



Г.В. Лубяницкий
ООО «Петрокон»¹
главный эксперт
член ЦКР Роснедра по УВС
gv151@mail.ru

Экономический анализ разработки месторождений УВС и Правила подготовки ПТД



¹Россия, 115162, Москва, ул. Хавская, 11

Выбор варианта разработки месторождения УВС, обоснование объема рентабельных запасов и профиля добычи производится с использованием экономического анализа проекта освоения запасов УВС. Автор рассматривает общеэкономический фон осуществления таких проектов, а также требования, предъявляемые к ним нормативно-правовыми документами

Ключевые слова: разработка месторождений УВС; нормативно-правовые документы; макроэкономический фон; цена на нефть; технико-экономические показатели; экономический анализ проектных решений

Автор выражает благодарность ведущему эксперту ООО «Петрокон» Т.Н. Камушкиной за помощь в подготовке материалов для статьи.

В ыбор варианта разработки месторождения УВС, обоснование объема рентабельных запасов и профиля добычи производится с использованием экономического анализа проекта освоения запасов УВС.

Рассмотрим общеэкономический фон осуществления таких проектов, а также требования, предъявляемые к ним нормативно-правовыми документами.

Макроэкономический фон и поступления по проекту

Денежные поступления недропользователю по проекту зависят, помимо прочего, от цены нефти на мировом рынке, курса рубля к доллару США и действующего налогового режима.

В связи со значительными сроками осуществления проектов освоения месторождений УВС рассмотрим динамику цен на нефть за сопоставимый с такими сроками период.

Темпы роста мировой добычи нефти, начиная с 80-х гг. прошлого века существенно изменились (**табл. 1**). Если, начиная с 1950 г., в течение почти 30 лет объем добычи нефти удваивался каждые 10 лет, то с 1980 г. по настоящее время рост добычи (и, соответственно, потребления) резко замедлился и составляет около 10% каждое десятилетие.

Динамика нефтяных цен на последний год десятилетия (использована цена марки *Brent* или аналога), выраженная для сопоставимости в постоянных ценах 2016 г. (**рис. 1**), говорит о том, что бурный рост добычи привел к резкому увеличению цены барреля к концу семидесятых – началу восьмидесятых годов.

За последние 30 лет среднегодовая цена барреля нефти находилась на уровне около 50 долларов, со значительным колебанием в обе стороны: от 18 до 116 долларов (все данные – в ценах 2016 г.). При этом цены на нефть начала 1980-х гг. немногим отличаются от цен 2011–2013 гг., если привести их в сопоставимый вид (использованы данные статистического агентства *EIA* и компании *BP*).

Цены на нефть *Urals* (в долларах за баррель) в 2017 г. снизились по сравнению с 2013 г. в 2

раза, в тоже время, если цену барреля выразить в рублях (**табл. 2**), снижение составит только 10%.

Курс рубля, находившийся в 2002 г. на уровне 31 руб/\$ при цене барреля *Urals* 24 доллара, после небольшого периода укрепления вернулся на тот же уровень, но уже при цене 111 долл/барр в 2012 г. Можно сказать, что поступления от продажи нефти (до их раздела между государством и недропользователем) росли пропорционально цене барреля в долларах с коэффициентом 31.

На новый уровень стоимости доллара вышла после падения цен в 2014 г., причем этот уровень сохраняется и при повышении цен: доллар США в среднем в 2015 г. стоил около 60 руб. при цене *Urals* 51 долл/барр и в настоящее время (май 2018 г.) стоит примерно столько же при цене нефти около 80 долл/барр.

Часть выручки от реализации нефти изымает государство в виде НДС и экспортной пошлины [3, 4]. Доля изъятия зависит от уровня нефтяных цен (**табл. 3**) и в результате после этих платежей недропользователю (инвестору) остается 7,5–9,9 тыс. руб. с тонны нефти (информация приведена для полного налогообложения проекта, влияние налоговых льгот на рентабельность технологических решений не является предметом рассмотрения данной статьи). Эта сумма идет на погашение текущих затрат, оставшихся налогов и оплату инвестиций.

Поступления государству при изменении уровня цен меняются более драматически, особенно при падении ниже 50 долларов за баррель.

Экономические критерии оценки запасов УВС

Понятие «проектный срок разработки» в Правилах подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья [2] в целом сохранилось, претерпев небольшие уточнения по сравнению с действующими Временными методическими рекомендациями по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (ВМР) [1].

Таблица 1.
Мировая добыча нефти в мире

Годы	1950	1960	1970	1980	1990	2000	2010	2016
Добыча нефти, млн т	549	1105	2358	3092	3175	3620	3977	4382
Изменение за период, раз		2,01	2,13	1,31	1,03	1,14	1,10	1,11

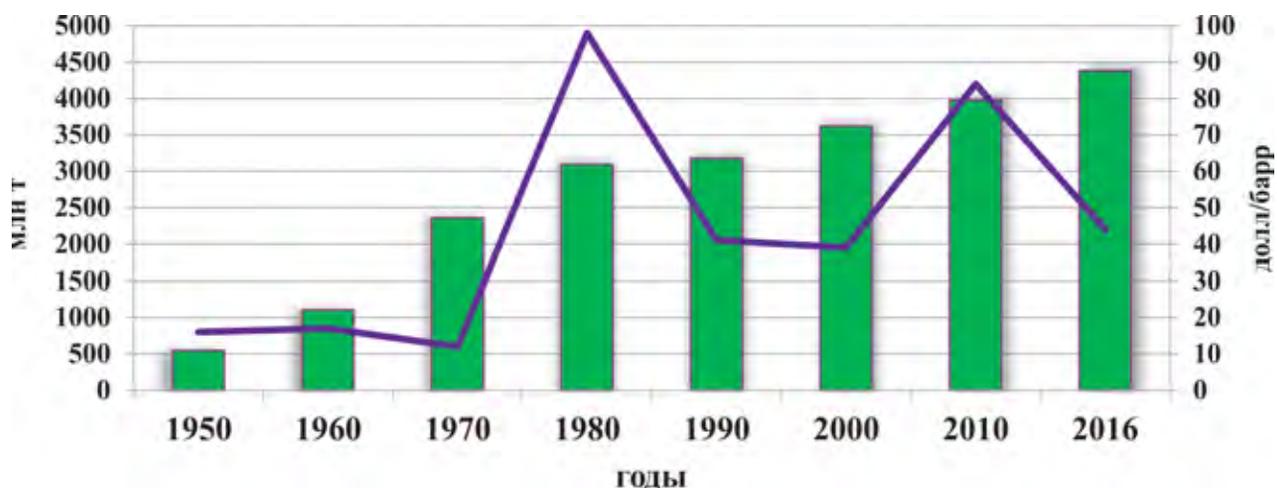


Рис. 1.
Объем добычи и цена нефти

Для нефтяных скважин технологические расчеты ведутся до достижения обводненности 98%, дебита по нефти 0,5 т/сут (*табл. 4*).

Как соотносятся проектный и экономически оправданный срок разработки месторождения?

Доходы от реализации добываемого УВС должны, как минимум, покрывать текущие затраты и налоги, т.е. ежегодный денежный поток от операционной деятельности должен быть неотрицательным (критерий 1).

Связь между удельными текущими затратами на 1 т нефтесодержащей жидкости и предельной рентабельной обводненностью показана в *табл. 5*. Следует отметить, что использование в расчетах норматива затрат, например 750 руб. на 1 т жидкости, само по себе, вне зависимости от величины дебита по нефти и удельных затрат на 1 действующую скважину, делает дальнейшую эксплуатацию скважины с обводненностью 90%.

Предельные рентабельные дебиты нефти для разных уровней обводненности, рассчитанные для условий ХМАО, демонстрируются

в *табл. 6*. В расчетах использованы средние по региону удельные текущие затраты (этот показатель может существенно различаться по проектам, реализуемым в одном регионе). Оценка проводилась с учетом снижения ставки НДС в соответствии с коэффициентом выработанности запасов и исходя из предположения о том, что уровень обводненности и степень выработанности совпадают. Предельный рентабельный дебит при этих предпосылках находится на уровне 1,4–1,9 т/сут.

Возникает вопрос: каков же уровень удельных текущих затрат на 1 добывающую скважину для достижения рентабельного дебита 0,5 т/сут. Ответ содержится в *табл. 7*: уровень таких затрат не превышает 1,4 млн руб. в год на нефтяную скважину. В ХМАО среднее значение этого показателя около 4 млн руб. на 1 скважину в год, а в некоторых регионах Урало-Поволжья – ниже 1,4 млн руб.

Правилами проектирования предусмотрено применение других условий выбытия скважин из эксплуатации, если эти условия обоснованы

Таблица 2.
Динамика цены на нефть сорта *Urals* и курса доллара США (по данным ФНС России)

Год	Средний уровень цен нефти, долл/баррель	Среднее значение курса доллара	Средний уровень цен нефти, руб/баррель
2002	23,7	31,3	744
2007	69,4	25,6	1769
2012	110,6	31,1	3438
2013	108,0	31,8	3437
2014	97,6	38,4	3749
2015	51,0	61,0	3110
2016	41,6	67,1	2763
2017	53,1	58,3	3098

Показатели	Цена нефти, долл/барр			
	25	50	75	100
Цена нефти, долл/т	182,5	365	547,5	730
Курс рубля к доллару, руб/долл	80	60	60	50
Таможенная пошлина, долл/т	29,2	84,0	138,7	193,5
Остаток после уплаты таможенной пошлины				
долл/т	153,3	281,1	408,8	536,6
руб/т	12 264	16 863	24 528	26 828
Транспорт экспортируемой нефти, руб/т	2000	2000	2000	2000
Чистая цена нефти, руб/т (цена на внутреннем рынке в соответствии с Методическими рекомендациями...)	10 264	14 863	22 528	24 828
НДПИ, руб/т	2817	7394	12 676	14 965
Остаток после уплаты НДПИ, руб/т	7447	7469	9852	9863
Поступления государству (НДПИ и таможенная пошлина), руб/т (при условии реализации 50% нефти на внешнем рынке)	3985	9913	16 837	19 801

Таблица 3.
Влияние нефтяных цен и курса рубля к доллару на поступления по проекту

(табл. 4, последний абзац). Например, далеко не всегда целесообразно, как с технологической, так и с экономической точки зрения, ждать момента, когда скважина достигнет 98% обводненности, чтобы перевести ее на другой эксплуатационный объект или пробурить боковой ствол.

Правила не регламентируют логику такого обоснования, она может быть как технологической, так и экономической.

Рентабельный срок разработки определяется нормативно-правовыми документами, регламентирующими проектирование разработки, как часть проектного срока, в течение которого достигается максимальное положительное значение чистого дисконтированного дохода (ЧДД) (критерий 2). Сам этот срок может существенно отличаться в зависимости от применяемой ставки дисконта (соответствующий пример приведен в табл. 8). В этом примере операционные

расходы превышают доход начиная с 23 года, первые 22 года проект дает операционную прибыль.

Капитальные вложения относятся к 11–12 годам, и в эти годы денежный поток принимает отрицательное значение.

Рентабельный срок, определение которого представлено выше, для недисконтированного потока и для потока, дисконтированного по ставке 10%, в данном примере совпадает – 22 года. Максимальное значение ЧДД при ставке 15% достигается на 10 год. Это означает, что рентабельность мероприятий, потребовавших в период 11–12 годов инвестиций в объеме 1,7 млрд руб., находится на уровне, меньшем, чем 15%, но большим, чем 10%.

Как видно, бурение скважин или использование в технологическом сценарии ГТМ без предварительного экономического анализа гра-

Таблица 4.
Проектный срок разработки

<p>Технологические показатели разработки в ПТД рассчитываются до конца проектного срока разработки месторождения. Прогнозные расчеты проводятся исходя из условий выбытия из эксплуатации:</p> <p>а) добывающих нефтяных скважин при достижении одного из следующих показателей: обводненности 98%, дебита по нефти 0,5 т/сут, газового фактора 2500 м³/т;</p> <p>б) добывающих газовых или газоконденсатных скважин при снижении устьевого давления ниже давления, обеспечивающего технологическую возможность подачи газа для подготовки и магистрального транспорта;</p> <p>в) для морских месторождений проектный срок разработки определяют, учитывая нормативные сроки службы морских сооружений.</p> <p>Другие условия, принятые при проектировании обосновываются специальными расчетами (п. 5.3.13) [2].</p>

Таблица 5.
Предельная рентабельная обводненность

Норматив ТЗ, руб/т жидк.	150	370	750	1490
Обводненность, %	98	95	90	80

Таблица 6.
Обводненность и предельные рентабельные дебиты нефти (с учетом ст. 342.5 НК РФ)

Обводненность, %	80	90	95	98
Дебит, т/сут	1,6	1,4	1,4	1,9

Таблица 7.
Удельные текущие затраты для рентабельного дебита 0,5 т/сут (с учетом ст. 342.5 НК РФ)

Обводненность, %	80	90	95	98
Удельные затраты на 1 доб.скв., тыс. руб.	1265	1435	1426	1068

ничных значений эффективности может серьезно влиять на расчетные рентабельные сроки разработки эксплуатационных объектов.

Экономическая логика анализа проектных решений демонстрируется в статьях Правил проектирования, цитируемых в *табл. 9*.

Таблица 8.
Ставка дисконта и рентабельный период разработки

Годы	Капитальные затраты	ЧДД 0%		ЧДД 10%		ЧДД 15%	
		годовой	накопленный	годовой	накопленный	годовой	накопленный
1		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
2		182,2	187,3	165,6	170,7	158,4	163,5
3		129,1	316,3	106,7	277,4	97,6	261,1
...							
9		61,8	824	28,8	590,4	20,2	513,1
10		51,0	875	21,6	612	14,5	528
11	1005,7	-817,6	57	-315,2	296,8	-202,1	325,5
12	720,8	-528,0	-471	-185,1	111,7	-113,5	212,0
13		356,9	-114	113,7	225,4	66,7	278,7
14		359,9	246	104,3	329,7	58,5	337,2
...							
21		44,2	1528	6,6	613,4	2,7	478,8
22		9,4	1538	1,3	614,7	0,5	479,3
23		-19,5	1518	-2,4	612,3	-0,9	478,4
...							
28		-87,1	1190	-6,6	582,9	-2,0	468,8
Итого	1726,5	1189,9		582,9		468,8	

Прежде всего, формируется базовый вариант разработки – вариант добычи УВС фондом скважин, действующим на начало первого проектного года. Это профиль добычи, возможный без дальнейшего бурения, генерируемый существующим фондом скважин, а в экономических терминах это денежные потоки, генерируемые уже созданными на начало расчетов основными фондами.

Экономическим обоснованием предлагаемых в проектах вариантов разработки является прирост ЧДД по сравнению с базовым вариантом (критерий 3). Нельзя признать экономически целесообразным бурение скважин (не в порядке исключения, а как стратегическое решение), не окупающих затраты на свое сооружение. В этом случае нужно внимательно посмотреть как на оценку затрат, связанных с комплексом сооружений, обеспечивающих добычу УВС, так и на начальные дебиты и профиль добычи скважин.

Экономические подходы и критерии, используемые международными компаниями по аудиту запасов, соответствуют подходам и критериям, изложенным выше, содержащимся в действующих нормативно-правовых документах РФ. Экономические критерии, применяемые международными аудиторами для оценки запасов УВС, содержатся в *табл. 10*.

Первый критерий – ежегодный доход от операционной деятельности не должен быть отрицательным.

Таблица 9.

Экономическая логика анализа проектных решений

Варианты разработки рассчитываются в количестве, обеспечивающем возможность обоснованного выбора рекомендуемого варианта разработки, обоснования коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов УВС (технологически достижимых и рентабельных) (п. 5.3.1) [2].
 Базовый вариант – вариант добычи УВС фондом скважин, пробуренным и действующим на начало первого проектного года, с использованием объектов обустройства и объектов внешнего транспорта, построенных на начало первого проектного года (п. 5.3.2) [2].
 Для всех вариантов разработки ЭО выполняется условие увеличения ЧДД пользователя недр по сравнению с ЧДД пользователя недр для Базового варианта разработки (Приложение 6 ВМР)
 Все последующие рассматриваемые варианты разработки должны быть направлены на максимально возможное и экономически целесообразное извлечение УВС из недр (п. 5.3.4) [2].

Таблица 10.

Экономические критерии оценки запасов УВС международными аудиторами

1	$ЧД = V - TЗ - Н \geq 0$ <small>$t \quad t \quad t \quad t$</small>
2	Рентабельный период \equiv максимальный накопленный чистый доход
3	$НЧД_{база} \leq НЧД_{AB1} \leq НЧД_{AB1 B2}$
<p>ЧД_t – чистый доход в году t; V_t – выручка в году t; ТЗ_t – текущие затраты в году t; Н_t – налоги, выплачиваемые в году t; НЧД – накопленный чистый доход</p>	

Второй критерий – рентабельный период – это период, за который накоплен максимальный чистый доход.

И третий критерий (используя отечественную терминологию) – накопленный чистый доход по запасам категории АВ₁В₂ должен быть больше,

чем этот показатель по запасам категории АВ₁, а последний должен превосходить чистый накопленный доход по варианту добычи существующим фондом скважин (базовый вариант).

Особенности нормативной базы подготовки ПТД

В 2016 г. утверждены ВМР [1], в которых в качестве критерия выбора рекомендуемого варианта разработки ЭО предлагается использовать условный показатель Т, рассчитываемый через сопоставление по вариантам разработки процента падения ЧДД с процентом роста дисконтированных поступлений государству и коэффициентов извлечение всех видов УВС. Этот показатель с неясным содержанием представлял попытку соединить требования наиболее полного извлечения запасов, с одной стороны, и требование к экономической эффективности проекта разработки, с другой.

Действительно, в Законе РФ «О недрах» [5] среди основных требований по рациональному использованию недр, есть требование (**табл. 11**) наиболее полного извлечения из недр запасов полезных ископаемых (п. 5 ст. 23)

Таблица 11.

Некоторые требования законодательства РФ

Закон РФ «О недрах»
 Статья 23. Основные требования по рациональному использованию и охране недр
 5) обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов.

 Статья 23.1. Геолого–экономическая и стоимостная оценки месторождений полезных ископаемых и участков недр
 Государственное регулирование отношений недропользования и решение задач развития минерально–сырьевой базы осуществляются с использованием геолого–экономической и стоимостной оценок месторождений полезных ископаемых и участков недр.
 Методики геолого–экономической и стоимостной оценок месторождений полезных ископаемых и участков недр по видам полезных ископаемых утверждаются федеральным органом управления государственным фондом недр.

Налоговый Кодекс РФ
 Статья 252, п. 1. Под обоснованными расходами понимаются экономически оправданные затраты, оценка которых выражена в денежной форме.

Показатели				Разница между вариантами 3 и 2
	1	2 (рекомендуемый)	3	
Проектный (рентабельный) срок разработки, годы	23	24	23	
Накопленная добыча с начала разработки				
– нефть, тыс. т	380	458	524	66
– конденсат, тыс. т	31 676	32 069	31 693	–376
– газ, млн м ³	380 445	387 739	383 089	–4650
ЧДД (15%), млрд руб.	158	169	165	–4,4
ДДГ (15%), млрд руб.	175	186	181	–4,7
ЧДД (15%) + ДДГ (15%), млрд руб.	333	355	346	–9,2
Нормированный КИН	0,725	0,874	1	
Нормированный КИК	0,988	1	0,988	
Нормированный КИГ	0,981	1	0,988	
Нормированный ЧДД (15%)	0,936	1	0,974	
Нормированный ДДГ (15%)	0,943	1	0,975	
$T_{\text{опт}}$	4,573	4,874	4,925	

Таблица 12.

Выбор варианта на основе показателя $T_{\text{опт}}$

В тоже время, Налоговый Кодекс РФ, например, трактует «обоснованные расходы» как «экономические оправданные затраты».

Вообще говоря, затраты могут не оправдать себя в рамках предпринимательского риска, т.е. предприниматель надеялся, что затраты оправдаются, но не получилось. Ситуация, когда компании известно, что затраты не оправдают себя и в про-

ектном документе утверждаются убыточные варианты разработки или разработка за пределами рентабельного периода, – другая. В этом случае недропользователь сознательно несет экономически неоправданные затраты в соответствии с согласованным и утвержденным проектом.

Использование условного критерия T для обоснования выбора варианта могло приводить

Таблица 13.

Основные изменения в ППР

Наименование	Рекомендации	Выполнено
Процедуры и критерии выбора рекомендуемого варианта	В случае использования интегрального показателя $T_{\text{опт}}$ в качестве критерия выбора рекомендуемого варианта, скорректировать способ его расчета, исключив из формулы коэффициенты извлечения	Из расчета $T_{\text{опт}}$ исключены коэффициенты извлечения (Приложение 5)
Опции	Исключить таблицу по опциям или отредактировать ее и представлять по требованию эксперта	Таблицы опций исключены
Ставка дисконта	Принять решение о целесообразности снижения ставки дисконта с 15% до 10% или применения двух ставок для разных категорий месторождений	Ставка дисконта снижена до 10%, при этом предусмотрено использование ставки до 15% при дополнительном обосновании (п. 5.5.10) [2]
Требования к представляемым вариантам	Определить метод проведения экономического анализа по ЭО, технологически связанным между собой	Если решения для нескольких ЭО взаимосвязаны, то технико-экономическая оценка проводится для группы ЭО (п. 5.4.3) [2]

Особенности нормативной базы

- Целью выделения ЭО на месторождении является обеспечение рациональной разработки месторождения и достижение максимально возможных, экономически целесообразных коэффициентов извлечения УВС (п. 5.2.2) [2].
- В случае решения недропользователя продолжать разработку объекта за пределами рентабельного срока, в текущем проектом документе следует рассчитать вариант после окончания рентабельного срока (включая базовый) для обоснования варианта с минимальными убытками для пользователя недр (п. 5.4.2) [2].
- Для месторождения в целом формируется один рекомендуемый вариант разработки, являющийся совокупностью рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО. Технологические показатели разработки месторождения в целом по технологическому и рентабельному периодам определяются суммированием показателей рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО (п. 5.4.4) [2].
- Проектные показатели разработки по категории А+В₁ в целом по месторождению согласуются и утверждаются на рентабельный период разработки согласно Приложению 5 и с учетом п. 5.4.2 (п. 5.4.5) [2].
- Оценка рентабельно извлекаемых запасов УВС выполняется в ПТД для всех ЭО и каждого варианта разработки ЭО в границах геологических запасов категорий А+В₁+В₂. (п. 5.5.1) [2].
- Если ЭО не имеет рентабельного периода, но его разработку недропользователь считает возможным, то в качестве рекомендуемого варианта по ЭО может быть утвержден базовый вариант или вариант с развитием по предложению недропользователя при условии, что вариант с развитием обеспечивает более высокий ЧДД недропользователя, чем базовый вариант (п. 5.5.11) [2].

Таблица 14.

Новые экономические формулировки в Правилах проектирования

к странным последствиям. Пример таких последствий демонстрируется в **табл. 12**. Максимальный доход недропользователь получает по второму варианту, по нему же максимальный доход получает государство. Хотя этого уже достаточно для обоснования варианта, но и объемы извлекаемого газа и конденсата выше по варианту 2. Показатель Т, однако, показывает на вариант 3. В данном случае это происходит из-за нефтяной оторочки, отбор запасов по которой в районе 1%, но в варианте 2 отбирается на 66 тыс.т или на 12,6% меньше, чем в варианте 3.

В Правилах скорректирована процедура и критерий выбора рекомендуемого варианта по эксплуатационным объектам. Краткое описание этих изменений показано в **табл. 13**. Средняя колонка таблицы содержит рекомендации семинара по экономическим аспектам применения ВМР (октябрь 2016). Рекомендации экспертного сообщества учтены в новой редакции Правил.

Критерий Т в новом документе остался, но из его расчета исключены коэффициенты извлечения, использование которых в ряде слу-

Таблица 15.

Сравнение показателей вариантов разработки (без льгот)

Показатели	Ед. изм.	Вариант			
		0	1	2	3
Проектный период разработки	годы	52	52	52	53
Рентабельный период разработки	годы	10	2	2	2
Накопленная добыча нефти за проектный период	тыс. т	2225	5307	5720	5881
Накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	1047	327	327	327
Фонд скважин за весь срок разработки	скв.	22	40	52	60
Фонд скважин для бурения	скв.		18	30	38
Чистый дисконтированный доход (ЧДД 15%)					
– за проектный период	млн руб.	2185	(2790)	(4532)	(5546)
– за рентабельный период	млн руб.	2412	856	856	856
Дисконтированный доход государства (ДДГ 15%)					
– за рентабельный период	млн руб.	7312	3084	3084	3084

Показатели	Ед. изм.	Вариант			
		0	1	2	3
Проектный период разработки	годы	52	52	52	53
Рентабельный период разработки	годы	22	25	23	4
Накопленная добыча нефти за проектный период	тыс. т	2225	5307	5720	5881
Накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	1686	4515	4822	624
Фонд скважин за весь срок разработки	скв.	22	40	52	60
Фонд скважин для бурения	скв.		18	30	38
Чистый дисконтированный доход (ЧДД 15%)					
– за проектный период	млн руб.	5554	4055	2810	2024
– за рентабельный период	млн руб.	5599	4116	2891	2780
Дисконтированный доход государства (ДДГ 15%)					
– за рентабельный период	млн руб.	5150	11 815	12 616	2994

Таблица 16.

чаев приводит к необоснованным решениям, особенно для нефтегазоконденсатных месторождений.

В то же время некоторые формулировки вступающих в силу Правил недостаточно ясны и требуют комментариев, которые, возможно, будут даны в подготавливаемых в настоящее время «Методических рекомендациях по экономическому обоснования извлекаемых запасов УВС». Часть таких пунктов демонстрируется в **табл. 14**.

Например, в разделе 5 Правил (п. 5.4.2) предлагается, после того как по ЭО выбран рекомендуемый вариант, рассчитать вариант

после окончания рентабельного срока с минимальными убытками. Но после окончания рентабельного срока каждый год приносит убытки. Минимальные убытки это, по всей видимости, вариант продолжительностью рентабельный срок плюс один год.

Требуют разъяснений и ряд других положений, в частности, в п. 5.4.2 говорится об утверждении проектных показателей по категории AB_1 по месторождению на рентабельный период, но до сих пор рентабельный период определялся (п. 5.5.1) в границах геологических запасов $A + B_1 + B_2$. Если провести расчеты отдельно по категории AB_1 , рентабельный период будет другой.

Таблица 17.

Рентабельный срок разработки месторождения

- Основные технологические показатели, в том числе отклонения по добыче нефти или свободного газа контролируются по месторождению.
- Значительная часть капитальных и текущих затрат на разработку относятся к месторождению в целом и может быть отнесена к ЭО лишь условно.
- Темпы и очередность разбуривания ЭО определяются объемами бурения на месторождении.
- Многие месторождения, включающие несколько ЭО (в том числе газовые месторождения и морские месторождения), разрабатываются единым комплексом сооружений.
- Для месторождений с взаимозависимыми решениями по группе ЭО вариант разработки рассчитывается по группе ЭО.
- Значительная часть льгот по НДС и экспортной пошлине относится к месторождению (ЛУ) в целом.

Требуется также описание процедуры выбора варианта разработки для предполагаемого, но не действующего в момент представления проектного документа льготного режима в отношении налогов и экспортной пошлины.

Сопоставление технико-экономических показателей вариантов разработки эксплуатационного объекта на месторождении с возможностью применения особых формул расчета вывозных таможенных пошлин показано в *табл. 15* и *16*. Реализация проекта в общеприменимом налоговом режиме делает нерентабельной любую из предложенных программ разбуривания. Экономические критерии указывают на базовый вариант, как предпочтительный. На основе тех же технологических сценариев необходимо показать последствия применения особых формул расчета таможенных пошлин (если для

этого есть соответствующие основания). В рассмотренном примере показано, что применение особых формул делает предпочтительным вариант 1 с разбуриванием.

Рентабельный срок разработки месторождения

В настоящее время процедура расчета рентабельного периода разработки месторождения, на который утверждаются проектные показатели, не определена. Есть много аргументов (*табл. 17*) в пользу того, что рентабельный срок разработки месторождения целесообразно рассчитывать по месторождению в целом, по той же процедуре, что и для ЭО. Такой подход упростит и сделает более прозрачным определение периода, на который утверждаются прогнозные показатели. 

Литература

1. Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Утверждены распоряжением Минприроды России от 18.05.2016 №12-р. Доступно на: <http://base.garant.ru/71411220/> (обращение 05.06.2018).
2. Проект «Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья». Доступно на: <http://docs.cntd.ru/document/420330724> (обращение 05.06.2018).
3. Налоговый кодекс РФ. Доступно на: <http://base.garant.ru/77660715/> (обращение 05.06.2018).
4. Закон РФ «О таможенном тарифе» от 21.05.1993 № 5003-1. Доступно на: <http://base.garant.ru/10101366/> (обращение 05.06.2018).
5. Закон «О недрах» от 21.02.1992 N 2395-1. Доступно на: <http://base.garant.ru/10104313/> (обращение 05.06.2018).

UDC 622.276:553.9

G.V. Lubyanskiy, Chief Expert Petrocon Ltd.1, Member Central Oil and Gas Field Development Commission of Rosnedra, gvl51@mail.ru

¹11 Khavskaya str., Moscow, 115162, Russia.

Economic Analysis of the Development of Hydrocarbon Fields and the Rules for the Preparation of Technical Project Documentation

Abstract. The choice of the option for the development of the hydrocarbon field, the rationale for the volume of profitable reserves and the production profile is made using the economic analysis of the development project for hydrocarbon reserves. The author considers the general economic background of the implementation of such projects, as well as the requirements imposed on them by regulatory and legal documents

Keywords: development of hydrocarbon fields; normative and legal documents; macroeconomic background; the price of oil; technical and economic indicators; economic analysis of design solutions

References

1. *Vremennyye metodicheskiye rekomendatsii po podgotovke tekhnicheskikh projektov razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ia. Utverzhdeny rasporyazheniem Minprirody Rossii ot 18.05.2016 №12-r* [Temporary methodological recommendations for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon deposits. Approved by the order of the Ministry of Natural Resources of Russia of May 18, 2016 No. 12-r]. Available at: <http://base.garant.ru/71411220/> (accessed 5 June 2018).
2. *Proekt «Pravil podgotovki tekhnicheskikh projektov razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ia»* [Draft "Rules for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon deposits."]. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/420330724> (accessed 5 June 2018).
3. *Nalogovyyi kodeks RF* [The Tax Code of the Russian Federation]. Available at: <http://base.garant.ru/77660715/> (accessed 5 June 2018).
4. *Zakon RF «O tamozhennom tarife» ot 21.05.1993 № 5003-1* [The Law of the Russian Federation "On Customs Tariff" of May 21, 1993 No. 5003-1]. Available at: <http://base.garant.ru/10101366/> (accessed 5 June 2018).
5. *Zakon «O nedrakh» ot 21.02.1992 N 2395-1* [Law on Subsoil of 21.02.1992 N 2395-1]. Available at: <http://base.garant.ru/10104313/> (accessed 5 June 2018).