ООО «Интситут геолого-экономических проблем»
ОАО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых»\
РАЕН

Методические проблемы учета государственной собственности на недра при качественной оценке ресурсов и подсчете запасов углеводородов

Козловский Е.А., Хавкин А.Я., Горохов С.Л.

Москва- 2013

- Государство должно контролировать освоение национальных энергоресурсов с целью их охраны и рационального использования [1].
- Защита государственных интересов по наиболее полному извлечению нефти через применение экономических критериев, обеспечивающих высокий уровень нефтеизвлечения – это главный государственный вопрос. Должна обеспечиваться гармонизация интересов недропользователя и государства, как владельца недр. Поэтому должны быть разработаны стимулирующие критерии для недропользователя, направленные на более полное извлечение нефти за весь период эксплуатации месторождения при высокой экономической доходности недропользователя на вложенные инвестиции [2-4].

- В настоящее время, месторождения углеводородного сырья относятся к специализированной недвижимости, являющейся согласно законодательству РФ государственной собственностью. Специальный характер оцениваемого объекта недвижимости исключает его прямую продажу на открытом рынке в силу законодательных ограничений на сделки купли-продажи с месторождениями. Стоимостная оценка участков недр предусмотрена статьей 23.1 Закона «О недрах», а так же статьей 8 ФЗ № 135-ФЗ «Об оценочной деятельности в Российской Федерации». Рынок данного вида недвижимости имеет существенные ограничения, выражающиеся в высокой степени его государственного регулирования [8].

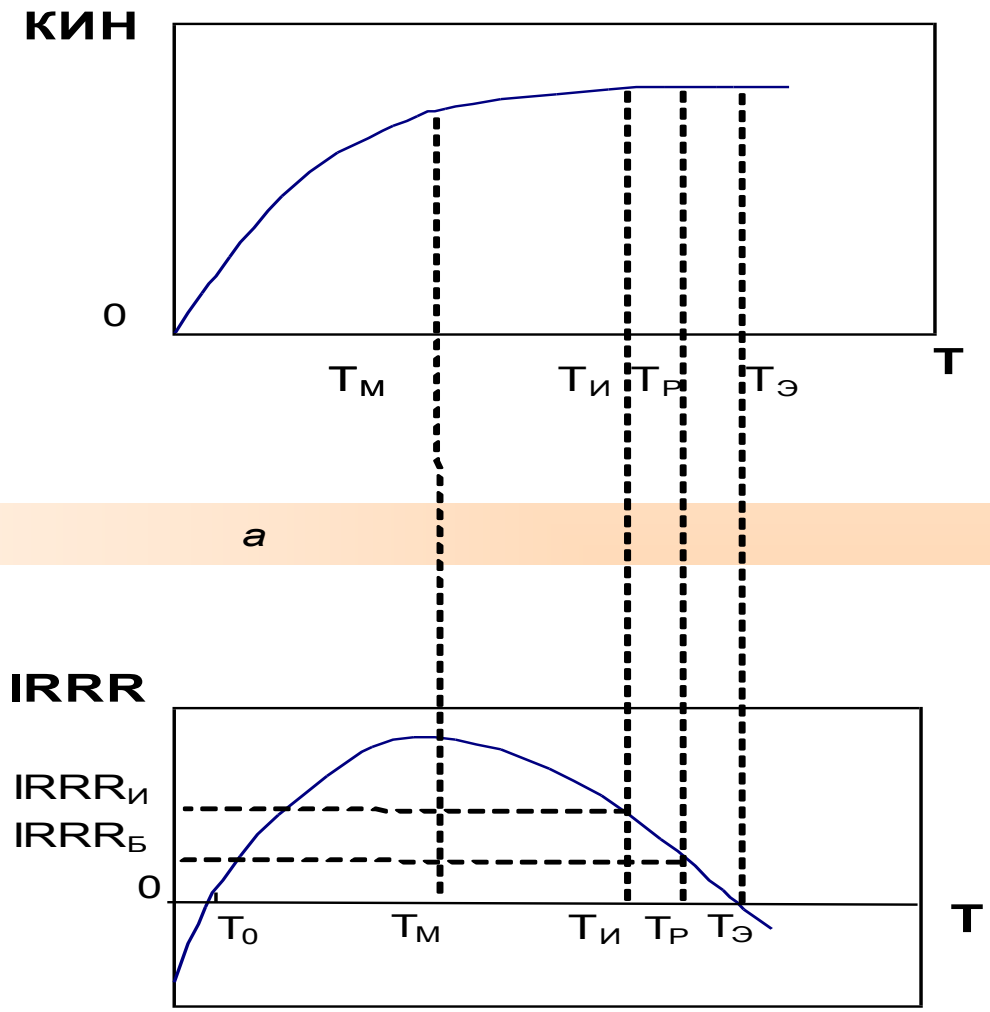
Предложения состоят в следующем:

- 1. Экономическую оценку нефтегазовых объектов шельфа следует выполнять с учетом критериев и показателей новой Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, которая вступила в силу с 2012 года, и Методических рекомендаций по ее применению.
- Расчет ВНР должен проводиться с учетом процентов на вклады в реальном банке, что уменьшает традиционную ВНР практически в 2 раза.
- 2. Методические рекомендации по применению классификации не в полной мере учитывают особенности поисково-разведочных и эксплуатационных работ на шельфе и возможные риски, возникающие при освоении морских ресурсов нефти и газа, в связи с чем, нуждаются в дополнительной доработке.

- 3. Методические рекомендации оценки месторождений углеводородного сырья должны отвечать принятым в мировой практике принципам эффективности инвестиций и учитывать следующие особенности:
- - горно-технологические параметры объектов оценки, определяющие технологию подготовки и разработки запасов;
- - экономико-географические параметры территории расположения оцениваемого объекта (климатические условия, наличие объектов инфраструктуры, удаленность от потребителей добываемого сырья, объем капитальных и эксплуатационных затрат и др.);
- - современные параметры рынка (спрос, предложение, цена реализации минерального сырья, темп инфляции, ставка рефинансирования ЦБ), определяющие эффективность освоения объектов оценки для недропользователей и государства;
- - социально-экологические параметры (потребность страны в данном минеральном сырье, перспективы развития горнопромышленных регионов, рациональное и комплексное использование природных ресурсов);
- - вероятностный характер геолого-технологических параметров, волатильность сырьевого рынка и возможность изменений в сфере законодательства.

- 4. Нужно учитывать противоречие между вероятностным характером прогнозной оценки и обязательностью ее выражения конкретной точечной величиной. Неопределенность рассчитанных результатов обычно остается за строкой официальных документов. Результаты расчетов должны приводиться с указанием их вероятности. Такой подход широко и эффективно практикуется за рубежом.
- 5. При формировании макета будущего методического руководства следует ориентироваться на создание единой общероссийской схемы количественного прогноза нефтегазоносности.
- 6. Расчеты следует проводить с учетом государственной собственности на недра. Это означает, что стоимость нефтегазовых объектов весьма зависит от их географического положения, общественных интересов в регионе, наличие уже эксплуатируемых других углеводородных ресурсов в данном регионе.

Зависимости от времени Т значения КИН (а) и реальной рентабельности IRRR (б).



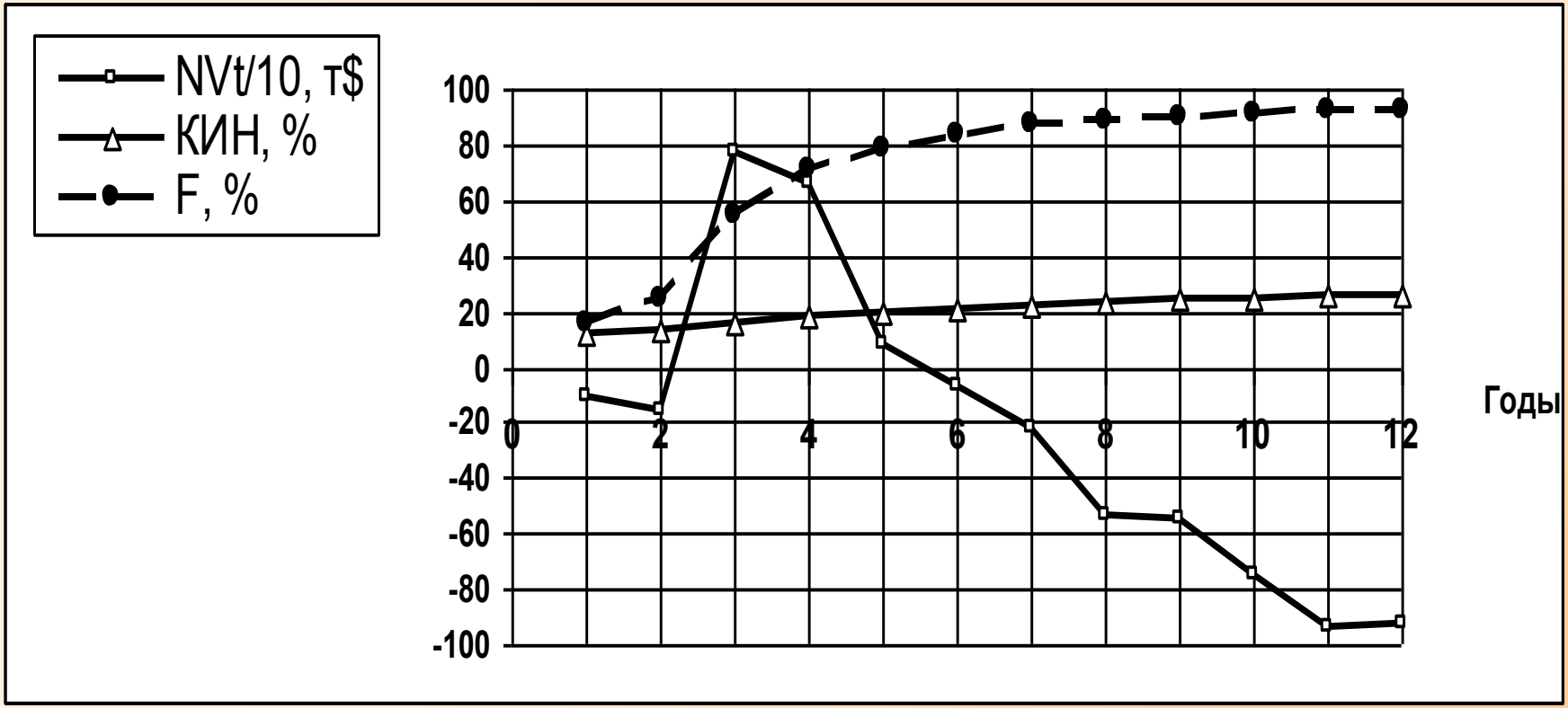
Классификация извлекаемых запасов

- Технологически извлекаемые запасы определяются предельными технологическими возможностями извлечения *при выбранной технологии*.
- Традиционные «технико-экономические» извлекаемые запасы определяются условием $IRRR_{TM} = \max$.
- Рентабельноизвлекаемые запасы определяются условием $IRRR_{TE} = 0$.
- Реальноизвлекаемые запасы определяются условием $IRRR_{Tp} = q$.
- Экономически трудноизвлекаемые запасы определяются условием $IRRR_{TM} < q$ при любой технологии.

- **В публикациях ЛУКОЙЛа прямо ставится вопрос о необходимости составления проектной документации только на те запасы, добыча которых рентабельна с учетом конъюнктуры рынков сбыта, а также стоимости услуг и оборудования** (Стратегия нефтяной компании ОАО «ЛУКОЙЛ» в области применения методов повышения нефтеотдачи пластов / *Р.У. Маганов, А.А. Новиков, Д.К. Челоянц, И.Э. Мандрик* // Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти. Тр. 12-ого Европейского симпозиума «Повышение нефтеотдачи пластов», Казань, **2003**, с.336–343.). В нашей терминологии – на реальноизвлекаемые запасы.
- **Однако определить рентабельность разработки без составления проектной документации нельзя.**

Динамика технико-экономических показателей технологии

Традиционно делается вывод, что применение данной технологии рентабельно до 5-го года, потому что на 6-й год *NV* отрицательно. $КИН_{T=5}$ считается экономически обоснованным *КИН*.



Зависимости (в процентах от максимальной накопленной дисконтированной прибыли недропользователя):

1 – годовой дисконтированной прибыли недропользователя NVt ,

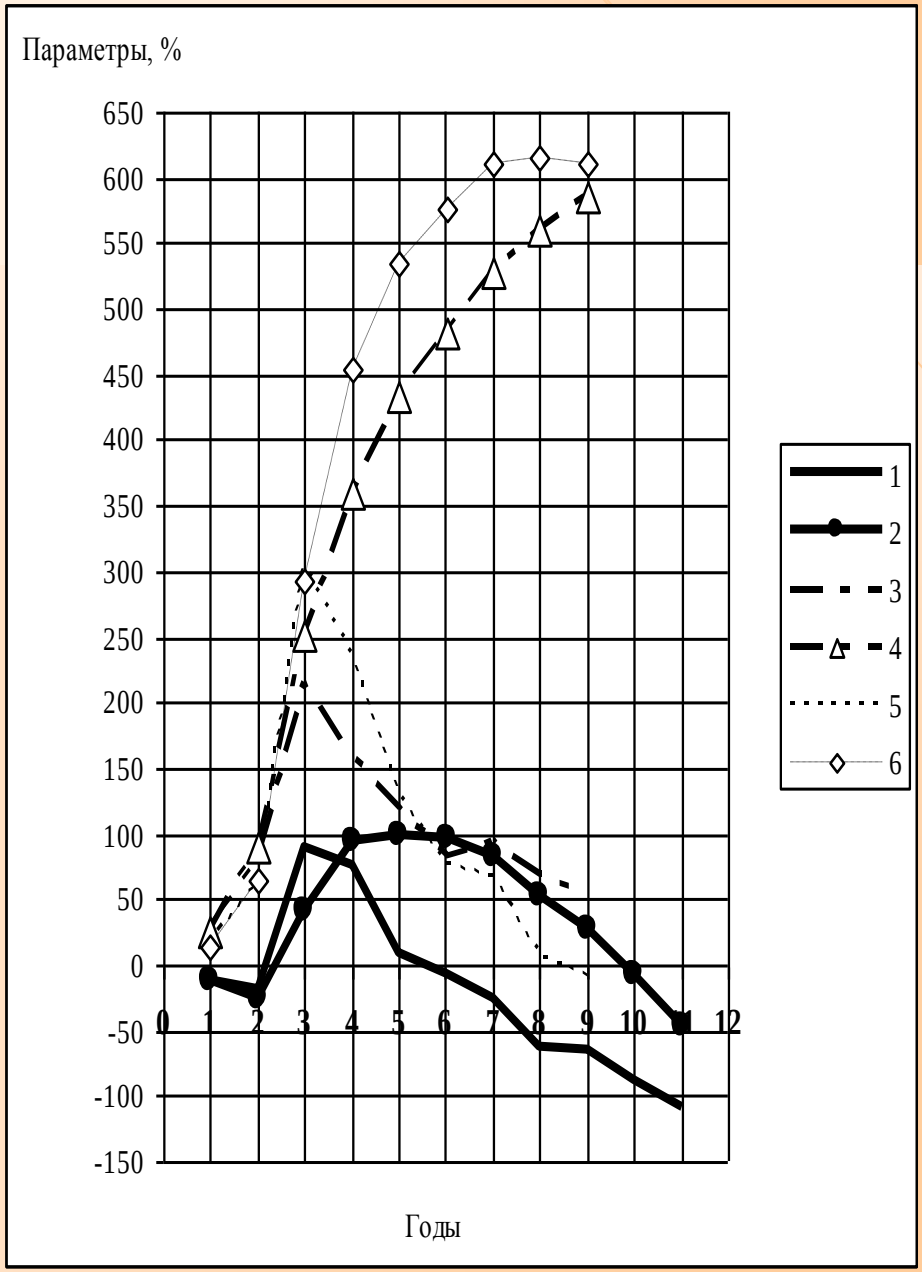
2 – накопленной дисконтированной прибыли недропользователя NPVT,

3 – годовой дисконтированной прибыли государства в виде налогов SVt,

4 – накопленной дисконтированной прибыли государства SPVT ,

5 – годовой суммированной дисконтированной прибыли недропользователя и государства NVt + SVt ,

6 – накопленной суммированной дисконтированной прибыли недропользователя и государства NPVT + SPVT .



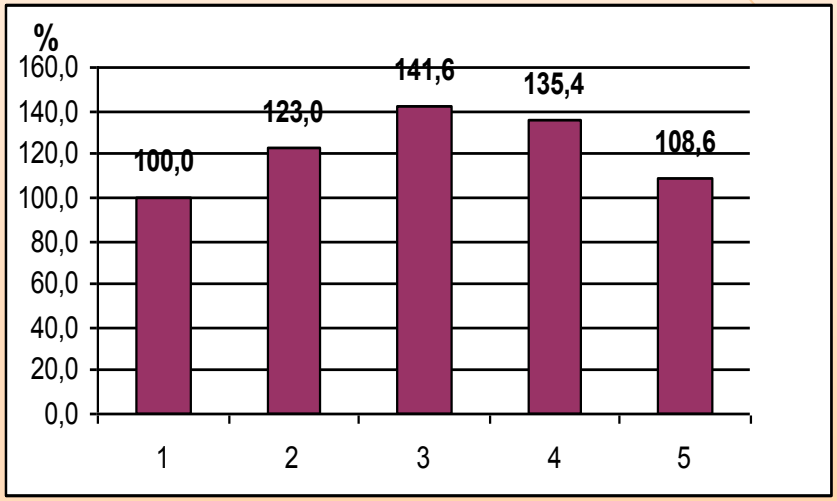
Изменения суммарной накопленной дисконтированной прибыли государства (в процентах от максимальной накопленной дисконтированной прибыли государств без учета государственной собственности на недра, т.е. обеспечении максимальной доходности недропользователю – вариант 1),

2 – при недропользователе со 100%-ной государственной собственностью и прекращении проекта в год максимального накопленного дисконтированного дохода недропользователя,

3 – при недропользователе со 100%-й государственной собственностью и продолжении проекта до максимального накопленного дисконтированного дохода государства (NPVT + SPVT),

4 – при 50%-й государственной собственности недропользователя и продолжении разработки до максимальной накопленной дисконтированной прибыли государства с компенсацией другим 50%-там собственников недропользовател убытков за период отрицательных потоков наличности недропользователя (0,5·NPVT +SPVT),

5 – при компенсации недропользователю убытков за период отрицательных потоков наличности и обеспечении недропользователю 30%-ной доходности за этот период.



Показатели экономической эффективности разработки ГКМ на истощение (варианты 1, 2) и с применением сайклинг-процесса при налоговых льготах (варианты 3-5) / Тер-Саркисов Р.М. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов // М., Недра, 2005, с. 396-402.

Показатели	Варианты				
	1	2	3	4	5
Капитальные вложения, млн. $	**320**	**458**	**739**	**739**	**739**
в том числе возмещаемый НДС, млн. $	49	70	113	113	113
Текущие эксплуатационные затраты, млн. $	114	193	307	319	316
Чистый доход, млн. $	470	269	567	642	266
Чистый дисконтированный доход (*NPV*), млн. $	164	110	81	75	11
Период инвестирования (*TI*), лет	2	2	2	2	2
Период рентабельной разработки (*TM*), лет	15	8	16	19	9
Внутренняя норма доходности (*IRR*), %	**24,6**	**22,9**	**14,1**	**13,6**	**10,8**
Индекс доходности (*PI*)	1,6	1,3	1,1	1,1	1,1

Анализ экономической эффективности разработки ГКМ на истощение (варианты 1, 2) и с применением сайклинг-процесса при налоговых льготах (варианты 3-5)

Показатели	Варианты				
	1	2	3	4	5
***DAFP* , млн. $**	273	367	810	750	110
NFV при T = TM, млн. $	829	285	450	555	31
DAFF , млн. $	331	444	980	907	133
NFV^+ при T = TM, млн. $	2210	1236	4954	6105	345
NFV^+ */DAFP*	8,09	3,37	6,12	8,14	3,14
***IRRP*, %**	**13,1**	**12,9**	**10,6**	**10,5**	**11,0**
NFV^+ */DAFF*	6,68	2,79	5,05	6,73	2,59
***IRRF*, %**	**13,5**	**13,7**	**10,6**	**10,5**	**11,1**
***IRRR=(IRRP+IRRF)/2*, %**	**13,3**	**13,3**	**10,6**	**10,5**	**11,1**

- **Для реализации рациональной разработки недр**, законодательство РФ должно опираться не на понятие «технологически трудноизвлекаемые запасы», а на понятие «**экономически трудноизвлекаемые запасы**».
- Поскольку экономические оценки основаны на расчетах эффективности применяемых технологий, то тогда все составляющие понятия «трудноизвлекаемые запасы» (технологическая, экономическая и правовая) будут нацелены на повышение выработки пластов и дохода государства.

- **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 технологические варианты и сроки разработки по критерию реальной рентабельности.

- Для учета в проектных документах современных представлений о критериях рентабельности проектов разработки и наиболее полного извлечения углеводородов из недр, необходимо подготовить новую редакцию регламентирующих документов.
- А именно: необходимо подготовить **технический регламент на обоснование рациональной технологии извлечения углеводородов из недр.**

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!