

НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

АПРЕЛЬ
APRIL

4'2005

В 2005 году журналу
исполняется 85 лет



Новые разработки
ОАО "НПО "Бурение"



НГДУ "Аксаковнефть"
50 лет

УЧАСТНИКИ ИЗДАНИЯ



УЧРЕДИТЕЛИ ЖУРНАЛА

МИНЭНЕРГО РФ



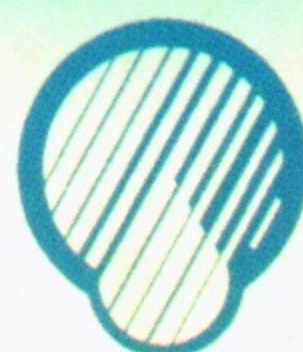
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
РОСНЕФТЬ



ОАО
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ



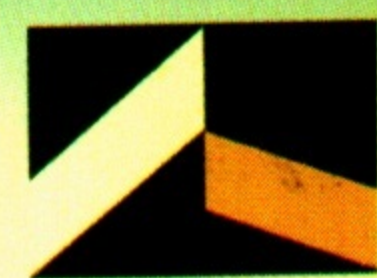
ОАО
ТАТНЕФТЬ



РМНТК
НЕФТЕОТДАЧА



НПО им. акад.
И.М. ГУБКИНА



АНК
БАШНЕФТЬ

ЖУРНАЛ ОСНОВАН В 1920 ГОДУ

Экономическая оценка остаточных запасов нефти и газа одного из месторождений Сирии

И.А. Пономарева,
Ю.Г. Богаткина,
Н.А. Еремин
(ИПНГ РАН)

Economic evaluation of oil and gas residual reserves of one of deposits of Syria

I.A. Ponomareva, Yu.G. Bogatkina, N.A. Eremin
(Institute of Oil and Gas Problems, Russian Academy of Science)

The basic methods and principles of an economic evaluation of variants of development of oil and gas residual reserves of one of deposits of Syria on model of the agreement on production division SRP are considered. Results of economic calculations, estimations of technological decisions and comparison on two variants of development are given. Positive NPV dynamics and high factor of investor internal profitability rate, calculated on an oil recovery increase that testifies to high efficiency of application of SRP mode and its appeal on the part of the investor is marked.

Для экономической оценки вариантов освоения остаточных запасов нефти и газа одного из месторождений Сирии была использована модель соглашений о разделе продукции (СРП). Экономический анализ проводился по двум технологическим вариантам: 1) базовому с 5%-ным годовым снижением добычи нефти, фактически реализуемому; 2) вновь проектируемому варианту с применением паротеплового воздействия, бурением горизонтальных скважин, проведением гидроразрыва и бурением боковых стволов в вертикальных скважинах.

Оценка вариантов и расчеты технико-экономических показателей выполнялись в соответствии с российскими и международными требованиями обоснования экономической эффективности инвестиционных проектов (Регламент составления проектных технологических документов РД-153-39-007-96, дополнение к нему по оценке разработки месторождений на условиях СРП, 1999 г., Методические рекомендации по оценке инвестиционных проектов 2000 г., методики STATOIL, British Petroleum, UNIDO) по методике, модели расчета экономических показателей вариантов разработки и оценке методов увеличения нефтеотдачи (МУН)¹. Исходной информацией для расчетов являлись геолого-технологические параметры вариантов разработки, рассчитанные специалистами на 20 лет, начиная с 2005 г, а также экономические удельные нормативы капитальных вложений в расчете на добывающую скважину (бурение, нефтепромысловое обустройство и оборудование, не входящее в сметы строек), удельные нормы и эксплуатационные расходы по элементам сметы затрат.

При оценке внедрения новых МУН они рассматривались как новый вариант разработки месторождений. Использование такого подхода позволяет получить полную и однотипную технико-экономическую характеристику вариантов как без метода, применяемого за базу сравнения, так и с ним, учитывающим особенности формирования затрат каждого МУН.

Экономическая эффективность метода увеличения нефтеотдачи определялась из сравнения технико-экономических показателей варианта с учетом нового метода, обеспечивающего прирост дополнительной добычи от-

носительно базового варианта. Экономические показатели по вариантам и МУН рассчитаны по годам разработки и за контрактный период с использованием методики и программных средств для решения технико-экономических задач в инвестиционных проектах.

В альтернативном механизме налогообложения по модели СРП были предусмотрены договорные отношения между государством и инвестором. В условиях обычного налогового режима разработка малорентабельного месторождения не обеспечила инвестору нормативной доходности и являлась убыточной. При применении режима СРП предполагалось распределение

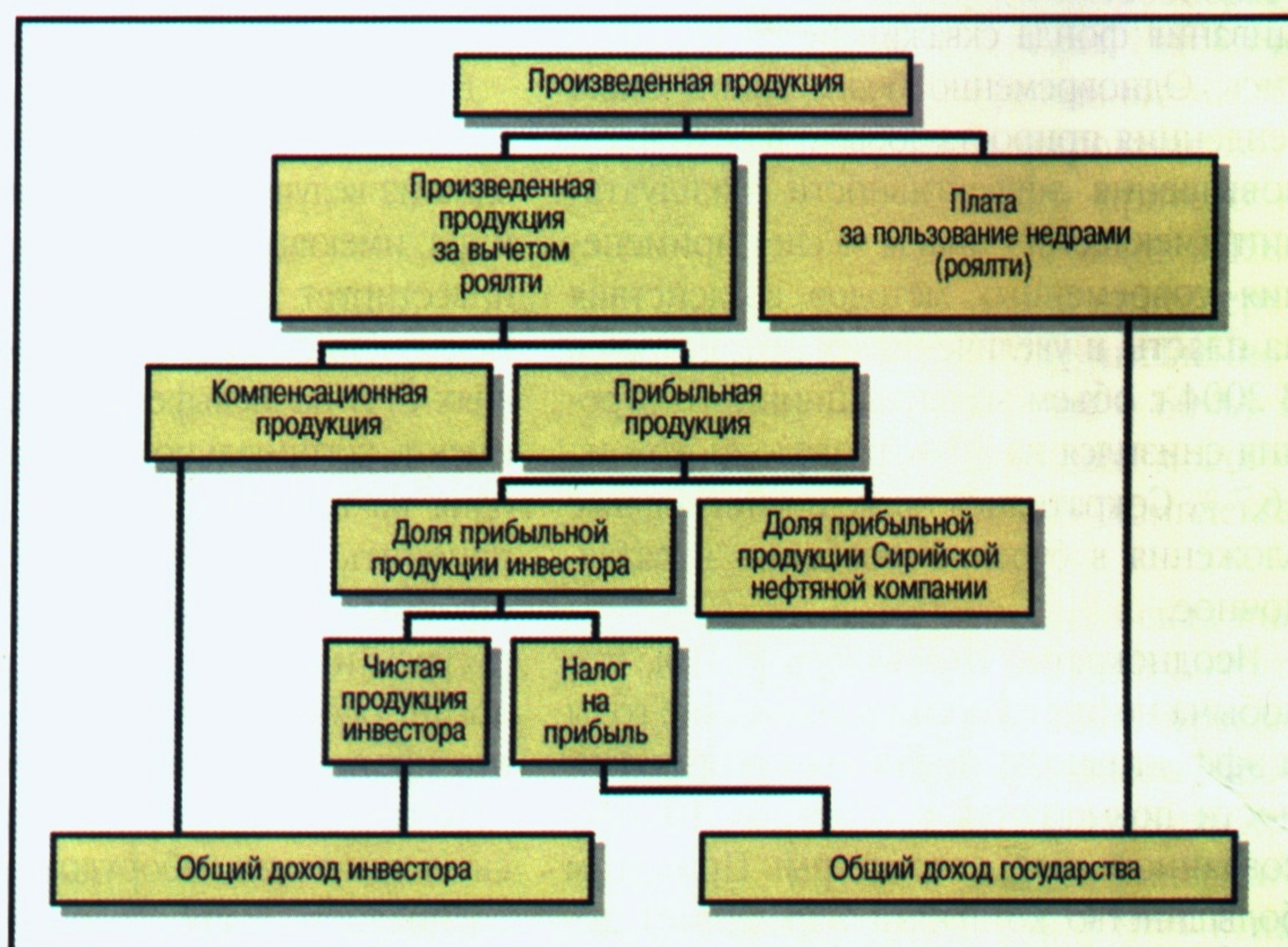


Рис. 1. Схема раздела продукции между государством, инвестором и Сирийской нефтяной компанией

¹Желтов Ю.П., Золотухин А.Б., Пономарева И.А. Методы прогнозирования развития нефтегазового комплекса. - М.: Наука, 1991. - 230 с.

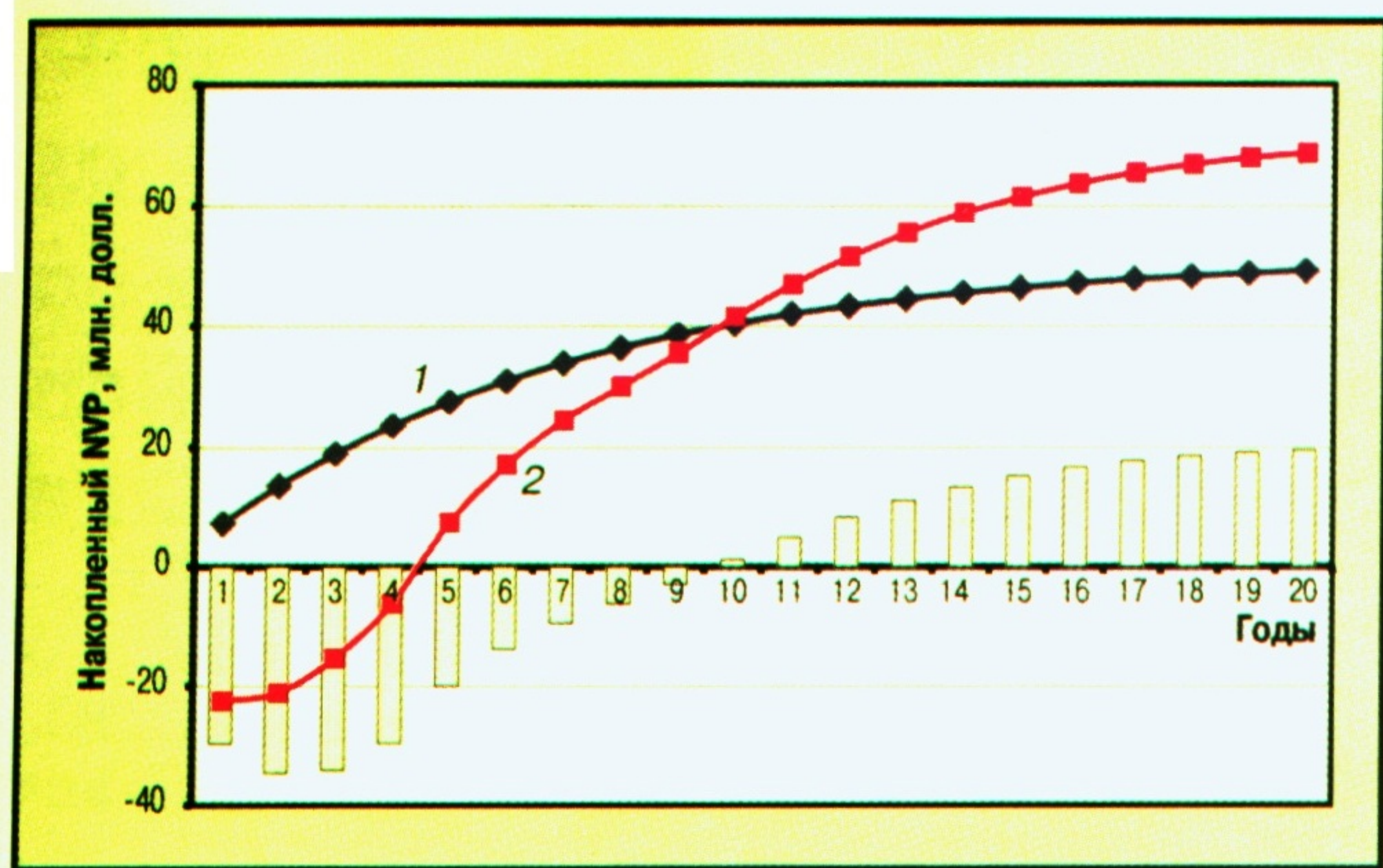


Рис. 2. Динамика накопленного NPV по базовому (1) и рекомендуемому (2) вариантам

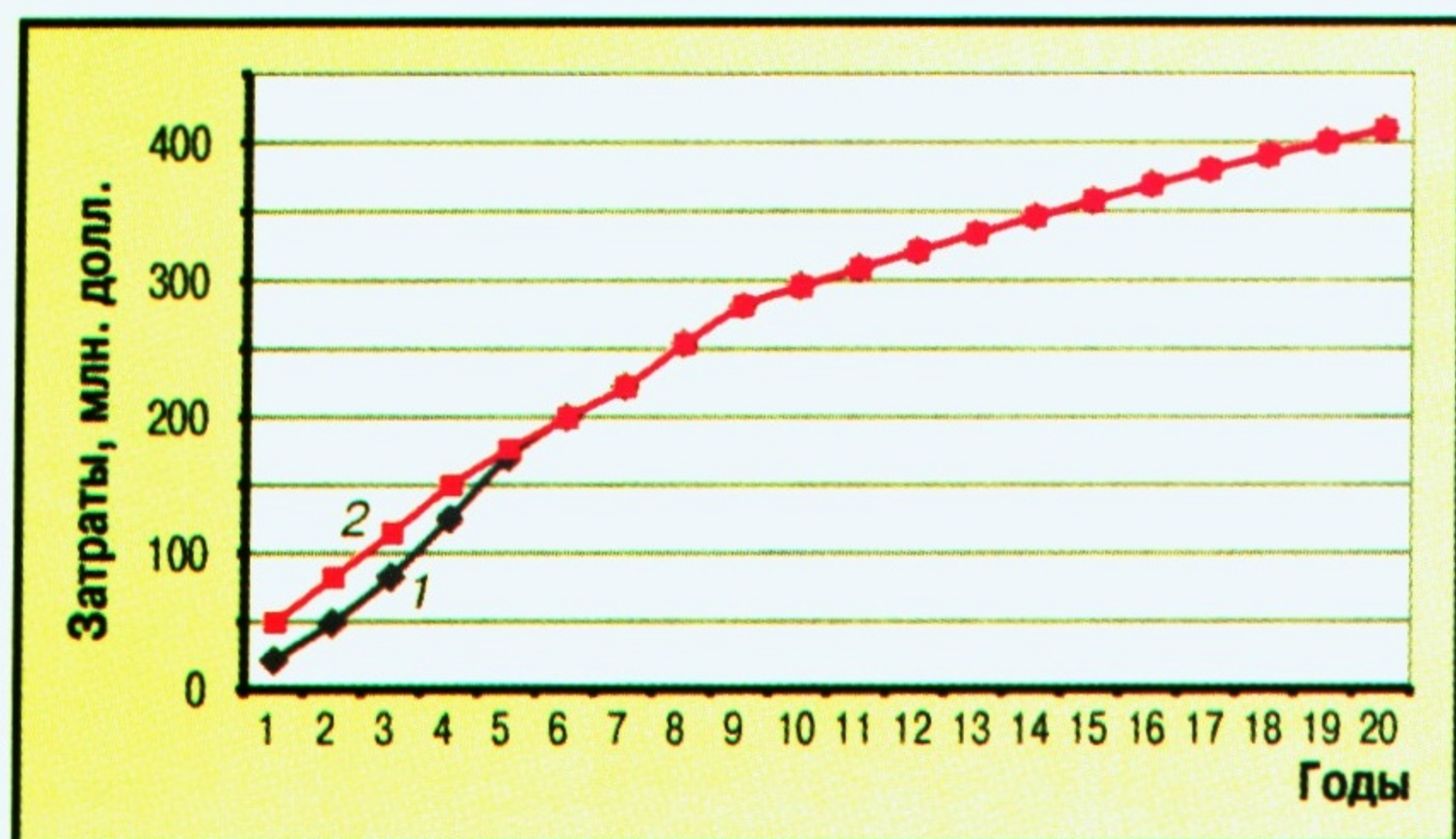


Рис. 3. Динамика возмещенных (1) и текущих (2) затрат

дохода со снижением доли государства в пользу инвестора. Модель СРП, использованная на одном из низкодебетных месторождений Сирии, приведена на рис. 1.

Для реализации модели были приняты следующие устойчивые цены: на нефть - 107 долл./м³, на газ - 60 долл./1000 м³. При расчетах экономических показателей учтены следующие нормативные отчисления: роялти в размере 12,5 % и налог на прибыль 35 %. Распределение прибыльной продукции составляет 35,5 % инвестору и 64,5 % Сирийской нефтяной компании при максимальных компенсационных затратах 60 %. Экономические расчеты и оценка вариантов проводились с нормой дисконта 10 %, которая наиболее распространена в проектах по разрабатываемым месторождениям.

Для оценки вариантов применен многокритериальный подход с расчетом системы экономических показателей - накопленного чистого дисконтированного дохода NPV, внутренней нормы рентабельности и срока окупаемости, выступающих в качестве критериев. Основой для определения критериев эффективности по вариантам является прогнозируемый поток денежной наличности, связанный с реализацией инвестиционного проекта. Из указанных оценочных показателей определяющим является чистый дисконтированный доход, отражающий накопленные за проектный период потоки денежной наличности. Экономическая сущность критерия основывается на рыночной категории - товарной стоимости запасов (активов), заключенных в недрах и доказанных геолого-разведочными работами. Они должны эффективно использоваться на взаимовыгодных условиях инвестором, Сирийской нефтяной компанией и государством для получения максимального дохода. Ожидаемый при этом максимальный накопленный чистый дисконтированный доход по вариантам разработки месторождения позволяет определить стратегию освоения запасов нефти, выполнить прогноз добы-

чи нефти по оптимальному варианту, установить соответствующую ему конечную нефтеотдачу и срок ее достижения (при используемых технике и технологии добычи нефти, действующей конъюнктуре рыночных цен на нефть и существующем налогообложении).

На стадии составления проекта разработки для находящегося с 1977 г. в эксплуатации месторождения, на котором созданы производственные мощности, капитальные вложения включают затраты на расширение и реконструкцию действующих промышленных объектов, а также на строительство новых. В связи с этим в расчетах капитальных вложений учтены затраты на бурение новых горизонтальных скважин, их оборудование для эксплуатации, подключение к системам сбора, транспорта, хранения нефти и газа, а также на бурение боковых стволов в вертикальных скважинах. Так как добыча нефти и жидкости по вновь проектируемому варианту превышает ранее достигнутые (максимальные) в базовом варианте, дополнительно в расчеты включены затраты на расширение системы сбора, транспорта, подготовки и хранения нефти и газа, а также учтены дополнительные затраты на ЛЭП, КИП, автоматизацию, строительство внутрипромысловых дорог (подъездов) к новым скважинам, ДНС, КСП и базам обслуживания.

В связи с внедрением паротеплового воздействия во вновь проектируемом варианте были определены капитальные вложения на парогенераторы, паропроводы, водоснабжение и др. При их расчете предусмотрены дополнительные затраты непроизводственного назначения в объекты социальной инфраструктуры.

Эксплуатационные затраты на добычу нефти по вариантам разработки рассчитаны в разрезе сметы затрат по однородным экономическим элементам (заработная плата, ремонтные работы, вспомогательные материалы, топливо, энергия, затраты на заправку пара, прочие эксплуатационные расходы и платежи в составе себестоимости добычи нефти). По базовому варианту не предусмотрен ввод новых мощностей, поэтому в расчетах учтены только эксплуатационные затраты, включая ликвидационные отчисления. При расчете затрат по вновь проектируемому варианту по договоренности сторон были учтены затраты на минимальные финансовые обязательства на начальный период (на 2005 и 2006 г.) и включены затраты на бонус подписания в 2005 г. и производственный бонус в 2009 г.

Результаты экономических расчетов, оценок технологических решений и сравнение по вариантам разработки за контрактный срок представлены на рис. 2, 3. Накопленный NPV, рассчитанный по базовому и проектируемому вариантам, а также под прирост дополнительной добычи нефти, относительно базового имеет положительную динамику (см. рис. 2). Начиная с пятого года разработки компенсационные затраты полностью покрывают необходимые издержки (см. рис. 3)

Как следует из сравнения полученных экономических показателей, наиболее эффективным является проектируемый вариант с МУН. При этом дополнительный доход государства, Сирийской нефтяной компании и инвестора составляет соответственно 32, 51 и 17 %. Внутренняя норма рентабельности инвестора, рассчитанная также под прирост добычи, равнялась 22 %, что соответствует высокой эффективности проекта, срок окупаемости 9 лет.

Проектные решения позволили увеличить добычу нефти на 8,2 млн. т, поэтому вариант с МУН был рекомендован для дальнейшей разработки месторождения.

Таким образом, для реализации рекомендуемого варианта инвестор вложит денежные средства, начиная с 2005 г. и ему будут оказываться техническое содействие и услуги в течение срока действия СРП.