

УДК 553.98/33.001.336.7(476)

НАУЧНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ И ПРОГНОЗНЫХ ОЦЕНОК РАЗВИТИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В БЕЛАРУСИ*

THE SCIENTIFIC AND ECONOMIC ANALYSIS OF THE STATUS AND PROJECTIONS FOR DEVELOPMENT OF HYDROCARBON PRODUCTION IN BELARUS

А. В. Унукович,

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

П. Б. Цалко,

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

А. В. Краковецкий,

мл. научный сотрудник ГНУ «Институт природопользования НАН Беларуси»

А. А. Добрыян,

студентка энергетического факультета УО «Белорусский национальный технический университет»

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 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 — это сравнительно дешевый вид топлива, обладающий высоким значением чистого выхода энергии. Она является многофункциональным топливом, которое можно использовать в производстве электроэнергии, для отопления можно сжигать как транспортный энергетический носитель, легко транспортируется.

Кроме того, нефть также является 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, по-

лиэтилена, 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 лишь 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 технологий, обеспечивающих экономию тепла и энергии.

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 расположе-

ны в неблагоприятных местах их добычи, что сказывается на рентабельности их добычи; высокая энергоемкость экономики техногенного типа, увеличение которой никогда не сопровождалось адекватным ростом 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 в Беларуси 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, как основного района добычи нефти в Беларуси, выделены

Северный нефтегазоносный район и два нефтеперспективных района — Центральный и Южный, которые отличаются степенью доказанности промышленной нефтегазоносности. При этом в качестве основной задачи предусматривается определение первоочередных, наиболее перспективных и достоверно подготовленных объектов по Северному нефтегазоносному району для постановки поискового бурения на перспективных структурах. В этой связи важно также уточнить перспективные возможности нефтегазоносности недостаточно изученных территорий Центрального района по подсоловому карбонатному комплексу. Для решения этих задач необходимым стало проведение комплексного анализа геологических, геофизических, геохимических, гидрогеологических и промыслово-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 выполнение дифференцированной геолого-экономической оценки 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 (прогнозной) 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 научно-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 научно-экономическая 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 научно-экономической 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 (прогнозную) 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 постадийном характере извлечения нефти и попутного газа, где выделяются основной пе-

риод, 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 определена 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, представленная в табл. 1. При этом темпы отбора нефти по годам разработки для конкретного месторождения предлагается определять по следующему уравнению регрессии:

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

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.

Таблица 1

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

Годы разработки	Значения временной величины (t)		Значения уравнения (3) по годам разработки		Сумма значений уравнения Σ гр.4+5+6	Темпы отбора нефти, % (100/гр.7)	Накопленный отбор нефти, %	Годовая добыча нефти ($Q_{\text{н}}$), тыс. т (275,0 х гр.8/100)	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Остаточные запасы нефти на конец года, тыс. т
	t	t ²	0,9585t	0,0486t ²						
1	5	25	4,7925	1,2150	28,5185	3,506	831,585	30,215	30,215	831,585
2	4	16	3,8340	0,7776	27,1226	3,687	799,810	31,775	61,990	799,810
3	3	9	2,8755	0,4374	25,8239	3,872	766,441	33,369	95,359	766,441
4	2	4	1,9170	0,1944	24,6224	4,061	731,443	34,998	130,357	731,443
5	1	1	0,9585	0,0486	23,5181	4,252	694,799	36,644	167,001	694,799
6	1	1	0,9585	0,0486	23,5181	4,252	658,155	36,644	203,645	658,155
7	1	1	0,9585	0,0486	23,5181	4,252	621,511	36,644	240,289	621,511
8	1	1	0,9585	0,0486	23,5181	4,252	584,867	36,644	276,933	584,867
9	2	4	1,9170	0,1944	24,6224	4,061	549,869	34,998	311,931	549,869
10	3	9	2,8755	0,4374	25,8239	3,872	516,500	33,369	345,300	516,500
11	4	16	3,8340	0,7776	27,1226	3,687	484,725	31,775	377,075	484,725
12	5	25	4,7925	1,2150	28,5185	3,506	454,510	30,215	407,290	454,510
13	6	36	5,7510	1,7496	30,0116	3,332	425,795	28,715	436,005	425,795
14	7	49	6,7095	2,3814	31,6019	3,164	398,528	27,267	453,272	398,528
15	8	64	7,6680	3,1104	33,2894	3,004	372,640	25,888	489,160	372,640
16	9	81	8,6265	3,9366	35,0741	2,851	348,070	24,570	513,730	348,070
17	10	100	9,5850	4,8600	36,9560	2,706	324,750	23,320	537,050	324,750
18	11	121	10,5435	5,8806	38,9351	2,568	302,619	22,131	559,181	302,619
19	12	144	11,5020	6,9984	41,0114	2,438	281,608	21,011	580,192	281,608
20	13	169	12,4605	8,2134	43,1849	2,316	261,649	19,959	600,151	261,649
21	14	196	13,4190	9,5256	45,4556	2,200	242,689	18,960	619,111	242,689
22	15	225	14,3775	10,9350	47,8235	2,091	224,669	18,020	637,131	224,669
23	16	256	15,3360	12,4416	50,2886	2,030	207,174	17,495	654,626	207,174
24	17	289	16,2945	14,0454	52,8509	1,892	190,869	16,305	670,931	190,869
25	18	324	17,2530	15,7464	55,5104	1,802	175,339	15,530	686,461	175,339
26	19	361	18,2115	17,5446	58,2671	1,716	160,551	14,788	701,249	160,551
27	20	400	19,1700	19,4400	61,1210	1,636	146,452	14,099	715,348	146,452
28	21	441	20,1285	21,4326	64,0721	1,561	132,999	13,453	728,801	132,999

Окончание табл. 1

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

Приведенное уравнение регрессии 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, наиболее широко используемого в международной практике.

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 пятом году разработки составит 4,252 %. В этом случае коэффициент изменения параметров уравнения (1) будет равен 0,7647 (3,25/4,252), а уравнение регрессии для определения темпов отбора нефти по годам примет следующий вид:

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

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 рассчитываются годовая добыча нефти, накопленная добыча нефти на конец года (в процентах и тоннах), остаточные запасы нефти на конец года (см. табл. 1) и прогнозные оценки до 2020 г.

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 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 тыс. т (Прибортовая структура). По данным прогнозных оценок при освоении нефтеносных и нефтеперспективных структур Припятского прогиба дополнительная добыча нефти может составить: в 2015 г. — 700 тыс. т, в 2020 — 770 тыс. т, в 2025 г. — 670 тыс. т.

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 бурящихся 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 метр 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 заключаются 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 следующие затраты:

- на создание вновь вводимых основных производственных фондов проектируемых объектов (бурение разведочных и эксплуатационных скважин, промысловое обустройство);
- строительство подъездных путей, отводов от трубопроводов и другие транспортные средства и сооружения, предназначенные для удовлетворения транспортных нужд освоения нефтеперспективных структур;
- экологическую защиту окружающей природной среды;
- 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, промысловое 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 экономиче-

ского 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-изыскательские 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 нефте-

перспективных структур по годам ($S(t)_{\text{экс}}$) на всех стадиях добычи от временной величины (t) предлагается следующее уравнение регрессии, которое является базовым:

$$S(t)_{\text{экс}} = 10\,000[(3,2403 + 0,0581t + 0,0013t^2)K]^{-1}, \quad (3)$$

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, уравнение 3).

Приведенная зависимость определена параболой второго порядка на основании анализа за 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, sixthому, 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:

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

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 на 1 т нефти, долл. США		Годовая добыча, тыс. т	Затраты на добычу на 1 т нефти, долл. США		Годовая добыча, тыс. т	Затраты на добычу на 1 т нефти, долл. США		Годовая добыча, тыс. т	Затраты на добычу на 1 т нефти, долл. США	
	тыс. долл. США	тыс. долл. США		тыс. долл. США	тыс. долл. США		тыс. долл. США	тыс. долл. США		тыс. долл. США	тыс. 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

По уравнению регрессии (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).

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

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

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

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 ²	3,252	0,0583t	0,0013t ²	Σ гр.4+5+6	
1	30,215	5	25	3,252	0,2915	0,0325	3,5760	2796,4
2	31,775	4	16	3,252	0,2332	0,0208	3,5060	2852,3
3	33,369	3	9	3,252	0,1749	0,0117	3,4386	2908,2
4	34,998	2	4	3,252	0,1166	0,0052	3,3738	2964,0
5	36,644	1	1	3,252	0,0583	0,0013	3,3116	3019,7
6	36,644	1	1	3,252	0,0583	0,0013	3,3116	3019,7
7	36,644	1	1	3,252	0,0583	0,0013	3,3116	3019,7
8	36,644	1	1	3,252	0,0583	0,0013	3,3116	3019,7
9	34,998	2	4	3,252	0,1166	0,0052	3,3738	2964,0
10	33,369	3	9	3,252	0,1749	0,0117	3,4386	2908,2
Итого	345,300	-	-	-	-	-	-	29 587,7

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 данного 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 цен-

ность 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 изменениями экономических показателей, представленными в табл. 4.

Как показывает анализ приведенных в табл. 4 данных бизнес-планов экономической эффективности, ценности и окупаемости капложений и т. д., 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 1 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 лишь 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 этих ресурсов свыше 1 млн т, — плюс 264,5 %. При этом прослеживается тесная зависимость доходности нефтеперспективных структур от величины последних. 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.

Таблица 4

Показатели бизнес-планов добычи и переработки углеводородов, 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 капложений 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

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	-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		0,85	0,74	0,68	0,57	0,34	
Показатели эффективности капложений 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	
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 капложений 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	367 969,0	
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	

Окончание табл. 4

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
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
Показатели эффективности капложений 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 (NVP) 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 капложений 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 (NVP) 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

Э102 (12-92) 4-Э.ИИ «Иглопикал и имкен иловочур»

Изменение экономической ценности углеводородного сырья, определяемой внутренней нормой доходности в процентах (JRR), по нефтеперспективным структурам изменяется довольно существенно в зависимости от их величины.

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 добычи 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 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 лишь 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 его 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 природного сырья, капитальных вложений и текущих производственных затрат от выше приведенных 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, 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 регрессии:

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

где *Y* — 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 коэффициента *K* в зависимости от мировой цены на нефть и ресурсов углеводородного сырья по нефтеперспективным структурам, определяемая согласно 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 последнего 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

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, в %						
	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

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 его ресурсов по нефтеперспективным структурам при любой глубине залежей. Например, при капитальных вложениях (в объеме 12 444,0 тыс. долл. США), 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 будет на 14,9 % ($3318,0 \times 0,0045$) 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 этого 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: прежде всего 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

последнего, 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 трансформируются со временем в доход от использования невозобновляемых минеральных ресурсов в возобновляемый финансовый источник дохода и инвестирования. Для решения данной 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.

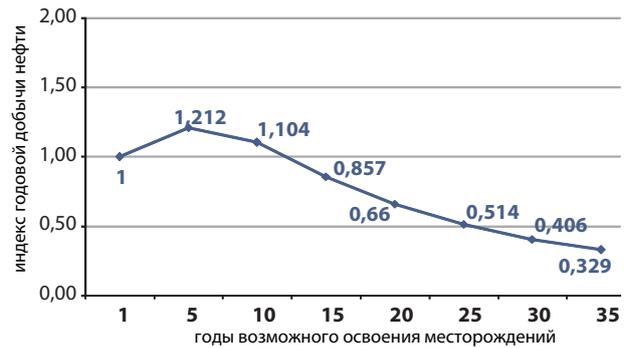
На рисунке приведен тренд состояния и развития добычи нефти в Беларуси до 2035 г., построенный на основании временных рядов, представленных в табл. 1. Приведенный тренд показывает изменение индекса добычи нефти по годам возможного освоения нефтеперспективных структур Припятского прогиба, который определяется уравнением $Y = (0,0572x^2 - 0,2056x + 1,0755)^{-1}$, где Y — индекс изменения объемов добычи по годам освоения месторождений; x — конкретный год освоения месторождений. Например, если начальный годовой объем добычи нефти на месторождении составляет 16 тыс. т, то прогнозный объем ее добычи может составить 13,7 ($16 \times 0,857$) тыс. т, в 2020 г. — 10,6 ($16 \times 0,66$), а в 2035 г. — 5,3 ($16 \times 0,329$) тыс. т. То есть происходит естественный процесс истощения запасов углеводородного сырья, поэтому необходимым является поиск и освоение новых экономически выгодных месторождения для восстановления выбывших запасов. На основании приведенного уравнения можно рассчитать любые прогнозные объемы добычи в зависимости от их начальных объемов и по периодам освоения месторождений, а также общие прогнозные объемы нефти по различным периодам.

Заключение.

1. Изложенный в статье материал в достаточно полной мере формализует на основе научно-экономического анализа состояние процессов добычи нефти в Республике Беларусь, включая анализ геологических условий, геологическое равновесие в основных областях месторождений углеводородов в Припятской области, Центральном и Южном районах Припятского прогиба, а также анализ и оценку экономической эффективности освоения углеводородных ресурсов в Беларуси.

2. На основании применения метода корреляционно-регрессивного анализа разработаны базовые уравнения регрессии применительно к анализу и прогнозным оценкам основных определяющих экономические показатели добычи, переработки, транспортировки и отбора нефти из конкретных месторождений по годам, прогнозной оценки добычи последней до 2020 г., включая затраты на поисковые, разведочные и эксплуатационные затраты.

3. На основании выполненных научно-экономических исследований авторами статьи, системного анализа доступных публикаций в



Зависимость индекса добычи нефти по годам возможного освоения нефтеперспективных структур Припятского прогиба, рассчитанного по уравнению $y = (0,0572x^2 - 0,2056x + 1,0755)^{-1}$

открытой печати сформированы бизнес-планы добычи, переработки и транспортировки углеводородного сырья, включая практически все показатели типичных данных экономических документов применительно к разработке и внедрению в практику инновационных проектов.

4. Разработанный научно-экономический анализ состояния и прогнозных оценок развития добычи нефти в Беларуси имеет принципиальное научно-практическое значение как в рамках теоретических основ анализа и прогнозных оценок добычи исключительно важного для экономики Беларуси углеводородного сырья, так и для целей научно-практических рекомендаций и в качестве практического примера формализации управленческих решений по интенсификации развития инновационной экономики.

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 / Редкол.: 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: Беларуская навука, 2012. — 455 с.

«Новости науки и технологий» №3-4 (26-27) 2013