

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

Для оценки рентабельности варианта разработки месторождения традиционно рекомендуется вычислять дисконтированный поток наличности (NPV) и внутреннюю норму доходности вложений (IRR) до T_M – последнего года с положительным потоком наличности. Показано, что при использовании NPV и IRR мы получаем искажение в выборе лучших EOR/IOR технологий, особенно на поздней стадии разработки месторождений. Анализ доходности с льготами в налогообложении и без этого показывает, что экономические критерии могут диктовать окончание применения EOR/IOR технологий даже раньше T_M или после T_M .

Извлекаемые запасы определяются достигаемым значением КИН при окончании реализации проекта разработки месторождения по технологическим и/или экономическим критериям. Для оценки рентабельности варианта разработки традиционно рекомендуется вычислить дисконтированный поток наличности (NPV) и внутреннюю норму доходности вложений (IRR). Значения NPV и IRR традиционно вычисляются до T_M – последнего года с положительным потоком наличности NV (Методические..., 2000; Регламент..., 1996).

Нефтегазовые технологии требуют тщательной оценки их рентабельности из-за значительности инвестируемых средств и длительности сроков разработки месторождений. Важно правильно выбрать те технологии, которые позволяют экономически эффективно повысить извлекаемые запасы на объектах разработки.

Расчет NPV проводится приведением разновременных значений потоков наличности NV (доходов и затрат) к tp – началу первого расчетного года (т.е. $tp = 0$). IRR равен норме дисконтирования, при которой накопленный NPV в течение периода с tp до T равен нулю. Согласно (Методические..., 2000; Регламент..., 1996), значения NPV_T и IRR_T определяются следующими соотношениями:

$$NPV_t = NV_t / (1+q)^{t-tp} \quad (1)$$

$$NPV_t = \sum_{i=1}^T NV_i / (1+q)^{i-tp} \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^T NV_i / (1+IRR_T)^{i-tp} = 0 \quad (3)$$

где T – текущий год, q – норматив дисконтирования (доли ед.), NV_t – поток наличности в t -ом году, NPV_t – дисконтированный поток наличности в t -ом году, NPV_T – накопленный дисконтированный поток наличности в T -ом году, IRR_T – внутренняя норма доходности в T -ом году.

При $T = T_M$ значения NPV и IRR максимальны. Значение КИН при T_M называют технико-экономическим КИН, а извлекаемые запасы при этом КИН – экономически обоснованными извлекаемыми запасами (Регламент..., 1996).

Определенную таким образом IRR_{T_M} сравнивают с нормой дохода, требуемой инвестором. Если IRR_{T_M} больше чем норма дохода, требуемая инвестором, инвестиции в данный проект оправданы. Существуют проблемы определения IRR_T : уравнение (3) допускает T значений IRR_T , из которых, чаще всего, только одно подходит по смыслу (Методические..., 2000; Лимитовский, 2004).

Нормативные документы отрасли (Регламент..., 1996) рекомендуют прекращать разработку месторождения в последний год положительных NV , хотя в государственных

нормативных документах (Методические..., 2000) приведен пример учета отрицательных затрат на прекращение проекта. Но в этих документах оценка инвестиционной привлекательности проекта проводится так, как будто речь идет о рыночной стоимости компаний (Кувалдин, Иванов, 2002). При этом рыночная стоимость собственности считается равной текущей стоимости всех будущих доходов – будущие доходы с помощью ставки дисконта переводятся в текущую стоимость (на дату оценки) и складываются в соответствие с (1) и (2). Эти оценки являются, безусловно, нужными и правильными при продаже доходного бизнеса – они отражают позицию продавца бизнеса.

При реализации инвестиционного проекта разработки месторождения недропользователю (инвестору), когда государство выдает ему лицензию на право разработки месторождения, важна не только стоимость проекта в начале его реализации, но и реальные потоки денег в последующие годы, и скорость нарастания этих потоков – внутренняя норма доходности (рентабельности). Без этого не определить привлекательность инвестиционного проекта.

Для государства же важны налоги с доходов от реализации проекта, а если важен сам продукт проекта, то это надо учитывать в стоимости этого продукта.

Использование формулы (3) для оценки внутренней нормы доходности приводит к перекошу в выборе рациональных вариантов реализации инвестиционных проектов (Хавкин, 2004, 2005). Есть неточности и в формулах (1) – (2) для определения дисконтированного потока наличности.

Действительно, формулы (1) и (2), в которых приведение потоков NV_t к началу года производится с нормой q , означают, во-первых, что поток NV_t получен в конце года, и, во-вторых, что NV_t учитывает инвестиционную составляющую (дисконтированные прибыль или убыток). Внутренняя норма доходности IRR (ф-ла 3), означает, что банковская норма доходности по вложенным средствам равна IRR . Такая оценка внутренней нормы доходности характеризует не проект, а гипотетический банк с нормой доходности IRR . А она должна характеризовать рентабельность именно проекта при банковской норме доходности как на инвестиции, так и на вложенные в банк средства.

Прежде чем определить реальную внутреннюю норму рентабельности IRR рассмотрим другие показатели. Срок окупаемости проекта (To) – наименьшее число лет, за которые вложения окупаются, т.е. $NPV_{To} = 0$. Период вложения инвестиций (T_i) – последний год, когда значение NV_t и NPV_T отрицательны. Отметим, что T_i меньше срока окупаемости проекта To , а T_M больше To .

Для реальной оценки значимости вариантов реализации инвестиционного проекта, расчет дисконтированного дохода надо приводить к текущему году (Хавкин, 2004, 2005), что не противоречит нормативным документам (Методические..., 2000) и международным рекомендациям (Лимитовский, 2004). Приведенные к текущему году T затраты NFV_T определяются по формуле

$$NFV_1 = NV_1; NFV_T = NFV_{T-1} \cdot (1+q) + NV_T \quad (4)$$

Срок окупаемости проекта T_o будет определяться соотношением $NFV_{T_o} = 0$. Экономический предел реализации проекта – год T_E , когда NFV_{T_E} снова станет равным нулю после T_o и T_M (Хавкин, 2002).

Введем NFV_T^+ – дисконтированная к концу текущего года сумма потоков наличности NV после периода инвестирования T_T . Будем считать, что значения NV приведены к концу каждого года. NFV_T^+ определяется по формулам:

$$NFV_{T+1}^+ = 0; NFV_T^+ = NFV_{T-1}^+ \cdot (1+q) + NV_T \quad (5)$$

Реальная норма доходности IRR_{T_T} определяется по ф-ле

$$NFV_T^+ = \sum_{i=1}^T NV_i (1 + IRR_{T_T})^{T-i} \quad (6)$$

В (6) поток NV_i считается полученным в конце года, он учитывает инвестиционную составляющую (дисконтированные прибыль или убыток). При невыполнении этих условий расчет проводится в соответствие с (Хавкин, 2005).

Рентабельный срок реализации проекта $T_{рен}$, больший T_M , определяется соотношением (Хавкин, 2002):

$$IRR_{T_{рен}} = q \quad (7)$$

Утвержденный (согласованный) срок реализации проекта T_u будет определяться максимизацией дохода заинтересованных сторон, но T_u не будет больше $T_{рен}$.

В табл. 1 приведены значения NV_i , NPV_i , NPV_T , NFV_T^+ , NFV_T , q_T – нормы роста накопленного дохода NFV_T ($q_T = NFV_T / NFV_{T-1} - 1$), IRR , $IRRP$, $IRRF$, $IRRR$. Значения $IRRP$ и $IRRF$ показывают рентабельность по отношению к началу реализации проекта и к последнему году инвестиционного периода. NV_i и NPV_i приведены к началу первого года реализации проекта, а NFV_T^+ и NFV_T – к текущему году T .

Годы	NV_i тыс \$	NPV_i тыс \$	NPV_T тыс \$	NFV_T тыс \$	NFV_T^+ тыс \$	q_T %	IRR %	$IRRP$ %	$IRRF$ %	$IRRR$ %
1	-110	-100	-100	-110	-	-	-	-	-	-
2	-152	-125	-225	-272	-	-	-	-	-	-
3	777	584	359	478	777	186	106	51	185	106
4	656	448	807	1182	1511	147	147	61	136	101
5	87	54	861	1387	1749	17	149	51	86	72
6	-63			1463	1861	5	148	42	62	55
7	-224			1385	1823	-5	147	35	46	43
8	-529			994	1476	-28	146	27	33	31
9	-552			541	1072	-46	145	19	22	21
10	-752			-157	426,9		12	7	5	6
11	-937			-1109	-467		18	0	0	0

Табл. 1. Финансовые показатели реализации технологии.

В соответствии с нормативными документами (Методические..., 2000; Регламент..., 1996) рекомендуемый период реализации инвестиционного проекта T_M равен 5 годам. Значение IRR при $T = T_M$ равно 149 %.

Из табл. 1 видно, что IRR не учитывает изменение q_T – нормы роста накопленного дохода NFV_T . При $T = 5$, $q_T = 17\%$, что значительно меньше его значения 147 % при $T = 4$. Однако IRR_5 больше IRR_4 . А вот $IRRP$, $IRRF$, $IRRR$ умень-

шаются вместе с q_T . Исходя из значения $q_{T=5}$, вероятен следующий сценарий развития проекта – реализация проекта будет остановлена на 4 год, а полученный доход будет вложен в другой проект, дающий намного большее чем 17 % значение нормы доходности на вложенные средства.

Как видно из табл. 1, $IRRR$ уменьшается до нуля при $T = 11$, а вот значение $IRR_{T=11}$ больше 10 %. Это означает, что даже тогда, когда накопленный доход сравнялся с расходами на реализацию проекта ($NFV = IRRR = 0$), значение IRR говорит о рентабельности проекта выше q . Основываясь на значении $IRRR$, видно, что экономический предел реализации проекта наступает при $T = 11$, т.е. $T_E = 11$. Также по $IRRR$ можно заключить, что $T_{рен} = 9$ (табл. 1).

Нефтегазовые технологии отличаются от многих других инвестиционных проектов тем, что с годами их технологическая эффективность уменьшается. Это видно и из рассматриваемого примера – значения NV_i уменьшаются. И здесь становится весьма значимой роль государства по стимулированию получения доходов в собственный бюджет. Безусловно, работа в убыток, и даже с нормой рентабельности менее q или немного больше q , для недропользователя не выгодна. В соответствии с регламентирующими документами (Методические..., 2000; Регламент..., 1996), недропользователь обязательно остановит проект в конце 5 года. Но если государство компенсирует часть его потерь за счет уменьшения возможных доходов от налогов в период отрицательных потоков наличности инвестора, то можно улучшить показатели инвестиционного проекта как для недропользователя, так и для государства.

Выше было показано, что даже тогда, когда накопленный доход сравнялся с расходами на реализацию проекта ($IRRR = 0$), значение IRR говорит о рентабельности проекта выше q (табл. 1). Поэтому обоснование компенсации потерь инвестора (недропользователя) возможно только на основе $IRRR$ (реального учета денежных потоков).

В табл. 2 приведены значения коэффициента нефтеотдачи COR , обводненности продукции F , NV_i , NFV_T^+ , NFV_T , SV_i – дохода государства, SV_T – накопленного дохода государства, $IRRR$. Значок * означает, что эти значения изменены относительно значений в табл. 1 с учетом поддержки государства. Динамика технико-экономических показателей проекта приведена на рис. 1.

В рассматриваемом проекте предельная технологическая нефтеотдача при обводненности продукции 99 % составляет 30,6 %. Такое значение COR определяет извлекаемые запасы. Но на пятый год, когда нормативные документы рекомендуют прекращать реализацию проекта, $COR_{T=5} = 19,9\%$, что значительно меньше 30,6 %. Более того, обводненность продукции F на 5 год составляет только 79 %. При $T = 5$ имеем $IRRR_{T=5} = 72\%$ (табл. 2). Таким образом, реальная внутренняя норма рентабельности проекта при $T = 5$ равна 72 %, а не 149 % (табл. 1).

Если государство от вероятных доходов в бюджет компенсирует потери недропользователя на 6-ый год и даст ему еще 20 % от накопленного дохода $NFV_{T=5}$ (т.е. компенсирует 277 тыс.\$), то возможно недропользователь продолжит реализацию проекта и в доход государства придёт 370 тыс.\$.. Эти средства не будут получены государством, если оно не поддержит недропользователя.

Как видно из табл. 2, на 9-ый год реализации проекта запланированный доход государства меньше, чем потери не-

Годы	COR %	F %	NV _t т\$	NV _t * т\$	NFV _T * т\$	NFV _T ⁺ * т\$	q _T * %	SV _t т\$	SV _t * т\$	SV _T * т\$	IRR _R * %
1	12,1	16	-110	-110	-110	-	-	239	239	239	-
2	12,9	25	-152	-152	-272	-	-	677	677	916	-
3	16	55	777	777	478	777	186	1843	1843	2759	106
4	18,2	71	656	656	1182	1511	147	1366	1366	4125	101
5	19,9	79	87	87	1387	1749	17	1029	1029	5154	72
6	21	84	-63	277	1803	2201	30	710	370	5524	61
7	22,3	87	-224	361	2344	2782	30	806	221	5745	54
8	23,3	89	-529	-529	2024	2506		591			42
9	24	90	-552	-552	1648	2178		480			33
10	24,7	91	-752	-752	1025	1608					24
11	25,4	92	-937	-937	145	786					12
12	26	93	-921	-921	-806	-100					0

Табл. 2. Техничко-экономические показатели реализации технологии.

дропользователя, и поддержка его государством уже невозможна. На 8 год доход государства меньше чем на 3 % от $NFV_{T=7}$, превосходит потери недропользователя. Поэтому поддержка государством недропользователя возможна только до 7 года. Если государство уменьшит свой планируемый доход в бюджет на 7-ой год за счет компенсации потерь недропользователя (табл. 2) и за счет оставления у недропользователя 20 % прибыли от дохода, накопленного им к этому году $NFV_{T=6} = 1803$ тыс.\$ (т.е. компенсирует 361 тыс.\$), то в доход государства за два года прибудет 591 тыс.\$, которые не будут получены без поддержки недропользователя государством. При этом оно обеспечит увеличение доходов недропользователя на 957 тыс.\$ при реальной внутренней норме доходности $IRR_{R,T=7} = 54\%$ (табл. 2).

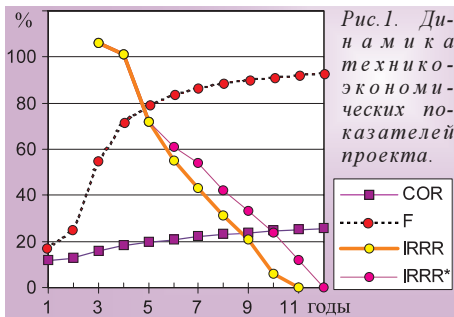


Рис. 1. Динамика технико-экономических показателей проекта.

Проанализируем значения нефтеотдачи по этим сценариям. $COR_{T=7} = 22,3\%$, т.е. технико-экономические извлекаемые запасы при гармоничном соблюдении ин-

тересов недропользователя и государства могут быть больше, чем определенные по традиционным рекомендациям. Значение обводненности на 6 год реализации проекта составит 84 %, а на 7 год – 87 %. Следовательно, прирост нефтеотдачи при поддержке недропользователя государством с 6 по 7 год составит 2,4 % при высокой обводненности продукции.

Экономически извлекаемые запасы определяются при $IRR_{R,T=0} = 0$ (Хавкин, 2002), что без налоговых льгот достигается на 11 год разработки месторождения. Значение $COR_{T=11}$ равно 25,4 %, что значительно меньше 30,6 %. Более того, обводненность продукции F на 11 год составляет 92 % (табл. 2), что значительно меньше предельной 99 %. Реальные извлекаемые запасы определяются условием (7), что без налоговых льгот дает $T_{рен} = 9$, $COR_{T=9} = 24\%$, $F_{T=9} = 90\%$.

При поддержке недропользователя государством имеем: $T_E = 12$, экономически обоснованные извлекаемые запасы определяются $COR_{T=12} = 26\%$, $F_{T=12} = 93\%$. Реальные извлекаемые запасы определяются условием (7), что дает $T_{рен} = 11$. При этом $COR_{T=11} = 25,4\%$, $F_{T=11} = 92\%$.

Норма q_g льготирования государством накопленного дохода недропользователя не обязательно должна быть равна 20 %. Например, при $q_g = 10\%$ в доход государства в

течение двух лет прибудет 924 тыс.\$, которые не будут получены, если государство не поддержит недропользователя. При этом государство обеспечит увеличение его доходов на 610 тыс.\$ при $IRR_{R,T=7} = 50\%$.

При обосновании q_g важно обеспечить гармонизацию интересов недропользователя и государства. Проведенный анализ возможного продолжения работ после $T = T_M$ полностью соответствует ранее сделанным выводам (Хавкин, 2002, 2004, 2005) и примеру из нефтепромысловой практики (Муслимов, 2003), когда уменьшение ставки налогообложения привело к увеличению нефтеотдачи и доходов, как государства, так и недропользователя.

Таким образом, годом окончания реализации инвестиционного проекта разработки месторождения по экономическим показателям T_u не обязательно является T_M – последний год положительного NV_t . Экономически обоснованным годом окончания реализации проекта T_u может быть год перед низким значением нормы дисконтирования накопленного дохода текущего года или год прекращения поддержки недропользователя государством, то есть T_u может быть больше или меньше T_M . Это означает, что конечный КИН (а, следовательно, и извлекаемые запасы) при окончании реализации инвестиционного проекта может быть больше или меньше КИН при $T = T_M$.

Следовательно, NPV и IRR дают неадекватные оценки доходности инвестиционного проекта и экономически обоснованного результата реализации проекта – экономически обоснованного коэффициента извлечения нефти COR_E , т.е. экономически обоснованных извлекаемых запасов.

В заключение отметим, что реальная оценка экономической эффективности инвестиционных проектов принципиально важна для обоснования наиболее правильного технологического решения.

Литература

Кувалдин Д.А., Иванов А.С. Стоимостная оценка – эффективный инструмент повышения отдачи минерально-сырьевого комплекса. *Вестник РАН*, 2002, № 1. 33-40.

Лимитовский М.А. *Инвестиционные проекты*: учеб.-мет. пособие. М., АНХ РФ, Изд-во Дело, 2004.

Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. М., Экономика, 2000.

Муслимов Р.Х. Основные положения энергетической стратегии России. *Бурение & нефть*. 2003. 12-14.

Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений РД-153-39-007-96. М., Минтопэнерго РФ, 1996.

Хавкин А.Я. *Геолого-физические факторы эффективности разработки месторождений углеводородов*. М., ИПНГ РАН, 2005.

Хавкин А.Я. Инвестиционная привлекательность нефтегазовых технологий. *Материалы V Конгресса нефтегазового промышленности России*. Казань, ЗАО «Новое знание», 2004. 109.

Хавкин А.Я. О классификации технологий воздействия на нефтяные пласты. *Наука и технология углеводородов*, № 1. 2002. 40–49.



Александр Яковлевич Хавкин
Зав. лабораторией ИПНГ РАН, профессор РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, д.т.н., автор научного открытия «Закономерность вытеснения нефти в пористых средах» и более 300 печатных трудов, в том числе более 30 патентов на способы разработки.