

УДК 553.98/33.001.336.7(476)

## ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА\*

**А. В. Унукович**

вед. науч. сотрудник ГНУ «Институт природопользования НАН Беларуси», канд. экон. наук, доцент

**П. Б. Цалко**

вед. науч. сотрудник РУП «Белорусский научно-исследовательский геологоразведочный институт», канд. геол.-мин. наук

**А. В. Краковецкий**

мл. науч. сотрудник ГНУ «Институт природопользования НАН Беларуси»

**А. А. Добрыян**

студентка энергетического факультета БНТУ

В статье излагаются экономическая оценка нефтеносных и нефтеперспективных структур Припятского прогиба Беларуси; правила определения экономической ценности ресурсов углеводородного сырья, включающих оценку геологических условий структур; технологические показатели и методы определения годовых объемов добычи углеводородного сырья; модели обоснования капитальных и эксплуатационных затрат, а также рассматривается система показателей экономической ценности ресурсов углеводородов и порядок их расчета. Определяются возможности применения полученных результатов для экономического обоснования оптимальных управленческих решений, связанных с поисками, разведкой и рациональным использованием углеводородного сырья.

The article presents the economic evaluation of oil and oil-bearing structures of the Pripyat Trough of Belarus, the rules for determining the economic value of hydrocarbons, including assessment of the geological conditions of the structures, technological parameters and the methods of determining the annual hydrocarbon production, models justify the capital and operating costs, as well as consider a system of indicators the economic value of hydrocarbons and the order of calculation. Identifies opportunities for the use of the results for the feasibility study optimal management decisions associated with the search, exploration and management of hydrocarbon resources.

Нефть представляет собой маслянистую жидкость со специфичным запахом, которая распространена в осадочных породах Земли и является важнейшим полезным ископаемым. По своему химическому составу и физическим свойствам является сложным природным органомогенным образованием, состоящим из метановых, нефтяных и ароматических углеводородов и в основном содержащихся в ней в незначительных количествах кислородных, сернистых и азотистых соединений. Компонентами нефти являются также растворенные в ней природные газы, вода и минеральные соли.

Нефть — это сравнительно дешевый вид топлива, обладающий высоким значением чис-

того выхода энергии. Она является многофункциональным топливом, которое можно использовать в производстве электроэнергии, для отопления, можно сжигать как транспортный энергетический носитель, она легко транспортируется. В процессе переработки методом перегонки из нее отбираются бензины, реактивное топливо, осветительный керосин, дизельное топливо и мазут. Последний компонент является сырьем для получения различных масел, парафина, битумов и используется в качестве жидкого котельного топлива. Таким образом, использование нефти в настоящее время пока остается главным энергетическим направлением. Вместе с тем отметим, что Д. И. Менделеев

сравнивал сжигание нефти со сжиганием денег. Запасы нефти неограничены, и необходимо эффективно использовать имеющиеся ее запасы.

К недостаткам нефти, используемой в качестве топлива, относят, как правило, ее экологическую опасность, так как при сжигании нефти или нефтепродуктов образуется диоксид углерода (CO<sub>2</sub>), выбросы которого в атмосферу оказывают влияние на изменение климата, а другие загрязнители атмосферы (метан, соединения серы и азота), выбрасываемые при сжигании нефтепродуктов, наносят ущерб здоровью людей, животному и растительному миру. Вместе с тем существует опасение того, что доступные запасы нефти закончатся через несколько десятилетий. По имеющимся оценкам, эта тенденция отражает противоречие, которое складывается между потребностями в энергоносителях при современном уровне технологического производства и структуре их потребления, с одной стороны, и возможностями природной среды — с другой, что обуславливает необходимость рационального использования имеющихся запасов нефти и природного газа в качестве энергетического ресурса. В этой связи необходима новая идеология в развитии экономики и нетрадиционные методы решения топливно-энергетических проблем (экономически эффективные технологии, сокращение неэффективных производств, разумные пределы энергоёмкости коммунального хозяйства, развитие общественного транспорта и др.).

Кроме того, нефть является также чрезвычайно ценным химическим сырьем, на основе которого производятся многие виды товаров для населения и различных отраслей экономики, в том числе наукоемких. Так, нефтепродукты используются для получения синтетического каучука, синтетических волокон, пластмасс, полиэтилена, белковых веществ, моющих средств и многих других продуктов промышленного и бытового назначения.

В целом в мире извлекаемые запасы нефти составляют порядка 190 млрд т, из которых добывается 4,1 млрд т в год. Имеются большие запасы нефти в нефтяных песках Канады и Венесуэлы (465,8 млрд т). По оценкам, в еще неоткрытых залежах может содержаться около 70 млрд т нефти. Из общих извлекаемых запасов нефти около 77,2 % приходится на страны, входящие в Организацию экспортеров нефти (ОПЕК). К ним относятся такие страны, как Саудовская Аравия,

Кувейт, Иран, Ирак, Объединенные Арабские Эмираты, Алжир, Индонезия, Ливия, Нигерия, Катар, Венесуэла и Габон. Общие извлекаемые запасы нефти России составляют порядка 10,6 млрд т, или 5,6 % от их мировых запасов [1]. Вместе с тем по добыче нефти Россия уступает только Саудовской Аравии. Характерной особенностью следует отметить и то, что запасы нефти распределены неравномерно по континентам и странам, что обуславливает необходимость осуществлять ее экспорт и импорт.

Важным направлением в использовании нефти считается ее экономия. Резервы экономии нефти, как топливно-энергетического ресурса, во многом зависят от цен, складывающихся на мировом рынке, и от имеющихся технологий, обеспечивающих экономию тепла и энергии. Высокие цены на нефть и другие топливные ресурсы приводят к кардинальной технологической перестройке экономик развитых стран в направлении энергосбережения и созданию альтернативных источников получения электрической энергии. Сейчас в этих странах экономия топливно-энергетических ресурсов растет быстрее, чем потребности в энергоресурсах. В целом процессы энергосбережения благоприятно оказывают влияние на снижение техногенной нагрузки на окружающую среду.

Величина импорта нефти определяется запасами собственных энергоресурсов, издержками на ее добычу, собственным потреблением, экологической ситуацией, транспортным фактором и другими экономическими и политическими причинами. Имеют место также стратегические и политические причины. Так, в США нефть считается стратегическим ресурсом и, несмотря на значительные собственные месторождения, акцент делается на импорт и сбережение собственных запасов топливно-энергетических ресурсов.

Тенденции изменения запасов топливно-энергетических ресурсов состоят в следующем. Несмотря на огромный сырьевой потенциал, все в большей степени мировое сообщество начинает ощущать тенденцию нехватки запасов энергоносителей. Причиной этому является тот факт, что значительная часть запасов топливно-энергетических ресурсов расположена в неблагоприятных местах их добычи, что оказывается нерентабельным; высокая энергоёмкость экономики техногенного типа, увеличение которой никогда не сопровождалось адекватным рос-

том физического объема конечного продукта, но всегда поддерживает высокий спрос на энергоносители; экспортная политика многих стран, носящая вынужденный характер и стимулирующая увеличение вовлечения дополнительных объемов ресурсов в экспортно-импортный оборот; сокращение запасов важнейших видов топливно-энергетических ресурсов усугубляется нерациональным их потреблением и отсутствием комплексности в использовании сырья в условиях уменьшения его добычи.

На территории Беларуси выявлены незначительные запасы углеводородов (нефти, растворенного газа, конденсата и свободного газа), имеющих промышленное значение, общая извлекаемая суммарная часть которых составляет 376,2 млн т в пересчете на условное топливо. Промышленная нефтеносность углеводородов Припятского прогиба связана с подсолевыми терригенным и карбонатным, межсолевым и верхним солевым комплексами, имеющими сложное тектоническое строение [3]. Большинство месторождений углеводородов образуют зоны нефтенакпления, которые системой разломов расчленяются на ряд ступеней, тектонических блоков, что обуславливает различную глубину залегания, качество нефти и величину запасов залежей. Многообразные геологические условия образования залежей углеводородов обуславливают и разнообразие технологических условий их извлечения, а следовательно, и экономическую эффективность освоения месторождений.

Для экономических исследований освоения месторождений углеводородов и определения наиболее эффективных направлений нефтепоисковых работ на выявление запасов углеводородов необходимым также представляется геологическое районирование, что важно для определения новых направлений поисковых работ, учитывающих формирование и расположение залежей и месторождений углеводородов с учетом экономической эффективности их освоения. Учитывая это, на территории Припятской области выделены Северный нефтегазоносный район и два нефтеперспективных района — Центральный и Южный, которые отличаются степенью доказанности промышленной нефтегазоносности. При этом в качестве основной задачи предусматривается определить первоочередные, наиболее перспективные и достоверно

подготовленные объекты по Северному нефтегазоносному району для постановки поискового бурения на перспективных структурах. В этой связи важным также представляется уточнить перспективные возможности нефтегазоносности недостаточно изученных территорий Центрального района по подсолевому карбонатному комплексу. Для решения этих задач необходимым явилось проведение комплексного анализа геологических, геофизических, геохимических, гидрогеологических и промышленно-геофизических данных по указанным объектам (структурам), подготовленным к поисковому бурению в целях определения наиболее перспективных и достоверно подготовленных для постановки поисковых работ, выполнение расчетов по определению ожидаемых прогнозных локализованных ресурсов (ожидаемых запасов) углеводородов по структурам. Предусмотрено также выполнить дифференцированную геолого-экономическую оценку подготовленных к поисковому бурению объектов для определения промышленной ценности прогнозных ресурсов углеводородного сырья в целях повышения эффективности поисково-разведочного бурения и в последующем освоении месторождений углеводородного сырья. Основные результаты экономических исследований состояли в следующем.

Геологический и экономический аспекты изучения прогнозных ресурсов углеводородов Припятского прогиба можно рассматривать как многофакторное исследование, включающее:

- оценку в целях выявления и изучения пространственного изменения геологических структур, благоприятных для генерации и аккумуляции углеводородов;
- оценку вероятностной величины ресурсов и ее распределения по площади и разрезу осадочного чехла;
- экономическую оценку, определяющую эффективность извлечения ресурсов углеводородов в зависимости от геологических и экономических условий их освоения.

При этом под экономической оценкой ресурсов углеводородов понимается определение потенциального эффекта в денежном выражении, который может быть получен после перевода ресурсов в запасы с последующей их разработкой с учетом достижений научно-технического прогресса и фактора времени. По своему экономическому содержанию такой

потенциальный эффект можно рассматривать в качестве дифференциальной нефтяной ренты, отражающей интересы государства, являющегося собственником недр, и пользователей недр, осуществляющих поиски, разведку и разработку месторождений в соответствии с законодательством Республики Беларусь. Результаты освоения ресурсов углеводородов могут считаться экономически эффективными, если они обеспечивают полное возмещение требуемых поисковых, разведочных и эксплуатационных затрат и необходимого дохода в виде чистой дисконтированной прибыли, что требует соответствующего выбора методического подхода и системы показателей.

Такая оценка необходима для решения задач государственного регулирования экономических отношений недропользования на основе определения ценности нефтеносности недр и инвестиционной привлекательности подготовленных и проектируемых к освоению участков недр. При этом должны учитываться ограничения, накладываемые действующим законодательством о недрах, технологическими возможностями разработки, правилами ведения геологоразведочных работ, требованиями охраны окружающей среды, потребностями рынка в углеводородах и продуктах их переработки.

В основу определения экономической ценности ресурсов углеводородного сырья по нефтеперспективным структурам Припятского прогиба положен также принцип, согласно которому в запасы включены прогнозные извлекаемые ресурсы по всем установленным нефтеперспективным структурам. Поэтому при оценке структур залежи (скопления) подразделены на группы, близкие по горно-геологическим условиям освоения и объемам ресурсов углеводородного сырья. Экономическая ценность ресурсов типичной залежи, входящей в группу, распространяется на все залежи этой группы [2].

Проведение экономической оценки предусматривает определение по годам разработки месторождений системы показателей, характеризующих прогнозные извлекаемые запасы промышленных категорий, объемы добычи углеводородов, стоимость товарной продукции, капитальные вложения (инвестиции) и эксплуатационные (текущие) затраты, прогнозируемый доход с учетом фактора времени, рентабельность капитальных вложений, срок их окупаемости [4, 5].

Правила оценки экономической эффективности освоения ресурсов нефтеперспективных структур соответствуют основным стадиям, принятым для оценки, и включают следующие этапы:

- оценка геологических условий месторождения;
- оценка технологических показателей разработки перспективных нефтяных месторождений;
- определение капитальных вложений и текущих затрат на подготовку запасов, добычу и транспортировку углеводородов и проведение природоохранных мероприятий;
- обоснование показателей, характеризующих стоимость месторождений;
- вероятностную стоимостную оценку объектов оценки и определение показателей риска их освоения.

Геологические условия и прогнозные извлекаемые запасы залежей нефтеперспективных структур определены по материалам изучения структурно-тектонических, литолого-стратиграфических и геохимических особенностей нефтегазопроизводящих и нефтеаккумулирующих отложений Припятского прогиба. Как показал анализ изучения указанных параметров и характеристик, горизонты оценки, глубина залегания залежей углеводородов и возможные их извлекаемые запасы изменяются в довольно широких пределах по исследуемым нефтеперспективным структурам, что обуславливает различную экономическую эффективность и очерченность их ввода в эксплуатацию.

*Оценка технологических показателей разработки перспективных нефтяных месторождений.* В основу расчета технологических показателей разработки перспективных нефтяных месторождений положено представление о поэтапном характере извлечения нефти ипутного газа, где выделяются основной период, содержащий три стадии разработки: первую (нарастания), вторую (стабилизации), третью (резкого падения), — и завершающий период, включающий четвертую (медленного падения) стадию разработки месторождений. При этом принято, что величина максимального годового отбора нефти и газа рассматривается как функция плотности сетки эксплуатационных (добывающих) скважин, которая может быть опреде-

лена системой функциональных уравнений при заданных значениях сетки скважин и продолжительности периодов нарастающей и стабильной добычи нефти. Предполагается также, что окончание разбуривания месторождения, а значит и максимальная плотность сетки скважин, может быть достигнуто к окончанию второй стадии разработки.

Однако получение и применение на практике такой системы уравнений представляет собой довольно сложную задачу из-за отсутствия, прежде всего, соответствующей информационной базы. Поэтому для определения годовой добычи нефти по стадиям прогнозной разработки месторождений в условиях Беларуси и решения задач их экономической оценки разработан и рекомендован для практики следующий методологический подход. На основании анализа существующих проектных и технологических схем разработки месторождений углеводородов определена зависимость прогнозируемой годовой добычи нефти ( $Q_{нт}$ ) от времени ( $t$ ), исходя из максимального годового темпа отбора нефти в процентах от начальных извлекаемых запасов. При этом темпы отбора нефти по годам разработки для конкретного месторождения предлагается определять по следующему уравнению:

$$O(t) = 100((29,438 + 1,2534t + 0,0635t^2)k)^{-1}, \quad (1)$$

где  $O(t)$  — темпы отбора нефти в долях от общих извлекаемых запасов по годам разработки месторождения;  $k$  — коэффициент, определяющий изменение параметров уравнения (1), который равен отношению величины темпов отбора по месторождению, принятому в качестве базисного (3,25 %), к заданным темпам отбора оцениваемого месторождения;  $t$  — порядковый год добычи нефти от начала разработки месторождения.

Приведенное уравнение является базовым (усредненным), которое может быть дифференцировано в зависимости от конкретных условий эксплуатируемых месторождений, величины извлекаемых запасов углеводородного сырья и стадийности их разработки. Для расчета прогнозных темпов отбора углеводородного сырья из нефтеперспективных структур на всех стадиях их добычи от первоначальных извлекаемых ресурсов предлагается использовать методы корреляционно-регрессионного анализа.

Так, в результате поисковых и разведочных работ, например, на Северо-Завойтской межсолевой структуре, расположенной в пределах Южного нефтеперспективного района, установлено, что первоначальные извлекаемые ресурсы углеводородного сырья составляют 861,8 тыс. т. По данным опытной эксплуатации и прогнозного изучения добычи нефти на аналогичных месторождениях, принимается, что по указанной структуре годовой темп отбора нефти на 5-м году разработки составит 4,252 %. В этом случае коэффициент изменения параметров уравнения (1) будет равен 0,7647 ( $3,25/4,252$ ), а уравнение для определения темпов отбора нефти по годам примет следующий вид:

$$O(t)_{\text{прогн.}} = 100(21,2601 + 0,9052t + 0,0458t^2)^{-1}. \quad (2)$$

Можно также предположить, что на стадии нарастающей добычи (5 лет) значения временной величины ( $t$ ) будет изменяться от 5 до 1. В соответствии с этим темпы годового отбора нефти на первом году разработки ( $t = 5$ ) составят 3,506 %, на втором ( $t = 4$ ) — 3,687, на третьем ( $t = 3$ ) — 3,872, на четвертом ( $t = 2$ ) — 4,061 и на пятом году ( $t = 1$ ) — 4,252 %.

Следовательно, исходя из величины прогнозируемых извлекаемых ресурсов на Северо-Завойтской межсолевой структуре (861,8 тыс. т) годовая добыча нефти на первом году разработки составит 30,215 тыс. т, на втором — 31,775, на третьем — 33,369, на четвертом — 34,998 и на пятом году — 36,644 тыс. т.

На стадии стабильной добычи (4 года) значение временной величины ( $t$ ) принимается равной 1. На стадии резкого и медленного падения добычи значение временной величины ( $t$ ) будет увеличиваться от 2 и выше.

На основании определенных таким образом темпов отбора углеводородного сырья в процентах от начальных извлекаемых ресурсов по годам освоения Северо-Завойтской межсолевой структуры рассчитывается: годовая добыча нефти, накопленная добыча нефти на конец года (в процентах и тоннах) и остаточные запасы нефти на конец года (табл. 1).

Как видно из табл. 1, срок освоения Северо-Завойтской межсолевой структуры может составить 38 лет, темпы отбора нефти по годам будут изменяться от 4,252 % (максимальное извлечение) до 1,011 % (минимальное извлечение) в конце

Таблица 1

Технологические показатели разработки нефтеспективной структуры «Северо-Отрубовская» Припятского прогиба (прогнозные извлекаемые ресурсы —  $Q_{\text{низ}}$  — 275,0 тыс. т)

Годы разработки	Значения временной величины (t)		Значения уравнения (3) по годам разработки		Сумма значений уравнения $\Sigma$ гр. 4 +5+ 6	Темпы отбора нефти, (100/гр. 7)	Накопленный отбор нефти, %	Годовая добыча нефти (Qн), тыс. т (275,0 × гр. 8/100)	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Остаточные запасы нефти на конец года, тыс. т
	t	t <sup>2</sup>	0,9585t	0,0486t <sup>2</sup>						
1-й	5	25	22,511	0,9585t	28,5185	3,506	3,506	30,215	30,215	831,585
2-й	4	16	22,511	3,8340	27,1226	3,687	7,193	31,775	61,990	799,810
3-й	3	9	22,511	2,8755	25,8239	3,872	11,065	33,369	95,359	766,441
4-й	2	4	22,511	1,9170	24,6224	4,061	15,126	34,998	130,357	731,443
5-й	1	1	22,511	0,9585	23,5181	4,252	19,378	36,644	167,001	694,799
6-й	1	1	22,511	0,9585	23,5181	4,252	23,630	36,644	203,645	658,155
7-й	1	1	22,511	0,9585	23,5181	4,252	27,882	36,644	240,289	621,511
8-й	1	1	22,511	0,9585	23,5181	4,252	32,134	36,644	276,933	584,867
9-й	2	4	22,511	1,9170	24,6224	4,061	36,195	34,998	311,931	549,869
10-й	3	9	22,511	2,8755	25,8239	3,872	40,067	33,369	345,300	516,500
11-й	4	16	22,511	3,8340	27,1226	3,687	43,754	31,775	377,075	484,725
12-й	5	25	21,511	4,7925	28,5185	3,506	47,260	30,215	407,290	454,510
13-й	6	36	22,511	5,7510	30,0116	3,332	50,592,	28,715	436,005	425,795
14-й	7	49	22,511	6,7095	31,6019	3,164	53,756	27,267	453,272	398,528
15-й	8	64	22,511	7,6680	33,2894	3,004	56,760	25,888	489,160	372,640
16-й	9	81	22,511	8,6265	35,0741	2,851	59,611	24,570	513,730	348,070
17-й	10	100	22,511	9,5850	36,9560	2,706	62,317	23,320	537,050	324,750
18-й	11	121	22,511	10,5435	38,9351	2,568	64,885	22,131	559,181	302,619
19-й	12	144	22,511	11,5020	41,0114	2,438	67,323	21,011	580,192	281,608
20-й	13	169	21,511	12,4605	43,1849	2,316	69,639	19,959	600,151	261,649
21-й	14	196	22,511	13,4190	45,4556	2,200	71,839	18,960	619,111	242,689
22-й	15	225	22,511	14,3775	47,8235	2,091	73,930	18,020	637,131	224,669
23-й	16	256	22,511	15,3360	50,2886	2,030	75,960	17,495	654,626	207,174
24-й	17	289	22,511	16,2945	52,8509	1,892	77,852	16,305	670,931	190,869
25-й	18	324	22,511	17,2530	55,5104	1,802	79,654	15,530	686,461	175,339
26-й	19	361	22,511	18,2115	58,2671	1,716	81,370	14,788	701,249	160,551

Окончание таблицы 1

Годы разработки	Значения временной величины (t)		Значения уравнения (3) по годам разработки		Сумма значений уравнения $\Sigma$ гр. 4+5+6	Темпы отбора нефти, (100/гр. 7)	Накопленный отбор нефти, %	Годовая добыча нефти (Qн), тыс. т (275,0 × гр. 8/100)	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Остаточные запасы нефти на конец года, тыс. т
	t	t <sup>2</sup>	0,9585t	0,0486t <sup>2</sup>						
27-й	20	400	19,1700	19,4400	61,1210	1,636	83,006	14,099	715,348	146,452
28-й	21	441	20,1285	21,4326	64,0721	1,561	84,567	13,453	728,801	132,999
29-й	22	484	21,0870	23,5224	67,1204	1,490	86,057	12,841	741,642	120,158
30-й	23	529	22,0455	25,7094	70,2659	1,423	87,993	12,263	753,905	107,895
31-й	24	576	23,0040	27,9936	73,5086	1,360	89,353	11,720	765,625	96,175
32-й	25	625	23,9625	30,3750	76,8485	1,301	90,654	11,212	776,837	84,963
33-й	26	676	24,9210	32,8536	80,2856	1,246	91,900	10,738	787,575	74,225
34-й	27	729	25,8795	35,4294	83,8199	1,193	93,093	10,281	791,856	63,944
35-й	28	784	26,8380	38,1024	87,4514	1,143	94,236	9,950	807,706	54,094
36-й	29	841	27,7965	40,8726	91,1801	1,097	95,333	9,454	817,160	44,640
37-й	30	900	28,7550	43,7400	95,0060	1,053	96,386	9,075	826,235	35,565
38-й	31	961	29,7135	46,7046	98,9291	1,011	97,397	8,713	834,948	26,852

разработки, что обеспечивает 97 % извлечения запасов нефти. Годовая добыча нефти за весь период освоения структуры может колебаться от 36,644 до 8,713 тыс. т, накопленная добыча составит 834,948 тыс. т, а остаточная — 26,852 тыс. т. Аналогичные расчеты выполнены по 58 нефтеносным и нефтеперспективным структурам Припятского прогиба, по которым начальные извлекаемые ресурсы углеводородного сырья колеблются от 57 тыс. т (Северо-Левашевская структура) до 1397,0 тыс. т (Прибортовая структура).

*Определение затрат на поисковые, разведочные и эксплуатационные работы.* Единичным расчетным объектом при определении объемов работ и затрат на поиски, разведку и освоение углеводородного сырья считается самостоятельный поисково-разведочный объект (СПРО). При наличии в СПРО двух и более нефтеносных структур объемы работ и затраты рассчитываются по каждой структуре, входящей в СПРО, отдельно. Общие затраты на освоение нефтеперспективных структур включают в себя затраты на проведение геологоразведочных работ и затраты, связанные с эксплуатацией будущих месторождений.

Затраты на геологоразведочные работы, связанные с поисками и разведкой месторождения углеводородов, складываются из затрат на научно-исследовательские, геолого-геофизические работы по подготовке структур к поисковому бурению и на поисково-разведочное бурение. Поэтому при обосновании показателей экономической эффективности освоения нефтеперспективных структур на углеводородное сырье с учетом затрат на геологоразведочные работы предлагается использовать норматив затрат на геологоразведочные работы, рассчитанный на 1 м поискового и разведочного бурения. Следует также иметь в виду, что в зависимости от размера предполагаемой залежи расстояние между поисковыми скважинами сильно варьирует. При этом тип и форма залежей оказывает решающее значение на порядок размещения поисковых скважин, что определяет величину капитальных затрат на их будущее освоение.

*Определение капитальных вложений на разработку месторождений нефти.* Расчеты по обоснованию капитальных вложений заключа-

ются в последовательном определении затрат технологических показателей разработки, капитальных затрат в бурение эксплуатационных и нагнетательных скважин, обустройство объектов разработки, транспортировку нефти. В состав капитальных вложений по оцениваемым объектам разработки включены:

- затраты на создание вновь вводимых основных производственных фондов проектируемых объектов (бурение разведочных и эксплуатационных скважин, промышленное обустройство);

- затраты на строительство подъездных путей, отводов от трубопроводов и другие транспортные средства и сооружения, предназначенные для удовлетворения транспортных нужд освоения нефтеперспективных структур;

- затраты на экологическую защиту окружающей природной среды;

- затраты на выполнение прочих капитальных работ.

Расчетное количество добывающих скважин на оцениваемом объекте нефтеперспективной структуры уменьшается на число поисковых и разведочных скважин, которые могут быть использованы при его эксплуатации. В той же мере сокращается и потребность в капитальных вложениях на разработку объекта.

Расчет капитальных вложений в эксплуатационное бурение, промышленное и транспортное обустройство основывается на использовании сложившихся в нефтедобывающих районах затрат, которые определяются при составлении проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, исходя из условий максимизации величины экономического эффекта при извлечении запасов углеводородного сырья из оцениваемого объекта. Для учета инфляции применяются индексы — дефляторы, позволяющие привести стоимостные нормативы и затраты разных лет к единому расчетному году.

Для оценки экономической эффективности освоения ресурсов нефтеперспективных структур Припятского прогиба капитальные вложения определены, исходя из анализа фактических и расчетных затрат по нефтяным месторождениям Беларуси. В результате определена стоимость 1 м разведочного и эксплуатационного бурения, которая в среднем составляет 830 и 660 долл. США соответственно.

При оценке экономической эффективности освоения нефтеперспективных структур затраты на научно-исследовательские и геофизические работы по выявлению и подготовке структур к глубокому бурению приняты в размере фактических расходов на эти виды работ с учетом ранее понесенных затрат на поисковой стадии на объекте и включены в стоимость бурения поисковых скважин.

Прочие капитальные вложения (проектно-исследовательские работы, капитальные вложения в нефтепромысловое оборудование скважин, капитальные вложения в прирост оборотных средств, содержание дирекции, подготовка кадров, возмещение потерь сельскохозяйственного и лесохозяйственного производства, рекультивация земель, преодоление отрицательных экологических последствий загрязнения территории и др.) приняты на основании анализа фактических затрат в процентах по отношению к величине капитальных вложений в действующий фонд скважин в размере 25 %.

*Эксплуатационные затраты* (использование электроэнергии по извлечению нефти, искусственное воздействие на пласт, технологическая подготовка и транспортировка нефти, содержание и эксплуатация оборудования, заработная плата производственных рабочих, выплата отчислений в фонд социального страхования, уплата налогов в бюджет и отчислений в инновационный фонд, прочие эксплуатационные расходы) рассчитаны как нормативные по уравнению, определяющему зависимость суммарных эксплуатационных затрат в расчете на годовую добычу нефти от временной величины ( $t$ ).

Для расчета прогнозных эксплуатационных затрат на освоение нефтеносных и нефтеперспективных структур по годам ( $S(t)_{\text{экс}}$ ) на всех стадиях добычи от временной величины ( $t$ ) предлагается следующее уравнение, которое является базовым:

$$S(t)_{\text{экс}} = 10000[(3,2403 + 0,0581t + 0,0013t^2)K]^{-1}, \quad (3)$$

где  $K$  — коэффициент изменения параметров уравнения (3), равный отношению величины суммарных эксплуатационных затрат на освоение нефтеперспективной структуры, принятого в качестве базисного, к соответствующей величине оцениваемой нефтеперспективной структуры.

На основании этого уравнения рассчитаны нормативы суммарных эксплуатационных затрат на освоение нефтеносных и нефтеперспективных структур в зависимости от максимально годовой добычи углеводородного сырья, а также в расчете на 1 т нефти (табл. 2).

Приведенная зависимость определена параболой второго порядка на основании анализа величины эксплуатационных затрат и объема годовой добычи нефти.

Нормативные данные об эксплуатационных затратах, приведенные в табл. 2, являются исходной информационной основой для расчета суммарных эксплуатационных затрат по нефтеперспективным структурам, предполагающим различную добычу углеводородного сырья по годам разработки. Для этого в уравнение (3) вносятся соответствующие поправочные корректировки.

За базовую нефтеперспективную структуру, которой соответствует уравнение (3), принята структура с суммарными эксплуатационными затратами, равными 3088,8 тыс. долл. США.

Например, на Северо-Завойтской структуре максимальная годовая добыча нефти соответствует пятому, шестому, седьмому и восьмому годам освоения и составляет 36,644 тыс. т (см. табл. 1). Согласно табл. 2, суммарные эксплуатационные затраты при указанной годовой добыче углеводородного сырья составят 3077,6  $((3088,8 - (36,955 - 36,644)(3088 - 3059,9) / (36,955 - 36,150))$  тыс. долл. США. Соотношение величин  $3088,8/3077,6$ , равное 1,0036, укажет на коэффициент изменения параметров уравнения (3) применительно для Северо-Завойтской нефтеперспективной структуры, которое примет следующий вид:

$$S(t)_{\text{экс}} = 10000(3,2403 + 0,0583t + 0,0013t^2)^{-1}. \quad (4)$$

По уравнению (4) рассчитываются суммарные эксплуатационные затраты по годам нарастающего и стабильного освоения нефтеперспективной структуры. Следовательно, такой подход позволяет рассчитать суммарные эксплуатационные затраты по первым десяти годам разработки месторождения (табл. 3).

Таблица 2

Нормативы эксплуатационных затрат (без амортизации) на разработку месторождений углеводородов в зависимости от годовой добычи (в расчете на год максимальной добычи)

Годовая добыча, тыс. т	Затраты на добычу		Годовая добыча, тыс. т	Затраты на добычу		Годовая добыча, тыс. т	Затраты на добычу		Годовая добыча, тыс. т	Затраты на добычу	
	тыс. долл. США	на 1 т нефти, долл. США		тыс. долл. США	на 1 т нефти, долл. США		тыс. долл. США	на 1 т нефти, долл. США		тыс. долл. США	на 1 т нефти, долл. США
59,495	3736,9	62,8	45,005	3353,3	74,5	30,515	2862,3	93,8	16,025	2372,0	148,0
58,690	3718,6	63,4	44,200	3327,8	75,3	29,710	2834,4	95,4	15,220	2346,5	154,2
57,885	3700,2	63,9	43,395	3302,3	76,1	28,905	2806,3	97,1	14,415	2320,8	161,0
57,080	3681,7	64,5	42,590	3275,7	76,9	28,100	2778,6	98,9	13,610	2295,7	168,7
56,275	3663,1	65,1	41,785	3248,9	77,8	27,295	2750,7	100,8	12,805	2270,4	177,3
55,470	3644,4	65,7	40,980	3222,3	78,6	26,490	2722,6	102,8	12,000	2245,6	187,1
54,665	3625,8	66,3	40,175	3195,5	79,5	25,685	2694,5	104,9	11,195	2220,7	198,4
53,860	3605,8	66,9	39,370	3168,4	80,5	24,880	2667,0	107,2	10,390	2196,3	211,4
53,055	3585,7	67,5	38,565	3141,2	81,5	24,075	2639,5	109,6	9,585	2171,7	226,6
52,250	3564,8	68,2	37,760	3115,0	82,5	23,270	2612,1	112,3	8,780	2147,9	244,6
51,445	3543,8	68,9	36,955	3088,8	83,6	22,465	2584,8	115,1	7,975	2124,1	266,3
50,640	3521,0	69,5	36,150	3059,9	84,6	21,660	2557,8	118,1	7,170	2100,8	293,0
49,835	3498,1	70,2	35,345	3030,9	85,8	20,855	2530,7	121,3	6,365	2077,3	326,4
49,030	3475,0	70,9	34,540	3002,7	86,9	20,050	2504,1	124,9	5,560	2054,4	369,5
48,225	3451,8	71,6	33,735	2974,2	88,2	19,245	2477,3	128,7	4,755	2031,3	427,2
47,420	3427,6	72,3	32,930	2946,3	89,5	18,440	2450,7	132,9	3,950	2009,0	508,6
46,615	3403,4	73,0	32,125	2918,4	90,8	17,635	2424,1	137,5	3,145	1986,6	631,7
45,810	3378,4	73,7	31,320	2890,4	92,3	16,830	2398,0	142,5	2,340	1964,5	839,5

Таблица 3

Расчет эксплуатационных затрат (без амортизации) по годам освоения (10 лет) нефтеперспективной структуры «Северо-Завойтская межсолевая» Припятского прогиба

Год	Добыча нефти за год, тыс. т, т. 9,4	Значения		Значения уравнения отбора нефти $O(t)$				Затраты за год, тыс. долл. США, 10 000/гр. 8
		t	t <sup>2</sup>	3,252	0,0583t	0,0013t <sup>2</sup>	$\Sigma$ гр. 4 + 5 + 6	
1-й	30,215	5	25	3,252	0,2915	0,0325	3,5760	2796,4
2-й	31,775	4	16	3,252	0,2332	0,0208	3,5060	2852,3
3-й	33,369	3	9	3,252	0,1749	0,0117	3,4386	2908,2
4-й	34,998	2	4	3,252	0,1166	0,0052	3,3738	2964,0
5-й	36,644	1	1	3,252	0,0583	0,0013	3,3116	3019,7
6-й	36,644	1	1	3,252	0,0583	0,0013	3,3116	3019,7
7-й	36,644	1	1	3,252	0,0583	0,0013	3,3116	3019,7
8-й	36,644	1	1	3,252	0,0583	0,0013	3,3116	3019,7
9-й	34,998	2	4	3,252	0,1166	0,0052	3,3738	2964,0
10-й	33,369	3	9	3,252	0,1749	0,0117	3,4386	2908,2
Итого	345,300	–	–	–	–	–	–	29587,7

Конкретные виды эксплуатационных затрат ( $S_{\text{экс}}^{\text{конкр}}$ ) можно определить по следующей формуле:

$$S_{\text{экс}}^{\text{конкр}} = S(t)_{\text{экс}} \gamma / 100, \quad (5)$$

где  $\gamma$  — удельный вес конкретного вида затрат в структуре суммарных эксплуатационных затрат на разработку месторождений углеводородов (без амортизации, эксплуатационных затрат на капитальный и текущий ремонт, затрат на транспортировку нефти до потребителя и проведения природоохранных мероприятий), определяемый в процентах. Это позволяет также определять суммы отчислений в различные фонды для осуществления соответствующих мероприятий.

В расчетах для определения экономической ценности ресурсов нефтеперспективных структур приняты усредненные значения удельного веса конкретного вида затрат в структуре суммарных эксплуатационных затрат:

- на капитальный ремонт скважин и оборудования — 18 % от  $S(t)_{\text{экс}}$ ;
- текущий ремонт — 2,5 % от  $S(t)_{\text{экс}}$ ;
- природоохранные мероприятия — 4,5 % от  $S(t)_{\text{экс}}$ ;
- затраты на транспортировку нефти до потребителя — 5 % от  $S(t)_{\text{экс}}$ ;
- затраты на геологоразведочные работы приняты в размере на 1 т добытой нефти.

Амортизация считается одной из статей расходов, которая уменьшает базу налогообложения. Одновременно она представляет и доход и может использоваться в качестве инновационного источника для экономического развития. В этой связи амортизационные отчисления при расчете показателей стоимостной оценки месторождений углеводородов учитываются отдельно и определяются по методу прямой линии (пропорционального списания), то есть капитальные вложения списываются равными долями в течение всего срока освоения месторождения с учетом установленных норм амортизации (в среднем 10 % в год от балансовой стоимости инвестиций).

Если предполагаются капитальные вложения на обновление основных фондов, в том числе действующего фонда скважин или ввода новых скважин, то амортизационные отчисления рассчитываются с учетом балансовой стоимости обновленных основных фондов. При этом амортизационные отчисления не включаются в себестоимость добываемого минерального сырья, а учитываются отдельной строкой и используются при расчете налогооблагаемой прибыли и формирования фонда средств инновационного развития.

При определении экономической ценности углеводородного сырья нефтеперспективных структур для решения государственных задач налоги и платежи в расчетах не учитываются,

для коммерческих целей учитываются те виды налогов и платежей, которые в соответствии с действующим законодательством подлежат оплате на момент освоения залежей.

В настоящее время на мировом рынке цены на нефть имеют тенденцию к резкому колебанию (повышению или понижению). В этой связи все расчеты по обоснованию показателей экономической эффективности ресурсов нефтеперспективных структур основываются на цене 70–110 долл. США за 1 баррель нефти. Поэтому экономическая оценка ресурсов углеводородного сырья нефтеносных и нефтеперспективных структур Припятского прогиба включает определение системы показателей в зависимости от изменения мировых цен на нефть. Показателями такой оценки являются: начальные извлекаемые ресурсы углеводородного сырья; годовая добыча и стоимость добытой нефти; объем капитальных вложений (инвестиций); текущие затраты на добычу и реализацию нефти; амортизационные отчисления; ожидаемая балансовая прибыль; прогнозируемая чистая прибыль (прогнозируемый чистый поток реальных денег); прогнозируемый чистый дисконтированный доход; индекс рентабельности инвестиций; внутренняя норма доходности (прибыли); срок окупаемости инвестиций. Показатели рассчитываются за 10 лет освоения месторождения, что соответствует допустимому сроку окупаемости капитальных вложений. Указанные показатели определены по группам нефтеносных и нефтеперспективных структур в зависимости от величины прогнозных извлекаемых запасов углеводородного сырья и цен на нефть. Например, экономическая ценность ресурсов углеводородного сырья по нефтеперспективным структурам в зависимости от величины извлекаемых ресурсов при мировой цене на нефть, равной 90 долл. США за 1 баррель, характеризуется определенными изменениями экономических показателей (табл. 4).

Как показывает анализ приведенных данных (см. табл. 4), прогнозируемые ресурсы углеводородного сырья по группам нефтеперспективных структур незначительны по своим извлекаемым запасам и колеблются в пределах от 379,0 до 1397 тыс. т. Вместе с тем нефтеперспективные структуры обладают несложными геологическими, технологическими и экономическими условиями разработки. Поэтому при сложившейся конъюнктуре рынка и ценах на нефть в пределах

80–110 долл. США за баррель они представляют коммерческий интерес для освоения. При ожидаемой чистой прибыли на вложенный капитал, принятой на уровне 10 %, внутренняя норма доходности при цене 90 долл. США за 1 баррель нефти может составить отрицательную величину (минус 47,7 %) при освоении нефтеперспективных структур, входящих только в первую группу с ресурсами углеводородного сырья до 100 тыс. т. Для остальных структур внутренняя норма доходности составит положительную величину, а по структурам, входящим в десятую группу с запасами ресурсов углеводородного сырья свыше 1млн т, — плюс 264,5 %. При этом прослеживается тесная зависимость доходности нефтеперспективных структур от величины ресурсов углеводородного сырья. Полагаем также, что было бы целесообразным при передаче нефтеперспективных структур в разработку взимание платы за добычу нефти осуществлять ежегодно в зависимости от цены на нефть и размера прогнозируемой чистой прибыли. Введение такой платы за добычу полезных ископаемых позволит учитывать геологические и экономические условия конкретных залежей углеводородного сырья — экономико-географические, горно-геологические и другие факторы, что будет способствовать рациональной разработке нефтяных месторождений. В порядке эксперимента этот подход апробирован на указанных структурах с учетом изменения мировых цен на нефть (70–110 долл. США за 1 баррель нефти), которые в соответствии с законодательством могут быть объектами налогообложения, но обладают различной экономической эффективностью извлекаемых запасов. Изменение экономической ценности углеводородного сырья, определяемой внутренней нормой доходности в процентах (JRR), по нефтеперспективным структурам изменяется довольно существенно в зависимости от величины ресурсов углеводородного сырья.

Следует также отметить, что разработка нефтеперспективных структур с прогнозными ресурсами до 100 тыс. т является убыточной при всех приведенных значениях мировых цен на нефть. Низкая рентабельность добыча нефти возможна по группе структур с ресурсами углеводородного сырья от 101 до 200 тыс. т при цене 80–110 долл. США за 1 баррель нефти. По нефтеперспективным структурам, входящим в остальные группы, рентабельность добычи углеводородного сырья является достаточно высокой, что

Таблица 4

Показатели экономической ценности ресурсов по группам нефтеперспективных структур Припятского прогиба ( за первые 10 лет разработки)

Показатель	Распределение нефтеперспективных структур по группам в зависимости от величины прогнозных ресурсов углеводородного сырья, тыс. т									
	До 100	101-200	201-300	301-400	401-500	501-600	601-700	701-800	801-900	901 и более
Количество нефтеперспективных структур в группе, ед.	5	19	15	7	1	1	5	3	1	1
Начальные извлекаемые запасы углеводородного сырья, тыс. т	379,0	2605,3	3612,6	2437,5	440,0	592,0	3254,6	2191,3	861,8	1397,0
Добыча нефти на типичной структуре, тыс. т	30,051	57,698	98,161	144,467	176,295	237,197	269,049	293,773	345,3	559,734
Капитальные вложения (инвестиции), тыс. долл. США	9126,0	9126,0	9126,0	9126,0	9126,0	9126,0	9125,0	9126,0	9126,0	9126,0
Текущие затраты на добычу и реализацию нефти (без амортизации), тыс. долл. США	1998,7	2081,8	2209,1	2364,2	2473,1	2691,6	2809,6	2901,9	3106,7	3754,7
Амортизация, тыс. долл. США	912,6	912,6	912,6	912,6	912,6	912,6	912,6	912,6	912,6	912,6
Показатели эффективности капиталовложений при цене 110 долл. США за 1 баррель нефти:										
стоимость добытой нефти (NSR), тыс. долл. США	24 146,3	46 360,3	78 879,5	116 079,3	141 653,0	190 663,9	216 180,7	236 046,6	277 448,0	449 746,3
балансовая прибыль, тыс. долл. США	-4966,3	16 416,2	47 655,8	83 311,5	107 795,9	154 621,9	178 958,7	197 901,6	237 255,7	403 073,2
налог на прибыль (18%), тыс. долл. США	-893,8	2955,1	8577,8	14 996,1	19 403,2	27 832,2	32 212,6	35 622,1	42 705,9	72 553,2
чистая прибыль (NCF), тыс. долл. США	3265,9	22 587,1	48 204,0	77 441,4	97 518,6	135 915,7	155 872,1	171 405,5	203 675,8	339 646,0
чистый дисконтированный доход (NPV) при ставке дисконта 10%, тыс. долл. США	1874,1	13 660,3	29 216,0	46 980,8	59 162,5	82 492,6	94 606,4	104 393,4	123 659,4	206 194,5
накопленный чистый дисконтированный доход, тыс. долл.США	-7251,9	4534,3	20 090,9	37 854,8	50 036,5	73 366,6	85 480,4	95 267,4	114 533,4	197 068,5
коэффициент дисконтированной стоимости (PVR)	-0,795	0,497	2,202	4,148	5,483	8,039	9,367	10,439	12,550	21,594
внутренняя норма доходности (IRR), %	-14,4	20,1	48,4	77,8	97,2	134,9	153,2	168,1	198,9	328,9
срок окупаемости капитальных вложений по накопленному чистому дисконтированному доходу (PP), лет	-	5,76	2,51	1,52	1,2	0,85	0,74	0,68	0,57	0,34
Показатели эффективности капиталовложений при цене 100 долл. США за 1 баррель нефти:										
стоимость добытой нефти (NSR), тыс. долл. США	21 950,8	42 152,7	71 701,6	105 613,7	128 774,6	173 260,5	196 525,9	214 586,4	252 224,3	408 857,6

Показатель	Распределение нефтеперспективных структур по группам в зависимости от величины прогнозных ресурсов углеводородного сырья, тыс. т									
	До 100	101-200	201-300	301-400	401-500	501-600	601-700	701-800	801-900	901 и более
балансовая прибыль, тыс. долл. США	-7161,8	12 208,6	40 484,9	72 845,9	94 917,4	137 218,5	159 304,9	176 441,4	212 031,2	362 184,5
налог на прибыль (18 %), тыс. долл. США	-1289,1	2197,4	7287,1	13 112,1	17 085,0	24 699,5	28 674,9	31 759,4	38 165,8	65 193,3
чистая прибыль (NCF), тыс. долл. США	675,1	19 137,2	42 323,9	68 859,8	86 958,4	121 645,0	139 756,0	153 808,0	182 991,4	306 117,2
чистый дисконтированный доход (NPV) при ставке дисконта 10 %, тыс. долл. США	300,0	11 566,1	25 645,1	41 764,3	52 748,3	73 510,5	84 807,6	93 338,7	111 066,0	185 828,4
накопленный чистый дисконтированный доход, тыс. долл. США	-8825,7	2440,1	16 519,1	32 638,3	43 622,3	64 384,5	75 681,6	84 212,7	101 940,0	176 702,4
коэффициент дисконтированной стоимости (PVR)	-0,967	0,267	1,801	3,576	4,780	7,055	8,293	9,228	11,170	19,362
внутренняя норма доходности (IRR), %	-26,2	15,8	42,6	69,3	87,0	120,3	137,7	151,2	179,2	296,7
срок окупаемости капитальных вложений по накопленному чистому дисконтированному доходу (PP), лет	-	7,06	2,89	1,72	1,36	0,99	0,83	0,75	0,63	0,38
Показатели эффективности капиталовложений при цене 90 долл. США за 1 баррель нефти:										
стоимость добытой нефти (NSR), тыс. долл. США	19 755,3	37 937,5	6453,01	94 972,6	115 896,3	155 033,5	176 872,9	193 126,4	227 000,4	367 969,3
балансовая прибыль, тыс. долл. США	-9358,0	7993,4	33 314,3	62 204,8	82 039,1	119 891,5	139 650,9	154 981,4	186 807,3	321 296,2
налог на прибыль (18 %), тыс. долл. США	-1684,3	1438,7	5996,7	11 197,0	14 767,1	21 580,6	25 137,4	27 896,8	33 625,3	57 833,3
чистая прибыль (NCF), тыс. долл. США	-1916,3	15 680,7	36 443,6	60 133,8	76 398,0	107 436,9	123 639,5	136 210,6	162 308,0	272 588,9
чистый дисконтированный доход (NPV) при ставке дисконта 10 %, тыс. долл. США	-1271,6	9466,4	22 073,4	36 465,8	46 333,3	65 221,0	75 017,8	82 649,5	98 503,4	165 462,2
накопленный чистый дисконтированный доход, тыс. долл. США	-10 397,6	340,4	12 947,4	27 339,4	37 207,3	56 095,0	65 891,8	73 523,6	89 377,4	156 336,2
коэффициент дисконтированной стоимости (PVR)	-1,139	0,037	1,419	2,996	4,077	6,147	7,220	8,056	9,794	17,131
внутренняя норма доходности (IRR), %	-47,7	10,9	35,4	60,7	76,7	106,7	122,2	134,3	159,3	264,5
срок окупаемости капитальных вложений по накопленному чистому дисконтированному доходу (PP), лет	-	9,41	3,39	1,98	1,55	1,09	0,94	0,85	0,72	0,43

Показатель	Распределение нефтеперспективных структур по группам в зависимости от величины прогнозных ресурсов углеводородного сырья, тыс. т									
	До 100	101-200	201-300	301-400	401-500	501-600	601-700	701-800	801-900	901 и более
Показатели эффективности капиталовложений при цене 80 долл. США за 1 баррель нефти:										
стоимость добытой нефти (NSR), тыс. долл. США	17 560,7	33 722,0	57 361,4	84 420,7	103 019,6	138 608,4	157 221,4	171 669,2	201 779,4	327 086,2
балансовая прибыль, тыс. долл. США	-11 551,9	3777,9	26 144,7	51 652,9	69 162,4	102 566,4	119 999,4	133 524,2	161 586,3	280 413,1
налог на прибыль (18 %), тыс. долл. США	-2079,2	679,9	4705,9	9297,6	12 449,2	18 461,8	21 600,0	24 034,3	29 085,7	50 474,4
чистая прибыль (NCF), тыс. долл. США	-4505,1	12 224,0	30 564,8	51 481,3	65 839,2	93 230,6	107 525,4	118 615,9	141 626,6	239 064,7
чистый дисконтированный доход (NPV) при ставке дисконта 10 %, тыс. долл. США	-2909,6	7480,1	18 502,2	31 209,0	39 919,6	56 550,8	65 230,0	71 962,0	85 941,0	145 098,7
накопленный чистый дисконтированный доход, тыс. долл. США	-12035,6	-1645,9	9376,2	22 083,0	30 793,6	47 424,8	56 104,0	62 836,0	76 815,0	135 972,7
коэффициент дисконтированной стоимости (PVR)	-1,319	-0,180	1,027	2,420	3,374	5,197	6,148	6,885	8,417	14,899
внутренняя норма доходности (IRR), %	-86,2	5,6	29,6	51,7	66,38	92,8	106,7	117,3	139,5	231,9
срок окупаемости капитальных вложений по накопленному чистому дисконтированному доходу (PP), лет	-	12,0	4,1	2,35	1,81	1,26	1,09	0,98	0,82	0,5
Показатели эффективности капиталовложений при цене 80 долл. США за 1 баррель нефти:										
стоимость добытой нефти (NSR), тыс. долл. США	15 364,8	29 506,2	50 190,2	73 865,9	90 139,5	121 278,6	137 564,7	150 206,3	176 552,1	286 191,9
балансовая прибыль, тыс. долл. США	-13 747,8	-437,9	18 973,5	41 098,1	56 282,3	85 236,6	100 342,7	112 061,3	136 359,0	239 518,8
налог на прибыль (18 %), тыс. долл. США	-2474,8	-78,8	3415,1	7397,8	10 130,7	15 342,8	18 061,8	20 171,1	24 544,6	43 113,2
чистая прибыль (NCF), тыс. долл. США	-7096,6	8766,9	24 684,4	42 826,3	55 277,6	79 019,8	91 406,9	101 016,2	120 940,4	205 531,6
чистый дисконтированный доход (NPV) при ставке дисконта 10 %, тыс. долл. США	-4400,3	5266,8	14 930,6	25 950,8	33 504,1	47 918,6	55 341,2	61 271,4	73 375,5	124 917,5
накопленный чистый дисконтированный доход, тыс. долл. США	-13 526,3	-3859,2	5804,6	16 824,8	24 378,1	38 792,6	46 215,2	52 145,4	64 249,6	115 791,5
коэффициент дисконтированной стоимости (PVR)	-1,482	-0,423	0,636	1,844	2,671	4,251	5,064	5,714	7,040	12,688
внутренняя норма доходности (IRR), %	-156,0	-5,6	22,9	43,0	55,8	79,2	91,0	100,4	119,6	200,3
срок окупаемости капитальных вложений по накопленному чистому дисконтированному доходу (PP), лет	-	-	5,2	2,86	2,18	1,50	1,29	1,16	0,96	0,56

обуславливает необходимость дифференцированного подхода при выборе направлений инвестирования средств на проведение геологоразведочных работ.

Для определения экономической ценности углеводородного сырья по нефтеперспективным структурам Припятского прогиба приняты разовые капитальные вложения, поэтому для расчета величины  $NVP$  применена следующая формула:

$$NPV = \sum_{t=1}^{10} NCF_t(1+r)^{-t} - I_0, \quad (6)$$

где  $NVP$  — чистая текущая стоимость будущих потоков реальных денег (чистого дисконтированного дохода), получаемой в результате освоения залежей углеводородного сырья;  $NCF_t$  — годовой чистый поток реальных денег (чистая прибыль);  $I_0$  — первоначальные капитальные вложения (инвестиции), которые осуществляются одновременно в момент начала освоения ресурсов углеводородного сырья;  $t$  — порядковый номер года после начала освоения ресурсов углеводородного сырья;  $r$  — ставка дисконтирования, равная 10%;  $n$  — предельный срок функционирования капитальных вложений (10 лет), в течение которого поступают либо положительные, либо отрицательные потоки реальных денег.

Расчеты чистой дисконтированной стоимости ( $NVP$ ) для определения экономической ценности ресурсов нефтеносных и нефтеперспективных структур широко распространены и применение их возможно только при надежности исходных данных, что позволяет в данном случае более обоснованно прогнозировать будущих потоков реальных денег исходя из складывающейся технологической и ценовой ситуации. При этом для сравнения различных инвестиционных вложений используется также коэффициент дисконтированной стоимости ( $PVR$ ), определяемый как отношение накопленной чистой дисконтированной стоимости за предельный срок функционирования капитальных вложений в абсолютной величине первоначальных потоков реальных денег (первоначальных капитальных вложений), или как норма дисконтированной чистой прибыли на единицу инвестиций. Для определения экономической ценности ресурсов углеводородного сырья по нефтеносным и нефтеперспективным структурам достаточным представляется рассчитывать и индекс рентабельности первоначальных

инвестиций ( $PI_0$ ) как отношение суммы всех дисконтированных чистых потоков реальных денег к абсолютной величине первоначальных разовых инвестиционных вложений при условии, что более высокий индекс их рентабельности обеспечивает и более высокую чистую дисконтированную стоимость потоков реальных денег.

По результатам проведенных исследований возможны следующие предложения.

1. Экономически выгодное промышленное освоение залежей углеводородного сырья в условиях Припятского прогиба при сложившихся мировых ценах на нефть возможно на нефтеносных и нефтеперспективных структурах с извлекаемыми запасами углеводородного сырья от 201 тыс. т и выше. При этом наблюдается резкое возрастание экономической эффективности их освоения с увеличением объемов первоначальных извлекаемых их запасов. Вместе с тем недостаточно рентабельными представляются залежи, содержащие ресурсы от 101 до 200 тыс. т углеводородного сырья, а убыточными являются залежи с ресурсами углеводородного сырья до 100 тыс. т.

2. Внутренняя норма доходности ( $JRR$ ) по нефтеносным и нефтеперспективным структурам с ресурсами углеводородного сырья от 201 тыс. т и выше значительна, либо многократно превышает предельную ставку дисконтирования (10%). Срок окупаемости первоначальных инвестиций по этим структурам, в зависимости от складывающихся мировых цен на нефть, колеблется от 3 месяцев до 5 лет. Коэффициент дисконтированной стоимости достаточно высок и изменяется от 0,636 до 2,202 и означает, что вложенная единица инвестиций может обеспечить получение высокой дисконтированной стоимости.

3. Основные показатели, определяющие экономическую ценность ресурсов углеводородного сырья по изучаемым рентабельным нефтеносным и нефтеперспективным структурам, показывают, что даже при возможно разумных отклонениях реальной стоимости реализованного углеводородного сырья, капитальных вложений и текущих производственных затрат от вышеприведенных показателей значение  $NPV$  примет положительную величину даже при неблагоприятном стечении обстоятельств, связанных ценовым колебанием, технологическими и другими рисками.

Следует также отметить, что результаты экономических исследований по оценке нефтеперспективных структур Припятского прогиба, которые

приведены выше, являются исходной информационной основой для решения ряда практических задач, направленных на принятие решений по повышению эффективности геологоразведочных работ, осуществляемых за счет бюджетных средств. Важными представляются и совершенствование государственного регулирования отношений в области налогообложения и взимания платежей за добычу углеводородного сырья, финансирования освоения месторождений углеводородного сырья и лицензирования. При этом экономический эффект, который характеризует величину потенциального чистого дисконтированного дохода (за вычетом доли инвестора), может быть дифференцированно изъят при освоении месторождений углеводородов в пользу государства через законодательно установленные соответствующие налоги и платежи. Для более конкретного решения этих задач предлагается использовать также следующее уравнение:

$$U = (9,7933 + 10,204X + 1,3212X^2) hK, \quad (7)$$

где:  $U$  — внутренняя норма доходности в процентах;  $X$  — ресурсы углеводородного сырья нефтеперспективной структуры, тыс. т;  $K$  — коэффициент, определяющий отношение цены 1 барреля нефти, которая сложилась на данный момент, к цене 1 барреля нефти, равной 90 долл. США;  $h$  — расчетная величина дифференциации коэффициент  $K$  в зависимости от мировой цены на нефть и ресурсов углеводородного сырья по нефтеперспективным структурам, определяемая согласно таблице (табл. 5).

По приведенному уравнению (7) представляется возможным с допустимой точностью рассчитать дифференцированную внутреннюю норму доходности не прибегая к трудоемким работам, а

затем и другие экономические показатели, определяющие экономическую ценность ресурсов углеводородного сырья для конкретной нефтеносной или нефтеперспективной структуры, исходя из установленных прогнозных ресурсов углеводородного сырья и сложившихся мировых цен на нефть.

Учитывая, что капитальные вложения и эксплуатационные затраты, а также затраты на проведение мероприятий по охране окружающей среды и геологоразведочные работы определялись на основе расчетного метода и методов экспертных оценок проектных разработок и соответствующих технологических схем. Поэтому эти показатели являются источником определенного риска в точности расчетов, который является допустимым. Важным здесь представляется учет изменения объемов капитальных вложений, определяемого глубиной залегания полезного ископаемого и возможными технологическими рисками, и его влияния на экономические показатели разработки прогнозных месторождений. Для этих целей производятся соответствующие экономические исследования. По расчетам авторов, например, фактор глубины залежей может увеличивать или снижать объемы капитальных вложений в пределах Припятского прогиба от их среднего значения до 50 % и более, что скажется на доходности освоения месторождений углеводородного сырья. Увеличение капитальных вложений на 1 тыс. долл. США ведет к снижению внутренней нормы доходности на 0,0045 %, а уменьшение капитальных вложений на такую величину повышает ее на 0,0063 %. Такой подход дает возможность рассчитать показатели экономической ценности ресурсов углеводородного сырья по нефтеперспективным структурам при любой глубине залежей. Например, при капитальных вложениях (в объеме 12 444,0 тыс. долл. США),

Таблица 5

Значения величины  $h$  в зависимости от мировых цен на нефть по группам нефтеперспективных структур Припятского прогиба

Цена 1 барреля нефти, долл. США	Внутренняя норма доходности (JRR) по группам нефтеперспективных структур, %						
	101–200	201–300	301–400	401–500	501–600	601–700	701 и выше
110 и выше	1,1780	1,0880	1,0487	1,0369	1,0290	1,0258	1,0216
100,1–110	1,1068	1,0533	1,0275	1,0209	1,0148	1,0141	1,0124
90,1–100	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
80,1–90	0,8716	0,9149	0,9582	0,9725	0,9775	0,9824	0,9853
80 и ниже	0,7179	0,8088	0,9112	0,9354	0,9544	0,9575	0,9654

связанных с более глубоким бурением скважин (поискового и эксплуатационного) на Северо-Отрубовской нефтеперспективной структуре по сравнению с ее средним значением на 36,35 %, или 3318,0 тыс. долл. США, внутренняя норма доходности составит на 14,9(3318,0 × 0,0045) % ниже.

В равной мере это относится и к другим показателям, определяющим экономическую ценность добытого углеводородного сырья, которые зависят не только от цен реализации нефти, но и от условий его залегания, в результате они заметно могут отклоняться от принятых расчетных средних значений. Эти отклонения могут отражаться на характеристике показателей экономической ценности месторождений углеводородного сырья, экономической эффективности инвестиций и величине чистого дисконтированного дохода по периодам разработки нефтеперспективных структур.

Эти особенности оценки экономической ценности ресурсов углеводородного сырья на нефтеперспективных структурах обуславливают необходимость проведения анализа устойчивости ее показателей. К ним относятся: объемы капитальных затрат, эксплуатационные затраты, цены реализации минерального сырья, стоимость геологоразведочных работ и природоохранных мероприятий. Для этого может быть использован метод определения величины чистого дисконтированного дохода (NPV) при отклонениях исходных данных от их расчетных величин, что позволит повысить достоверность расчетных показателей экономической эффективности добычи углеводородного сырья, рассчитанных на основе его экономической ценности.

Устойчивое экономическое развитие должно обеспечивать сохранность во времени всего достояния страны, включая природные экологические активы. В ходе хозяйственной деятельности потребляются различные виды природных ресурсов, которые в долгосрочном прогнозе должны быть восстановлены. Некоторые виды природных ресурсов (экологических активов) можно восстановить относительно легко, другие вовсе не поддаются восстановлению. К таким относятся запасы углеводородов. Для разрешения этого противоречия, как показывает опыт других стран (США, России, Норвегии, Казахстана, Кувейта и др.), целесообразным представляется создание постоянно действующего фонда, где невозобновляемые природные ресурсы транс-

формируются со временем в доход от использования невозобновляемых минеральных ресурсов в возобновляемый финансовый источник дохода и инвестирования. Для решения этой проблемы большое значение имеет оценка экономической ценности месторождений полезных ископаемых. Эта проблема требует также дополнительного исследования в рамках решения задач практического применения результатов оценки экономической ценности месторождений углеводородного сырья для обоснования программ развития минерально-сырьевой базы на ближайшую и отдаленную перспективу, а также конкретных проектов, связанных с проведением научных исследований, поисковых и геологоразведочных работ.

Прогноз добычи углеводородного сырья и характер изменения технологических показателей в процессе освоения и разработки нефтеперспективных структур является информационной основой, на которой проводится их экономическая оценка. Применительно к оцениваемым нефтеперспективным структурам считали бы необходимым разработку различных видов моделей, определяющих зависимость экономических показателей от темпов отбора нефти, качества углеводородного сырья и объектов капитальных вложений. В этой связи считается важным экономическое обоснование условий, при которых оценка экономической ценности запасов углеводородов базировалась бы также на вариантах разработки месторождений с применением методов увеличения нефтедобычи на различных стадиях их освоения.

#### Литература:

1. Бежанова, М. П., Бежанов, С. К. Минеральные ресурсы мира и экономический механизм управления минерально-сырьевым сектором. — М.: ООО «Геоинформмарк», 2007. — 384 с.
2. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. — М.: ВНИГНИ, 2000. — 189 с.
3. Полезные ископаемые Беларуси / Редколл.: П. З. Хомич [и др.]. — Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002. — 528 с.
4. Правила стоимостной оценки месторождений полезных ископаемых. Технический кодекс установившейся практики. — Минск, 2008. — 27 с.
5. Унукович, А. В. Геолого-экономическая оценка месторождений полезных ископаемых Беларуси / А. В. Унукович, Я. И. Аношко; науч. ред. А. К. Карабанов. — Минск: Беларус. навука, 2012. — 455 с.