

СТОИМОСТНАЯ ОЦЕНКА УЧАСТКОВ НЕДР С ЗАПАСАМИ И РЕСУРСАМИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ (НА МАТЕРИАЛАХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН)

Различают единичную оценку участков недр и массовую кадастровую оценку природных ресурсов. При единичной оценке определяется рыночная или иная стоимость месторождения на дату оценки независимыми оценщиками, при ней используют затратный, сравнительный и доходный подходы к оценке. В основу методики оценки кадастровой стоимости нефтяных месторождений должен быть положен рентный подход, предполагающий их оценку в качестве элемента национального богатства страны.

Реформирование и совершенствование экономических отношений в современной системе управления государственным фондом недр предполагает рациональное и эффективное использование природных ресурсов посредством определения действительной стоимости участков недр с запасами и ресурсами полезных ископаемых.

Актуальность вопроса недропользования определяется его значением в структуре топливно-энергетического баланса и экономическом развитии Республики Башкортостан на современном этапе. Именно топливно-энергетический комплекс, где нефтедобывающая отрасль занимает ведущее место, обеспечивает пополнение финансовыми ресурсами федерального и региональных бюджетов. Так акционерная компания «Башнефть» ежегодно не менее чем на одну треть формирует бюджет республики Башкортостан, поскольку рентабельность нефтедобывающей отрасли выше средней по экономике в 2,24 раза. Основной причиной получения сверхдоходов в отрасли явилась устойчивая мировая тенденция роста цен на нефть в минувшие годы (в таблице 1 приведены индексы цен производителей)[8, С.45].

Данные таблицы 1 свидетельствуют не только о росте цен на энергоносители в последние годы, но и о постоянном их колебании.

Таблица 1. Индекс цен добычи топливно-энергетических ископаемых (в % к декабрю предыдущего года)

2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
216,2	74,8	136,9	69,8	192,2	136,3

В течении 60-70-х гг. добыча нефти по республике удерживалась на отметке на уровне 40 млн.т. Начиная с 1981 г. этот показатель стал медленно, но неуклонно падать. В 2000 г. добыча составила 11,7 млн.т (таблица 2).

Из данных таблицы 2 видно, что в дальнейшем (2000-2005 гг.) данная тенденция сохранилась. Добыча нефти по республике за эти годы сократилась на 6 %. В тоже время объем экспортируемой нефти за пределы республики возрос на 27%. [8, С.46, 50]. Это свидетельствует об изменении реализационной политики добывающих компаний, а также о прямой зависимости поступлений в бюджет по данной отрасли от мировых цен на нефть.

Государственное управление в области природопользования базируется на системе законодательных и иных нормативных правовых актов, регулирующих отношения природопользования. Федеральное законодательство о недрах представлено Федеральными законами: «О недрах», «О соглашениях о разделе продукции», а также системой законов и нормативно-правовых актов, регулирующих оценочную деятельность в РФ. Кро-

Таблица 2. Данные по добыча и экспорту нефти, млн. т.

Показатели	2000 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Добыча нефти, включая газовый конденсат	11,7	11,4	11,2	11,1	11,1
Экспортные поставки нефти сырой	2,6	1,9	4,2	3,2	3,3
Доля экспортируемой нефти, %	23	16,67	38	29	30

ме того, Налоговым кодексом РФ предусмотрена уплата налога на добычу полезных ископаемых. А отношения, возникающие в связи с геологическим изучением, с использованием и охраной недр на территории Республики Башкортостан регулирует кодекс республики Башкортостан о недрах.

Ст.28.1 Закона РФ «О недрах» № 2395-1 гласит, что «Государственное регулирование отношений недропользования и решение задач развития минерально-сырьевой базы осуществляются с использованием геолого-экономической и стоимостной оценок месторождений полезных ископаемых и участков недр», а соответствующие методики должны утверждаться федеральным органом управления государственным фондом недр. За 10-летний период после принятия этого закона ни одна такая методика не была утверждена, поскольку не существует однозначного и общепринятого подхода к стоимостной оценке недр [1].

Отсутствие официально принятых стоимостных оценок месторождений полезных ископаемых не только сдерживает развитие налоговой реформы РФ, но и в целом ведет

к недооценке активов национального богатства страны.

Различают единичную оценку участков недр и массовую кадастровую оценку природных ресурсов. При единичной оценке определяется рыночная или иная стоимость отдельного участка недр на дату оценки независимыми оценщиками. Цель проведения стоимостной (рыночной) оценки месторождений – определение стоимости запасов и ресурсов оцениваемых месторождений. Она также является стоимостью права пользования недрами данного месторождения.

В практике стоимостной оценки участков недр ведущих зарубежных горнодобывающих стран с традиционным рыночным укладом экономики (Австралия, США, Канада, ЮАР, Великобритания) рекомендуется проводить оценку с использованием всех трех подходов к оценке – затратного, сравнительного и доходного. Отказ от использования какого-либо подхода требует обоснования (таблица 3) [6].

В таблице 3 приведены ограничения в применении различных подходов и методов

Таблица 3. Подходы и методы стоимостной оценки, которые применяются на различных стадиях геологического изучения участка недр и промышленного освоения

Стадия геологического изучения участка недр	Затратный подход	Сравнительный подход	Доходный подход	Другие методы оценки
1. Незразведанный участок	+ (может применяться в качестве основного при невозможности применения других подходов)	+(применяется в условиях стабильного рынка и при наличии представительной базы сравнения)	+/--(модификации DCF/NPV, мультипликаторы)	+/--(могут применяться в качестве основных, требуют методического обоснования)
2. Участок поисково-оценочных работ	+/--(применяется в качестве дополнительных методов)	+(применяется в условиях стабильного рынка и при наличии представительной базы сравнения)	+(модификации DCF/NPV, мультипликаторы)	+/--(в качестве справочных методов или при решении специальных задач оценки)
3. Участок, вовлеченный в освоение по результатам разведки	–	+(применяется в условиях стабильного рынка и при наличии представительной базы сравнения)	++(DCF/NPV, метод реальных опционов)	+/--(при решении специальных задач оценки)
4. Разрабатываемый участок	–	+(в условиях стабильного рынка и при наличии представительной базы сравнения)	++(DCF/NPV, метод реальных опционов)	+/--(при решении специальных задач оценки)

стоимостной оценки месторождений в зависимости от стадии геологического изучения недр. Отечественная практика недропользования вносит дополнительные ограничения в сферу применения указанных подходов.

Доходный подход в оценке месторождений основан на принципе ожидания. Его наиболее часто применяют на различных стадиях промышленного освоения. А при оценке месторождения, которое характеризуется относительно высокой промышленной освоенностью, доходный подход является основным. К конкретным методам оценки, в данном подходе, относятся метод дисконтированных денежных потоков (DCF/NPV) и его многочисленные модификации; метод реальных опционов (RPM); методы, использующие разнообразные мультипликаторы, капитализирующие ожидаемые будущие доходы в величину текущей стоимости, и другие. Результаты оценки месторождения, полученные при применении доходного подхода, оптимальны для определения минимального (стартового) размера платежа, с которого начнутся аукционные торги на выдачу лицензий.

Доходный подход используется в качестве дополнительного или вспомогательного при выполнении оценки по результатам начальной стадии изучения участка недр. В условиях, когда исходная информация для прогноза будущих доходов и затрат, характеризуется высоким уровнем неопределенности, применяются методы, основанные на мультипликаторах или модификации метода дисконтированных денежных потоков (метод вероятностных денежных потоков, взвешенного риска, приведенных запасов и др.). На более высоких стадиях геологического изучения и освоения недр доходный подход применяется в качестве основного практически во всех случаях, при этом используются методы собственно DCF/NPV, а также реальных опционов. По поводу использования метода реальных опционов некоторыми специалистами отмечается, что его применение требует высокой профессиональной подготовки и выполнения ряда требований к исходной информации. Указывается, что полученным с помощью данного метода результатам зачастую дается некорректная интер-

претация, а также допускаются ошибки при их сопоставлении с результатами применения других методов и подходов при определении итогового результата оценки. Использование доходного подхода сопряжено с трудностями при выработке прогноза и ограничениями к доступу к внутренней информации об объекте.

Сравнительный подход базируется на известной стоимости аналогичных объектов. При этом следует отметить, что сделки с участком недр запрещены законодательно, а распределение объектов недропользования на аукционах не всегда носит репрезентативный характер. Данный подход может применяться как вспомогательный или справочный. В ряде случаев, при наличии в достаточном объеме достоверных сведений об аналогах использование метода капитализации запасов может быть оправданным, что значительно повысит общую точность оценочных измерений. Указанный метод также активно применяется финансовыми аналитиками в практике для экспресс-оценок сделок с акциями нефтяных компаний и итогов аукционов по продаже прав на разведку и добычу полезных ископаемых.

Затратный подход базируется на том, что инвестор, проявляя должное благоразумие, не заплатит за участок большую сумму, чем та, в которую обойдутся приобретение соответствующего участка и затраты на его освоение (строительство сооружений, установка скважин и прочие инвестиции по его освоению). Этот подход основан на принципе распределения стоимости, и применяется в качестве основного при невозможности использования других подходов, главным образом на начальных стадиях геологического изучения и освоения. Он включает в себя методы, основанные на капитализации либо уже произведенных затрат на освоение, либо предстоящих с использованием различного рода мультипликаторов. Сюда же относится метод капитализации обязательных платежей.

Другие методы оценки были разработаны применительно, главным образом, к начальным стадиям геологического изучения недр, где и находят свое основное использование. Наиболее известны из них такие, как

метод оценки участия, геологического ранжирования (аналогичен геолого-промышленной оценке месторождений в отечественной практике с выходом на стоимостные показатели факторов).

Согласно ст. 30 Закона РФ «О недрах» № 2395-1, в ред. Федерального закона от 25.10.2006 № 173-ФЗ предусмотрено введение государственного кадастра месторождений и проявлений полезных ископаемых [1]. Кадастр должен включать в себя следующие данные:

- сведения по каждому месторождению, характеризующие количество и качество основных и совместно с ним залегающих полезных ископаемых, содержащиеся в них компоненты;

- горно-технические гидрогеологические, экологические и другие условия разработки месторождения, содержать геолого-экономическую оценку каждому месторождению;

- сведения по выявленным проявлениям полезных ископаемых.

Государственный кадастр месторождений и проявлений полезных ископаемых ведется в целях обеспечения разработки федеральных и региональных программ геологического изучения недр, комплексного использования месторождений полезных ископаемых, рационального размещения предприятий по их добыче, а также в других народно-хозяйственных целях. Введение кадастрового учета месторождений будет также способствовать оптимизации системы налогообложения недропользования.

На современном этапе в научных кругах развернулась дискуссия относительно методики оценки кадастровой стоимости месторождений. Большинство ученых сходятся во мнении о том, что в основу методики оценки кадастровой стоимости нефтяных месторождений должен быть положен рентный подход, поскольку именно он, позволяет оценить природные ресурсы как элемент национального богатства страны.

Общая формула расчета стоимости месторождения нефти примет следующий вид (формула 1):

$$R_A = \sum_{t=0}^T \frac{Z_t - Sept - Set - Stt - Sit}{1 + Esr}, \quad (1)$$

где R_A – абсолютная величина денежной оценки;

Z_t – ценность добываемой в t -м году продукции (нефти), исчисленная в принятых значениях цен;

$Sept$ – сумма нормативных эксплуатационных и капитальных затрат в t -м году;

Set – сумма предстоящих в t -м году затрат на добычу нефти (газа), извлечение попутных компонентов, охрану окружающей среды, включая разовые и регулярные платежи за право на добычу;

Stt – сумма предстоящих в t -м году затрат на магистральный и межпромысловый транспорт;

Sit – сумма предстоящих в t -м году затрат на создание региональной инфраструктуры;

Esr – норматив для приведения разновременных затрат и результатов;

T – расчетный срок освоения ресурсов локального объекта оценки, лет.

Данная формула модифицируется в зависимости от стадии геологического изучения участка недр и промышленного освоения. В республике Башкортостан из 173 месторождений 151 (87%) находятся в разработке, 5 месторождений (около 3%) – в разведке и 17 месторождений (10%) – в консервации. Наличие такого количества месторождений свидетельствует как о большом потенциале, так и о высокой разведанности территории. Изученность территории Башкортостана составляет в среднем: глубоким бурением – 121,50 м/км²; структурным бурением – 142,40 м/км²; сейсморазведкой – 1,22 м/км².

Кадастровая оценка месторождений должна проводиться в два этапа. На первом этапе проводится качественная оценка месторождений. Второй этап характеризует собственно стоимостную оценку участков недр, связанную с определением природной ренты и стоимости месторождений нефти.

Основными рентообразующими факторами нефтяных месторождений являются такие их качественные характеристики, как начальные, остаточные балансовые и извлекаемые запасы нефти, накопленная добыча, годовая добыча, коэффициент извлечения нефти, выработанность месторождения, обводненность месторождения, тектонический регион, глубина залегания и энергия пласта.

Качество месторождений оценивается методом геологического ранжирования. Месторождения классифицируются в порядке снижения их качественных характеристик. Степень воздействия свойств определяется их влиянием на конечный результат нефтедобычи – среднесуточный дебит скважины. На основании полученных данных по группам месторождений строится шкала их балльной оценки.

Начальные суммарные ресурсы нефти республики составляют 2201,7 млн.т. В структуре начальных суммарных ресурсов нефти по республике в целом накопленная добыча составляет 62,0%, на остаточные разведанные и предварительно оценённые запасы (кат. АВС₁+С₂) приходится всего 16,8%, а на неразведанные ресурсы (перспективные ресурсы кат. С₃ и прогнозные ресурсы кат. Д₁) – 21,2%

По начальным извлекаемым запасам два месторождения нефти Башкотростана относятся к уникальным (Арланское, Туймазинское), 7 – к крупным (Шкаповское, Серафимовское, Манчаровское, Сергеевское, Югомашевское, Чертырманское, Игровское), 17 – к средним нефтяным месторождениям (с начальными извлекаемыми запасами от 10 до 30 млн.т.). Всего таких месторождений на территории республики 26 (16% в от общего их числа), однако на их долю приходится 69% остаточных извлекаемых запасов и 73% ежегодной добычи. 4 мелких месторождения Бельской депрессии отнесены к выработанным.

С другой стороны, доля начальных извлекаемых запасов в структуре начальных суммарных ресурсов нефти республики составляет 78,8%; по тектоническим регионам она колеблется от 0 (Салмышская впадина) до 93,6% (Бирская седловина).

Степень освоённости начальных суммарных ресурсов нефти по республике в целом почти достигла 79%.

На территории Башкортостана с учетом изучения строения сопредельных территорий по комплексу геолого-геофизических исследований выделено 11 тектонических регионов, контролирующих размещение и локализацию месторождений нефти и газа. Регионы эти разные как по природе их возникновения, так и настоящей морфоструктурной принадлежности (свод, впадина, седловина, депрессия):

Южно-Татарский свод; Бирская седловина Благовещенской впадина; Башкирский свод; Благовещенской впадины; Верхнекамская впадина; Бымско-кунгурская впадина; Салмышская впадина; Юрюзано-Сылвенская депрессия; Бельская депрессия; Шихано-Ишимбайская седловина; Мраковская депрессия.

Другим важным рентообразующим фактором, влияющим на дифференциацию месторождений, является качество нефти, которое характеризуется такими показателями как плотность при 20 °С, кг/м³; кинематическая вязкость при 20 °С, мм²/с; температура застывания, °С; содержание парафина, % и другие. Эти характеристики различаются в зависимости от принадлежности к платформенному чехлу нефтяных залежей. В разрезе платформенного чехла нефтяные залежи располагаются на нескольких возрастных уровнях, которым соответствуют 7 нефтегазоносных комплексов.

На западе Башкортостана и в Чекмагушско-Уфимской зоне основными нефтеносными горизонтами являются терригенные породы девона (пласты D-V, D-IV, D-III, D-II, D-I). Их суммарная мощность достигает 170 метров. С этим нефтегазоносным комплексом (I) связано наибольшее количество наиболее высокопродуктивных залежей многих месторождений, а в пределах Башкирского свода наиболее продуктивным месторождением является Кушкульское. В Предуральском прогибе коллекторы в терригенной толще девона не выявлены.

Мощность верхнедевонско-нижнекаменноугольного карбонатного комплекса (II) варьирует от 190 до 940 м. Отложения почти всех горизонтов, входящих в этот комплекс, являются нефтеносными (Ново-Узыбашское и др. месторождения).

Нефтеносность нижнекаменноугольного терригенного комплекса (III) связана с пластами C-0, C-I, C-II, C-III, C-IV₀, C-IV, C-VI₀, C-VI. В платформенной части республики суммарная мощность этого комплекса колеблется от 3 до 150 и более метров. В целом нижнекаменноугольный терригенный комплекс характеризуется слабой выдержанностью пластов-коллекторов и резкой изменчивостью литологического состава. Наиболее продуктивные залежи нефти приурочены к зонам

увеличенной мощности песчаников в северной части республики в пределах Верхне-Камской впадины, Бирской седловины и краевой части Башкирского свода (Арланское, Игровское, Манчаровское, Четырманское, Орьебашское и многие другие месторождения). В юго-западной части республики продуктивность этого комплекса значительно ниже, а восточнее Уршакско-Тавтимановского грабена песчаников этой толщи практически нет.

Нефтеносность нижнекаменноугольного карбонатного комплекса (IV), сложенного известняками и доломитами суммарной мощности от 200 до 400-600 м, связана с Верхне-Камской впадиной и Башкирским сводом (Воядинское, Игровское, Орьебашское, Кузбаевское, Татышлинское и др. месторождения).

Нижнекаменноугольный терригенно-карбонатный комплекс (V) представлен переслаивающимися известняками, мергелями, аргиллитами, алевролитами и реже песчаниками. Их суммарная мощность колеблется от 27 до 115 м. Основная установленная нефтеносность пород этого комплекса приходится на северо-западную часть республики (Четырманское, Югомашевское, Игровское и др. месторождения).

Средне-верхнекаменноугольный комплекс (VI) сложен преимущественно карбонатными породами. Мощность его варьирует от 355 до 2000 м. Наиболее четко продуктивные пласты прослеживаются в северо-западной части республики (Арланское, Воядинское, Кузбаевское и др. месторождения), в Мраковской депрессии (Волостновское, Саратовское и др. месторождения), на западном борту Юрюзано-Сылвенской депрессии (Кызылбаевская площадь) и в южной части Шихано-Ишимбайской седловины (Тейрукская площадь).

Нижнепермский карбонатный комплекс (VII) объединяет ассельско-сакмарские, артинские и кунгурские отложения (известняки, мергели, алевролиты, песчаники с переслаиванием ангидритов, гипсов и каменной соли). Его мощность колеблется от 190 до 3500 м. Коллекторами нефти в этом комплексе (VII) являются пористые, кавернозные известняки и доломиты (в рифовой зоне Предуральского краевого прогиба) и трещиноватые карбонатные породы (в зоне развития антиклинальных

складок кинзебулатовского типа). Нефтегазонасность карбонатных отложений данного комплекса в Предуральском прогибе связана с зонами развития рифогенных массивов, структур кинзебулатовского типа и выявлена в пределах Бельской, Мраковской депрессий и Шихано-Ишимбайской седловины. Залежи нефти и газа в рифовых массивах этого комплекса расположены цепочкой вдоль западного борта Бельской и Мраковской депрессий Предуральского прогиба.

Начальные суммарные ресурсы нефти распределены по этим нефтегазоносным комплексам весьма неравномерно [9, С.144-148].

Местоположение месторождений нефти определяется расходами на ее транспортировку до магистрального трубопровода.

На этапе стоимостной оценки месторождений на рентной основе необходимы данные о ценах реализации себестоимости нефти, соответствующих им нормативам и транспортным затратам. Задача оценки на данном этапе состоит в том, чтобы на основе всестороннего учета условий и результатов нефтедобывающего производства установить для каждого месторождения экономический эффект от его разработки, дать ему количественное выражение.

Поскольку кадастровая оценка является одним из важнейших экономических механизмов в системе управления природными ресурсами любого государства, проведение оценки месторождений нефти будет способствовать наиболее рациональному их использованию, создаст предпосылки совершенствования механизма налогообложения добычи нефти, а также позволит включить запасы нефти в состав активов национального богатства России.

Кадастр месторождений и проявлений полезных ископаемых позволит преодолеть проблемы нынешней системы налогообложения нефтедобычи связанные с ее фискальной ориентацией, а также попытками применять при определении налоговых отчислений простые решения, характерные для обрабатывающих отраслей промышленности. Использование кадастровой оценки будет способствовать сохранению сырьевой базы нефтяной промышленности, и предотвращению поте-

ри в недрах большого объема разведанных запасов, поскольку она учитывает разнообразие горно-геологических и экономико-географических условий разработки месторождений, позволяя тем самым государству изъять сверхдоход, образующийся при эксплуатации месторождений.

Результаты оценки месторождений также могут быть использованы для установле-

ния стартовых цен на конкурсах и аукционах при продаже лицензий на разработку месторождений нефти.

В перспективе достоверная кадастровая информация даст возможность более точно прогнозировать и моделировать рыночную цену месторождений, что, в свою очередь, будет способствовать инвестиционной привлекательности отрасли.

Список использованной литературы:

1. О недрах: Закон РФ от 21 февраля 1992 года № 2395-1 [Электронный ресурс]. – Правовая система Консультант Плюс: Версия Проф
2. О соглашениях о разделе продукции: Федеральный закон от 30 декабря 1995 года № 225-ФЗ [Электронный ресурс]. – Правовая система Консультант Плюс: Версия Проф
3. Об оценочной деятельности: Федеральный закон от 29 июля 1998 г. № 135 – ФЗ [Электронный ресурс]. – Правовая система Консультант Плюс: Версия Проф
4. О введении в действие Кодекса Республики Башкортостан о недрах: постановление Верховного Совета Республики Башкортостан от 28 октября 1992 г. № - 1327 [Электронный ресурс]. – Правовая система Консультант Плюс: Версия Проф
5. Лукьянчиков, Н.Н. Природная рента и охрана окружающей среды: Учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся по специальностям 013100 «Экология», 013500 «Биоэкология», 013400 «Природопользование» - М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2004. – 176 с. – (Серия «Oikos»)
6. Грязнова А.Г. Оценка бизнеса. - М.: Изд-во «Финансы и статистика», 1998 г. – 456 с.
7. Петрунин В.В. Система рентных платежей за пользование природными ресурсами// Финансы № 4, 2005 – с.21-25
8. Производственная деятельность Республики Башкортостан: Статистический сборник. Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Башкортостан (Башкортостанстат) – Уфа, 2006 г., - 98 стр.
9. Экономическая энциклопедия регионов России. Республика Башкортостан/ Ф.И. Шамхалов. –М.: ЗАО «Издательство «Экономика», 2004.

Статья поступила в редакцию 08.05.07