – несопоставимость оценок по компаниям;
- использование фактических значений за 12 месяцев – текущий подход, который по результатам апробации ВМР показал свою эффективность, кроме того аналогичный период используется в рамках методологических подходов *SEC*.

Какие бы варианты по указанным выше параметрам не приняли в новой редакции методических рекомендаций, важно корректно использовать ценовые предпосылки при расчете выручки и экспортных пошлин. Ниже указаны некоторые практические рекомендации, которые должны помочь избежать типовых ошибок, которые, как ни странно, допускаются разработчиками ПТД:

- использовать реальный канал реализации для расчета выручки. Например, при поставке нефти по ВСТО в расчете выручки

необходимо учитывать цену не *Urals*, а *ESPO*, которая торгуется с премией и имеет более высокий коэффициент перевода из баррелей в тонны;

- использовать стандартный расчет базовой экспортной пошлины на нефть вне зависимости от качества нефти и канала реализации, поскольку ставка пошлины определяется по цене *Urals* с использованием коэффициента 7,3 для перевода из баррелей в тонны;

- учитывать изменения пошлин и налогов, предусмотренные законодательством. Например, при реализации налогового маневра меняющиеся по годам параметры для расчета экспортных пошлин и НДС были определены на несколько лет вперед;

- внутреннюю цену реализации нефти необходимо определять на основе экспортного нетбэка (т.е. цены реализации на внешнем рынке за вычетом транспортных расходов и экспортной пошлины). Если цены определены по нетбэку, то структура реализации нефти на внутренний и внешний рынок не влияет на ЧДД проекта, а используется только для корректного расчета дисконтированного дохода государства (ДДГ).

Выбор ставки дисконтирования

Одним из наиболее обсуждаемых среди экспертов экономических параметров является ставка дисконтирования. Действующие ВМР предусматривают фиксированную ставку дисконтирования на уровне 15% (в реальном выражении). Это было сделано для обеспечения

баланса интересов государства и компаний, поскольку текущий уровень корпоративных ставок дисконтирования, используемых в большинстве российских ВИНК для принятия инвестиционных решений, достаточно близок этому значению. Соответственно, такой подход должен был приблизить государственную оценку рентабельно извлекаемых запасов к реальному видению компаний своих активов.

Когда речь заходит о требуемом уровне доходности при обосновании льгот по экспортной пошлине, используется единый для всех проектов уровень в 16,3%.

Принимая во внимание вышесказанное, крайне удивительно, что при обновлении редакции ВМР некоторые компании предлагают установить ставку дисконтирования на уровне 10%, ссылаясь на риски занижения объема рентабельно извлекаемых запасов. В результате вопрос о выборе ставки дисконтирования был вынесен на рассмотрение министра природных ресурсов и экологии РФ С.Е. Донского.

Следует отметить, что ставка дисконтирования отражает процентную ставку ожидаемого дохода на инвестируемый капитал. Одним из наиболее распространенных способов определения ставки дисконтирования является *WACC* (*weighted average cost of capital* или средневзвешенная стоимость капитала). На величину *WACC* влияет масса факторов. Базовыми являются – стоимость заемного капитала, стоимость собственного (акционерного) капитала и соотношение заемного и собственного капитала. На базовые факторы оказывают влияние долговая нагрузка и доступ компании к рынку капитала, безрисковая доходность ОФЗ и доплата за риски (отраслевые, страновые, финансовые), зависящие от макроэкономической и геополитической ситуации, риски, специфичные для отдельных компаний (например, структура портфеля проектов, состав акционеров) и прочие. Поэтому *WACC* различается по компаниям и меняется во времени, а компании, как правило, исходя из консервативного подхода в принятии инвестиционных решений, применяют корпоративную ставку дисконтирования на несколько процентных пункта выше расчетного *WACC* и пересматривают ее крайне редко.

Текущий уровень *WACC* для крупнейших российских нефтегазовых вертикально-интегрированных компаний России лежит в диапазоне 12–14% и составляет в среднем 12,8% (в реальном выражении).

На наш взгляд, выбор в отношении установления ставки дисконтирования в ВМР должен делаться из следующих вариантов.

1. Единая фиксированная ставка. По большому счету, уровень может стать результатом очередного компромисса между интересами отдельных компаний и ведомств – например, можно оставить 15% или снизить до 10%. Важно понимать последствия. Если выбранная ставка дисконтирования будет выше реальной корпоративной ставки дисконта компании – потенциальное занижение оценки рентабельных запасов, если ниже – завышение. Практика *VYGON Consulting* по экспертизе ПТД-2016 не выявила случаев, когда «высокая» ставка 15% стала причиной изменения инвестиционного решения по какому-нибудь значимому по запасам месторождению, хотя экономика отдельных эксплуатационных объектов может быть положительной при ставке 10% и отрицательной при ставке 15%. С точки зрения самого подхода, единая фиксированная ставка обеспечивает унификацию оценок для всех проектов, что является безусловным плюсом.

2. Самостоятельный обоснованный выбор компанией ставки дисконтирования в рамках фиксированного диапазона, например, 10–15%. В данном случае возникает проблема несопоставимости оценок для различных компаний. С другой стороны, обоснованная ставка, принятая внутри компании для оценки проектов, будет отражать реальные инвестиционные планы корпорации.

Экономика «Опций» и оценка рентабельных запасов

Практика применения ВМР показала, что многие компании не готовы давать разбивку на Опции (т.е. выделять базовую добычу, эффекты ГТМ, нового бурения и МУН), как правило, по причине отсутствия детальной методологии соответствующей оценки. При этом понимание опций рекомендуемого варианта является важной составляющей технико-экономической экспертизы.

Даже без разбивки на Опции, к сожалению, следует отметить, что есть примеры некорректного подсчета рентабельно извлекаемых запасов. Например, при расчете экономики месторождения иногда ошибочно объединяются рентабельные и нерентабельные эксплуатационные объекты. Также есть примеры некорректного определения рентабельного срока разработки.

Учитывая, что по более важным вопросам оценки рентабельных запасов встречаются

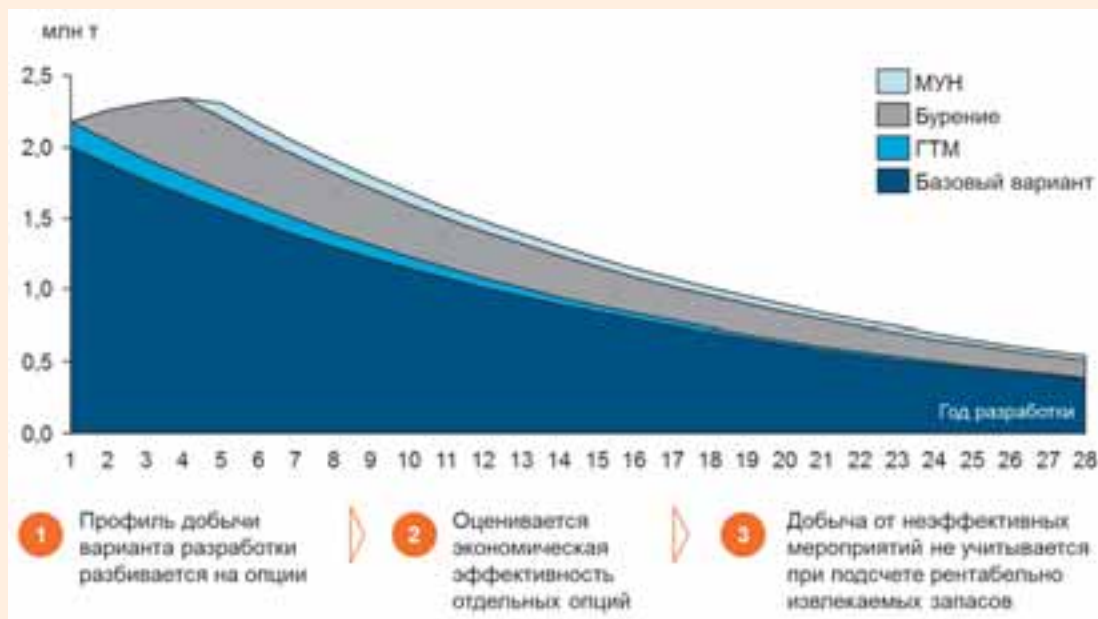


Рис. 3. Пример разбивки профиля добычи на Опции (VYGON Consulting)

ошибки, вероятно, не следует усложнять ВМР детализацией требований к Опциям, конкретизирующим различные случаи их применения. На данном этапе отработки новых подходов классификации запасов целесообразно использовать Опции при необходимости с целью дополнительного обоснования рекомендуемого варианта и по запросу экспертов.

Помимо вопроса о судьбе Опций, идет дискуссия о том, что делать с нерентабельными запасами. С одной стороны, кажется разумным принимать нулевые значения рентабельно извлекаемых запасов для нерентабельных эксплуатационных объектов, но с другой, странно запрещать компании разрабатывать эти активы при наличии такого желания.

При принятии решения по данному вопросу представляется важным:

– избегать требований или процедур, которые заставляют компании манипулировать экономическими расчетами для «подгонки» положительной экономики рекомендуемого варианта разработки;

– четко описать процедуру постановки нерентабельных запасов по эксплуатационным объектам на ГБЗ, в том числе с учетом оценки ЭО и месторождения в целом, чтобы исключить возможности для различных трактовок.

$T_{\text{опт}}$ и выбор рекомендуемого варианта

В соответствии с ВМР, рекомендуемый вариант разработки выбирается на основании интегрального показателя $T_{\text{опт}}$, который был призван увязать коэффициенты извлечения

УВС (т.е. принципы «рационального» недропользования), ЧДД компании и дисконтированный доход государства. Учитывая, что это отечественное «ноу-хау», было много споров вокруг использования данного показателя. Однако по результатам апробации 2016 г. $T_{\text{опт}}$ в целом показал свою эффективность, в спорных ситуациях обеспечивая баланс интересов «борцов за КИН» и «борцов за ЧДД».

С точки зрения гармонизации с международными стандартами оценки запасов УВС единственным критерием является ЧДД недропользователя. Однако, памятуя о действующих формулировках Закона РФ «О недрах» об обеспечении наиболее полного извлечения из недр запасов, с позиции интересов государства $T_{\text{опт}}$ лучше.

На сегодняшний момент противников $T_{\text{опт}}$ почти не осталось, многие признают необходимость его сохранения на данном этапе развития подходов к экономической оценке рентабельных извлекаемых запасов. При этом уместно внести в расчет данного показателя некоторые корректировки.

– **Необходим общий коэффициент извлечения УВС при расчете $T_{\text{опт}}$** , а не отдельные КИН, КИГ и КИК. Яркий пример – для нефтегазоконденсатного месторождения вес коэффициентов извлечения завышен, т.к. против доходов государства и ЧДД инвестора сразу выступают и КИН, и КИГ, и КИК.

– **Целесообразно учитывать только остаточные извлекаемые запасы при расчете КИН.** Поскольку доходы государства и ЧДД

пользователя недр рассчитывается по прогнозной добыче, а КИН включает и накопленную добычу, это уменьшает роль остаточных рентабельных запасов.

– **Необходимо согласовать процедуру принятия решения для равных или близких значений Топт.** Можно отдать предпочтение варианту с большим ЧДД инвестора или оставить текущий подход на основе максимально-го коэффициента извлечения УВС за рентабельный срок разработки.

Необходимо повышать качество экспертизы ПТД

Помимо указанных выше дискуссионных вопросов сегодня в ФБУ «ГКЗ» прорабатываются более сотни предложений компаний по изменению ВМР. Многие из проблемных тем лежат на стыке технологии и экономики и связаны с отсутствием в России практи-

ки проведения экономических оценок рентабельно извлекаемых запасов.

Сегодня явно ощущается потребность в развитии и детализации методических рекомендаций, создании базы данных технико-экономических параметров и программного продукта для проведения государственной экспертизы рентабельно извлекаемых запасов УВС.

Повышение качества государственной экспертизы запасов необходимо для эффективного применения новой классификации запасов. Совершенствование ВМР может служить стимулом для улучшения корпоративных методологических подходов к оценке запасов. Два этих процесса в итоге должны повысить статус ПТД как надежной основы для реформирования системы государственного регулирования, как в сфере недропользования, так и налогообложения. ⁽¹⁰⁾

Литература

1. Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Утверждены распоряжением Минприроды России от 18.05.2016 №12-р. М.: ЕСОЭН. 2016. С. 103–267
2. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах». Доступно на: <http://base.garant.ru/10104313/> (обращение 09.02.2017).
3. Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждена приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477. М.: ЕСОЭН. 2016. С. 5–11.

UDC 553.04

A.S. Rubtsov, Director of Business Development of VYGON Consulting¹, rubtsov@vygon.consulting

¹Office 1247, 6th entrance, 12 Krasnopresnenskaya naberezhnaya street, Moscow, 123610, Russia.

Analysis of guidelines application practices for assessing the profitability of hydrocarbon reserves

Abstract. The practice of Interim guidelines for the preparation of the technical project on hydrocarbon deposits development identified several shortfalls in the preparation and examination of project design documentation. Currently, the process is under way, which rolls back the document designer to the most controversial economic issues, on which was already reached compromise. The purpose of this article is to analyze the possible reasonable options, which will have to be negotiated between the government and businesses.

Keywords: classification; profitably recoverable reserves; discount rate; selection of the recommended options

References

1. *Vremennye metodicheskie rekomendatsii po podgotovke tekhnicheskikh proektov razrabotki mestorozhdenii uglevodородного syr'ia. Utverzhdeny rasporyazheniem Minprirody Rossii ot 18.05.2016 № 12-r* [Interim guidelines for the preparation of the technical project development of hydrocarbon deposits. Approved by order of the Russian Ministry of Natural Resources on 18.5.2016 number 12-p]. Moscow, ESOEN Publ., 2016, pp. 103–267
2. Zakon RF ot 21.02.1992 № 2395-1 «O nedrah» [RF Law of 21.02.1992 № 2395-1 «On Subsurface»]. Available at: <http://base.garant.ru/10104313/> (accessed 9 February 2017).
3. *Klassifikatsiia zapasov i resursov nefti i goriuchikh gazov. Utverzhdena prikazom Minprirody Rossii ot 01.11.2013 № 477* [Classification of reserves and resources of oil and combustible gas. Approved by the Ministry of Russia Order of 11.01.2013 number 477]. Moscow, ESOEN Publ., 2016, pp. 5–11.