

УДК 338.4:622.3

А.Я. ХАВКИН,

доктор технических наук, заведующий лабораторией

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, г. Москва

УЧЕТ ГОСУДАРСТВЕННОЙ СОБСТВЕННОСТИ НА НЕДРА В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

В статье рассматриваются критерии нефтедобычи с учетом современных реалий. Проведено разграничение позиций недропользователя как арендатора недр и государства – как собственника.

Современное состояние экономики значительно отличается от 80-х годов XX в. В то время собственниками недр и добывающими нефть организациями были государственные предприятия. Сейчас появилось много негосударственных недропользователей. Поэтому экономические критерии нефтедобычи требуют учета современных реалий.

В соответствии с законом «О недрах» извлечение нефти должно быть как можно более полным и рациональным. Для извлечения нефти разработано множество технологий, которые продолжают совершенствоваться. Ограничением на возможности извлечения нефти являются экономические критерии – ведь если не задумываться о стоимости, то можно пробурить очень много скважин, закачать в них растворитель и извлечь почти 100% всего количества нефти в пласте, называемого «геологические запасы нефти».

Поскольку извлечь все геологические запасы не удастся, то введено понятие «извлекаемые запасы». Извлекаемые запасы на нефтяных объектах определяются достигаемой нефтеотдачей (то есть извлеченной долей геологических запасов) при окончании реализации проекта разработки месторождения.

К сожалению, в сегодняшних нормативных документах на проектирование разработки нефтяных месторождений экономические критерии окончания реализации проекта разработки нефтегазовых месторождений сформулированы с позиции арендатора недр – недропользовате-

ля, а не с позиции государства – собственника недр. При утверждении сроков разработки месторождений на основе этих критериев, огромное количество нефти и газа, которое вполне можно было бы извлечь при положительном экономическом результате разработки, остается в недрах. Такой подход не обеспечивает наиболее полное извлечение нефти из недр, а государство теряет доходы в бюджет и вынуждено тратить дополнительные средства на поиск новых месторождений и, что не менее затратно, на создание эффективных технологий доразработки месторождений.

В руководящем документе по проектированию разработки [1] рекомендуется сначала подсчитать технологическую нефтеотдачу «без экономических ограничений», то есть нефтеотдачу по варианту, обеспечивающему разработку с превышением доходов над расходами, необходимым уровнем добычи нефти и выполнением природоохранных мероприятий.

Затем для определения экономически обоснованного срока разработки традиционно рекомендуется вычислить на 20-50 лет вперед годовую разницу между стоимостью добытой нефти и затратами, называемую «годовой денежный поток» NV_t .

Для максимизации традиционного экономического критерия – превышения стоимости добытой нефти над затратами («накопленный дисконтированный доход недропользователя» NPV_T), – в регламентирующих документах предельным сроком разработки традиционно при-

нимается год T_M перед появлением отрицательного годового потока денежных средств после срока окупаемости проекта [1; 2]. Нефтеотдача в год T_M традиционно принимается как экономически обоснованная нефтеотдача, что также закреплено в регламентирующих документах.

Государство (через Центральную комиссию по разработке – ЦКР), заинтересованное в наиболее полной выработке месторождений, требует от недропользователя применять современные методы разработки месторождений, особенно в связи с ухудшением структуры разрабатываемых запасов.

При применении современных затратных технологий повышения нефтеотдачи традиционный экономический критерий («накопленный дисконтированный доход недропользователя» NPV_T) в ряде случаев будет меньше. Тогда недропользователь, исходя из критерия максимизации его дохода в регламентирующих документах, получает основание предлагать ЦКР утвердить вариант с малым количеством скважин без применения современных затратных методов увеличения нефтеотдачи, и поэтому с невысокой нефтеотдачей.

В связи с появлением негосударственных недропользователей в современных экономических условиях государственной собственности на недра, вопрос об экономической привлекательности проектов надо рассматривать не с позиций недропользователя (максимизация дохода недропользователя), а с позиций государства (максимизация нефтеотдачи) при гармонизации интересов государства и недропользователя [3; 4].

Гармонизация интересов государства и недропользователя может быть достигнута только на основе согласования государством и недропользователем величины реальной рентабельности разработки месторождения [4] на момент окончания добычи нефти при утверждении проектного документа на разработку (на той же ЦКР).

При реализации проекта разработки месторождения, когда государство выдает недропользователю лицензию на право разработки месторождения, важен не только накопленный до-

ход от реализации проекта, но и реальная скорость нарастания этих потоков – рентабельность проекта. Без этого сложно определить привлекательность проекта как объекта инвестиций средств, ведь рядом много других месторождений, да и других путей вложения средств.

Доход государства от реализации проекта составляют налоги, выплачиваемые недропользователем в зависимости от добычи нефти. Критерием максимизации доходов государства от реализации проекта является максимизация объема добытой нефти – нефтеотдача.

Традиционно рентабельность проекта определяется как рентабельность в некоем мнимом банке [1; 2]. Но можно вычислять реальную рентабельность с учетом реального роста денежной массы в реальном банке как на инвестиции и на вложенные в банк средства из проекта, так и при вложении средств из данного проекта в другой проект [4].

Рассмотрим пример применения водоизолирующей технологии для доразработки нефтяного месторождения, когда нефтеотдача уже составляет 12%. Динамика показателей приведена в таблице. В таблице приведены значения нефтеотдачи (КИН), обводненности продукции F , потока наличности NV_t , дисконтированного к началу периода накопленного потока наличности NPV_T , традиционной рентабельности (внутренней нормы доходности) проекта IRR , дисконтированного к текущему году накопленного потока наличности NFV_T , q_T – нормы роста накопленного дохода NFV_T ($q_T = NFV_T / NFV_{T-1} - 1$), реальной рентабельности $IRRR$, накопленного дохода государства (налоги) SV_T .

В соответствии с регламентами [1; 2] рекомендуемый период реализации инвестиционного проекта T_M равен пяти годам, когда достигается максимальный накопленный доход недропользователя $NPV_{T=5}$. Поэтому значения NV_t , NPV_T , NFV_T , NFV_T^+ отнесены к значению $NPV_{T=5}$. Накопленный доход государства (налоги) SV_T получен простым суммированием годовых значений дохода государства (налогов) SV_t , и значения SV_T нормированы к его значению при $T_M = 5$.

Таблица

Показатели реализации технологии

Годы	КИН	F	NV_t	SV_t	NV_t+SV_t	NPV_T	IRR	$IRRR$	SV_T
1	12,1	16	-13	28	15	-12	-	-	5
2	12,9	25	-18	79	61	-26	-	-	18
3	16,0	55	90	214	304	42	106	106	54
4	18,2	71	76	159	235	94	147	101	80
5	19,9	79	10	120	130	100	149	72	100
6	21,0	84	-7	82	75	96	148	55	114
7	22,3	87	-26	94	68	83	147	43	129
8	23,3	89	-61	69	8	54	146	31	141
9	24,0	90	-64	56	-8	27	145	21	150
10	24,7	91	-87			-7	12	6	
11	25,4	92	-109			-45	18	0	

Реальная рентабельность проекта $IRRR$ в год T_M (на пятый год) равна 72%, хотя рассчитанная традиционно определяемая рентабельность проекта в мнимом банке IRR равна 149% (табл.). Различие значений IRR и $IRRR$ весьма значимо в течение всего периода реализации проекта и даже после рекомендованного по традиционным экономическим критериям срока прекращения реализации проекта T_M . Такие завышенные значения «мнимой» рентабельности IRR приводят к перекосу в выборе рациональных технологий разработки.

В рассматриваемом примере технологическая нефтеотдача, определяющая «технологически извлекаемые» запасы, при обводненности продукции 99% составляет 30,6%. Экономически извлекаемые запасы – это такие запасы, затраты на извлечение которых равны полученным от продажи нефти средствам, то есть когда реальная рентабельность станет равной нулю. Экономически извлекаемые запасы достигаются в год T_3 (в нашем примере на одиннадцатый год) и будут определяться значением нефтеотдачи 25,4% при обводненности продукции 92% (табл.).

Уменьшение реальной рентабельности проекта до банковского процента q_B ограничивает срок рентабельно привлекательной разработки

месторождения, поскольку разрабатывать месторождение, если это будет давать доход меньше, чем в банке, невыгодно. Назовем рентабельно привлекательным сроком реализации проекта T_p , большим T_M , срок достижения реальной рентабельностью проекта значения максимума из норматива дисконтирования и банковского процента. В нашем примере при банковской норме $q_B = 10\%$ продолжать проект до 10 года нереально – в нашем примере $T_p = 9$.

Назовем извлекаемые запасы при рентабельно привлекательном сроке реализации проекта T_p реальноизвлекаемыми запасами. В нашем примере реальноизвлекаемые запасы в год $T_p = 9$ определяются нефтеотдачей 24% при обводненности продукции 90% (табл.). Видно, что реально извлекаемые запасы значительно больше традиционных «экономически обоснованных» извлекаемых запасов в год $T_M = 5$.

Реальная рентабельность проекта $IRRR$ в период между T_M и T_p будет уменьшаться от максимальной при T_M до достигаемой в год T_p – в нашем примере от 72 до 21% (табл.).

Основываясь на реальной рентабельности можно поставить вопрос о разработке месторождения не до максимального накопленного дисконтированного дохода недропользователя (то есть не до T_M), а дальше – до достижения

согласованной недропользователем и государством реальной рентабельности проекта IRR_R . При согласовании реальной рентабельности проекта разработки важно обеспечить гармоницию интересов недропользователя и государства. Утвержденный (согласованный) срок реализации проекта будет определяться максимизацией дохода заинтересованных сторон (недропользователя и государства). Ясно, что согласованный срок реализации проекта не будет больше T_p .

Выбор рационального варианта должен осуществляться на основе критерия рациональности. В современных условиях рациональная система разработки – это система, обеспечивающая разработку месторождения без нарушений экологических требований с реальной рентабельностью IRR_R существенно больше ставки дисконтирования средств (банковского кредита) q_b при учете взаимных интересов оператора по добыче нефти (максимизация NPV) и государства (максимизация КИН с учетом внешних факторов: переработки нефти, консервации месторождения и переобучения работников, энергопотребностей региона).

Выбор инвестора необходимо осуществлять в соответствии с требованиями инвестора по реальной внутренней норме доходности проекта IRR_{R_i} .

Например, если согласовать реальную рентабельность проекта на уровне 40% (что является весьма высоким значением рентабельности), то разработка месторождения в нашем примере будет продолжаться не до T_m , а до седьмого года, что на 40% дольше. Извлекаемые запасы при этом будут определяться нефтеотдачей 22,3%. Если же согласовать реальную рентабельность проекта на уровне 30%, что также является высоким значением рентабельности, то разработка месторождения будет продолжаться до восьмого года, что на 60% дольше, и извлекаемые запасы будут определяться нефтеотдачей 23,3% (табл.).

Следовательно, только за счет учета реальной рентабельности проекта и согласования ее значения недропользователем и государством, можно увеличить нефтеотдачу на 3-4%.

Расчеты показывают, что в нашем примере будут получены следующие дополнительные доходы в бюджет: накопленный доход государства вырастет на 29% при продолжении добычи до уровня реальной рентабельности 40% после ее максимального значения 72%, и на 41% при продолжении добычи до уровня реальной рентабельности 30% (табл.).

Выше был проанализирован вариант с отсутствием собственности государства в собственности недропользователя.

При 100%-ной собственности государства в собственности недропользователя значения SV_i и NV_i просто складываются. Как видно из таблицы, в этом случае суммарный поток наличности ($SV_i + NV_i$) будет положительным до восьмого года реализации проекта. Следовательно, максимальное значение накопленного дохода государства, являющегося недропользователем, будет достигаться не на пятый, а на восьмой год, обеспечивая нефтеотдачу 23,3% при обводненности продукции 89% (табл.).

При солидарном участии недропользователя и государства в инвестициях значения реальной рентабельности будут аналогичны вышеприведенным, но значения дохода государства SV_i будут увеличены в соответствии с долей государства в собственности организации-недропользователя.

При разделе продукции (то есть инвестиции делает недропользователь, а поток наличности делится в согласованной пропорции между недропользователем и государством), следует определить потоки наличности для недропользователя и государства, рассчитать реальную рентабельность проекта, а затем проанализировать варианты для согласования между недропользователем и государством уровня реальной рентабельности при прекращении реализации проекта.

Таким образом, реально извлекаемые запасы нефти больше традиционных «экономически обоснованных» извлекаемых запасов. Значения реально извлекаемых запасов (точнее величину нефтеотдачи при рентабельно привлекательном сроке реализации проекта T_p) и экономических извлекаемых запасов (точнее вели-

чину нефтеотдачи при экономически возможном сроке реализации проекта T_3) необходимо указывать в проектах так же, как и значения нефтеотдачи технологической («предельной» при обводненности продукции 99%) и нефтеотдачи «технико-экономической» в год T_m .

Решением круглого стола РАЕН «Проблемы взаимоотношения государства и нефтяного бизнеса», предложенные автором определения реально извлекаемых запасов рекомендовано ввести в практику [5].

Предложенный подход позволяет разъединить расчеты недропользователей и государства: недропользователи будут обосновывать значения реальной рентабельности при различных технологиях разработки, экономический блок Правительства РФ будет обосновывать приемлемые с позиции государства уровни реальной рентабельности для различных условий. Соединение этих расчетов будет происходить в ЦКР, где будут утверждаться варианты и сроки

разработки. При этом достигаемая нефтеотдача может вырасти на 3-4%.

Для учета в проектных документах современных представлений о критериях рентабельности проектов разработки необходимо подготовить новую редакцию регламентирующих документов.

Список литературы

1. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений РД-153-39-007-96. – М.: Минтопэнерго РФ, 1996. – 205 с.
2. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / Минэкономики РФ, Минфин РФ. – М.: Экономика, 2000. – 421 с.
3. Хавкин А.Я. Извлекаемые и трудноизвлекаемые запасы нефти // ТЭК. – 2002. – № 2. – С. 28-29.
4. Хавкин А.Я. Геолого-физические факторы эффективной разработки месторождений углеводородов. – М.: ИПНГ РАН, 2005. – 312 с.
5. Материалы круглого стола РАЕН «Проблемы взаимоотношения государства и нефтяного бизнеса» // Наука и технология углеводородов. – 2003. – № 2. – С. 47-49.

В редакцию материал поступил 05.05.08.