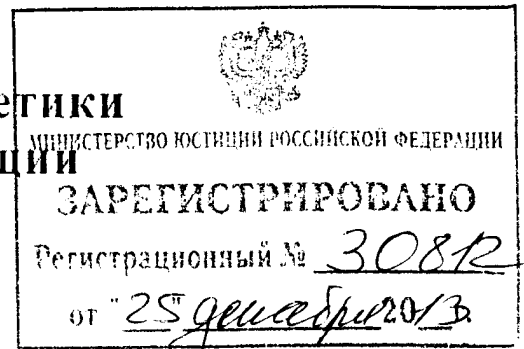




Министерство энергетики  
Российской Федерации  
(Минэнерго России)



**П Р И К А З**

3 декабря 2013г

Москва

№ 868

**Об утверждении Методических указаний по проведению анализа обоснованности применения особых формул расчета ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую, указанную в подпункте 2 пункта 5 статьи 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе», формы заявления о применении особой формулы расчета ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую и формы справки о прогнозных и фактических капитальных и операционных (эксплуатационных) затратах, понесенных пользователем недр и связанных с деятельностью по разведке и (или) разработке месторождения, и о фактической выручке пользователя недр от реализации углеводородов, добытых на месторождении**

В соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 26 сентября 2013 г. № 846 «О порядке подготовки предложений о применении особых формул расчета ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую, указанную в подпункте 2 пункта 5 статьи 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе», и проведения мониторинга обоснованности их применения» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2013, № 40 (часть III), ст. 5077) **п р и к а з ы в а ю:**

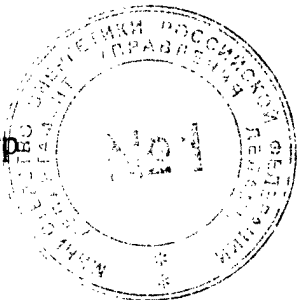
Утвердить прилагаемые:

Методические указания по проведению анализа обоснованности применения особых формул расчета ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую, указанную в подпункте 2 пункта 5 статьи 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе»;

форму заявления о применении особой формулы расчета ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую;

форму справки о прогнозных и фактических капитальных и операционных (эксплуатационных) затратах, понесенных пользователем недр и связанных с деятельностью по разведке и (или) разработке месторождения, и о фактической выручке пользователя недр от реализации углеводородов, добытых на месторождении.

Министр



А.В. Новак

УТВЕРЖДЕНЫ  
приказом Минэнерго России  
от «3» 12 2013 г. № 868

## МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

**по проведению анализа обоснованности применения особых формул расчета ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую, указанную в подпункте 2 пункта 5 статьи 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе»**

1. Настоящие Методические указания устанавливают порядок проведения анализа обоснованности применения особых формул расчета ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую, указанную в подпункте 2 пункта 5 статьи 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе» от 21 мая 1993 г. № 5003-1 (Ведомости Съезда народных депутатов Российской Федерации и Верховного Совета Российской Федерации, 1993, № 23, ст. 821; Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 50 (ч. 5), ст. 6962) (далее – особые формулы расчета пошлины), указания по отнесению расходов, понесенных пользователем недр и связанных с деятельностью по разведке и (или) разработке месторождения, к капитальным или операционным (эксплуатационным) затратам, а также правила признания их экономически обоснованными и определения показателя внутренней нормы доходности проекта разработки месторождения углеводородного сырья, на котором осуществляется добыча нефти сырой (далее – месторождение), с учетом особенностей, установленных пунктами 8 и 9 Правил подготовки предложений о применении особых формул расчета ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую, указанную в подпункте 2 пункта 5 статьи 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе», и проведения мониторинга обоснованности их применения, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 26 сентября 2013 г. № 846 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2013, № 40 (часть III), ст. 5077) (далее – Правила подготовки предложений).

2. Министерство энергетики Российской Федерации проводит анализ обоснованности применения особых формул расчета пошлины (далее – анализ обоснованности) на основании заявления о применении особой формулы расчета ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую, добываемую на конкретном месторождении (далее – заявление), и прилагаемых документов, представляемых пользователем недр,

владеющим лицензией на пользование участком недр, содержащим соответствующее месторождение (далее – пользователь недр), в Министерство энергетики Российской Федерации в соответствии с Правилами подготовки предложений.

Анализ обоснованности включает:

1) анализ экономической обоснованности данных, представленных в справке о прогнозных и фактических капитальных и операционных (эксплуатационных) затратах, понесенных пользователем недр и связанных с деятельностью по разведке и (или) разработке месторождения, и о фактической выручке пользователя недр от реализации углеводородов, добытых на месторождении (далее – справка), предоставляемой по форме, утвержденной настоящим приказом;

2) сбор информации о макроэкономических параметрах (средняя цена на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском), официальный обменный курс рубля Российской Федерации к доллару США, дефлятор, определяемый как индекс цен производителей по виду экономической деятельности «Добыча сырой нефти и природного газа» по Общероссийскому классификатору видов экономической деятельности ОК 029-2007 (далее – дефлятор «Добыча сырой нефти и природного газа»);

3) расчет показателя внутренней нормы доходности проекта (далее – ВНД) разработки месторождения и определение обоснованности применения в отношении нефти сырой, добытой на месторождении, особой формулы расчета пошлины;

4) в случае установления обоснованности применения особых формул расчета пошлины в отношении нефти сырой, добытой на месторождении, определение количества нефти сырой, добытой на месторождении, которое может быть вывезено с применением особых формул расчета пошлины за весь период разработки месторождения.

3. Анализ экономической обоснованности фактических капитальных и операционных (эксплуатационных) затрат, фактической выручки пользователя недр от реализации углеводородов, добытых на месторождении, представленных в справке, проводится при рассмотрении документов, предусмотренных пунктами 3 или 26 Правил подготовки предложений. При рассмотрении заявления и документов, предусмотренных пунктами 3 или 26 Правил подготовки предложений, производится анализ фактических данных за все годы разведки и (или) разработки месторождения, предшествующие году подачи заявления, указанные в справке, а при расчете ВНД при проведении ежегодного мониторинга согласно пункту 25 Правил подготовки предложений проводится анализ

фактических данных о капитальных и операционных (эксплуатационных) затратах и выручке пользователя недр от реализации углеводородов, добытых на месторождении, за год, предшествующий году проведения анализа.

Фактические капитальные и операционные (эксплуатационные) затраты признаются экономически обоснованными в случае, если указанные затраты одновременно соответствуют следующим условиям:

1) отражены в бухгалтерской отчетности, подтвержденной аудиторским заключением (в случае, если в соответствии с законодательством Российской Федерации осуществлялась аудиторская проверка), в бухгалтерском учете пользователя недр, а также, в случае выполнения в отношении отдельных затрат согласованных процедур, такие затраты отражены в отчете о фактах, отмеченных при выполнении согласованных процедур, подготовленном в соответствии с федеральным правилом (стандартом) № 30 «Выполнение согласованных процедур в отношении финансовой информации», утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 23 сентября 2002 г. № 696 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2002, № 39, ст. 3797). При отсутствии данных бухгалтерского учета по месторождению, в отношении которого подано заявление, помимо данных бухгалтерской отчетности, подтвержденной аудиторским заключением (в случае, если в соответствии с законодательством Российской Федерации осуществлялась аудиторская проверка), учитываются данные по затратам в отношении месторождения, представленные пользователем недр на основании данных регистров бухгалтерского учета пользователя недр. При этом распределение затрат, понесенных пользователем недр в целях разведки и (или) разработки нескольких месторождений, включая месторождение, в отношении которого подано заявление, осуществляется в соответствии с правилами распределения затрат, применяемыми пользователем недр на дату подачи заявления или дату подачи документов, предусмотренных пунктом 26 Правил подготовки предложений;

2) соответствуют технологическим показателям разработки месторождения, отраженным в утвержденном в установленном порядке техническом проекте разработки месторождения полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участком недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами (далее – проектная документация), в отношении которого подано заявление (уровни добычи нефти сырой, газа и жидкости, технологические потери, уровни закачки вытесняющих агентов, темпы бурения скважин по годам, конструкции скважин,

объемы и виды работ по доразведке месторождения, требования к системе сбора и подготовке нефти сырой, требования к системе поддержания пластового давления, требования к технологиям, направленным на достижение целевого уровня утилизации попутного нефтяного газа на месторождении). В случае, если отдельные технологические показатели указаны одновременно в нескольких проектных документах, для целей анализа экономической обоснованности используются показатели проектного документа, утвержденного последним на дату подачи заявления или дату подачи документов, предусмотренных пунктом 26 Правил подготовки предложений;

3) если затраты осуществлены пользователем недр в сделках, признаваемых контролируемыми в соответствии со статьей 105<sup>14</sup> Налогового кодекса Российской Федерации, такие затраты признаются экономически обоснованными в случае, если цены в указанных сделках соответствуют интервалу рыночных цен (интервалу рентабельности) согласно документации, подготовленной пользователем недр в соответствии со статьями 105<sup>3</sup>, 105<sup>7</sup> и 105<sup>15</sup> Налогового кодекса Российской Федерации (указанная документация предоставляется пользователем недр, в случае, когда подготовка таких документов является обязательной для налогоплательщика в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации);

4) если фактические удельные показатели капитальных и операционных (эксплуатационных) затрат, указанные в справке, превышают соответствующие удельные показатели затрат, рассчитанные на основе проектной документации, умноженные на коэффициент 1,25 и пересчитанные в ценах года подачи заявления, удельные фактические показатели капитальных и операционных (эксплуатационных) затрат признаются экономически обоснованными в размере значений соответствующих удельных показателей, рассчитанных на основе проектной документации, умноженных на коэффициент 1,25 и пересчитанных в ценах года подачи заявления (при проведении анализа обоснованности до 1 января 2016 года). В случае, если отдельные виды затрат указаны одновременно в нескольких проектных документах, для целей анализа экономической обоснованности используются затраты, указанные в проектной документации, утвержденной последним на дату подачи заявления, или дату подачи документов, предусмотренных пунктом 26 Правил подготовки предложений.

При проведении анализа обоснованности с 1 января 2016 года учитываются фактические удельные затраты, указанные в справке, в размере, не превышающем среднеотраслевые фактические удельные затраты, умноженные на коэффициент 1,25

и пересчитанные в ценах года подачи заявления. Среднеотраслевые фактические удельные затраты рассчитываются как среднее арифметическое удельных фактических и прогнозных капитальных и операционных (эксплуатационных) затрат в ценах года подачи заявления по всем месторождениям (за исключением месторождения, в отношении которого проводится анализ обоснованности), расположенным в субъекте (субъектах) Российской Федерации, в границах которого расположено месторождение, в отношении которого проводится анализ обоснованности, и по которым на дату проведения анализа обоснованности подано заявление о применении особых формул в соответствии с Правилами подготовки предложений.

Фактически понесенные капитальные и операционные (эксплуатационные) затраты на проведение поисково-оценочных и геолого-разведочных работ, за период, не превышающий 7 лет, предшествующих году подачи заявления, признаются экономически обоснованными в случае, если указанные затраты соответствуют положениям подпунктов 1-3 настоящего пункта.

Фактически понесенные капитальные затраты на поддержание объектов основных средств, непосредственно используемых в деятельности по разведки и (или) разработке месторождения, признаются экономически обоснованными в случае, если указанные затраты соответствуют положениям подпунктов 1 и 3 настоящего пункта.

Фактическая выручка пользователя недр от реализации углеводородов, добытых на месторождении, признается экономически обоснованной в случае, если такая выручка одновременно соответствует следующим условиям:

1) отражена в бухгалтерской отчетности, подтвержденной аудиторским заключением (в случае, если в соответствии с законодательством Российской Федерации осуществлялась аудиторская проверка), и бухгалтерском учете пользователя недр. При отсутствии данных бухгалтерского учета по месторождению, в отношении которого подано заявление, помимо данных бухгалтерской отчетности, подтвержденной аудиторским заключением (в случае, если в соответствии с законодательством Российской Федерации осуществлялась аудиторская проверка), учитывается информация о выручке, представленная пользователем недр самостоятельно на основании данных регистров бухгалтерского учета;

2) соответствует проектной документации (уровни добычи нефти сырой, газа и жидкости, технологические потери, уровни закачки вытесняющих агентов, темпы бурения скважин по годам, конструкции скважин, объемы и виды работ по доразведке

месторождения, требования к системе сбора и подготовке нефти сырой, требования к системе поддержания пластового давления, требования к технологиям, направленным на достижение целевого уровня утилизации попутного нефтяного газа на месторождении).

3) если выручка получена пользователем недр в сделках, признаваемых контролируемыми в соответствии со статьей 105<sup>14</sup> Налогового кодекса Российской Федерации, такая выручка признается экономически обоснованной в случае, если цены в указанных сделках соответствуют интервалу рыночных цен (интервалу рентабельности) согласно документации, подготовленной пользователем недр в соответствии со статьями 105<sup>3</sup>, 105<sup>7</sup> и 105<sup>15</sup> Налогового кодекса Российской Федерации (указанная документация предоставляется пользователем недр в случаях, когда подготовка таких документов является обязательной для налогоплательщика в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации).

4. Анализ экономической обоснованности прогнозных капитальных и операционных (эксплуатационных) затрат, представленных в справке, проводится при рассмотрении документов, предусмотренных пунктом 3 Правил подготовки предложений, а также при предоставлении информации в соответствии с пунктами 25 или 26 Правил подготовки предложений.

Прогнозные капитальные и операционные (эксплуатационные) затраты признаются экономически обоснованными в случае, если указанные затраты одновременно соответствуют следующим условиям:

1) технологические показатели разработки месторождения (уровни добычи нефти сырой, газа и жидкости, технологические потери, уровни закачки вытесняющих агентов, темпы бурения скважин по годам, конструкции скважин, объемы и виды работ по доразведке месторождения, требования к системе сбора и подготовке нефти сырой, требования к системе поддержания пластового давления, требования к технологиям, направленным на достижение целевого уровня утилизации попутного нефтяного газа на месторождении), указанные в справке, соответствуют показателям, отраженным в утвержденной в установленном порядке проектной документации;

2) если прогнозные удельные капитальные и операционные (эксплуатационные) затраты, указанные в справке, превышают соответствующие удельные затраты, рассчитанные на основе проектной документации, умноженные на коэффициент 1,25 и пересчитанные в ценах года подачи заявления, прогнозные удельные капитальные и операционные (эксплуатационные) затраты, признаются экономически обоснованными



в размере, не превышающем значений соответствующих удельных затрат, рассчитанных на основе проектной документации, умноженных на коэффициент 1,25 и пересчитанных в ценах года подачи заявления (при проведении анализа обоснованности до 1 января 2016 года). В случае, если отдельные виды затрат указаны одновременно в нескольких проектных документах, для целей анализа экономической обоснованности используются затраты, указанные в проектной документации, утвержденном последним на дату подачи заявления, или на дату подачи документов, предусмотренных пунктом 26 Правил подготовки предложений.

При проведении анализа обоснованности с 1 января 2016 года учитываются прогнозные удельные затраты, указанные в справке, в размере, не превышающем соответствующие среднеотраслевые удельные затраты, умноженные на коэффициент 1,25 и пересчитанные в ценах года подачи заявления. Среднеотраслевые удельные затраты рассчитываются как среднее арифметическое удельных фактических и прогнозных капитальных и операционных (эксплуатационных) затрат в ценах года подачи заявления по всем месторождениям (за исключением месторождения, в отношении которого проводится анализ обоснованности), расположенным в субъекте (субъектах) Российской Федерации, в границах которого расположено месторождение, в отношении которого проводится анализ обоснованности, и по которым на дату проведения анализа обоснованности подано заявление о применении особых формул в соответствии с Правилами подготовки предложений.

5. Для сбора информации о макроэкономических параметрах используются следующие источники:

- 1) официальная статистическая информация;
- 2) официальный обменный курс рубля Российской Федерации к доллару США;
- 3) официально опубликованные цены на нефть сырую марки «Юралс»

на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) в долларах США за тонну сырой нефти, определенные по результатам мониторинга, проводимого Министерством экономического развития Российской Федерации в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2013 года № 155 «О порядке мониторинга цен на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском), а также о признании утратившим силу постановления Правительства Российской Федерации от 28 марта 2012 г. № 251» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2013, № 9, ст. 951);

4) законодательство Российской Федерации о налогах и сборах, а также таможенное законодательство Российской Федерации, действующие на дату расчета показателя внутренней нормы доходности.

6. При расчете показателя ВНД при проведении анализа обоснованности используются следующие макроэкономические параметры:

1) прогнозная цена на нефть сырую марки «Юралс» единая для всех годов прогнозного периода разработки месторождения (начиная с 1 числа года проведения анализа обоснованности), определяемая как среднее значение ежедневных котировок цен на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) за 36 месяцев, предшествующих месяцу проведения расчета показателя внутренней нормы доходности проекта;

2) прогнозный среднегодовой обменный курс рубля Российской Федерации к доллару США единый для всех годов прогнозного периода разработки месторождения (начиная с 1 числа года проведения анализа обоснованности), определяемый как среднее значение ежедневных показателей официального обменного курса рубля Российской Федерации к доллару США за 36 месяцев, предшествующих месяцу проведения расчета показателя внутренней нормы доходности проекта;

3) значения дефлятора «Добыча сырой нефти и природного газа» за все годы периода разработки месторождения, предшествующие году проведения анализа обоснованности;

4) ставки налогов, предусмотренные законодательством Российской Федерации о налогах и сборах, действующие на дату расчета показателя внутренней нормы доходности;

5) ставки вывозных таможенных пошлин на нефть сырую, рассчитываемые по формулам, установленным постановлением Правительства Российской Федерации от 29 марта 2013 года № 276 «О расчете ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, и признании утратившими силу некоторых решений Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2013, № 13, ст. 1577), на дату проведения расчета показателя внутренней нормы доходности проекта.

7. Для расчета показателя внутренней доходности при проведении ежеквартального мониторинга используются следующие макроэкономические параметры:

1) прогнозная цена на нефть сырую марки «Юралс», определяемая в соответствии с подпунктом 1 пункта 6 настоящих Методических указаний;

2) прогнозный обменный курс рубля к доллару США, определяемый в соответствии с подпунктом 2 пункта 6 настоящих Методических указаний.

Среднегодовая прогнозная цена на нефть сырую марки «Юралс» и среднегодовой прогнозный обменный курс рубля Российской Федерации к доллару США, которые применяются для расчета денежного потока от реализации проекта разработки месторождения, в течение года проведения мониторинга, а также для всех последующих годов прогнозного периода разработки месторождения, рассчитываются на основании фактических цен на нефть сырую марки «Юралс» и официального обменного курса рубля Российской Федерации к доллару США за 36 месяцев, предшествующих месяцу проведения расчета показателя внутренней нормы доходности проекта;

3) ставки налогов, предусмотренные законодательством Российской Федерации о налогах и сборах, действующим на дату проведения расчета показателя внутренней нормы доходности;

4) ставки вывозных таможенных пошлин на нефть сырую, рассчитываемые по формулам, установленным постановлением Правительства Российской Федерации от 29 марта 2013 года. №276 «О расчете ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, и признании утратившими силу некоторых решений Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2013, № 13, ст. 1577) (далее – постановление Правительства Российской Федерации от 29 марта 2013 г. № 276), на дату проведения расчета показателя внутренней нормы доходности проекта.

8. Для расчета показателя внутренней доходности при проведении ежегодного мониторинга используются следующие макроэкономические параметры:

1) прогнозная цена на нефть сырую марки «Юралс», определяемая в соответствии с подпунктом 1 пункта 6 настоящих Методических указаний;

2) прогнозный обменный курс рубля Российской Федерации к доллару США, определяемый в соответствии с подпунктом 2 пункта 6 настоящих Методических указаний;

3) значение дефлятора «Добыча сырой нефти и природного газа» за истекший год;

4) ставки налогов, предусмотренные законодательством Российской Федерации о налогах и сборах, действующим на дату проведения расчета показателя внутренней нормы доходности;

5) ставки вывозных таможенных пошлин на нефть сырую рассчитываемые по формулам, установленным постановлением Правительства Российской Федерации от 29 марта 2013 г. № 276 «О расчете ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, и признании утратившими силу некоторых решений Правительства Российской Федерации», на дату проведения расчета показателя внутренней нормы доходности проекта.

9. На основании результатов анализа экономической обоснованности фактических и прогнозных капитальных и операционных (эксплуатационных) затрат проводится расчет показателя внутренней нормы доходности проекта разработки месторождения за весь период разработки (включая этап проведения поисково-оценочных и геолого-разведочных работ, не превышающий 7 лет, предшествующих году подачи заявления), в рублевом выражении в ценах года подачи заявления.

Показатель внутренней нормы доходности (ВНД) определяется по следующей формуле:

$$\sum_{t=0}^N \frac{\text{ОДП}_t}{(1+\text{ВНД})^t} = \frac{\sum_{t=0}^N \text{ПДП}_t \cdot (1+\text{ВНД})^{N-t}}{(1+\text{ВНД})^N}, \quad (1)$$

где:

$\text{ОДП}_t$  – отрицательный денежный поток от реализации проекта разработки месторождения в периоде  $t$ . Денежный поток рассчитывается по формуле (2), приведенной ниже, в случае, если результат расчета по формуле (2) принимает отрицательное значение, такой денежный поток признается отрицательным денежным потоком для целей расчета ВНД;

$\text{ПДП}_t$  – положительный денежный поток от реализации проекта разработки месторождения в периоде  $t$ . Денежный поток рассчитывается по формуле (2), приведенной ниже, в случае, если результат расчета по формуле (2) принимает положительное значение, такой денежный поток признается положительным денежным потоком для целей расчета ВНД;

ВНД – показатель внутренней нормы доходности;

$N$  – количество лет (периодов) разработки месторождения (устанавливается как наименьшее из срока действия лицензии и 40 лет с момента начала представления данных в справке), по которым проводится анализ обоснованности;

$t$  – номер периода (календарного года).

Значение денежного потока от реализации проекта разработки месторождения (далее – ДП), то есть последовательность значений разности между притоками и оттоками денежных средств за каждый календарный год, предусмотренный в справке, рассчитывается по каждому календарному году по следующей формуле:

$$\text{ДП} = \text{ВРНГКЭ} + \text{ВРНГКВР} + \text{ВРПНГ} + \text{ВРППНГ} + \text{ВРПГ} - \text{ОПЗ} - \text{ПЗ} - \text{КР} - \text{НДПИ} - \text{НИ} - \text{НП} - \text{ЗЛР} - \text{КЗ}, \quad (2)$$

где:

ВРНГКЭ – выручка от реализации нефти сырой и газового конденсата на экспорт;

ВРНГКВР – выручка от реализации нефти сырой и газового конденсата на внутреннем рынке;

ВРПНГ – выручка от реализации попутного нефтяного газа на внутреннем рынке;

ВРППНГ – выручка от реализации продуктов переработки попутного нефтяного газа;

ВРПГ – выручка от реализации природного газа на внутреннем рынке;

ОПЗ – операционные (эксплуатационные) переменные затраты;

ПЗ – операционные (эксплуатационные) постоянные затраты;

КР – коммерческие расходы;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых по всем видам добываемых на участке недр полезных ископаемых;

НИ – расчетный налог на имущество организаций;

НП – расчетный налог на прибыль организаций;

ЗЛР – затраты на ликвидацию или консервацию объектов и рекультивацию земель;

КЗ – капитальные затраты соответствующего года.

10. К операционным (эксплуатационным) переменным затратам относятся:

расходы на энергию по извлечению нефтегазоводяной смеси;

расходы по искусственному воздействию на пласт;

расходы на оплату труда производственных рабочих;

расходы на отчисления на социальные нужды;

расходы по сбору нефти сырой и газа;  
расходы по подготовке нефти сырой;  
расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования;  
обязательные платежи.

11. К расходам на энергию по извлечению нефтегазоводяной смеси относятся энергетические затраты по механизированному (глубинными насосами, электроцентробежными погружными насосами), компрессорному и бескомпрессорному газлифтным способам извлечения нефти, состоящие из стоимости:

- а) электрической энергии, расходуемой на приведение в движение станков-качалок, групповых приводов, электроцентробежных погружных насосов;
- б) сжатого воздуха и газа, потребляемого при компрессорном способе извлечения нефти;
- в) газа природного, используемого при бескомпрессорном газлифтном способе извлечения нефти.

12. В целях расчета показателя внутренней нормы доходности проекта разработки месторождения расход попутного нефтяного газа и газа природного на компрессорный и бескомпрессорный способы извлечения нефти считается потреблением этого газа на собственные производственно-технологические нужды, и его количество включается в валовую добычу указанного газа. Циркуляционный газ в валовую добычу газа повторно не включается.

13. К расходам по искусственному воздействию на пласт относятся затраты:

- а) на работы по поддержанию пластового давления (работы по законтурному, внутриконтурному, очаговому и площадному нагнетанию воды, газа и воздуха, гидроразрыву пласта, обработке забоев поверхностно-активными веществами, соляной кислотой, торпедированию в нефтяных, нагнетательных и контрольных скважинах, термическому воздействию на пласт и другие методы по увеличению нефтеотдачи пластов);
- б) на проведение методов вскрытия пласта (гидроразрыва пласта, кислотной обработки забоев, обработки забоев поверхностно-активными веществами, торпедирования в нефтяных, газовых, нагнетательных и контрольных скважинах, находящихся в эксплуатации), а также работ по переводу нефтяных скважин с одного способа добычи нефти на другой (в том числе установка числящихся в составе основных

фондов станков-качалок или электроцентробежных погружных насосов взамен фонтанной арматуры), включаемых в целях повышения дебита этих скважин.

Количество газа, используемое на технологические нужды, связанные с искусственным воздействием на пласт, включается в валовую добычу (калькулируемое количество) попутного нефтяного газа и газа природного.

14. К расходам на оплату труда производственных рабочих относятся суммы на оплату труда производственных рабочих, занятых на работах по обслуживанию нефтяных, газовых, контрольных, оценочных и наблюдательных скважин, групповых приводов, групповых замерных установок и осуществляющих замер добычи нефти и газа из скважин, буферного, затрубного и межколонного давлений в скважинах, установку и снятие картограммы.

15. Расходы на оплату труда производственных рабочих относятся к операционным (эксплуатационным) затратам путем распределения:

общих затрат при добыче нефти сырой и газа природного пропорционально количеству действующих скважин с учетом количества месяцев их работы в отчетном периоде;

доли затрат, относящейся к нефтяным скважинам, - при добыче нефти сырой и попутного нефтяного газа пропорционально валовой добыче этих продуктов в тоннах.

В случае, если производственные рабочие обслуживают только газовые скважины, затраты на оплату их труда относятся к операционным (эксплуатационным) затратам при добыче газа природного.

16. Расходами на отчисления на социальные нужды принимаются суммы взносов на обязательное пенсионное страхование, взносов на обязательное социальное страхование (в том числе от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний), взносов на обязательное медицинское страхование, уплаченных в соответствии с законодательством Российской Федерации в отношении производственных рабочих.

Отчисления на социальные нужды относятся к операционным (эксплуатационным) затратам добычи нефти, газа попутного и газа природного путем распределения их пропорционально расходам на оплату труда производственных рабочих.

17. К расходам по сбору нефти сырой и газа относятся следующие расходы:

а) затраты, связанные со сбором, перекачкой и хранением нефти, состоящие из расходов по содержанию и эксплуатации: сети технологических трубопроводов (выкидных линий, сборных коллекторов и иных объектов и оборудования) от устья

нефтяных скважин до емкостей товарного парка нефтегазодобывающего управления, конденсатопроводов, насосных станций (пунктов), нефтеемкостей замерных групповых установок, мерников, булитов, ловушечных устройств для улавливания нефти и иных объектов.;

б) расходы по сбору, сепарации (отделению газа от нефти) и транспортировке газа, состоящие из затрат по содержанию и эксплуатации: сети технологических трубопроводов (выкидных линий от устья газовых скважин, сборных коллекторов, шлейфов, магистральных газопроводов), сепараторных установок, групповых газовых установок, дожимных компрессорных станций, насосных станций (установок), теплообменников и другого технологического оборудования;

в) стоимость услуг самостоятельных управлений по сбору газа;

г) стоимость потерь нефти и газа при добыче и хранении в товарных емкостях, а также при перекачке по внутрипромысловым трубопроводам, предусмотренным принятой схемой разработки месторождения в пределах норматива потерь, утвержденного в установленном порядке.

18. Расходы по сбору нефти сырой и газа относятся к операционным (эксплуатационным) затратам:

в части затрат на сбор, перекачку и хранение нефти сырой – к операционным (эксплуатационным) затратам при добыче нефти сырой;

в части затрат на сбор, сепарацию и транспортировку газа – к операционным (эксплуатационным) затратам при добыче попутного нефтяного газа и газа природного - пропорционально их валовой добычи в 1000 кубических метров.

19. К расходам на подготовку нефти сырой относятся следующие затраты:

стоимость реагентов, используемых в технологическом процессе подготовки нефти (независимо от места ввода и дозирования реагентов);

затраты по содержанию и эксплуатации технологических установок (термохимических, электрообезвоживающих и обессоливающих, стабилизационных и комплексной подготовки нефти, теплообменников, технологических резервуаров) и другого технологического оборудования, используемого при подготовке и стабилизации нефти;

стоимость потерь нефти в пределах норм убыли.



В указанные затраты включаются расходы на технологическую подготовку и стабилизацию нефти сырой, подготовку нефти сырой, в том числе стоимость услуг по подготовке нефти сырой, оказываемых иными организациями.

20. В расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования включаются затраты, связанные с содержанием и эксплуатацией наземного и подземного оборудования нефтяных, газовых, оценочных, наблюдательных и контрольных скважин, а также ремонтом указанных скважин:

а) затраты по подъему и спуску в скважины насосно-компрессорных труб, насосных штанг и электропогружных центробежных насосов;

б) расходы по работам, связанным с изменением погружения штанговых насосов, электропогружных центробежных насосов и лифтовых труб, с устранением песчаных и парафинистых пробок, промывкой забоя скважин, их перфорированием, сваби́рованием и другим работам, выполняемым в процессе подземного ремонта;

в) затраты на ремонт подземного оборудования: замена и ремонт штанговых насосов, электропогружных центробежных насосов, плунжеров и их частей, устранение обрыва или разворота насосно-компрессорных труб и насосных штанг и иных объектов;

г) расходы по ремонту наземного оборудования: станков-качалок, групповых приводов, фонтанной и компрессорной арматуры, электродвигателей, автотрансформаторов и станций управления электропогружных центробежных насосов, вышек, мачт, эстакад морских, оборудования автоматики и телемеханики;

д) стоимость материалов (переводников и муфт трубных и штанговых, манометров, запасных частей к средствам автоматики и телемеханизации, установка которых производится непосредственно в местах эксплуатации оборудования, смазочных и иных материалов, необходимых для ухода за оборудованием и содержания его в рабочем состоянии);

Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования относятся к операционным (эксплуатационным) затратам при добыче нефти сырой, попутного нефтяного газа и газа природного пропорционально валовой добыче этой продукции в тоннах.

21. Расходы по ремонту скважин относятся к операционным (эксплуатационным) затратам добычи нефти сырой или природного газа в зависимости от производства работ на нефтяных или газовых скважинах (к операционным (эксплуатационным) затратам добычи попутного нефтяного газа эти расходы не относятся).

22. В обязательные платежи включаются платежи за право пользования акваторией и участками морского дна, плата за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия, транспортный налог, земельный налог.

23. В операционные (эксплуатационные) затраты не включаются суммы начисленной амортизации и налога на добычу полезных ископаемых.

24. К постоянным операционным (эксплуатационным) затратам относятся:

общепроизводственные расходы;

прочие производственные расходы;

расходы на морскую транспортно-технологическую систему (в том числе танкерный флот).

25. В общепроизводственные расходы включаются затраты, связанные с обслуживанием производства в целом. К общепроизводственным расходам относятся:

а) заработная плата вспомогательного и административного, занятого непосредственно на месторождении, персонала и обязательные отчисления от заработной платы по установленным законодательством нормам на социальные нужды;

б) выплаты надбавок за подвижной характер работ при вахтовом методе организации работ и компенсационные выплаты;

в) расходы на содержание и ремонт зданий, сооружений, инвентаря и транспортных средств, непосредственно связанных с деятельностью по разведке и (или) разработке месторождения;

г) расходы на обслуживание компьютерных систем и сетей и средств автоматизации, непосредственно связанных с деятельностью по разведке и (или) разработке месторождения;

д) расходы по охране труда и технике безопасности;

е) расходы на производство испытаний, содержание лабораторий, расходы на изобретательство и технические усовершенствования, осуществляемые в ходе производственного процесса на месторождении;

ж) содержание и ремонт дорог и внеплощадочных объектов;

з) расходы на экологические мероприятия;

и) расходы на услуги связи, коммунальные расходы;

к) затраты по содержанию пунктов горячего питания, содержание столовых;

л) расходы по аренде и лизингу зданий, сооружений, машин, оборудования и прочего имущества, непосредственно находящегося в границах месторождения;

м) потери, порча и недостача материалов, готовой продукции в товарных парках и на складах, другие непроизводительные потери за вычетом сумм, полученных или оприходованных;

н) расходы на приобретение сырья, материалов, запасных частей и комплектующих деталей, топливо и горюче-смазочные материалы, непосредственно использованных в деятельности по разведке и (или) разработке месторождения.

В случае, если отдельные общепроизводственные расходы относятся не только к разработке месторождения, по которому подается заявление, но и к другим месторождениям, данные затраты относятся к операционным (эксплуатационным) затратам путем их распределения пропорционально доле расходов на оплату труда производственных рабочих, отнесенных на продукцию, добываемую на месторождении, по которому подается заявление, в общем объеме расходов на оплату труда производственных рабочих пользователя недр.

26. К прочим производственным расходам относятся отчисления по обязательному страхованию имущества пользователя недр, учитываемого в составе производственных фондов и используемого исключительно в деятельности по разведке и (или) разработке месторождения, расчетно-кассовое обслуживание.

В случае, если прочие производственные расходы относятся не только к разработке месторождения, по которому подается заявление, но и к другим месторождениям, данные затраты относятся к операционным (эксплуатационным) затратам путем их распределения пропорционально доле валовой добычи продукции (в тоннах) за год, добываемой на месторождении, по которому подается заявление, в общем количестве продукции, добытой пользователем недр.

27. К расходам на морскую транспортно-технологическую систему (в том числе танкерный флот) (применительно к месторождениям, расположенным в пределах российской части (российского сектора) дна Каспийского моря, в пределах морского дна внутренних морских вод Российской Федерации, в пределах дна территориального моря Российской Федерации, в пределах континентального шельфа Российской Федерации) относятся затраты, определяемые на основании рыночных цен фрахта танкерного флота и аренды других видов судов, задействованных в обслуживании добычи на месторождении, по которому подается заявление. К расходам на морскую транспортно-технологическую

систему также относятся затраты на водолазное обслуживание, вертолетное обслуживание, навигационные расходы, расходы на судовое обслуживание, расходы на услуги транспортно-буксировочных судов, мониторинг технического состояния объектов.

28. В постоянные операционные (эксплуатационные) затраты не включаются суммы начисленной амортизации и любые платежи по кредитам банков и ссудам.

29. К коммерческим расходам относятся затраты на транспортировку газа природного, широкой фракции легких углеводородов, стабильного газового бензина, пропана и других газообразных углеводородов от места подготовки товарной продукции до места реализации, нефти сырой и (или) газового конденсата от товарного парка до магистрального нефтепровода или емкостей покупателя нефти сырой и (или) газового конденсата (независимо от места оформления приема-сдачи нефти сырой), а также на транспортировку нефти сырой и (или) газового конденсата от товарного парка до нефтеналивного пункта эстакады, где производится налив нефти сырой и (или) газового конденсата в железнодорожные цистерны или нефтеналивные суда, расходы на страхование нефти сырой и (или) газового конденсата, газа и продуктов их переработки при транспортировке, вывозная таможенная пошлина. При определении коммерческих расходов не учитываются начисленная амортизация.

В случае, если отдельные коммерческие расходы относятся не только к разработке месторождения, по которому подается заявление, но и к другим месторождениям, данные затраты относятся к операционным (эксплуатационным) затратам путем их распределения пропорционально доле реализованной продукции за год, добытой на месторождении, по которому подается заявление, в общем количестве продукции, реализованной за год пользователем недр.

30. К затратам на транспортировку нефти сырой относятся:

расходы на транспортировку нефти сырой по территории Российской Федерации и за ее пределами (магистральными трубопроводами, железнодорожным транспортом, автомобильным транспортом, водным транспортом от средств измерения, соответствующих требованиям законодательства в сфере обеспечения единства измерений, по которым определено количество нефти сырой, переданной на транспортировку, до средства измерения, соответствующего требованиям законодательства в сфере обеспечения единства измерения, по которому определено количество нефти сырой, переданное покупателю);

фрахт и перевалка в порту нефти сырой;

плата за простой судна (демерредж);  
 расходы на страхование нефти сырой при транспортировке;  
 таможенное оформление;  
 прочие расходы, связанные с транспортировкой нефти сырой.

31. Расчетный налог на имущество организаций определяется путем применения ставки налога, установленной законом субъекта Российской Федерации в границах которого на 50 и более процентов своей площади расположено месторождение для соответствующего года периода разработки месторождения, к налоговой базе, определенной в соответствии с действующим (действовавшим) на соответствующий год периода разработки месторождения законодательством о налогах и сборах, в отношении объектов основных средств, непосредственно связанных с деятельностью по разработке месторождения.

Расчетный налог на прибыль организаций определяется путем применения ставки налога на прибыль организаций, установленной пунктом 1 статьи 284 Налогового кодекса Российской Федерации и законом субъекта Российской Федерации, в границах которого на 50 и более процентов своей площади расположено месторождение для соответствующего года периода разработки месторождения, к расчетной величине прибыли за год. При этом расчетная величина прибыли за год определяется как разность доходов и расходов, понесенных при разведке и (или) разработке месторождения и указанных в справке, за год по формуле:

$$П = \text{ВРНГКЭ} + \text{ВРНГКВР} + \text{ВРПНГ} + \text{ВРПППНГ} + \text{ВРПГ} - \text{ОПЗ} - \text{ПЗ} - \text{КР} - \text{НДПИ} - \text{НИ} - \text{НА} - \text{ЗЛР}, \quad (3)$$

где:

П – расчетная прибыль;

НА – начисленная амортизация, в отношении объектов основных средств, непосредственно связанных с деятельностью по разработке месторождения, за год.

В случае, если прибыль, рассчитанная по формуле (3), за отдельный год является отрицательной величиной, расчетный налог на прибыль организаций принимается равным нулю.

32. К капитальным затратам относятся:

затраты на геолого-разведочное бурение;  
 затрат на прочие геолого-разведочные работы;  
 затраты на эксплуатационное бурение;

затраты на обустройство скважин и кустов;

затраты на внутривидовые трубопроводы и резервуары;

затраты на трубопроводы присоединения к магистральным трубопроводам;

затраты на объекты сбора и транспортировки нефти сырой, газа и воды;

затраты на подводные добычные комплексы (для месторождений, расположенных в пределах российской части (российского сектора) дна Каспийского моря, в пределах морского дна внутренних морских вод Российской Федерации, в пределах дна территориального моря Российской Федерации, в пределах континентального шельфа Российской Федерации);

затраты на платформы (для месторождений, расположенных в пределах российской части (российского сектора) дна Каспийского моря, в пределах морского дна внутренних морских вод Российской Федерации, в пределах дна территориального моря Российской Федерации, в пределах континентального шельфа Российской Федерации);

затраты на буровые установки (для месторождений, расположенных в пределах российской части (российского сектора) дна Каспийского моря, в пределах морского дна внутренних морских вод Российской Федерации, в пределах дна территориального моря Российской Федерации, в пределах континентального шельфа Российской Федерации);

затраты на объекты поддержания пластового давления;

затраты на объекты подготовки нефти сырой, газа и конденсата;

затраты на объекты энергетического хозяйства;

затраты на береговые сооружения (для месторождений, расположенных в пределах российской части (российского сектора) дна Каспийского моря, в пределах морского дна внутренних морских вод Российской Федерации, в пределах дна территориального моря Российской Федерации, в пределах континентального шельфа Российской Федерации);

затраты на дороги;

затраты на иные объекты инфраструктуры;

затраты на внеплощадочные объекты;

затраты собственника;

затраты на оборудование, не входящее в сметы на строительство;

затраты на поддержание объектов основных средств.

Суммы капитальных затрат по всем перечисленным выше категориям указываются без учета налога на добавленную стоимость.

33. Затраты на геолого-разведочное бурение включают фактические и прогнозные затраты, относящиеся к:

- опорному и параметрическому бурению;
- поисковому бурению;
- разведочному бурению;
- механическому колонному бурению;
- ударно-механическому бурению.

34. К затратам на прочие геолого-разведочные работы относятся фактические и прогнозные затраты, относящиеся к проведению геолого-разведочных работ – геологические, геохимические, геофизические, за исключение затрат на геолого-разведочное бурение.

35. К затратам на эксплуатационное бурение относятся фактические и прогнозные затраты на бурение:

- добывающих скважин;
- нагнетательных скважин (для нагнетания газа и воды);
- водозаборных скважин;
- скважин с подводным закачиванием (для месторождений, расположенных в пределах российской части (российского сектора) дна Каспийского моря, в пределах морского дна внутренних морских вод Российской Федерации, в пределах дна территориального моря Российской Федерации, в пределах континентального шельфа Российской Федерации);
- прочих скважин, не относящихся к геолого-разведочному бурению, расположенных в границах месторождения.

36. К затратам на обустройство скважин и кустов относятся фактические и прогнозные затраты на:

- обустройство приустьевой площадки и обваливание территории устьев скважин;
- фундамент под станок-качалку;
- нефтеналивные эстакады, наливные стоянки;
- технологические трубопроводы (не вошедшие в затраты на внутрипромысловые трубопроводы);
- прочие подобные объекты, предусмотренные в проектной документации.

37. К затратам на внутрипромысловые трубопроводы и резервуары относятся фактические и прогнозные затраты на:

нефтегазосборные трубопроводы, обеспечивающие сбор продукции скважин от замерных установок до пунктов первой ступени сепарации нефти сырой, дожимной насосной станции или центрального пункта сбора;

нефтепроводы для транспортировки газонасыщенной или разгазированной обводненной или безводной нефти сырой от пунктов сбора нефти сырой и дожимной насосной станции до центрального пункта сбора;

газопроводы для транспортировки нефтяного попутного газа от установок сепарации нефти сырой до установок подготовки газа, компрессорной станции, центрального пункта сбора, газоперерабатывающего завода и собственных нужд;

газосборные трубопроводы, обеспечивающие сбор продукции скважин от замерных установок до пунктов технологической установки подготовки газа к транспортировке и промысловыми газораспределительными станциями;

резервуары для хранения, подземные емкости, перевалочные базы с плавучими нефтехранилищами;

прочие трубопроводы, используемые для перекачки нефти сырой, газа и газового конденсата внутри площадки.

38. К затратам на трубопроводы присоединения к магистральным трубопроводам относятся фактические и прогнозные затраты на нефтепроводы для транспортирования товарной нефти от центрального пункта сбора до точки (узла) подключения к магистральному нефтепроводу; газопроводы для транспортирования газа от центрального пункта сбора до точки (узла) подключения к газопроводу.

39. К затратам на объекты сбора и транспортировки нефти сырой, газа и воды относятся фактические и прогнозные затраты на:

устьевое оборудование скважин;

станки-качалки эксплуатационных скважин и насосы центробежные (нефтяные);

станция управления электрическими центробежными насосами или станком-качалкой штанговых глубинных насосов;

наземное оборудование для эксплуатации скважин гидропоршневыми насосами;

емкости для хранения химической реагентов, незамерзающих при низких температурах;

конденсатосборники и конденсатоотводчики;

метанольные установки;



блоки для подачи и устройства для закачки реагентов-деэмульгаторов, ингибиторов и иные аналогичные объекты;

замерные установки, узлы учета нефти сырой;

дожимные насосные станции;

установки предварительного сброса воды;

компрессорные станции для газлифтной добычи;

газокомпрессорные станции для транспортировки;

газораспределительные блоки;

подогреватели нефти сырой устьевые и путевые;

прочие подобные объекты, предусмотренные в проектной документации.

40. К затратам на подводные добычные комплексы относятся фактические и прогнозные затраты на:

устьевые фонтанные елки;

донные опорные плиты (темплеты);

система устройств и аппаратуры для запуска и непрерывной безотказной работы нефтяных и газовых скважин (манифольд);

подводный дистанционный управляемый аппарат;

шлангокабели;

прочие объекты, связанные с возведением подводных добычных комплексов.

41. К затратам на платформы относятся фактические и прогнозные затраты на:

морскую стационарную платформу;

гравитационные платформы;

прочие платформы, непосредственно используемые в деятельности по разработке месторождения.

42. В случае, если платформы и установки обслуживают помимо месторождения, по которому подается заявление, прочие месторождения (вне зависимости от того, начата ли разработка прочих месторождений или нет), расходы на их приобретение и строительство пропорционально уменьшаются для отнесения на капитальные затраты по разработке месторождения, по которому подается заявление. Распределение затрат осуществляется на основе общего объема накопленной добычи углеводородного сырья (в тоннах) за весь период разработки месторождений.

43. К затратам на буровые установки (в том числе полупогружные буровые установки, погружные буровые установки, плавающие установки) (для месторождений,

расположенных в пределах российской части (российского сектора) дна Каспийского моря, в пределах морского дна внутренних морских вод Российской Федерации, в пределах дна территориального моря Российской Федерации, в пределах континентального шельфа Российской Федерации) относятся затраты, которые определяются на основании рыночных ставок аренды указанных установок, задействованных в проведении буровых работ на месторождении.

44. К расходам на объекты поддержания пластового давления относятся фактические и прогнозные затраты на:

кустовые насосные станции для закачки воды в пласт;

блок закачки воды в нагнетательные скважины и блоки водораспределительной гребенки;

системы закачки газа в пласт;

станции биологической очистки сточных вод;

подводящие водоводы;

разводящие водоводы;

прочие подобные объекты, предусмотренные в проектной документации.

45. К расходам на объекты подготовки нефти сырой, газа и газового конденсата относятся фактические и прогнозные затраты на:

центральный пункт сбора нефти сырой (ЦПС) (включая установку подготовки нефти сырой, сепарационную установку, факельное хозяйство);

установку комплексной подготовки нефти сырой (УПН);

установку стабилизации нефти сырой;

установку подготовки газового конденсата к транспорту;

установку по промысловой подготовке нефтяного газа (включая установку осушки газа);

установку комплексной подготовки газа;

парк технологических резервуаров для нефти сырой;

коммерческий узел учета нефти сырой, газового конденсата, газа;

прочие подобные объекты, предусмотренные в проектной документации.

46. К расходам на объекты энергетического хозяйства относятся фактические и прогнозные затраты на:

здания и сооружения электростанций и подстанций;

котельные;

линейные объекты (воздушные линии);  
трансформаторные подстанции;  
газотурбинные электростанции;  
прочие подобные объекты, предусмотренные в проектной документации.

47. К расходам на береговые сооружения относятся фактические и прогнозные затраты на береговые сооружения для приема и (или) отгрузки нефти сырой.

48. К расходам на дороги относятся фактические и прогнозные затраты на строительство автомобильных внутрипромысловых и подъездных дорог, в том числе мостов.

49. К расходам на иные объекты инфраструктуры относятся фактические и прогнозные капитальные затраты на:

железнодорожные нефтеналивные эстакады;

базы производственного обслуживания (включая производственные и административные корпуса, лабораторные комплексы, материальные склады, склады ГСМ, складские площадки, вертолетные площадки, проходные, столовые, теплые стоянки, инженерные сети, внутриплощадочные проезды, очистные сооружения):

трубные базы;

базы производственно-технологического транспорта и спецтехники;

базы производственно-технологической комплектации;

полигоны твердых бытовых отходов;

ремонтно-механические мастерские;

пожарные депо;

причальные сооружения;

природоохранные объекты;

прочие подобные объекты, предусмотренные в проектной документации.

50. К расходам на внеплощадочные объекты относятся фактические и прогнозные затраты на:

подъездные железнодорожные пути;

сети водоснабжения;

сети канализации;

сети теплоснабжения;

сети электрические;

сети связи;

прочие подобные объекты, предусмотренные в проектной документации.

51. К затратам собственника относятся фактические и прогнозные капитальные затраты на:

разработку проектной документации (в том числе технико-экономического обоснования строительства, оценка воздействия на окружающую среду) на разработку месторождения, по которому подается заявление (при наличии);

затраты на приобретение земельных участков и улучшение земель и объектов природопользования, распределенные на месторождение, по которому подается заявление (при наличии).

52. К затратам на оборудование, не входящее в сметы на строительство, относятся фактические и прогнозные затраты, предусмотренные в проектной документации, на буровое оборудование и аппаратуру буровых, оборудование для геолого-поисковых работ, транспортные средства, агрегаты и специальные машины, нефтепромысловое оборудование, исключительно используемое в деятельности, связанной с разведкой и (или) разработкой месторождения.

53. К капитальным затратам на поддержание объектов основных средств относятся фактические затраты на проведение капитального ремонта и поддержания имеющихся основных средств, используемых исключительно в деятельности, связанной с разведкой и (или) разработкой месторождения, в рабочем состоянии. При этом учитываются только капитальные затраты, которые направлены на увеличение первоначальной стоимости объектов основных средств и не списываются на расходы текущего периода.

54. В случае, если отдельные объекты (площадочные и внеплощадочные) используются не только для разведки и (или) разработки месторождения, по которому подается заявление, но и на других месторождениях (вне зависимости от того, начата разработка прочих месторождений или нет), расходы на их приобретение и строительство объектов пропорционально уменьшаются для отнесения на капитальные затраты по разведке и (или) разработке месторождения, по которому подается заявление. Распределение затрат осуществляется на основе общего объема накопленной добычи углеводородного сырья (в тоннах) за весь период разработки месторождений, на которых предполагается использовать соответствующие производственные объекты, либо на основе фактической мощности производственного объекта (паспортной производительности оборудования или паспортной пропускной способности)

относительно требуемой мощности производственных объектов основных средств для обслуживания месторождения, по которому подается заявление.

55. К затратам на ликвидацию или консервацию объектов и рекультивацию земель относятся ежегодные фактические и прогнозные затраты на ликвидацию и рекультивацию, в том числе затраты, связанные с консервацией скважин, числящихся в составе основных фондов, производимые, в том числе по оборудованию устьев и стволов опорных, параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных, наблюдательных, нагнетательных и специальных скважин при их ликвидации или консервации.

56. Для целей настоящих Методических указаний товарной нефтью (нефть, соответствующая требованиям стандарта по качеству) признается добытая нефть сырая за вычетом потребления нефти сырой на собственные нужды в целях сбора и подготовки нефти сырой за период проведения анализа обоснованности, а валовая добыча - объем добытого полезного ископаемого, определенный в соответствии со статьей 339 Налогового кодекса Российской Федерации для целей расчета налогооблагаемой базы по налогу на добычу полезных ископаемых в единицах массы нетто. Массой нетто признается количество нефти сырой за вычетом отделенной воды, попутного нефтяного газа и примесей, а также за вычетом содержащихся в нефти сырой во взвешенном состоянии воды, хлористых солей и механических примесей, определенных лабораторными анализами.

57. Для целей проведения анализа обоснованности денежные потоки периодов, предшествующих году проведения анализа обоснованности, приводятся к ценам года подачи заявления путем умножения на индекс, определяемый по следующей формуле:

$$I_t^n = D_n / D_t \quad (3)$$

где  $I_t^n$  – индекс, по которому денежные потоки года  $t$  приводятся к ценам года подачи заявления ( $n$ );

$D_n$  – значение дефлятора «Добыча сырой нефти и природного газа» накопленным итогом начиная с 31 декабря года начала учета расходов согласно справке к 31 декабря года подачи заявления ( $n$ ), если фактическое значение не опубликовано, используется ожидаемое значение индекса цен производителей по виду экономической деятельности «Добыча сырой нефти и природного газа» согласно среднесрочному прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации и отдельных секторов экономики;

$D_t$  – значение дефлятора «Добыча сырой нефти и природного газа» накопленным итогом начиная с 31 декабря года начала учета расходов согласно справке к 31 декабря года  $t$ , к которому относятся денежные потоки;

$t$  – год, к которому относятся представляемые данные;

$n$  – год подачи заявления.

58. Для подтверждения обоснованности применения особых формул показатель внутренней нормы доходности, определенный в соответствии с пунктом 9 настоящих Методических указаний, сравнивается с уровнем 16,3 процента, установленным пунктом 7 Правил подготовки предложений.

59. Для целей расчета количества нефти сырой, добываемой на месторождении, которое может быть вывезено с применением особой формулы расчета пошлины, количество нефти сырой, которое может быть вывезено с применением особой формулы расчета пошлины, увеличивается на одну тысячу тонн в диапазоне от нуля до величины, равной разнице между текущими извлекаемыми запасами нефти сырой по данным утвержденного государственного баланса полезных ископаемых по состоянию на 1 января года подачи заявления и накопленной добычи нефти сырой, определенной по состоянию на 1 января года подачи последней справки, пока показатель внутренней нормы доходности, определенный в соответствии с пунктом 9 настоящих Методических указаний, не достигнет уровня 16,3 процента.

60. Для расчета показателя внутренней нормы доходности при ежеквартальном мониторинге учитываются фактические данные о количестве нефти сырой, добытой на месторождении за отчетный квартал, и количестве нефти сырой, добытой на месторождении и вывезенной с применением особой формулы расчета ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую за отчетный квартал.

61. Для расчета показателя внутренней нормы доходности при ежегодном мониторинге также учитываются:

1) фактические данные за истекший год о количестве добытой на месторождении нефти сырой, о количестве нефти сырой, добытой на месторождении и вывезенной с применением особой формулы расчета пошлины, данные справки (с приложением регистров бухгалтерского учета, подтверждающих затраты и получение указанной выручки с разбивкой по видам добытых углеводородов);

2) прогнозные данные об объемах добычи нефти сырой и других добываемых на месторождении углеводородов, о капитальных и операционных (эксплуатационных)

затратах (или только о капитальных затратах) на период разработки месторождения, следующий за истекшим годом, в случаях, предусмотренных в пункте 26 Правил подготовки предложений.

62. В случае, если пользователем недр в порядке, установленном пунктом 26 Правил подготовки предложений, предоставлены уточненные документы, такие документы учитываются при проведении анализа обоснованности с учетом положений, установленных пунктом 63 настоящих Методических указаний.

63. Для расчета показателя внутренней нормы доходности проекта при ежегодном мониторинге суммы капитальных и операционных (эксплуатационных) экономически обоснованных затрат за весь период разработки месторождения, рассчитанные с учетом фактических затрат, представленных пользователем недр в соответствии с пунктом 61 настоящих Методических указаний, сравниваются с соответствующими суммами, рассчитанными на основе данных, представленных пользователем недр в соответствии с пунктами 3 или 26 Правил подготовки предложений, с учетом особенностей, установленных пунктом 28 Правил подготовки предложений.

При этом:

1) в суммы капитальных и операционных (эксплуатационных) затрат за весь период разработки месторождения (далее – накопленные показатели) включаются суммы фактически понесенных за истекшие годы капитальных и операционных (эксплуатационных) затрат, представленных пользователем недр в справке, и прогнозных капитальных и операционных (эксплуатационных) затрат, представленных заявителем в соответствии с пунктом 3 или 26 Правил подготовки предложений, за годы, следующие за истекшим. Для целей настоящего пункта под истекшим годом понимается год, предшествующий году проведения анализа;

2) суммы капитальных и операционных (эксплуатационных) затрат за весь период разработки месторождения рассчитываются в ценах года подачи заявления. Корректировка капитальных и операционных (эксплуатационных) затрат, указанных в форме справки, представленных при ежегодном мониторинге согласно пункту 61 настоящих Методических указаний с целью их приведения к ценам года подачи заявления, производится посредством умножения на индекс  $I^n$ , для соответствующего года;

3) под соответствующими суммами капитальных и операционных (эксплуатационных) затрат за весь период разработки месторождения (далее – прогнозные показатели) понимаются суммы капитальных и операционных (эксплуатационных) затрат

за все года периода разработки месторождения, следующие за истекшим, определенные на основе данных, представленных пользователем недр в соответствии с пунктами 3 или 26 Правил подготовки предложений;

4) при проведении анализа обоснованности до года достижения степени выработанности запасов месторождения 5 процентов, включая год достижения степени выработанности запасов месторождения 5 процентов, накопленные показатели сравниваются с проектными показателями, определенными на основе проектной документации, представленной пользователем недр в соответствии с пунктом 3 Правил подготовки предложений, или уточненной проектной документации, в случае, если такая документация была представлена пользователем недр в соответствии с пунктом 26 Правил подготовки предложений при наступлении обстоятельств непреодолимой силы;

5) при проведении анализа в годах, следующих за годом достижения степени выработанности запасов месторождения 5 процентов, накопленные показатели сравниваются с проектными показателями, определенными на основе уточненной проектной документации, представленной пользователем недр в соответствии с пунктом 26 Правил подготовки предложений.

При проведении анализа обоснованности прогнозные показатели количества нефти сырой, добываемой на месторождении, капитальных и операционных (эксплуатационных) затрат, представленные при проведении ежегодного мониторинга, не учитываются.



**ФОРМА ЗАЯВЛЕНИЯ**  
**о применении особой формулы расчета ставки вывозной таможенной**  
**пошлины на нефть сырую**

Пользователь недр \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ полное и сокращенное наименование, организационно-правовая форма - для юридического лица; фамилия, имя отчество – для индивидуального предпринимателя

просит рассмотреть возможность применения особых формул расчета ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую, добытую на месторождении:

\_\_\_\_\_ Степень выработанности запасов (в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в \_\_\_ году) составляет: \_\_\_\_\_

Адрес места нахождения юридического лица (места жительства индивидуального предпринимателя): \_\_\_\_\_

Государственный регистрационный номер записи о создании юридического лица; данные документа, подтверждающего: \_\_\_\_\_

Факт внесения сведений о юридическом лице в Единый государственный реестр юридических лиц или Единый государственный реестр индивидуальных предпринимателей, с указанием адреса места нахождения органа, осуществившего государственную регистрацию: \_\_\_\_\_

Идентификационный номер налогоплательщика и данные документа о постановке на учет в налоговом органе: \_\_\_\_\_

Телефон/факс: \_\_\_\_\_

E-mail (при наличии): \_\_\_\_\_

Приложение: документы по прилагаемой описи на \_\_\_ л.

\_\_\_\_\_ (должность руководителя- для юридического лица)

\_\_\_\_\_ (подпись)

\_\_\_\_\_ Ф.И.О. руководителя юридического лица либо индивидуального предпринимателя, обратившегося с заявлением

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_

М.П.

AB

C1

C2

## 2.2. Начальные извлекаемые запасы газового конденсата, тыс.т

AB

C1

C2

## 2.3. Начальные запасы растворенного газа, млн куб.м

AB

C1

C2

## 2.3. Начальные запасы природного газа, млн куб.м

AB

C1

C2

## 3) График добычи

## 3.1. Графики добычи полезных ископаемых

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	..	Год N <sup>1</sup>
Нефть					

<sup>1</sup>N - последний год предоставления данных: либо последний год разработки месторождения, либо последний год, предусмотренный формой для предоставления данных.

Добыча, в т.ч.	тыс. т				
Нефть, соответствующая требованиям стандарта по качеству					
Собственные нужды					
Технологические потери при добыче					
Жидкость	тыс. т				
Газовый конденсат (конденсат)					
Добыча, в т.ч.	тыс. т				
Товарная продукция (нестабильный конденсат, стабильный конденсат и т.д.)	тыс. т				
Товарная продукция (широкая фракция легких углеводородов)	тыс. т				
Собственные нужды	тыс. т				
Технологические потери при добыче	тыс. т				
Попутный нефтяной газ (ПНГ)					
Добыча	млн куб. м				
Закачка в пласт для поддержания пластового давления	млн куб. м				
Товарная продукция (СОГ)	млн куб. м				
Собственные нужды					
Технологические потери при добыче					
Природный газ					
Добыча	млн куб. м				
Закачка в пласт для поддержания пластового давления	млн куб. м				
Товарная продукция (газ природный)	млн куб. м				
Собственные нужды					
Технологические потери при добыче					

## 3.2. Продукты переработки попутного нефтяного газа

	Ед. изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ)	тыс. т				
Отбензиненный газ	тыс. т				
Стабильный газовый бензин	тыс. т				
Пропан	тыс. т				
Прочие продукты	тыс. т				

## 3.3. Дата начала добычи

Начало добычи нефти

Начало добычи газового конденсата

Начало добычи природного газа

## 3.4. Дата окончания добычи

Окончание добычи нефти

Окончание добычи газового конденсата

Окончание добычи природного газа

## 3.5. Реализация нефти сырой и газового конденсата

Реализация нефти

	Ед. изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Экспорт	%				
Внутренний рынок	%				

Реализация стабильного газового конденсата (в случае если реализация идет отдельно от нефти)

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Экспорт	%				
Внутренний рынок	%				

4) Ценовые параметры

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Цена на нефть сырую марки "Юралс"	долл. США/брр.				
Корректировка (премия / (скидка) за качество) к цене на нефть сырую марки "Юралс"	долл. США/брр.				
Расходы на транспортировку за пределами Российской Федерации	долл. США/брр.				
Фрахт	долл. США/брр.				
Плата за простой судна (демерредж)	долл. США/брр.				
Страхование	долл. США/брр.				
Перевалка в порту	долл. США/брр.				
Таможенное оформление	долл. США/брр.				
Иные расходы	долл. США/брр.				
Расходы на транспортировку по территории Российской Федерации	руб./т.				
Цена на попутный нефтяной газ (на узле коммерческого учета)	руб./1000 куб.м				
Цена на природный газ (на узле коммерческого учета)	руб./1000 куб.м				
Цена на широкую фракцию легких углеводородов, полученную при стабилизации газового конденсата (в месте продажи)	руб./т.				
Цена на широкую фракцию легких углеводородов (в месте продажи)	руб./т.				
Цена на стабильный газовый бензин (в месте продажи)	руб./т.				
Цена на пропан (в месте продажи)	руб./т.				
Цена на прочие продукты (в месте продажи)	руб./т.				

5) Налоги и таможенные пошлины

5.1. Вывозная таможенная пошлина

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Действовавшая стандартная ставка вывозной таможенной пошлины на нефть сырую	долл./т.				
Объем нефти, на который распространялась действующая стандартная ставка	тыс.т.				

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Действовавшие особые ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую	долл./т.				
Объем нефти сырой, на который распространялись особые ставки	тыс.т.				

## 5.2. Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

	Ед.изм.	Показатель
Наличие льготы по НДПИ на нефть	да / нет	
Предельный накопленный объем добычи нефти	тыс.т.	
Предельная дата окончания применения льготы по НДПИ в соответствии с условиями	ДД/ММ/ГГГГ	

	Ед.изм.	Показатель
Наличие льготы по НДПИ на газовый конденсат	да / нет	
Предельный накопленный объем добычи нефти	тыс.т.	
Предельная дата окончания применения льготы по НДПИ в соответствии с условиями	ДД/ММ/ГГГГ	

	Ед.изм.	Показатель
Наличие льготы по НДПИ на природный газ	да / нет	
Предельный накопленный объем добычи нефти	1000 куб.м	
Предельная дата окончания применения льготы по НДПИ в соответствии с условиями	ДД/ММ/ГГГГ	

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Ставка налога на добычу полезных ископаемых (нефть)	руб./т.				
Понижающий коэффициент к ставке НДПИ на нефть (при наличии)					

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Ставка налога на добычу полезных ископаемых (газовый конденсат)	руб./т.				
Понижающий коэффициент к ставке НДПИ на газовый конденсат (при наличии)					

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Ставка налога на добычу полезных ископаемых (природный газ)	руб./ 1000 куб.м				
Понижающий коэффициент к ставке НДПИ на природный газ (при наличии)					

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	..	Год N
Налог на добычу полезных ископаемых (нефть)	млн руб.				
Налог на добычу полезных ископаемых (газовый конденсат)	млн руб.				
Налог на добычу полезных ископаемых (природный газ)	млн руб.				

## 6) Операционные (эксплуатационные) затраты

## 6.1. Операционные (эксплуатационные) переменные затраты при добыче нефти

сырой

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	..	Год N
Расходы на энергию по извлечению нефтегазоводяной смеси	в денежных единицах в год				

Удельный показатель на 1 тонну извлеченной жидкости	в денежных единицах в год/т.				
Расходы по искусственному воздействию на пласт	в денежных единицах в год				
Удельный показатель на 1 тонну извлеченной жидкости	в денежных единицах в год/т.				
Расходы на оплату труда производственных рабочих	в денежных единицах в год				
Удельный показатель на 1 тонну извлеченной жидкости	в денежных единицах в год/т.				
Расходы на отчисления на социальные нужды	в денежных единицах в год				
Удельный показатель на 1 тонну извлеченной жидкости	в денежных единицах в год/т.				
Расходы по сбору нефти сырой	в денежных единицах в год				
Удельный показатель на 1 тонну извлеченной жидкости	в денежных единицах в год/т.				
Расходы по подготовке нефти сырой	в денежных единицах в год				
Удельный показатель на 1 тонну подготовленной нефти	в денежных единицах в год/т.				
Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования	в денежных единицах в год				
Удельный показатель на 1 скважину в год	в денежных единицах в год/скв./г.				
Обязательные платежи	в денежных единицах в год				
Удельный показатель на 1 тонну подготовленной нефти	в денежных единицах в год/т.				
Итого операционные (эксплуатационные) переменные затраты при добыче нефти сырой	в денежных единицах в год				
Удельные переменные на 1 тонну извлеченной жидкости	в денежных единицах в год/т.				

6.2. Операционные (эксплуатационные) переменные затраты при добыче попутного нефтяного газа

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	.	Год N
Расходы на оплату труда производственных рабочих	в денежных единицах в год				
Удельный показатель на 1000 куб.м. добытого ПНГ	в денежных единицах в год/1000				

	куб.м ПНГ				
Расходы на отчисления на социальные нужды	в денежных единицах в год				
<i>Удельный показатель на 1000 куб.м. добытого ПНГ</i>	в денежных единицах в год/1000 куб.м ПНГ				
Расходы по сбору газа	в денежных единицах в год				
<i>Удельный показатель на 1000 куб.м. добытого ПНГ</i>	в денежных единицах в год/1000 куб.м ПНГ				
Итого операционные (эксплуатационные) переменные затраты при добыче попутного нефтяного газа	в денежных единицах в год				
<i>Удельный показатель на 1000 куб.м. добытого ПНГ</i>	в денежных единицах в год/1000 куб.м ПНГ				

### 6.3. Удельные затраты: Переработка попутного нефтяного газа

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Расходы на переработку попутного нефтяного газа	в денежных единицах в год				
<i>Удельный показатель на 1000 куб.м переработанного ПНГ</i>	в денежных единицах на 1000 куб.м				

### 6.4. Операционные (эксплуатационные) переменные затраты при добыче природного газа

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Расходы на оплату труда производственных рабочих	в денежных единицах в год				
<i>Удельный показатель на 1000 куб.м добытого природного газа</i>	в денежных единицах на 1000 куб.м				
Расходы на отчисления на социальные нужды	в денежных единицах в год				
<i>Удельный показатель на 1000 куб.м добытого природного газа</i>	в денежных единицах на 1000 куб.м				
Расходы по сбору газа	в денежных единицах в год				
<i>Удельный показатель на 1000 куб.м добытого природного газа</i>	в денежных единицах на 1000 куб.м				
Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования	в денежных единицах в год				
<i>Удельный показатель на 1 скважину в год</i>	в денежных единицах в год/скв./г.				
Итого операционные (эксплуатационные)	в денежных				

переменные затраты при добыче природного газа	единицах в год				
Удельный показатель на 1000 куб.м добытого природного газа	в денежных единицах на 1000 куб.м				

## 6.5 Операционные (эксплуатационные) постоянные расходы

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Операционные (эксплуатационные) постоянные расходы	в денежных единицах в год				
в том числе общепроизводственные расходы	в денежных единицах в год				
прочие производственные расходы	в денежных единицах в год				
расходы на морскую транспортно-технологическую систему (в т.ч. танкерный флот) (для шельфа)	в денежных единицах в год				
Коммерческие расходы	в денежных единицах в год				
в том числе затраты на транспортировку нефти	в денежных единицах в год				
затраты на транспортировку газового конденсата	в денежных единицах в год				
затраты на транспортировку ШФЛУ	в денежных единицах в год				
затраты на транспортировку ШФЛУ, полученную при стабилизации газового конденсата	в денежных единицах в год				
затраты на транспортировку стабильного газового бензина	в денежных единицах в год				
затраты на транспортировку пропана	в денежных единицах в год				
затраты на транспортировку прочих углеводородов	в денежных единицах в год				
вывозная таможенная пошлина	в денежных единицах в год				

## 7) Основные средства и незавершенное строительство

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Остаточная стоимость основных средств	млн руб.				
Остаточная стоимость основных средств по объектам, относящимся к морским сооружениям	млн руб.				
Остаточная стоимость основных средств по объектам, относящимся к	млн руб.				



береговым сооружениям					
Незавершенное строительство, включая авансы выданные по капитальному строительству	млн руб.				
Незавершенное строительство по объектам, относящимся к морским сооружениям	млн руб.				
Незавершенное строительство по объектам, относящимся к береговым сооружениям	млн руб.				
Амортизационные отчисления	млн руб.				
Амортизационные отчисления по объектам, относящимся к морским сооружениям	млн руб.				
Амортизационные отчисления по объектам, относящимся к береговым сооружениям	млн руб.				

## 8) Фактические финансовые показатели

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Выручка от реализации нефти	млн руб.				
Экспорт (за пределами таможенной территории Таможенного союза)	млн руб.				
Внутренний рынок (в пределах таможенной территории Таможенного союза)	млн руб.				
Выручка от реализации газового конденсата	млн руб.				
Экспорт (за пределами таможенной территории Таможенного союза)	млн руб.				
Внутренний рынок (в пределах таможенной территории Таможенного союза)	млн руб.				
Выручка от реализации ПНГ	млн руб.				
Выручка от реализации природного газа	млн руб.				
Выручка от реализации ШФЛУ	млн руб.				
Выручка от реализации ШФЛУ, полученную при стабилизации газового конденсата	млн руб.				
Выручка от реализации стабильного газового бензина	млн руб.				
Выручка от реализации прочих углеводородов	млн руб.				
Операционные расходы (переменные и постоянные)	млн руб.				
Коммерческие расходы	млн руб.				
Вывозная таможенная пошлина на нефть сырую	млн руб.				
Вывозная таможенная пошлина на газовый конденсат	млн руб.				
Вывозная таможенная пошлина на иные углеводороды	млн руб.				
НДПИ	млн руб.				
Нефть	млн руб.				
Газовый конденсат	млн руб.				
Попутный нефтяной газ	млн руб.				
Природный газ	млн руб.				
Расчетный налог на имущество	млн руб.				

организаций					
Расчетный налог на имущество по морским сооружениям	млн руб.				
Расчетный налог на имущество по береговым сооружениям	млн руб.				
Затраты на ликвидацию и рекультивацию недр	млн руб.				
Расчетный налог на прибыль организаций	млн руб.				

## 9) План капитальных затрат

9.1. План капитальных затрат (кроме месторождений, расположенных в пределах российской части (российского сектора) дна Каспийского моря, в пределах морского дна внутренних морских вод Российской Федерации, в пределах дна территориального моря Российской Федерации, в пределах континентального шельфа Российской Федерации)

	Ед. изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Геологоразведочные работы (ГРР), всего, в т.ч.	в млн денежных единиц				
Геологоразведочное бурение	в млн денежных единиц				
Прочие геологоразведочные работы	в млн денежных единиц				
Эксплуатационное бурение	в млн денежных единиц				
Обустройство скважин и кустов	в млн денежных единиц				
Внутрипромысловые трубопроводы	в млн денежных единиц				
Отводы от магистральных трубопроводов	в млн денежных единиц				
Объекты сбора и перемещения нефти, газа и воды	в млн денежных единиц				
Объекты поддержания пластового давления	в млн денежных единиц				
Объекты подготовки нефти сырой, газа и конденсата	в млн денежных единиц				
Объекты энергетического хозяйства	в млн денежных единиц				
Дороги	в млн денежных единиц				
Прочие объекты инфраструктуры	в млн денежных единиц				
Внеплощадочные объекты	в млн денежных единиц				
Затраты собственника	в млн денежных единиц				

Капитальные вложения на поддержание объектов основных средств	в млн денежных единиц				
Затраты на оборудование, не входящее в сметы строек	в млн денежных единиц				
Итого	в млн денежных единиц				

9.2. План капитальных затрат (для месторождений, расположенных в пределах российской части (российского сектора) дна Каспийского моря, в пределах морского дна внутренних морских вод Российской Федерации, в пределах дна территориального моря Российской Федерации, в пределах континентального шельфа Российской Федерации)

	Ед. изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Геологоразведочные работы (ГРР), всего, в т.ч.	в млн денежных единиц				
Геологоразведочное бурение	в млн денежных единиц				
Прочие геологоразведочные работы	в млн денежных единиц				
Эксплуатационное бурение	в млн денежных единиц				
Подводные добычные комплексы	в млн денежных единиц				
Внутрипромысловые трубопроводы и райзеры	в млн денежных единиц				
Платформы	в млн денежных единиц				
Буровые установки	в млн денежных единиц				
Объекты сбора и перемещения нефти, газа и воды	в млн денежных единиц				
Объекты поддержания пластового давления	в млн денежных единиц				
Объекты подготовки нефти, газа и конденсата	в млн денежных единиц				
Объекты энергетического хозяйства	в млн денежных единиц				
Береговые сооружения	в млн денежных единиц				
Затраты собственника	в млн денежных единиц				
Капитальные вложения на поддержание объектов основных средств	в млн денежных единиц				

Затраты на оборудование, не входящее в сметы строек	в млн денежных единиц				
Итого	в млн. денежных единиц				

## 9.3. Капитальные затраты относимые на расходы текущего периода

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Проектно-изыскательные работы / Научно-исследовательские работы	в млн денежных единиц				
Геологоразведочные работы (ГРР)	в млн денежных единиц				
Геолого-технические мероприятия	в млн денежных единиц				
Всего	в млн денежных единиц				

## 10) Затраты на ликвидацию и рекультивацию недр

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Затраты на ликвидацию и рекультивацию недр	в млн денежных единиц				

11) Средняя норма амортизации для имущественного комплекса, относящегося к месторождению

Срок полезного использования  
по вновь вводимым объектам ОС

## 12) Информация для расчета капитальных затрат

## 12.1. Затраты на бурение

График строительства

Ввод скважин

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Структурные и поисково-оценочные скважины	шт.				
Добывающие нефтяные скважины	шт.				
Нагнетательные скважины	шт.				
Добывающие газовые скважины	шт.				
Добывающие газоконденсатные скважины	шт.				

## Количество метров проходки при бурении

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Структурные и поисково-оценочные скважины	м				
Добывающие нефтяные скважины	м				
Нагнетательные скважины	м				
Добывающие газовые скважины	м				
Добывающие газоконденсатные скважины	шт.				

## Количество кустов скважин

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N

Отсыпка кустов скважин	шт.				
------------------------	-----	--	--	--	--

## Среднегодовой действующий фонд скважин

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Добывающие нефтяные скважины	шт.				
Нагнетательные скважины	шт.				
Добывающие газовые скважины	шт.				
Добывающие газоконденсатные скважины	шт.				

## Стоимость бурения одной скважины

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Структурные и поисково-оценочные скважины	в тыс. денежных единиц / шт.				
Добывающие нефтяные скважины	в тыс. денежных единиц / шт.				
Нагнетательные скважины	в тыс. денежных единиц / шт.				
Добывающие газовые скважины	в тыс. денежных единиц / шт.				
Добывающие газоконденсатные скважины	в тыс. денежных единиц / шт.				

## Стоимость бурения на метр проходки

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Структурные и поисково-оценочные скважины	в тыс. денежных единиц / м				
Добывающие нефтяные скважины	в тыс. денежных единиц / м				
Нагнетательные скважины	в тыс. денежных единиц / м				
Добывающие газовые скважины	в тыс. денежных единиц / м				
Добывающие газоконденсатные скважины	в тыс. денежных единиц / шт.				

## Количество кустов скважин

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Отсыпка кустов скважин	в тыс. денежных единиц / куст				

## 12.2. Затраты на строительство технологических трубопроводов

## График строительства

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Выкидные трубопроводы	км				
Диаметр до 100 мм	км				
Диаметр свыше 100 мм	км				

Нефтеборные трубопроводы	км				
Диаметр до 300 мм	км				
Диаметр 300-500 мм	км				
Диаметр свыше 500 мм	км				
Напорные нефтепроводы	км				
Диаметр до 300 мм	км				
Диаметр 300-500 мм	км				
Диаметр свыше 500 мм	км				
Нефтепровод присоединения к магистральному нефтепроводу	км				
Газопроводы					
Газосборные коллекторы низкого давления (до 0,005 МПа включительно) и среднего давления (свыше 0,005 до 0,3 МПа включительно)	км				
Диаметр до 300 мм	км				
Диаметр 300-500 мм	км				
Диаметр свыше 500 мм	км				
Газосборные коллекторы высокого давления (свыше 0,3 МПа)	км				
Диаметр до 500 мм	км				
Диаметр свыше 500 мм	км				
Газопровод присоединения к магистральному нефтепроводу	км				
Компрессорные станции с давлением					
12 Атм	шт.				
24 Атм	шт.				
64 Атм	шт.				

Стоимость прокладки одного километра технологических трубопроводов и стоимость строительства компрессорной станции

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Выкидные трубопроводы	в тыс. денежных единиц / км				
Диаметр до 100 мм	в тыс. денежных единиц / км				
Диаметр свыше 100 мм	в тыс. денежных единиц / км				
Нефтеборные трубопроводы	в тыс. денежных единиц / км				
Диаметр до 300 мм	в тыс. денежных единиц / км				
Диаметр 300-500 мм	в тыс. денежных единиц / км				
Диаметр свыше 500 мм	в тыс. денежных единиц / км				
Напорные нефтепроводы	в тыс. денежных единиц / км				
Диаметр до 300 мм	в тыс. денежных единиц / км				
Диаметр 300-500 мм	в тыс. денежных				

	единиц / км				
Диаметр свыше 500 мм	в тыс. денежных единиц / км				
Нефтепровод присоединения к магистральному нефтепроводу	в тыс. денежных единиц / км				
Газопроводы					
Газосборные коллекторы низкого давления (до 0,005 МПа включительно) и среднего давления (свыше 0,005 до 0,3 МПа включительно)	в тыс. денежных единиц / км				
Диаметр до 300 мм	в тыс. денежных единиц / км				
Диаметр 300-500 мм	в тыс. денежных единиц / км				
Диаметр свыше 500 мм	в тыс. денежных единиц / км				
Газосборные коллекторы высокого давления (свыше 0,3 МПа)	в тыс. денежных единиц / км				
Диаметр до 500 мм	в тыс. денежных единиц / км				
Диаметр свыше 500 мм	в тыс. денежных единиц / км				
Газопровод присоединения к магистральному нефтепроводу	в тыс. денежных единиц / км				
Компрессорные станции с давлением					
12 Атм	в тыс. денежных единиц / шт.				
24 Атм	в тыс. денежных единиц / шт.				
64 Атм	в тыс. денежных единиц / шт.				

## 12.3. Затраты на строительство объектов сбора и транспортировки нефти и газа

## График строительства

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Автоматическая групповая замерная установка (АГЗУ)	шт.				
Дожимная насосная станция (ДНС)	шт.				
Установка предварительного сброса воды (УПСВ)	шт.				
Прочие подобные объекты, предусмотренные в проектной документации	шт.				

## Стоимость объектов сбора и перемещения нефти и газа

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Автоматическая групповая замерная установка (АГЗУ)	в тыс. денежных единиц / шт.				

Дожимная насосная станция (ДНС)	в тыс. денежных единиц / шт.				
Установка предварительного сброса воды (УПСВ)	в тыс. денежных единиц / шт.				
Прочие подобные объекты, предусмотренные в проектной документации	в тыс. денежных единиц / шт.				

12.4. Затраты на строительство объектов поддержания пластового давления  
График строительства

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Площадные объекты					
Кустовая насосная станция (КНС)	шт.				
Водораспределительный блок (ВРБ)	шт.				
Прочие объекты	шт.				
Подводящие водоводы					
Диаметр до 300 мм	км				
Диаметр свыше 300 мм	км				
Разводящие водоводы					
Диаметр до 300 мм	км				
Диаметр свыше 300 мм	км				
Водоводы высокого давления	км				
Система закачки газа в пласт	шт.				

Стоимость объектов поддержания пластового давления

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Площадные объекты					
Кустовая насосная станция (КНС)	в тыс. денежных единиц / шт.				
Водораспределительный блок (ВРБ)	в тыс. денежных единиц / шт.				
Прочие подобные объекты, предусмотренные в проектной документации	в тыс. денежных единиц / шт.				
Подводящие водоводы					
Диаметр до 300 мм	в тыс. денежных единиц / км				
Диаметр свыше 300 мм	в тыс. денежных единиц / км				
Разводящие водоводы					
Диаметр до 300 мм	в тыс. денежных единиц / км				
Диаметр свыше 300 мм	в тыс. денежных единиц / км				
Водоводы высокого давления	в тыс. денежных единиц / км				
Система закачки газа в пласт	в тыс. денежных единиц / шт.				

12.5. Затраты на строительство объектов подготовки нефти, газа и конденсата  
График строительства



	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Установка комплексной подготовки нефти (по объему подготовленной нефти)					
До 500 тыс. куб. м в год	шт.				
500-1000 тыс. куб. м в год	шт.				
1000-3000 тыс. куб. м в год	шт.				
Свыше 3000 тыс. куб. м в год	шт.				
Приемо-сдаточный пункт	шт.				
Установка подготовки конденсата к транспорту	шт.				
Установка комплексной подготовки газа	шт.				
Установка комплексной подготовки газа и конденсата	шт.				
Установка по промышленной подготовке попутного нефтяного газа	шт.				

## Стоимость объектов подготовки нефти сырой, газа и конденсата

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Установка комплексной подготовки нефти(по объему подготовленной нефти)					
До 500 тыс. куб. м в год	в тыс. денежных единиц / шт.				
500-1000 тыс. куб. м в год	в тыс. денежных единиц / шт.				
1000-3000 тыс. куб. м в год	в тыс. денежных единиц / шт.				
Свыше 3000 тыс. куб. м в год	в тыс. денежных единиц / шт.				
Приемо-сдаточный пункт	в тыс. денежных единиц / шт.				
Установка подготовки конденсата к транспорту	в тыс. денежных единиц / шт.				
Установка комплексной подготовки газа	в тыс. денежных единиц / шт.				
Установка комплексной подготовки газа и конденсата	в тыс. денежных единиц / шт.				
Установка по промышленной подготовке попутного нефтяного газа	в тыс. денежных единиц / шт.				

12.6. Затраты на строительство объектов энергетического хозяйства  
График строительства

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Площадные объекты					
Подстанции 220-110	шт.				
Подстанции 110-35	шт.				
Подстанции 35-6	шт.				
Прочие подстанции	шт.				
Линейные объекты					
ВЛ 220					
ВЛ 110	км				
ВЛ 35	км				

ВЛ 6	км				
------	----	--	--	--	--

## Стоимость объектов энергетического хозяйства

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Площадные объекты					
Подстанции 220-110	в тыс. денежных единиц / шт.				
Подстанции 110-35	в тыс. денежных единиц / шт.				
Подстанции 35-6	в тыс. денежных единиц / шт.				
Прочие подстанции	в тыс. денежных единиц / шт.				
Линейные объекты					
ВЛ 220	в тыс. денежных единиц / км				
ВЛ 110	в тыс. денежных единиц / км				
ВЛ 35	в тыс. денежных единиц / км				
ВЛ 6	в тыс. денежных единиц / км				

## 12.7. Затраты на строительство автомобильных дорог

## График строительства

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Автомобильные дороги					
С твердым покрытием (категории I-IV)	км				
Без покрытия (грунтовые профилированные дороги, категория V)	км				
Прочие дороги	км				

## Стоимость строительства одного километра дорог

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Автомобильные дороги					
С твердым покрытием (категории I-IV)	в тыс. денежных единиц / км				
Без покрытия (грунтовые профилированные дороги, категория V)	в тыс. денежных единиц / км				
Прочие дороги	в тыс. денежных единиц / км				

## 12.8. Геолого-технические мероприятия

## Количество мероприятий

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Мероприятие 1	указать ед.изм.				
Мероприятие 2	указать ед.изм.				
Мероприятие 3	указать				

	ед.изм.				
	указать ед.изм.				
Мероприятие N	указать ед.изм.				

## Удельная стоимость

	Ед.изм.	Год 1	Год 2	...	Год N
Мероприятие 1	в тыс. денежных единиц / ед.				
Мероприятие 2	в тыс. денежных единиц / ед.				
Мероприятие 3	в тыс. денежных единиц / ед.				
...	в тыс. денежных единиц / ед.				
Мероприятие N	в тыс. денежных единиц / ед.				