

ДК 553.9;553.04
UDC 553.9;553.04



О.С. Анашкин
канд. экон. наук
НИУ ВШЭ¹
факультет МЭиМП
доцент
[oanashkin@hse.ru](mailto: oanashkin@hse.ru)



С.М. Рохлин
канд. техн. наук
эксперт ОЭРН
[rohlin@rinet.ru](mailto: rohlin@rinet.ru)

- 1. Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики». Россия, 109028, г. Москва, Шаболовка д.31 стр.23, каб. 209**
- 2. Домашний адрес: Москва, 115419, ул. Лестева дом 21/61 корп.1 кв.93**

O.S. Anashkin, PhD, assistant professor Higher School of Economics ¹, [oanashkin@hse.ru](mailto: oanashkin@hse.ru) .
S.M. Rochlin, PhD, reviewer OERN, [rohlin@rinet.ru](mailto: rohlin@rinet.ru) .

1. National Research University Higher School of Economics. Shabolovka Street, house 31, structure 23, office 23, Moscow, 109028, Russia.
2. Home address: Lesteva Street, house 21/61, case 1, apartment 93, Moscow, 115419, Russia.

Integral indicators of economic efficiency in the formation of Russian hydrocarbon resource base

Интегральные показатели экономической эффективности при формировании сырьевой базы углеводородов России

Приводится сравнение методологии использования интегральных показателей экономической эффективности проектов освоения запасов углеводородов при формировании сырьевой базы в плановой и рыночной экономиках России. Анализ конкретных примеров экспертных решений показал, что экономические разделы действующих нормативных документов в области недропользования УВ нуждаются в пересмотре. Предложен универсальный экономический критерий обоснования рациональных вариантов освоения запасов УВ как по объектам разработки, так и по месторождению в целом, обеспечивающий консенсус интересов государства и недропользователя. Показатель ЧДДП дает четкую экономическую характеристику таким понятиям, как «выборочная разработка» и «трудноизвлекаемые запасы»

Abstract. The comparison methodology for the use of integrated indicators of economic efficiency of projects for the development of hydrocarbon reserves in the formation of the resource base in a planned and a market economy in Russia. Case studies expert decision-making showed that economic sections of existing regulations in the field of subsurface hydrocarbons need to be revised. The universal criterion of economic justification of rational variants of development of hydrocarbon reserves as the development of facilities, and on the field as a whole, which provides consensus interests of the state and subsoil user. Project performance indicators provides a clear economic characteristics of such concepts as "selective development" and "hard to recover reserves"

Ключевые слова: углеводороды; экономическая эффективность; доход государства; экспертиза проектов; выборочная разработка; трудноизвлекаемые запасы

Keywords: hydrocarbons; economic efficiency; public revenue; examination of projects; selective development; hard to recover reserves

На протяжении всей истории формирования сырьевой базы углеводородов России важнейшей остается проблема рационального использования запасов УВ путем формирования рейтингов вариантов их освоения с целью выбора лучшего из них.

В условиях государственной собственности на недра во всех законодательных и нормативных документах в качестве основной директивы освоения запасов УВ для недропользователей устанавливались требования наиболее полного извлечения запасов полезных ископаемых месторождений из пласта.

Формирование сырьевой базы УВ в условиях плановой экономики

До 80-х гг. прошлого века для решения основной задачи государственного управления – обязательного выполнения народнохозяйственного плана СССР, куда входил и план по добыче УВ – использовались различные способы оптимизации вариантов с привлечением таких экономических критериев, как минимизация себестоимости добычи или минимизации приведенных затрат.

Однако формировавшийся в этот период Государственный баланс запасов УВ нельзя назвать оптимальным, поскольку при сравнении расчетных вариантов освоения запасов по указанным критериям до конца нерешенной оставалась проблема определения способа их «выравнивания» по объемам добычи.

К этому периоду в научных учреждениях страны шло широкое обсуждение рентного подхода к экономической (денежной) оценке природных ресурсов, итогом которого стало принятие «Временной типовой методики экономической оценки месторождений полезных

ископаемых», утвержденной Госкомитетом СССР по науке и технике и Госкомцен СССР (1979) [1].

В ней впервые в официальных нормативных документах страны был введен интегральный критерий экономической оценки эффективности месторождений полезных ископаемых, а именно, – показатель народнохозяйственной эффективности R (1).

$$R = \sum_{t=1}^T \frac{Z_t - S_t}{(1 + E_H)^t} \rightarrow \max \quad (1),$$

где:

R – стоимостная оценка (руб.),

T – расчетный период оценки месторождения – от года начала разработки до года отработки запасов;

Z_t – ценность годовой продукции, исчисленная в замыкающих затратах (руб.);

S_t – сумма предстоящих капитальных и эксплуатационных затрат (без отчислений на реновацию) (руб.);

E_H – норматив приведения разновременных затрат и результатов к моменту оценки (как правило составлял от 0,08 до 0,02).

Замыкающие (Z) и индивидуальные (S) затраты исчислялись по формуле (2):

$$C + K \cdot E_{НП} \quad (2),$$

где:

C – текущие затраты (руб./т);

K – удельные капитальные вложения (руб./т);

$E_{НП}$ – коэффициент приведения капитальных вложений (от 0,12 до 0,15).

Следует заметить, что показатель R по форме практически совпал с основным интегральным показателем эффективности инвестиционных проектов NPV , определенным в методике *UNIDO* (организация ООН по промышленному развитию) (1978).

Показатель R использовался в качестве основного критерия при решении задач в отраслевых методиках экономической оценки месторождений полезных ископаемых вплоть до окончания периода плановой экономики.

В частности «Временная методика экономической оценки нефтяных и нефтегазовых месторождений», разработанная ВНИИОЭНГ и утвержденная в директивных органах страны в 1983 г. (впервые в добывающих отраслях!), способствовала формированию единых методов экономической оценки с учетом особенностей разведки, проектирования и разработки нефтегазовых месторождений.

В процессе внедрения отраслевой методики в хозяйственную практику выявилась необходимость разработки специальных нормативных документов по экономическому обоснованию решения отдельных отраслевых технико-экономических задач.

Для формирования сырьевой базы УВ в этот период с помощью методики были успешно решены, по меньшей мере, четыре основные задачи:

- разработка и утверждение (в Госкомцен СССР) замыкающих затрат на нефть;
- выбор оптимального варианта освоения запасов месторождения в зависимости от принятых уровней замыкающих затрат на нефть (поиск и выбор варианта с максимальным значением R);
- разделения запасов нефти и растворенного в ней газа на балансовые и забалансовые и выделения в составе балансовых запасов их извлекаемой части (забалансовые – запасы с $R < 0$);
- передача вновь открытых (структурами Мингео СССР) нефтегазовых месторождений структурам Миннефтепрома СССР для их освоения.

Особую сложность представляла разработка и внедрение замыкающих затрат на нефть для определения показателя ценности нефти Z_t в формуле (1). Уровни этих затрат были разработаны [2] и утверждены в Госкомцен и ГКЗ путем ранжирования удельных затрат нефтегазовых месторождений, включенных в государственный план добычи УВ. Таким образом, был директивно установлен единый для страны уровень замыкающих затрат в размере 60 руб./т (при существующих в этот период поясных хозрасчетных ценах на нефть на уровне 25 – 33 руб./т), а для определения расчетного (проектного) срока разработки месторождения (параметра T в формуле (1)) – введено специальное ограничение по себестоимости добычи нефти (150 руб./т), определяющее предельный экономически обоснованный уровень дебита и обводненности добывающих скважин с целью их вывода из эксплуатации. Более подробно эти вопросы рассмотрены в работах [2, 3].

Всего с использованием интегрального показателя R была проведена оптимизация свыше 400 нефтегазовых месторождений, включенных в Государственный баланс УВ.

Отметим, что наличие в формуле (1) централизованно выделяемых Госпланом капитальных вложений и отсутствие налоговой составляющей (трансфертные платежи) свидетельствует о роли интегрального показателя R как критерия **общественной** экономической эффективности [5], в полной мере отражающего интересы государства (генерального недропользователя в тот период).

Формирование сырьевой базы УВ в условиях рыночной экономики

В рыночных условиях формирование сырьевой базы УВ связано с реализацией инвестиционных проектов разработки нефтегазовых месторождений различными недропользователями.

В связи с этим в Регламенте составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений [6] (первом отраслевом методическом документе, разработанном в соответствии со ст. 23.1 Закона РФ «О недрах» [4]) в основные требования было включено: «проектные решения на разработку должны быть направлены на достижение максимального экономического эффекта от полного извлечения из пластов запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них сопутствующих компонентов». При этом основным экономическим критерием для выбора рационального варианта отработки запасов УВ месторождения был определен интегральный показатель эффективности ЧДД (чистый дисконтированный доход инвестора или NPV), максимизация которого отражала интересы недропользователей.

ЧДД определяется путем формирования денежных потоков за проектный период освоения запасов месторождения:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{(P_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-tp}} \quad (3),$$

где:

P_t – прибыль от реализации добычи в t -м году (руб.);

A_t – амортизационные отчисления в t -м году (руб.);

K_t – капитальные вложения в разработку месторождения в t -м году (руб.);

E_n – ставка дисконтирования, доли ед.;

T – расчетный (проектный) период оценки, годы;

t, tp – соответственно текущий и расчетный годы;

$$P = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - \mathcal{E}_t - H_t}{(1 + E_n)^{t-tp}},$$

где:

H_t – сумма налогов (руб.);

E_n – ставка дисконтирования, доли ед.;
 B_t – выручка от реализации продукции (руб.), $B_t = (C_n \cdot Q_n + C_g \cdot Q_g)^t$;
 C_n, C_g – соответственно, цена реализации нефти и газа (в руб. за т или м³);
 Q_n, Q_g – соответственно, объемы добычи нефти и газа в t-м году (т или м³).

Для определения показателей, входящих в формулу (3), в «Регламент» был включен специальный экономический блок, в котором был приведен полный алгоритм расчета всех показателей, входящих в ЧДД.

В рамках расчета ЧДД по каждому варианту за проектный период Т (определялся предельными технологическими параметрами обводненности или дебита добывающих скважин) был выделен период рентабельной добычи, соответствующий максимальному значению ЧДД.

Однако практика использования ЧДД показала, что полученные результаты при выборе вариантов разработки месторождений в ряде случаев не соответствуют (или даже противоречат) основным требованиям по рациональному использованию и охране недр Закона РФ «О недрах» (п. 5 ст. 23 – «обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов»). Для нефтегазовых месторождений это условие, отражающее интересы государства, соответствует условию выбора варианта с максимальным коэффициентом извлечения запасов нефти (КИН).

В связи с этим во всех последующих за «Регламентом» нормативных документах [7,8] рекомендовалось выбирать варианты с максимальным КИН. При этом с целью обеспечения экономической заинтересованности недропользователей для вариантов в целом по месторождению добавлялось условие ЧДД > 0 (но не обязательно максимальный), а по умолчанию на объекты разработки (залежи) этого месторождения (также инвестиционные проекты) последнее условие не распространялось.

В результате реальная экономическая оптимизация освоения запасов месторождения практически игнорировалась, поскольку выбор оптимального варианта в целом по месторождению производился простой консолидацией (сложением) вариантов, рекомендованных по объектам разработки с максимальным КИН. Таким образом, при оптимизации по двум практически противоречащим друг другу критериям приоритет отдавался критерию собственника недр, т.е. КИН.

Последствия применения подобного методического подхода можно рассмотреть на примере ТЭО КИН ряда месторождений, представленных и прошедших экспертизу.

Рассмотрим процедуру выбора варианта освоения запасов УВ в проектных документах (раздел ТЭО КИН) нефтегазовых месторождений на примерах, представленных в **табл. 1–3** (все рекомендованные экспертизой варианты помечены знаком *). При принятии решения о выборе вариантов согласно современным методическим документам используются показатели КИН и ЧДД.

В **табл. 1** представлены итоговые расчеты основных показателей вариантов освоения запасов по нефтегазовому месторождению 1 с одним объектом разработки (наиболее простой случай оптимизации).

Таблица 1. Нефтегазовое месторождение 1

Показатели / Варианты	1	2	3	4*
Проектный срок разработки, годы	196	115	163	133
Рентабельный срок разработки, годы	18	–	3	17
Накопленная добыча нефти за проектный период, тыс. т	4503,2	4480,6	4604,4	4701
Коэффициент извлечения нефти (КИН)				

– рентабельный срок	0,276	–	0,096	0,280
– проектный срок	0,372	0,370	0,380	0,388
Фонд скважин за весь срок разработки	39	90	58	44
Средняя обводненность к концу разработки, %	98	98	98	98
Фонд скважин для бурения	37	88	56	42
Капитальные вложения на освоение месторождения, млн руб.,	2662,57	4547,01	3725,4	3120,13
ЧДД (чистый дисконтированный доход) (10 %), млн руб.				
– рентабельный срок	1436	–	813,6	1112,48
– проектный срок	1275,91	-1885,59	77,58	864,31
ДДГ (доход государства), млн руб. (10%)	20413,65	17468,36	21398,74	21533,38
ДДГН от налогов добычи, млн руб. (10%)	19561,69	16771,33	20517,93	20620,76
Доля налогов от добычи, %	95,8%	96,0%	95,9%	95,8%
ЧДДП, млн руб.	20837,6	14885,74	20595,51	21485,07

Согласно результатам расчета (*табл. 1*) можно сделать следующее заключение.

1. Рекомендован вариант 4* с максимальным значением за проектный период КИН (0,388), при этом максимальное значение ЧДД (1275,9 млн руб.) имеет вариант 1.

2. Вариант 2 с отрицательным ЧДД за проектный период исключается из рассмотрения при любом значении КИН.

3. Отметим следующий важный факт: рейтинг вариантов по показателю КИН в точности соответствует рейтингу вариантов по показателю ДДГ (дисконтированному доходу государства) – сумме налогов и платежей проекта.

4. В объеме ДДГ свыше 95% составляет доля суммы части налоговых платежей ДДГН (ДДГН = НДС + НДСП + Экспортная пошлина), линейно зависящих от объема извлекаемых запасов нефти, т.е. от величины КИН. Этот факт при принятии решения о выборе рационального варианта освоения запасов месторождения позволяет полностью исключить технологический показатель КИН, заменив его адекватным экономическим показателем ДДГН. Для обеспечения полной оптимизации выбора варианта освоения запасов нефти безрисковый показатель ДДГН необходимо дополнить показателем, учитывающим риск недропользователя, т.е. показателем ЧДД.

5. Таким образом, основным критерием выбора оптимального варианта освоения запасов может служить **показатель эффективности проекта ЧДДП**

$$\text{ЧДДП} = \text{ЧДД} + \text{ДДГН} \quad (4).$$

Этот показатель, аналогичный показателю общественной эффективности [5, 7], учитывающий интересы как государства, так и недропользователя.

6. Главным достоинством использования показателя ЧДДП для выбора вариантов как по объектам разработки, так и по месторождению в целом является тот факт, что при существующей в настоящее время системе налогообложения УВ этот показатель в подавляющем большинстве случаев будет иметь положительное значение (в отличие от ЧДД).

7. Как видно из *табл. 1* у варианта 4* значение критериального показателя ЧДДП является наибольшим из значений других вариантов. Это свидетельствует о том, что решение по рекомендации указанного варианта было правильным.

Итогом расчета является выбор варианта 4*, извлекаемые запасы которого (КИН = 0,388) попали в Государственный баланс запасов России. Экономической оценкой варианта

является ЧДД = 864,31 млн руб. (показатели экономической оценки в Госбалансе не показываются).

Более сложным представляется анализ результатов расчета по нефтегазовому месторождению 2 (*табл. 2*), в состав которого входят различные объекты разработки:

- каширско-верейский;
- визейский;
- турнейский.

Таблица 2. Нефтегазовое месторождение 2

Объекты разработки	каширско-верейский			визейский			турнейский			В целом месторождение		
	1	2	3*	1	2	3*	1	2	3*	1	2	3*
Варианты												
Проектный срок разработки, годы	77	84	83	81	77	61	51	61	84	81	85	85
Накопленная добыча за период, тыс. т	213,8	197,2	199	6464,2	6639,2	6674,7	150	146	143	6828	6982,4	7016,7
Капитальные вложения, млн руб.	1450,5	922,8	968,5	12803,9	12869	13148,1	1676,7	1482,4	1231,9	15931,1	15274,1	15348,4
КИН, д. ед.	0,297	0,274	0,276	0,359	0,367	0,369	0,239	0,232	0,228	0,354	0,361	0,362
ЧДД, млн руб.	-865	-493,3	-502,3	1085,94	1465,5	1599,1	-1187,6	-1046,8	-843,5	-966,7	-74,6	253,2
ДДГ, млн руб.	848	708,8	711,8	20402	21714,9	22493,7	582,2	497,2	402,7	21562,9	22697,1	23411,1
ЧДДП	-17	215,5	209,5	21487,9	23180,4	24092,8	-605,5	-549,7	-440,8	20596,2	22622,4	23664,4

Как было отмечено выше, варианты разработки месторождения формируются путем консолидации соответствующих вариантов по объектам разработки этого месторождения, по которым и проводится реальная оптимизация освоения запасов месторождения.

Согласно результатам расчета (*табл. 2*) можно сделать следующее заключение.

1. По каширско-верейскому объекту все три варианта имеют отрицательные значения ЧДД, а наибольший КИН отмечен по варианту 1 (0,297), тем не менее, был рекомендован вариант 3* (КИН = 0,276). Наибольшее значение показателя ЧДДП имеет вариант 2, который, по нашему мнению, следовало бы включить в консолидированный вариант по месторождению в целом.

2. По визейскому объекту все три варианта имеют положительный ЧДД, а в качестве оптимального рекомендован вариант 3* с наибольшим значением КИН, ЧДД и ЧДДП.

3. По турнейскому объекту все три варианта имели отрицательные значения ЧДД и ЧДДП, в качестве оптимального рекомендован вариант 3* с наименьшим значением КИН (0,228), при этом вариант с наибольшим КИН имеет наименьшее значение ЧДД.

Таким образом, единые подходы и критерии для выбора оптимального варианта в действующих нормативных документах отсутствуют. К тому же технологический показатель КИН согласно методологии проектного анализа инвестиций не может выступать в роли основного критерия оптимизации инвестиционного проекта.

В целом по месторождению рекомендован вариант 3*, представляющий консолидацию вариантов 3*, рекомендованных по объектам в качестве оптимальных, с значением КИН (0,362), наибольшим из всех других консолидированных вариантов, к тому же этот вариант единственный имеет положительное значение ЧДД (253,2 млн руб.).

Приведенный пример характеризует типичные проблемы, возникающие при проведении экспертиз материалов ТЭО КИН.

Отметим еще одно важное обстоятельство, связанное с выбором оптимального варианта по месторождению 2.

Все варианты по турнейскому объекту, так же как и вариант 1 по каширско-верейскому объекту имели отрицательное значение предлагаемого критериального показателя эффективности ЧДДП, однако были включены в консолидированные варианты по месторождению в целом. По нашему мнению такие варианты могут быть включены в консолидацию только после дополнительных мероприятий по повышению их эффективности.

В противном случае все подобного рода запасы должны быть отнесены к категории «трудноизвлекаемых» и либо подлежать налоговому льготированию, либо быть переведены в состав забалансовых запасов, не подлежащих освоению при принятых для расчета исходных данных.

Заметим, что такой подход вступает в противоречие с требованием Закона РФ «О недрах» (ст. 22 – «недопущение сверхнормативных потерь, разубоживания и выборочной отработки полезных ископаемых»), предъявляемым недропользователям. Однако ни в одном нормативном документе по недропользованию четкого определения понятия «выборочная отработка запасов» УВ не приводится.

Для запасов УВ таким определением может служить показатель ЧДДП, исключающий использование вариантов освоения запасов с отрицательным значением этого показателя.

Преимущество использования показателя ЧДДП наглядно можно продемонстрировать на примере рассмотрения результатов ТЭО крупного нефтегазоконденсатного месторождения 3 (*табл. 3*). При комплексном освоении на месторождении трех видов УВ сравнение вариантов по показателю КИН в принципе оказалось несопоставимым. Экспертиза рекомендовала к принятию вариант 1* с наибольшим значением ЧДД (41 млрд руб.).

По нашему мнению наиболее убедительным в этом случае следовало бы использовать универсальный показатель ЧДДП, наибольшее значение которого у варианта 1* (167,96 млрд руб.).

Таблица 3. Нефтегазоконденсатное месторождение 3

Показатели/Варианты	1*	2	3
За проектный срок разработки, годы	70	102	102
Накопленная добыча газа, млрд м ³	529,26	548,33	540,22
Накопленная добыча конденсата, млн т	54,46	53,09	53,09
Накопленная добыча нефти, млн т	7,07	12,85	9,28
Фонд скважин	118	145	127
КИК, доли ед.	71,0%	69,0%	69,0%
КИГ, доли ед.	94,0%	93,0%	93,0%
КИН, доли ед.	11,4%	20,7%	14,9%
Капитальные вложения, млрд руб.	89,43	150,86	117,83
ЧДД, млрд руб.	41,7	21,56	27,3
ДДГ, млрд руб.	126,26	132,38	126,91
ЧДДП, млрд руб.	167,96	153,94	154,21
За рентабельный срок разработки, годы	27	25	27
ЧДД, млрд руб.	43,62	26,69	30,22
ДДГ, млрд руб.	124,75	130,11	125,42

Выводы

1. Единые подходы и критерии для выбора оптимального варианта освоения запасов УВ в действующих нормативных документах отсутствуют. Технологический показатель

КИН согласно методологии проектного анализа инвестиций не может выступать в роли основного критерия оптимизации инвестиционного проекта.

2. Использование двух противоречащих друг другу показателей эффективности (КИН и ЧДД) не позволяет принимать однозначные решения при выборе варианта рационального освоения запасов УВ, в связи с этим действующие нормативные документы по недропользованию нуждаются в соответствующем пересмотре.

3. Для обеспечения консенсуса интересов государства и недропользователей предлагается в качестве основного критерия оценки эффективности освоения запасов УВ использовать показатель экономической эффективности проекта ЧДДП.

4. Предлагается ввести экономический критерий ЧДДП для определения степени извлечения запасов УВ. **Трудноизвлекаемые запасы УВ – это запасы, имеющие отрицательное значение показателя проекта ЧДДП для выбранного наилучшего варианта их освоения.**

5. Предлагается отказаться от реализации вариантов освоения запасов УВ с отрицательным значением ЧДДП (трудноизвлекаемые запасы) без проведения дополнительных мероприятий по повышению их эффективности. В противном случае такие варианты могут быть реализованы только после их налогового льготирования.

Литература

1. Временная типовая методика экономической оценки месторождений полезных ископаемых. Госкомитет НТ СССР, Госкомцен СССР. М. 1979.

2. Временная методика экономической оценки нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ. 1983.

3. Рохлин С.М., Рыженков И.И., Фетисов А.А. Экономика рационального использования нефтяных ресурсов недр. М.: Недра. 1991.

4. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 № 2395. Доступно на : <http://base.garant.ru/10104313/> (обращение 16 ноября 2015) .

5. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. М.: Экономика. 1994.

6. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений, РД 153-39-007-96. М. 1996. Доступно на: http://standartgost.ru/g/РД_153-39-007-96 (обращение 16 ноября 2015).

7. Смоляк С.А., Микерин Г.И. Стоимостная оценка месторождений полезных ископаемых: проблемы и методы. Презентация. Доступно на: <http://www.myshared.ru/slide/379140/> (обращение 16 ноября 2015).

8. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. МПР. М. 2007.

9. Методические рекомендации по составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по ТЭО КИН. МПР. М. 2008.

UDC 553.9;553.04

O.S. Anashkin, PhD, assistant professor Higher School of Economics ¹, oanashkin@hse.ru.
S.M. Rochlin, PhD, reviewer OERN, rohlin@rinet.ru.

1. National Research University Higher School of Economics. Shabolovka Street house 31, structure 23, office 23, Moscow, 109028, Russia.

2. Home address: Lesteva Street, house 21/61, case 1, apartment 93, Moscow, 115419, Russia.

Integral indicators of economic efficiency in the formation of Russian hydrocarbon resource base

Abstract. The comparison methodology for the use of integrated indicators of economic efficiency of projects for the development of hydrocarbon reserves in the formation of the resource base in a planned and a market economy in Russia. Case studies expert decision-making showed that economic sections of existing regulations in the field of subsurface hydrocarbons need to be revised. The universal criterion of economic justification of rational variants of development of hydrocarbon reserves as the development of facilities, and on the field as a whole, which provides consensus interests of the state and subsoil user. Project performance indicators provides a clear economic characteristics of such concepts as "selective development" and "hard to recover reserves".

Keywords: hydrocarbons; economic efficiency; public revenue; examination of projects; selective development; hard to recover reserves

References

1. *Vremennaia tipovaia metodika ekonomicheskoi otsenki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh* [Temporary typical methods of economic evaluation of mineral deposits]. Goskomitet NT SSSR, Goskomtsen SSSR. Moscow, 1979.
2. *Vremennaia metodika ekonomicheskoi otsenki neftiannykh i neftegazovykh mestorozhdenii* [Temporary methods of economic evaluation of oil and gas fields]. Moscow, VNIIOENG Publ. 1983.
3. Rokhlin S.M. Ryzhenkov I.I., Fetisov A.A. *Ekonomika ratsional'nogo ispol'zovaniia neftiannykh resursov nedr* [The economy of the rational use of oil resources of the subsoil]. Moscow, Nedra Publ. 1991.
4. *Zakon RF «O nedrakh» ot 21.02.1992 № 2395* [RF Law "On Mineral Wealth" from 21.02.1992 № 2395]. Available at: <http://base.garant.ru/10104313/> (accessed 16 November 2015) .
5. *Metodicheskie rekomendatsii po otsenke effektivnosti investitsionnykh proektov i ikh otboru dlia finansirovaniia* [Guidelines on the assessment of investment projects and their selection for financing]. Moscoe, Ekonomika Publ. 1994.
6. *Reglament sostavleniia proektnykh tekhnologicheskikh dokumentov na razrabotku neftiannykh i gazoneftiannykh mestorozhdenii, RD 153-39-007-96* [Rules of drawing up of project documentation technology to develop oil and gas deposits, RD 153-39-007-96]. Moscow, 1996. Available at: http://standartgost.ru/g/RD_153-39-007-96 (accessed 16 November 2015).
7. Smoliak S.A., Mikerin G.I. *Stoimostnaia otsenka mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh: problemy i metody*. Prezentatsiia [Valuation of Mineral Deposits: problems and methods]. Available at: <http://www.myshared.ru/slide/379140/> (accessed 16 November 2015).
8. *Metodicheskie rekomendatsii po proektirovaniuu razrabotki neftiannykh i gazoneftiannykh mestorozhdenii* [Guidelines for the design of oil and gas deposits]. MPR. Moscow, 2007.
9. *Metodicheskie rekomendatsii po sostavu i pravilam oformleniia predstavliaemykh na gosudarstvennuuu ekspertizu materialov po TEO KIN* [Guidelines on the composition and rules of registration submitted to the state examination materials for the feasibility study for feasibility study of oil recovery factor]. MPR. Moscow. 2008.