# 7. Экономический анализ вариантов разработки

7.1 Методика и исходные данные для экономической оценки. Макроэкономические показатели

Экономическая оценка проводилась на основе четырех вариантов разработки доманиковых отложений Матросовского нефтяного месторождения.

**Вариант 0** **(базовый)** предусматривает разработку месторождения существующим действующим фондом скважин.

**Вариант 1** включает утвержденный вариант разработки месторождения с учетом уточненных технологических показателей, принятого в последнем проектном документе. Включает бурение наклонно-направленных скважин (ННС)), зарезку боковых стволов (БС), перевод скважин в добывающий фонд из пьезометра и выполнение ГТМ на прирост добычи.

**Вариант 2** сформирован на основе базового варианта и предусматривает выполнение ГТМ на прирост добычи, зарезку боковых стволов, бурение горизонтальных скважин, а также применением технологий ОРЭ и ОРЗ.

**Вариант 3** сформирован на основе варианта 2 и включает бурение меньшего количества горизонтальных скважин и дополнительную зарезку боковых горизонтальных стволов.

Конечная цель экономической оценки - выбор варианта, обеспечивающего оптимальную эксплуатацию проектируемого месторождения, наиболее эффективную добычу нефти для достижения необходимой нефтеотдачи и максимальным значением чистого дисконтированного дохода (ЧДД) пользователя недр.

Расчеты технико-экономических показателей проводились согласно требованиям Национального стандарта Российской Федерации (ГОСТ Р53710-2009). «Месторождения нефтяные и газонефтяные» и Распоряжением Минприроды РФ № 12-р от 18.05.2016 «Методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья».

Использованная экономическая модель для расчета экономических показателей выполняется в условиях действующего законодательства РФ, базируется на действующих законах и нормативных документах в области исчисления и уплаты налогов и иных обязательных платежей. Все расчеты проводились в реальном (без учета инфляции) выражении, без учета кредитования. Реализация нефти – по 50% на внутренний и на внешний рынок.

*Макроэкономические показатели.*

Для обоснования уровня выбора цен на УВС на экспортных рынках и соответствующего им обменного курса российского рубля первого года экономической оценки используются средние значения цен на УВС на экспортных рынках и соответствующие им значения обменного курса российского рубля за 12 календарных месяцев, предшествующих моменту выполнения данной работы. Значения цен на УВС на экспортных рынках и соответствующего обменного курса рубля для второго и последующих проектных лет приравнивается значениям первого года.

Согласно данным опубликованным ФНС России средняя за 12 месяцев цена нефти Юралс принята в размере 40,43 долл./барр. Среднее значение курса доллара США принято в размере 67,99 руб./долл. (табл. 7.1).

Таблица 7.1 - Макроэкономические показатели



Расчет экспортного нетбэка (нефть) с учетом коммерческих расходов, таможенной пошлины и скидки за качество продукции приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Расчет экспортного нетбэка – нефть



Чистая цена нефти при реализации на экспорт (экспортный нетбэк) определяется как цена нефти на экспортном рынке за вычетом скидки/премии за качество, затрат на транспорт нефти и вывозной таможенной пошлины на нефть сырую. Чистая цена нефти (Netback) на внутреннем рынке РФ равна чистой цене нефти при реализации на экспорт без учета НДС.

При проведении расчетов по оценке экономической эффективности соблюдалось требование сопоставимости измеряемых в различные периоды времени стоимостей. Влияние фактора времени учитывается через показатель дисконтирования.

7.2 Показатели экономической эффективности

Для экономической оценки использовались следующие основные показатели эффективности:

- чистый доход (поток наличности) (ЧД, PV);

- чистый дисконтированный доход (дисконтированный поток денежной наличности) (ЧДД, NPV);

- чистая дисконтированная прибыль;

- внутренняя норма рентабельности (IRR);

- индекс доходности затрат;

- индекс доходности инвестиций (PI).

В систему оценочных показателей включены:

- капитальные вложения на освоение месторождения;

- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;

- прибыль от реализации;

- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ);

- прочие показатели, предусмотренные Регламентом составления проектных технологических документов и методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов.

Чистый дисконтированный доход (дисконтированный поток денежной наличности) (ЧДД, NPV) - сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году, и выражается следующей формулой:



где Дt –величина текущего денежного потока t-го года. Величина потока денежной наличности (Дt) представляет собой сумму прибыли от реализации в t –м году (Пt) и амортизационных отчислений (Аt), уменьшенная на величину капитальных вложений направляемых на освоение нефтяного месторождения (Кt). Ен - норматив дисконтирования, доли ед.

Рентабельный срок разработки – часть проектного срока разработки, в течение которого достигается максимальное положительное значение накопленного дисконтированного денежного потока пользователя недр.

Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR) представляет собой то значение нормы дисконта, при котором сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, т.е. капиталовложения окупаются. Или другими словами, это то значение норматива дисконтирования, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный срок равна нулю:



Если IRR проекта выше нормы дисконтирования (Ен), то проект считается эффективным. Чем выше внутренняя норма рентабельности, тем выше эффективность вложения капитала. IRR не может быть вычислена в следующих ситуациях: все значения годового потока наличности отрицательны, все значения годового потока наличности положительны; есть переход с положительных значений ЧДД на отрицательные и обратно на положительные (свойственно для уже разрабатываемых месторождений).

Индекс доходности дисконтированных затрат характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных поступлений (прибыли от реализации нефти и амортизационных отчислений), т е. суммарных дисконтированных денежных притоков к суммарному дисконтированному объему денежных оттоков.

Индекс доходности (PI) дисконтированных инвестиций – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы денежного потока от инвестиционной деятельности. PI равен увеличенному на единицу отношению NPV к накопленному дисконтированному объему инвестиций.

Чистая дисконтированная прибыль исчисляется как выручка от реализации, уменьшенная на величину эксплуатационных затрат с амортизационными отчислениями и общей суммы налогов, направленных в бюджетные и внебюджетные фонды, приведенная с помощью коэффициента дисконтирования к первому расчетному году.

,

где Пt  - дисконтированная прибыль от реализации; Вt – выручка от реализации продукции в t-м году; Эt  - эксплуатационные затраты с амортизацией в t-м году; Нt – сумма налогов.

Доход государства – налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды страны.

Капитальные вложения представляют собой совокупность затрат на создание основных фондов. Они включают затраты на выполнение необходимого объема работ по эксплуатационному бурению и нефтепромысловому обустройству месторождения.

Эксплуатационные затраты – это расходы предприятия, связанные с осуществлением производственных процессов по добыче продукции и ее реализации.

7.3 Налоговая система

Экономические расчеты проведены с учетом налогов и платежей, соответствующих действующему Налоговому Законодательству РФ.

При расчетах экономической эффективности проекта учитывались следующие основные налоги и сборы, уплачиваемые недропользователем в бюджеты различных уровней на территории РФ:

***Федеральные налоги:*** взносы в государственные внебюджетные фонды; таможенная (экспортная) пошлина; налог на добычу полезных ископаемых; часть налога на прибыль организаций.

***Региональные налоги:*** часть налога на прибыль организаций; налог на имущество организаций; налог на землю.

Ниже приводятся основные положения порядка исчисления и уплаты учитываемых в расчетах налогов и сборов.

***Таможенная пошлина*** (в расчетах принята в размере 76,5 долл./т в 2016 г, 63 долл./т в 2017 г и далее, с учетом принятой в расчетах прогнозной цены на нефть на мировом рынке).

Законодательная база. Порядок исчисления и уплаты определяются **Законом Российской Федерации «О таможенном тарифе» от 21 мая 1993 года № 5003-I, ред. от 30.12.2008 г.** с учетом последних изменений.

Налоговая база. Налоговой базой в отношении специфических вывозных таможенных пошлин для нефти является количество вывозимой нефти, выраженное в метрических тоннах.

Налоговая ставка (Статья 3). Ставки вывозных таможенных пошлин на нефть сырую устанавливаются Правительством Российской Федерации с учетом средней цены на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) за последний период мониторинга и вводятся в действие с 1-го числа календарного месяца, следующего за окончанием периода мониторинга.

Ставки вывозных таможенных пошлин на нефть сырую не должны превышать размер предельной ставки пошлины, рассчитываемой следующим образом: при превышении сложившейся за период мониторинга средней цены на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 182,5 доллара США за 1 тонну - в размере, не превышающем суммы 29,2 доллара США за 1 тонну и **42 процентов** (для всех календарных месяцев, приходящихся на период с 1 января по 31 декабря 2016 года включительно), **30 процентов** (для всех календарных месяцев, приходящихся на период с 1 января 2017 года) разницы между сложившейся за период мониторинга средней ценой указанной нефти в долларах США за 1 тонну и 182,5 доллара США.

Распределение между бюджетами. Налог уплачивается в Федеральный бюджет.

***Налог на добычу полезных ископаемых***

Законодательная база. Порядок исчисления, уплаты и ставка налога определяются **Законом Российской Федерации «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» № 366-ФЗ от 24.11.2014 г.**

Налоговая база. (Статья 338). Налоговая база при добыче углеводородного сырья (нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной) определяется как количество добытых полезных ископаемых в натуральном выражении.

Налоговая ставка (Статья 342). Налоговая ставка устанавливается в размере:

* **0%** при добыченефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским или **доманиковым продуктивным отложениям** в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, при одновременном соблюдении всех следующих условий:

- нефть добывается из скважин, работающих в соответствии с проектной документацией, согласованной в установленном порядке, исключительно на залежах углеводородного сырья, отнесенных к указанным продуктивным отложениям;

- учет нефти, добываемой из указанных залежей углеводородного сырья, осуществляется с учетом требований, установленных пунктом 9 статьи 339 Налогового Кодекса РФ;

- нефть добывается из залежей углеводородного сырья, запасы которых учтены в государственном балансе запасов полезных ископаемых, утвержденном по состоянию на 1 января 2012 года, и степень выработанности запасов которых в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2012 года составляет менее 13 процентов либо запасы нефти по которым поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых после 1 января 2012 года.

Положения настоящего подпункта применяются с налогового периода, следующего за налоговым периодом, в котором запасы нефти по конкретной залежи углеводородного сырья поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых, и до истечения 180 налоговых периодов, начинающихся с одной из следующих дат:

1 января 2014 года - для залежей углеводородного сырья, степень выработанности запасов которых в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января 2012 года составляет более 1 процента или равна 1 проценту, но менее 3 процентов;

1 января 2015 года - для залежей углеводородного сырья, степень выработанности запасов которых в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января 2012 года составляет более 3 процентов или равна 3 процентам;

1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья, рассчитываемая налогоплательщиком в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода, впервые превысила 1 процент, - для иных залежей углеводородного сырья.

• **857** рублей (на период с 1 января по 31 декабря 2016 года включительно), **919** рублей (на период с 1 января по 31 декабря 2017 года) за 1 тонну добытой нефти обессоленой, обезвоженной и стабилизированной (Федеральный закон от 24 ноября 2014 г. №366-ФЗ). При этом указанная налоговая ставка умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц). Полученное произведение уменьшается на величину показателя Дм, характеризующего особенности добычи нефти.

Порядок исчисления налога при добыче нефти.

Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц), определяется путем умножения среднего за налоговый период уровня цен нефти сорта "Юралс", выраженного в долларах США, за баррель (Ц), уменьшенного на 15, на среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации (Р), и деления на 261:

.

Показатель, характеризующий особенности добычи нефти (Дм), рассчитывается по следующей формуле:

,

где Кндпи равно 559 - на период с 1 января 2016 года;

Кд – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти;

Кдв – коэффициент, характеризующего степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья;

Кв – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр;

Кз – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр;

Ккан – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти.

В случае если степень выработанности запасов конкретного участка недр больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент Кв рассчитывается по формуле:

,

где N - сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;

V - начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти (за исключением списания запасов добытой нефти и потерь при добыче) и определяемые как сумма запасов категорий А, В, С1 и С2 по конкретному участку недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2006 года.

В случае если запасы нефти по конкретному участку недр не были поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января 2006 года, начальные извлекаемые запасы нефти (V) определяются на основании данных государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января года, следующего за годом, в котором запасы нефти по этому участку недр впервые поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых.

В случае, если степень выработанности запасов конкретного участка недр превышает 1, коэффициент Кв принимается равным 0,3.

В иных случаях коэффициент Кв принимается равным 1.

Коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр (Кз), определяется налогоплательщиком в следующем порядке.

В случае, если величина начальных извлекаемых запасов нефти (V) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности запасов конкретного участка недр меньше или равна 0,05, коэффициент Кз рассчитывается по формуле:

где V - начальные извлекаемые запасы нефти в млн. тонн с точностью до 3-го знака после запятой, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти (за исключением списания запасов добытой нефти и потерь при добыче) и определяемые как сумма запасов категорий А, В, С1 и С2 по конкретному участку недр по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода.

Степень выработанности запасов конкретного участка недр (Свз), лицензия на право пользования которым предоставлена до 1 января 2012 года, определяется по состоянию на 1 января 2012 года на основании данных государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в 2011 году, как частное от деления суммы накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (N) на начальные извлекаемые запасы нефти (Vз) конкретного участка недр.

Степень выработанности запасов конкретного участка недр (Свз), лицензия на право пользования которым предоставлена начиная с 1 января 2012 года, определяется по состоянию на 1 января года, в котором предоставлена лицензия на право пользования недрами, на основании данных государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году получения лицензии на право пользования недрами, как частное от деления суммы накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (N) на начальные извлекаемые запасы нефти (Vз) конкретного участка недр.

В случае, если определенные в порядке, установленном настоящим пунктом, величина начальных извлекаемых запасов (V) конкретного участка недр превышает или равна 5 млн. тонн и (или) степень выработанности запасов конкретного участка недр превышает 0,05, коэффициент Кз принимается равным 1.

В случае, если сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (N) превышает начальные извлекаемые запасы нефти (V), использованные при расчете коэффициента Кз по приведенной выше формуле, к сумме превышения применяется коэффициент Кз, равный 1.

Понижающий коэффициент Кз, принятый в экономической оценке составляет 1 доли ед.

Распределение между бюджетами. Налог уплачивается в Федеральный бюджет.

***Налог на имущество*** (в расчетах принят в размере 2.2 % от среднегодовой стоимости ОФ);

Законодательная база. Порядок исчисления, уплаты и ставка налога определяются Главой 30 части второй Налогового кодекса Российской Федерации.

Налоговая база. (Статья 375). Налоговая база определяется как среднегодовая стоимость имущества предприятия. Основные средства, нематериальные активы, малоценные и быстроизнашивающиеся предметы учитываются по остаточной стоимости.

Налоговая ставка (Статья 6). Предельный размер налоговой ставки на имущество предприятия не может превышать 2.2 процентов от налогооблагаемой базы.

Распределение между бюджетами (Статья 7). Сумма платежей по налогу на имущество предприятий зачисляется равными долями в республиканский бюджет республики в составе Российской Федерации, краевой, областной бюджеты края, области, областной бюджет автономной области, бюджет автономного округа, в районный бюджет района или городской бюджет города по месту нахождения предприятия.

***Налог на прибыль***

Законодательная база. Порядок исчисления, уплаты и ставка налога определяются Главой 25 части второй Налогового кодекса Российской Федерации.

Объект налогообложения (Статья 247 ). Объектом налогообложения по налогу на прибыль организаций признается прибыль, полученная налогоплательщиком. Прибылью признается полученный доход, уменьшенный на величину произведенных расходов.

Налоговая ставка (Статья 284). Налоговая ставка устанавливается в размере 20 %.

Распределение между бюджетами:

* федеральный бюджет - сумма налога, исчисленная по налоговой ставке в размере 2 %,
* бюджет субъекта Российской Федерации - сумма налога, исчисленная по налоговой ставке в размере 18 %.

***Налоги, взносы и платежи, исчисляемые от фонда оплаты труда***

От фонда оплаты труда исчисляются страховые взносы в государственные внебюджетные фонды в размере 30 %, а так же тариф на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний в размере 0,5%.

***Прочие налоги и платежи*** (земельный налог, водный, транспортный, отчисления за использование природных ресурсов и пр.) – приняты в размере **0,05 тыс. руб./скв. год.**

Таблица 7.3 – Исходные данные для экономической оценки



Продолжение таблицы 7.3



Продолжение таблицы 7.3



Расчет НДПИ по четырем вариантам разработки приведен в таблицах 7.4-7.7.

7.4 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат

Оценка капитальных и эксплуатационных затрат по проекту проводилась в соответствии с графиком осуществления мероприятий по разработке месторождения (эксплуатационного объекта (ЭО)) и прогнозом добычи нефти.

Затраты рассчитывались на основании фактической информации и данных проектно-сметной документации.

**Капитальные вложения**

Месторождение находится в активной разработке, дополнительные объемы капитальных вложений предполагают:

* бурение скважин;
* бурение боковых стволов;
* затраты на природоохранные мероприятия;
* оборудование ОРЭ и ОРЗ;
* оборудование не входящее в сметы строек;
* обновление основных средств.

**Эксплуатационные затраты**

Оценка эксплуатационных затрат выполнена на основе удельных нормативов, рассчитанных по фактической калькуляции затрат НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть» за 1 кв. 2016 года.

В составе эксплуатационных затрат учтены затраты на добычу продукции из недр, налоги, отчисления и платежи, относимые на себестоимость продукции, амортизационные отчисления.

Оценка затрат на добычу проводилась на основе удельных нормативов и объемных технологических показателей.

Данные по принятым удельным нормативам представлены в таблице 7.3.

**Налоги, отчисления и платежи, включаемые в себестоимость продукции**:

* налог на добычу полезных ископаемых,
* взносы в государственные внебюджетные фонды,
* отчисления по социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний,
* природопользовательские платежи;
* налог на имущество.

Подробное описание налоговой системы и применимые ставки налогов и отчислений приведены в разделе 7.3 и таблице 7.3.

**Амортизационные отчисления** рассчитываются линейным методом исходя из стоимости вновь вводимых мощностей и остаточной стоимости основных производственных фондов на 01.01.2016 г.

**Ликвидационные затраты**

Действующий налоговый режим не предусматривает возможности формирования специального ликвидационного фонда путем регулярных отчислений, которые могли бы списываться недропользователем с налоговой базы при исчислении налога на прибыль.

Списанию подлежат только фактически осуществленные затраты на ликвидацию (консервацию) скважин и оборудования, а также затраты на рекультивацию территории (Налоговый Кодекс РФ, Статья 265 (9)).

В настоящей работе ликвидационные затраты рассматривались как единовременные внереализационные расходы по факту выбывания фондов из эксплуатации.

7.5 Технико-экономические показатели вариантов разработки

В разделе приводится обоснование выбора наиболее эффективного варианта разработки месторождения (ЭО).

В экономической оценке рассмотрено четыре варианта дальнейшей разработки доманиковых отложений:

***Вариант 0*** предусматривает разработку месторождения существующим действующим фондом скважин. За проектный период (21 год) планируется добыть 12 тыс. т нефти, рентабельный период составит 15 лет с добычей нефти 10 тыс. т. ЧДД недропользователя за рентабельный период составит 34 млн. руб. (табл. 7.8);

***Вариант 1*** предусматривает бурение 8 ННС, зарезку 2 БС, 3 БГС, перевод 8 скв. в добывающий фонд из пьезометра и применение технологий МУН, (табл. 7.9);

***Вариант 2*** предусматривает бурение 45 горизонтальных скважин, зарезку 3 БГС, применение 2 технологий ОРЭ, 9 ОРЗ и МУН. За проектный период (60 лет) планируется добыть 1469 тыс. т нефти, рентабельный период составит 40 лет с добычей нефти 1349 тыс. т. ЧДД недропользователя за рентабельный период составит 617 млн. руб. (табл. 7.10);

***Вариант 3*** предусматривает бурение 1 горизонтальной скважины, зарезку 47 БГС, применение 2 технологий ОРЭ, 9 ОРЗ и МУН. За проектный период (60 лет) планируется добыть 1469 тыс. т нефти, рентабельный период составит 40 лет с добычей нефти 1349 тыс. т. ЧДД недропользователя за рентабельный период составит 923 млн. руб. (табл. 7.11).

7.6 Определение рекомендуемого варианта разработки

Для формирования вариантов разработки должно выполняться условие увеличения чистого дисконтированного дохода пользователя недр (далее ЧДД пользователя недр) по сравнению с ЧДД пользователя недр для Базового варианта разработки: ЧДДбв<ЧДД01<ЧДД02 <ЧДД03<ЧДД04.

Общим принципом определения рекомендуемого варианта разработки послужил расчет интегрального показателя Топт(i) для каждого варианта разработки - месторождения по лицензии ПАО «Татнефть» и месторождению в целом согласно ПТД:

Топт(i) = НКИН(i) + НNPV(i) + НДДГ(i);

НКИН(i) = ККИН(i) / макс (ККИН(0)…ККИН(4));

НЧДД(i) = NPV(i) / макс (NPV(0)…NPV(4));

НДДГ(i) = ДДГ(i) / макс (ДДГ(0)…ДДГ(4)); где

Топт(i) – интегральный показатель оптимальности i-го варианта разработки;

НКИН(i)– нормированный коэффициент извлечения нефти 4-х вариантов разработки для категорий запасов А+В1+В2;

НЧДД(i) – нормированный ЧДД пользователя недр i-го варианта разработки для категорий запасов А+В1+В2;

NPV(0)…NPV(4) – ЧДД пользователя недр по вариантам разработки для категорий запасов А+В1+В2;

НДДГ(i) – нормированный накопленный дисконтированный доход государства для i-го варианта разработки для категорий запасов А+В1+В2;

ДДГ(0)…ДДГ(4) – накопленные дисконтированные доходы Государства по вариантам разработки для категорий запасов А+В1+В2;

Показатели ЧДД пользователя недр и накопленный дисконтированный доход Государства (далее ДДГ) рассчитываются за рентабельный срок разработки.

Таким образом, для расчета НКИН(4), НДДГ(4) и НЧДД(4) соответствующие показатели ККИН(4), ДДГ(4) и ЧДД(4) для 4-х вариантов разработки нормируются (делятся) на соответствующие максимальные значения среди вариантов разработки рассчитанных в ПТД.

Топт(i) округляется до третьего знака после запятой. Рекомендуемый вариант разработки определяется, как вариант разработки с максимальным значением показателя Топт(i).

Результаты расчетов технико-экономических показателей по вариантам разработки с определением Топт представлены в таблице 7.12.

Таблица 7.12 – Определение рекомендуемого варианта разработки на основе интегрального показателя Топт



Из таблицы 7.12 следует, что максимальное значение Топт имеет вариант 3. Интегральный показатель Топт равен трем (это максимальное значение). Третий вариант разработки и рекомендуется к дальнейшему применению.

Расчеты выручки от реализации продукции, капитальных вложений, текущих затрат, прибыли от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, а также дохода государства по рекомендуемому (третьему) варианту разработки приведены в табл. 7.13-7.17.

7.7 Анализ чувствительности проекта

Экономический риск определяется как «опасность, возможность убытка или ущерба», то есть потери предприятием части своих ресурсов, недополучение доходов или появление дополнительных расходов в результате осуществления производственной или финансовой деятельности.

Экономический риск оценивается анализом чувствительности основных показателей эффективности к изменению различных факторов.

В качестве факторов, влияющих на уровень основного экономического показателя разработки – чистого дисконтированного дохода (ЧДД), а также чистого дисконтированного дохода государства (ЧДДГ) и рентабельно извлекаемых запасов УВС выбраны:

* изменение цены реализации нефти;
* изменение текущих (эксплуатационных) затрат;
* изменение капитальных вложений;

Снижение и увеличение цены, текущих затрат и капитальных вложений предусмотрено в диапазоне 20 %.

Сводные результаты расчетов на базе рекомендуемого варианта (третьего) при норме дисконта 15% ЧДД и ЧДДГ приведены в таблицах 7.18.

Из анализа чувствительности видно, что уменьшение цены нефти на 20% и увеличение капитальных и эксплуатационных на 20% сокращает ЧДД недропользователя, однако это не приводит к отрицательной экономической эффективности и изменению устойчивости рассматриваемых факторов.

Анализ чувствительности показал, что такие факторы как капитальные и текущие затраты оказывают минимальное влияние на чистый дисконтированный доход государства и рентабельно извлекаемые запасы.