

О точности подсчета запасов

Юрий Ампилов

В статье анализируется методология экономической оценки запасов в новой классификации запасов и ресурсов нефти и газа, введенной в действие с начала 2016 года. Показано, что применение метода дисконтированных денежных потоков для оценки извлекаемых запасов и соответствующей системы допущений (фиксированные цены на нефть, постоянные значения капитальных и эксплуатационных затрат, грубые значения параметров строения недр и проекта разработки) приводит к неприемлемо большим ошибкам вычислений. При этом такие оценки с течением времени обладают высокой волатильностью. И, как следствие, постановка на государственный баланс значений запасов с такой низкой достоверностью не позволит принимать грамотных управленческих решений в сфере недропользования. Для решения этой проблемы предлагается использовать альтернативную методологию многофакторной оценки месторождений углеводородов. Она может быть успешно адаптирована к существующей и новой классификации запасов и хорошо принята экспертным сообществом.

Ключевые слова: подсчет запасов, метод дисконтирования, капитальные и эксплуатационные затраты, рентабельный срок эксплуатации, эффект забытых затрат.

В России внедряется новая классификация запасов нефти и газа. Одной из побудительных причин этого стало отсутствие во всех предыдущих советских и российских классификациях экономической оценки ресурсов и запасов, а в условиях рынка вопросы экономической целесообразности играют важную роль.

Новая российская классификация рождалась долго и трудно. В практику же она внедряется с начала 2016 года. Ее основное отличие от предыдущих классификаций состоит в более тесной увязке со стадиями проектирования месторождения. Сюрпризом же стало то, что в ней полностью отсутствовала экономическая составляющая.

И лишь вдогонку, в спешном порядке был разработан еще один документ — Методические рекомендации по экономическому обоснованию извлекаемых

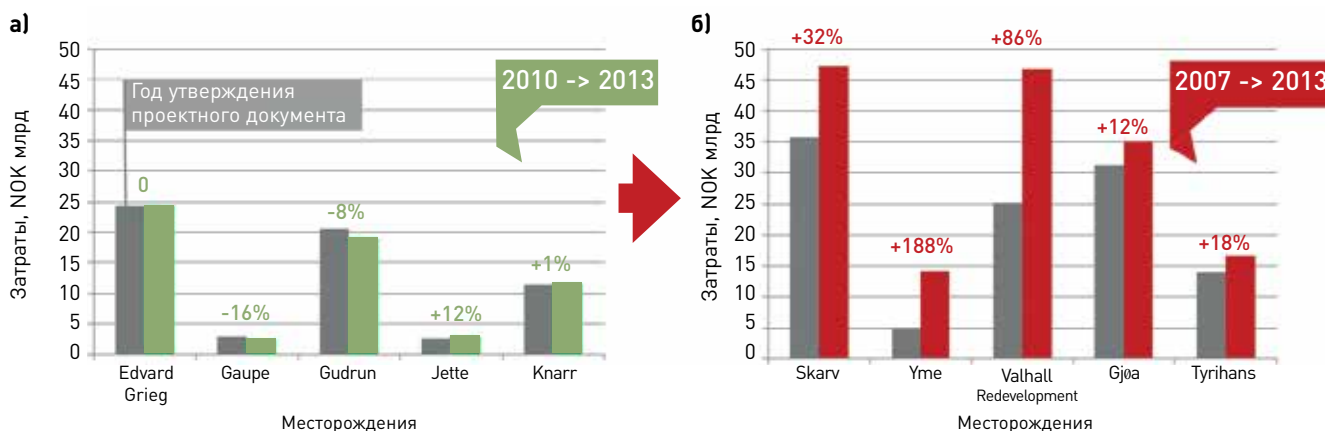
запасов углеводородного сырья [1], который в какой-то мере восполнил отсутствие в классификации экономического блока.

Процесс формирования нормативно-правовой базы в поддержку новой классификации запасов не закончен. По некоторым вопросам продолжают дискуссии. Например, о том, какую использовать ставку дисконтирования (предлагается 15%), каким из возможных способов рассчитывать срок рентабельного освоения и так далее.

Для адаптации всей системы и устранения недоработок предусматривается 6-летний переходный период. Но будут ли сняты все вопросы и получим ли мы в результате стройную и объективную систему государственного учета извлекаемых запасов нефти и газа?

Рисунок 1

Уточнение затрат на обустройство месторождений по прошествии трех (а) и шести (б) лет



Источник: доклад Норвежского нефтяного директората (NPD), октябрь 2013 года

Метод дисконтированных денежных потоков

Величина рентабельно извлекаемых запасов любого месторождения помимо геолого-промысловых параметров должна решающим образом зависеть от двух главных факторов:

- цен, по которым мы сможем реализовывать эти запасы в течение длительного времени эксплуатации месторождения;
- затрат, которые мы понесем на разведку, обустройство и эксплуатацию месторождения.

Как правило, будущие доходы и затраты, представляющие собой соответственно элементы положительного и отрицательного потока, приводятся к текущему начальному моменту путем дисконтирования с заранее оговоренной годовой ставкой (метод дисконтированных денежных потоков, МДДП).

Положительный денежный поток состоит из n элементов по количеству лет проектируемой добычи. Каждый элемент этого потока представляет собой выручку от продажи нефти (газа), прогнозируемую на многие десятки лет вперед и рассчитываемую на каждый будущий текущий год i ($i=1, 2, \dots, n$) путем умножения цены нефти или газа p на объем прогнозной годовой добычи q_i в тот же самый будущий год i . Таким образом, выручка в каждый i -й год составляет величину pq_i .

Отрицательный денежный поток состоит из элементов c_i , представляющих собой все затраты и платежи (включая налоги) в текущий год i . На начальном этапе это затраты на доразведку месторождения, затем на эксплуатационное бурение и обустройство промысла, а к концу добычи преобладают текущие эксплуатационные расходы.

Понятно, что все величины, как положительные, так и отрицательные, являются проектными и оцениваются в момент проведения расчетов на отдаленное будущее. А будут ли они такими на самом деле? Ответ очевиден: конечно, нет.

Известно, что до середины 2008 года нефть уверенно дорожала и даже перевалила через планку \$140/барр, а затем стремительно падала, опустившись в течение нескольких месяцев ниже \$40/барр. К 2011 году цена окрепла до \$110–120/барр и держалась на этом уровне более трех лет — вплоть до середины 2014 года.

Очевидно, что за 25–30 лет предполагаемой разработки месторождения пройдет несколько макроэкономических циклов, в течение которых цена нефти будет расти и падать. И мы заранее не знаем как.

Зададимся вопросом: если регулярно вслед за изменяющейся ценой нефти делать пересчеты положи-

Юрий Ампилов — д. ф.-м. н., профессор МГУ им. М. В. Ломоносова, заслуженный деятель науки РФ (2010), лауреат премии Правительства России в области науки и техники (2007), обладатель орденового знака им. Сократа и титула «Имя в науке», присвоенных Оксфордским академическим союзом (2014), автор более 250 научных трудов, среди которых 14 монографий и учебников.

THE PROBLEM OF THE ACCURACY OF RESERVES CALCULATION

The article analyzes a methodology for the economic appraisal of reserves in keeping with the new classification of oil and gas reserves, introduced at the beginning of 2016. It was demonstrated that the use of the discounted cash flow method to evaluate recoverable reserves and the corresponding system of assumptions (fixed oil prices, constant values for capital and operating expenditures, rough values for the parameters of the subsurface structure and development plans) results in unacceptably high errors of computation. Moreover with the passage of time, such estimates become highly volatile. And, as a consequence, putting reserve figures with such a low degree of accuracy on the state balance prevents the right management decisions from being reached in the sphere of hydrocarbons development. To solve this problem, it is proposed that an alternative multifactor evaluation methodology for hydrocarbon fields be used. This can be adapted successfully to the existing and new reserves classification and would be received well by the expert community.

Keywords: reserves calculation, discounted method, capital and operating expenditure, profitable operating life, forgotten costs effect.

Yury Ampilov

тельного денежного потока и при этом считать цену постоянной на весь предстоящий срок добычи, разве будет это отражать изменение реальных рентабельно извлекаемых запасов нефти? Конечно же, нет.

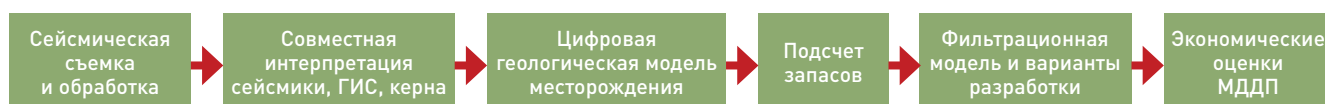
Тем не менее методика исходит из постоянства цены на весь срок добычи. И все дискутируемые на официальных площадках подходы — всего лишь модификации стержневой идеи утвержденного документа.

Например, сейчас в качестве одного из вариантов предлагается усреднять расчетную цену за предшествующие три года. Но разве даст это желаемый объективный результат?

Например, если бы мы оценивали рентабельно извлекаемые запасы по месторождению N весной 2014 года, мы бы получили расчетную цену на уровне \$108,3/барр, основываясь на предыдущем трехлетии. И где бы мы были с тем результатом сейчас?

Рисунок 2

Основные этапы в цепочке технико-экономических расчетов нефтегазовых проектов



Расчет затрат

Вторым важным фактором является уровень капитальных и эксплуатационных затрат, ассоциируемых с обустройством месторождения и добычей продукции.

В зарубежной практике при проектировании добычи и оценке затрат чаще всего пользуются базами данных специализированных консалтинговых компаний (пакет QUESTOR IHS Energy и другие). Базы обновляются почти ежемесячно на основе новых поступающих данных по проектам со всего мира. Они

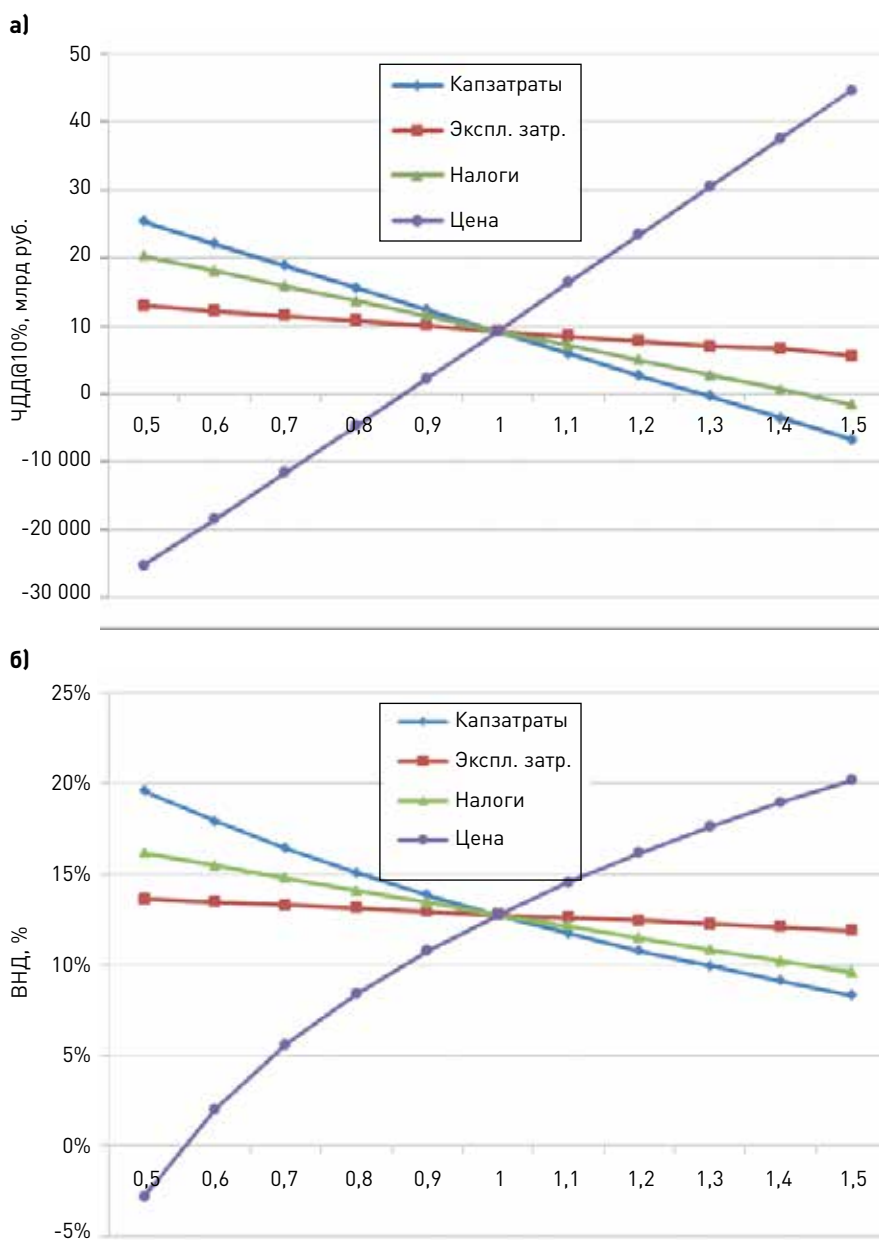
хорошо структурированы по регионам и по видам работ. В условиях открытой конкуренции по всем видам работ такие информационные массивы достаточно объективно отражают реальную картину.

Компании могут пользоваться покупными базами или же руководствоваться собственными оценками всех видов затрат, вводя какие угодно поправочные коэффициенты в данные, полученные из своих и внешних источников.

Созданы, казалось бы, предельно комфортные условия для расчетов и прогнозных оценок. Но при всем этом практика нередко расходится с ожиданиями.

Рисунок 3

Параметры чувствительности основных показателей эффективности проектов



Показана зависимость ЧДД@10% и ВНД месторождения N от уровня затрат и цен на нефть по состоянию на апрель 2016 года. Центральная точка соответствует цене на нефть \$40/барр при курсе 1\$ = 69 руб.: ЧДД = 9,132 млрд руб.; ВНД = 12,73%

Рассмотрим в качестве иллюстрации данные по затратам на обустройство по нескольким месторождениям шельфа Норвегии, опубликованные в обзоре национального нефтяного директората (NPD) (рис. 1).

На трехлетнем отрезке мы наблюдаем умеренное (от -8% до +16%) расхождение ожидаемых затрат по четырем месторождениям. Но спустя шесть лет оценка затрат изменилась весьма значительно, в ряде случаев онакратно превышает стартовые расчеты (+86% и +188%).

Понятно, что величина рентабельно извлекаемых запасов сильно уменьшится при серьезном завышении затрат. И это в Норвегии, благополучной стране с прозрачной экономикой.

А что же можно сказать об аналогичных случаях на российских объектах? Пожалуй, ничего. Вернее, такие случаи почти повсеместны, но мы не знаем никаких конкретных цифр по очевидным причинам.

Во-первых, в России отсутствует единая база данных по затратам на нефтегазовых объектах, а все попытки ее создать (например, одним из инициаторов является консалтинговая компания Ingenix Group) наталкиваются на непреодолимые препятствия. Российские добывающие компании считают это коммерческой тайной.

Во-вторых, можно было бы сравнить результаты выигранных публичных тендеров на отдельные виды работ и затем сопоставить их с фактом. Однако и здесь главное препятствие — закрытость компаний.

Таблица 1
Расчет погрешности при определении извлекаемых запасов модельного месторождения

Параметр	Среднее значение	Погрешность	
		абсолютная	относительная, %
Площадь продуктивности, км ²	44,0	1,0	2,3
Средневзвешенная эффективная толщина пласта, м	47,3	1,5	3,2
Пористость коллектора	0,18	0,02	11,1
Нефтенасыщенность	0,74	0,04	5,4
Плотность нефти, г/см ³	0,91	0,03	3,3
Пересчетный коэффициент	0,9	0,03	3,3
КИН	0,32	0,02	6,3
Сумма относительных погрешностей, %			34,8

После присуждения тендера победителю, как правило, в контракт вписывается столько дополнительных позиций и условий, что отследить конечную цену тоже не удастся. По озвученным в СМИ случаям можно предположить, что очень часто сметы строюк у нас превышаются кратно.

Как же тогда достоверно оценить рентабельно извлекаемые запасы?

Существующий механизм экспертизы при отсутствии нормативной базы не позволяет отсеять неоправданные затраты, поскольку это будет вмешательством в деятельность хозяйствующих субъектов. Исключением могут быть случаи, когда речь идет о госбюджетных ассигнованиях на крупное строительство. Но таковых в практике недропользования фактически нет даже для компаний с госучастием, и экспертам ГКЗ ничего не остается делать, как принимать затраты недропользователей.

Понятно, что в наших реалиях даже соседние, близкие по геологическим запасам и условиям месторождения будут иметь совершенно различные рентабельно извлекаемые запасы. Причина в совершенно несопоставимых затратах на одни и те же виды работ. Способа решения данной проблемы пока не видно.

А еще ведь и налоговое окружение в период длинного жизненного цикла месторождения будет постоянно меняться (за исключением не прижившихся у нас схем СРП, кроме как на сахалинских совместных проектах), неизбежно оказывая влияние на величину рентабельно извлекаемых запасов.

Неопределенности «куликова болота»

Кроме цены и затрат на оценку извлекаемых запасов месторождения влияют и другие факторы. Причем некоторые из них являются не менее значимыми в контексте обсуждаемой проблемы.

Когда специалист многие годы работает в конкретной и достаточно узкой области, он невольно становится в некотором смысле «рабом» собственных представлений и пристрастий. Детально изучая отдельный этап сложного многозвенного процесса, можно так и не понять до конца суть самого процесса. Как говорят в таких случаях, за деревьями леса не видно.

Это образное выражение в полной мере можно применить к исследованию сложных нефтегазовых проектов от их разведки до освоения с сопутствующими технико-экономическими оценками (рис. 2). И в самом деле, на этапе разведки или детализации геометрии залежи сейсморазведчик в поле заботится лишь об отсутствии пустых трасс в сейсмограмме, соотношении сигнал/шум и так далее. Сейсмик-обработчик, «вытягивая» целевые горизонты и применяя для этого мощные процедуры обработки, безнадежно искажает другие части сейсмозаписи. Интерпретатор выискивает в них детали геологического строения и не имеет ни малейшего представления о том, что могло произойти с сейсмическим сигналом после его регистрации и обработки.

Так появляются несуществующие рифы, дельты, конусы выноса, многочисленные разломы, аномалии типа «залежь» и так далее. Подсчетчики запасов в эти проблемы не вникают и от сейсмиков берут лишь структурные карты с несуществующими зачастую разломами, а иногда и с сомнительными картами подсчетных параметров. Привлекая информацию о свойствах коллектора из скважин, они рассчитывают запасы в недрах.

Специалисты по проектированию разработки месторождений оперируют полученными от подсчетчиков величинами запасов, рассчитывают проектные профили добычи по годам освоения, оценивают количество скважин, объемы обустройства и передают результаты экономистам. Те в свою очередь, принимая все это как «абсолютную данность», рассчитывают необходимые капвложения, затраты, доходы и показатели эффективности на 30 лет вперед при текущих ценах на сырье и существующей налоговой базе.

Итоговый результат оказывается слишком далеким от реальности, потому что значительные неопределенности, существующие на каждом из этапов, только накапливаются и множатся. А ведь эти результаты зачастую служат основой для принятия серьезных управленческих решений как в масштабе крупных компаний, так и на уровне государства в целом.

Но почему же они очень часто оказываются неверными? Вроде бы каждый на своем участке работы все делал правильно и добросовестно.

Первоначально принятые проекты разработки месторождений не выполняются в 100% случаев. К ним постоянно пишутся изменения и дополнения. Почему? Плохо считаем и проектируем? Или ответ кроется в наших объективных ограниченных

знаниях о строении и свойствах недр даже на поздних этапах разведки?

Давайте хотя бы кратко проанализируем наши возможности в оценке технологически извлекаемых запасов, прежде чем накладывать на эти результаты те неопределенности в цене и затратах, о которых было сказано выше.

Оценка погрешности расчета запасов

Если на мгновение отвлечься от современных компьютерных возможностей и вспомнить, как на протяжении предыдущих десятилетий мы оценивали извлекаемые запасы, то мы придем к многократно опубликованной во всех учебниках простейшей формуле, состоящей из нескольких сомножителей, которая на самом деле отражает главную суть и не утратила своей актуальности до сих пор:

$$Q = S \times N_{\text{эф}} \times K_{\text{пор}} \times K_{\text{нас}} \times \rho_{\text{н}} \times K_{\text{ус}} \times K_{\text{извл}}, \quad (1)$$

где:

- Q – технологически извлекаемые запасы;
- S – площадь продуктивности;
- $N_{\text{эф}}$ – эффективная толщина пласта;
- $K_{\text{пор}}$ – коэффициент пористости коллектора;
- $K_{\text{нас}}$ – коэффициент нефтенасыщенности;
- $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти;
- $K_{\text{ус}}$ – пересчетный коэффициент (усадки);
- $K_{\text{извл}}$ – коэффициент извлечения нефти.

Если прологарифмировать обе части уравнения (1), а затем рассчитать полный дифференциал обеих частей, то получим уравнение, подтверждающее еще один тезис из учебника по теории ошибок: относительная погрешность произведения равна сумме относительных погрешностей сомножителей.

На примере одного из крупных нефтяных месторождений можно убедиться, что погрешность может оказаться довольно значительной. В рассмотренном случае – на уровне 35% (табл. 1).

Для крупного месторождения цена вопроса – десятки миллионов тонн нефти. Как же определить долю рентабельно извлекаемых запасов, если технологически извлекаемые запасы нам известны так неточно?

Неопределенность в оценке запасов увеличивается, если добавлять в расчеты гораздо хуже известные экономические параметры, а именно прогнозируемые затраты на доразведку, обустройство и добычу, а также цену на нефть в будущие десятилетия реализации проекта.

Пример расчета. Функции влияния

Для изучения экономических аспектов рентабельной добычи выберем в качестве начальной модели реальный проект N, в котором немного измене-

ны отдельные параметры, чтобы сделать его не совсем узнаваемым по соображениям коммерческой тайны.

При 30-летнем горизонте расчета базовые технико-экономические параметры проекта, рассчитанные по состоянию на апрель 2016 года, следующие:

- технологически извлекаемые запасы нефти составляют 15,48 млн т;
- текущая цена на нефть \$40/барр принимается на весь срок 30 лет;
- текущий валютный курс, принятый при расчетах, составляет 69 рублей за доллар США;
- ЧДД@10% = 9132 млн руб.;
- ВНД (внутренняя норма доходности) = 12,73%.

Для дальнейших расчетов из цены нефти исключены предполагаемые на сегодняшний день затраты на ее транспортировку до потребителя. Кстати, это еще один параметр, повышающий неопределенность итоговых показателей, включая рентабельно извлекаемые запасы. Кто возьмется прогнозировать транспортные тарифы на 30 лет вперед?

Из верхней диаграммы (рис. 3а) видно, что чистый дисконтированный доход (ЧДД) данного проекта особенно чувствителен к цене на нефть. При ее увеличении в 1,5 раза, то есть до \$60/барр, ЧДД увеличится более чем в четыре раза, достигнув величины 45 млрд руб. В то же время падение цены всего на 14% (до \$34,4/барр) переведет ЧДД в отрицательную область – и у месторождения не останется рентабельно извлекаемых запасов.

Увеличение капитальных затрат на 30% также приведет к тому, что у месторождения не останется рентабельно извлекаемых запасов. И вероятность этого высока по ряду причин. Прежде всего, месторождение является сложным по геолого-технологическим условиям, что предполагает наряду с бурением кустов скважин с горизонтальными отводами применение большого арсенала методов увеличения нефтеотдачи (МУН), использование которых добавляет неопределенности.

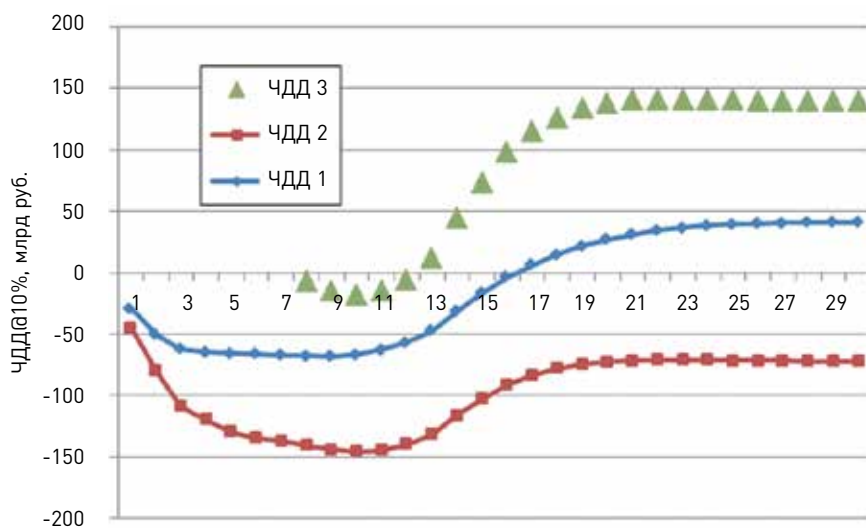
Из этого следует, что даже при текущем уровне цен на строительные и сервисные работы их физический объем с большой вероятностью будет превышен. Это означает, что реальная ситуация будет близка к пессимистическому сценарию, соответствующему правой части графика в диаграммах чувствительности по затратам, то есть к минимальной величине рентабельно извлекаемых запасов на данном месторождении.

В то же время в отчетных документах будет фигурировать вполне нормальная величина базового сценария – 15,48 млн т, что совпадает с технологически извлекаемыми запасами.

Срок рентабельного освоения

Нельзя не упомянуть еще об одном нюансе в определении рентабельного срока эксплуатации. Не секрет, что в режиме высокого заводнения типичного месторождения в последние годы добычи затраты на

Рисунок 4
Накопленный чистый доход



ЧДД 1 – от старта проекта при проектных параметрах 2007 года
 ЧДД 2 – от старта проекта при понесенных фактических затратах и параметрах 2016 года
 ЧДД 3 – от текущего момента при «забытых» понесенных затратах

извлечение нефти вкупе с налогами и платежами могут уже не покрываться выручкой от реализации нефти.

Очень часто рентабельным сроком эксплуатации считают момент, когда эти величины равны, то есть текущий годовой доход равен суммарным текущим годовым затратам. Иногда этот момент называют «точкой безубыточности». И тогда рассчитанные величины ЧДД и ВНД до этого момента будут лучше, нежели за полный проектный период эксплуатации.

Однако надо принять во внимание, что это, как правило, последние годы проекта, когда накопленная добыча уже составляет 80–90% от начальных извлекаемых запасов (НИЗ).

Продисконтированные по большим срокам затраты и доходы последнего периода оказывают ничтожное влияние на результирующие ЧДД и ВНД. В частности, в рассмотренном примере это десятые доли процента, и графически в указанном масштабе различия будут практически незаметными.

Другой подход к определению рентабельного срока добычи состоит в требовании сохранения положительного накопленного ЧДД. Но тогда после достижения максимума ЧДД проект еще много лет может давать текущие годовые убытки, чтобы «растратить» накопленный положительный эффект. Понятно, что при втором подходе показатели экономической эффективности будут ниже, чем в первом случае, поэтому его применяют реже. Кстати, во втором случае рентабельно извлекаемые запасы практически будут совпадать с технологически извлекаемыми, если проект в принципе рентабелен при требуемой ставке дисконтирования. В сопутствующих документах по опреде-

лению рентабельно извлекаемых запасов пока конкретно не предписан какой-либо из подходов. Предполагается, что это будет сделано в «Инструкции по применению...».

Еще одно ожидаемое новшество состоит в том, что будет предписано оценивать проекты разработки и, соответственно, рентабельно извлекаемые запасы со ставкой дисконтирования 15%. Тогда следует иметь в виду, что многие месторождения с так называемыми трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗами), а также практически все шельфовые месторождения формально не будут иметь рентабельно извлекаемых запасов.

Более того, не будет их и в только что рассмотренном примере. В этом можно убедиться, изучив диаграмму чувствительности для ВНД (рис. 3б) и посмотрев на «уровень отсечения» в 15%.

Получается, что рентабельно извлекаемые запасы на данном месторождении появятся, если общая налоговая нагрузка будет составлять не более 65% от существующей, либо если капитальные затраты будут снижены на 20% по сравнению с проектными, либо если цена нефти будет на 13% выше.

Запредельная рентабельность «забытых затрат»

В плановом хозяйстве советского периода многие масштабные инвестиционные проекты начинались без серьезных экономических проработок, исходя из соображений государственной целесообразности. Тем не менее многие созданные тогда производственные мощности и объекты, в том числе в нефтегазовой отрасли, потом много лет приносили прибыль, а некоторые продолжают приносить ее и сейчас.

Чтобы понять этот феномен, рассмотрим конкретный современный пример одного из месторождений — А, по которому не раз составлялись проектные документы на разработку начиная со второй половины 1990-х годов. В 2007 году были сделаны все необходимые технико-экономические расчеты и принято окончательное инвестиционное решение. Однако фактическая добыча началась совсем недавно и пока очень далека от запланированного уровня, хотя значительная часть капитальных затрат уже понесена.

Этот проект интересен прежде всего тем, что принимался в совершенно другом внешнем окружении: при цене нефти \$71/барр и курсе 1\$ = 25,7 руб. Реализовываться же он начал в современных кризисных условиях: при цене нефти \$46/барр и ожидаемом среднегодовом курсе 1\$ = 69 руб.

Таблица 2
Параметры проекта А

Параметр	2007 г.		2016 г.		Коэффициент изменения	
	млрд. руб.	\$ млн	млрд. руб.	\$ млн	млрд. руб.	\$ млн
Затраты						
Бурение	6	233	63	940	10,5	4,03
Платформа	28	1089	83	1239	2,96	1,14
Сумма	34	1323	146	2179	4,29	1,65
Конъюнктура рынка						
Курс \$, руб.	25,7		67		2,61	
Цена нефти, \$/барр	71		46		0,65	
Цена нефти, руб/барр	1824,7		3082		1,69	

По отношению к данному месторождению справедливы два, казалось бы, взаимоисключающих утверждения:

1) проект А в целом является существенно убыточным в историческом плане;

2) с точки зрения сегодняшнего дня все технологически извлекаемые запасы нефти месторождения А являются рентабельными.

Бросается в глаза, что в 2007 году были явно недооценены затраты, поскольку на 2016 год в рублях они выросли в 4,29 раза. В долларах США они увеличились не так сильно — на 65%, что, кстати, сопоставимо с ростом затрат на норвежских проектах за 6 лет — с 2007 по 2013 годы (табл. 2).

За это время рубль обесценился в 2,61 раза, цена нефти в долларах снизилась на 35%, а в рублях увеличилась на 69%. К тому же в период с 2007 года нефть дважды поднималась в цене далеко за \$100/барр. Иначе говоря, в течение девяти лет вся ситуация с затратами и доходами развивалась совершенно не так, как это предполагалось при принятии окончательного инвестиционного решения.

По результатам расчетов 2007 года ЧДД@10% составил примерно 41 млрд руб., ВНД проекта — 13,74%, а все технологически извлекаемые запасы, оцененные в 65 млн т, были рентабельными. Но случилось то, что случилось: цена нефти упала до \$46/барр, а затраты выросли кратно в рублях и весьма заметно в долларах.

Можно подсчитать, какими были бы показатели нашего проекта, если бы мы в 2007 году знали, каковы будут реальные затраты и цена на нефть в будущем. Результат ожидаем: в реальных условиях, оказавшихся кардинально отличными от проектных, проект выглядит глубоко убыточным и никогда не окупится. Его не спасли даже очень высокие цены на нефть, которые были на мировом рынке с 2007 по 2014 годы (\$105 — 140/барр), — просто потому, что в то время на нем еще не велась добыча (рис. 4).

Получается, что рентабельно извлекаемые запасы на месторождении А отсутствуют? Так что же, прекратить его разработку? Конечно, нет, и вот почему.

Рассчитав показатели проекта с сегодняшнего дня, исключив затраты предыдущих лет, мы получим воистину запредельные показатели экономической эффективности. Еще бы — оставшаяся часть затрат значительно меньше расходов, понесенных в прошлом.

Собственно, этот эффект «забытых затрат» и объясняет высокую текущую рентабельность большинства проектов, стартовавших

в предыдущие годы, на которых уже полным ходом ведется добыча. И даже наступивший кризис им не помеха, а случившаяся рублевая инфляция оказалась хорошим подспорьем, позволившим компаниям при относительно стабильных рублевых затратах и валютной выручке существенно увеличить рублевую выручку и свою прибыль.

По поводу месторождения А осталось ответить на простой вопрос: хорошо это или плохо? Вопрос простой, но ответ на него сложный.

«Да, мы потратили очень много денег на проект А, но теперь он должен быть прибыльным, компания будет получать доход, а государство — стабильные налоги. Значит, все было сделано верно», — таков ответ современного топ-менеджера крупной ВИНК.

На это можно возразить лишь одним аргументом: эти деньги можно было потратить на другой важнейший проект, который оказался бы прибыльным при любом расчете, в том числе с учетом всех исторических затрат.

Он мог бы многократно приумножить средства, реально повысив благосостояние компании, государства и его граждан. Надо только уметь хорошо прогнозировать рынок и научиться правильно выбирать объекты инвестиций, особенно масштабных и системообразующих.

Альтернативная методология

Вернемся к вопросу о величине рентабельно извлекаемых запасов. Какими их надо было считать в рассмотренном примере при столь динамично меняющейся ситуации и как их отражать в государственном балансе, исходя из всех сделанных численных расчетов в предыдущих наших примерах?

Сейчас, при переходе на новую классификацию, при экспертизе запасов наиболее ожидаемыми будут две крайние ситуации. На большинстве действующих промыслов 100% технически извлекаемых запасов будут рентабельными. В то же время почти все новые нефтегазовые проекты, на которых еще не понесены основные капитальные затраты, на сегодняшний день

формально окажутся убыточными и не будут иметь рентабельно извлекаемых запасов.

И таковых очень много. Ведь в нашей «нефтяной житнице» — Западной Сибири уже имеется более 200 давно открытых новых месторождений с запасами категории C_1 , которые никто не торопится осваивать. И главная причина — в этом.

А как получить обоснованный и доказуемый результат по величине рентабельно извлекаемых запасов во всех остальных случаях, не попадающих в две вышеупомянутые крайние категории? Надеюсь, приведенные выше примеры и алгоритмы доказали виртуальность получаемых расчетных величин в условиях реальной неопределенности во всех базовых исходных параметрах для такого расчета.

Вывод, как представляется, очевиден: нужен несколько иной взгляд на проблему учета геологических, технологических и экономических аспектов месторождений как на корпоративном, так и на государственном уровне. Следует признать, что оценка рентабельно извлекаемых запасов распространенным доходным методом (МДДП) не дает объективных результатов. Наша альтернативная методология [2], известная как система многофакторной оценки месторождений углеводородов, базируется на комплексной оценке трех факторов: геологических параметров месторождения, возможных

технологий добычи и «экономики освоения» (наличия необходимой инфраструктуры, рынков сбыта, нормальной расчетной рентабельности проекта и прочее). Она хорошо принята профессиональным сообществом и, в принципе, может быть «наложена» на действующую или новую классификацию запасов углеводородов [3].

Заключение

В целом вопрос о введении в действие системы оценки рентабельно извлекаемых запасов нефти и газа далек от своего разрешения. Как следствие, поставка на государственный баланс условных расчетных величин, полученных в рамках доходного метода, не позволит принимать грамотные управленческие решения в сфере недропользования. 💧

Литература

1. Разъяснения и рекомендации по переходу в 2016 году на Классификацию запасов и ресурсов нефти и горючих газов... Приложение к письму ФБУ «ГКЗ» № 01-15/35 от 14.04.2016 г., 5 с.
2. Ампилов Ю.П. Система многофакторной оценки месторождений углеводородов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, № 4, 2015, С. 35–43.
3. Ампилов Ю.П. Как систему многофакторной оценки месторождений углеводородов совместить с классификацией запасов и госбалансом? // Нефтегазовая вертикаль, № 22, 2015, С. 60–68.



Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

23 мая 2017

Нефтегазстрой

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

12 сентября 2017

Нефтегазопереработка

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

17 октября 2017

Нефтегазсервис

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками — нефтегазовыми компаниями

Реклама

7 декабря 2017

Нефтегазшельф

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают «Газпром нефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газфлот» и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

15 марта 2018

Нефтегазснаб

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

Новые встречи — новые возможности!

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68;

Факс: (495) 788-72-79;

info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

