

**ВРЕМЕННЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ  
ПОДГОТОВКИ ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО  
СЫРЬЯ В ЧАСТИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ**

**I. Общие положения**

1.1. Настоящие Временные методические рекомендации (далее – Временные рекомендации) устанавливают требования к проведению технико-экономической оценки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (далее - УВС), составленных согласно Правил подготовки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Минприроды России №639 от 20.09.2019 г. (далее – ППТПР).

1.2. В случае разночтений положений Временных рекомендаций и ППТПР, применяются положения настоящих Временных рекомендаций.

**II. Исходная информация к проведению технико-экономической оценки технических проектов разработки месторождений:**

Предоставляется следующая информация:

1) в случае, если в ПТД используется цена на газ, отличная от цены, установленной государственным органом, осуществляющим государственное регулирование цен на газ на внутреннем рынке России в ценовом поясе месторождения, предоставляется обоснование использования такой цены;

2) для рассматриваемого в ПТД месторождения, расположенного в границах участка недр, предоставленного в пользование на основании лицензии на пользование недрами (далее - лицензионного участка), в отношении которого применяется налог на дополнительный доход от добычи УВС (далее – НДД), предоставляется справка об исторических убытках или их отсутствии с подписью ответственного лица и печатью пользователя недр (при наличии печати);

3) если на лицензионном участке, в отношении которого применяется НДД, и в границах которого расположено рассматриваемое в ПТД месторождение, находятся другие месторождения или их части, то по таким месторождениям или их частям предоставляется прогноз добычи УВС, прогноз товарных объемов УВС, прогноз капитальных и текущих затрат на проектный срок их разработки;

4) для оценки экономической эффективности возможного перехода лицензионного участка, в границах которого расположено рассматриваемое в ПТД месторождение, на налоговый режим НДД, предоставляется расчет степени выработанности запасов нефти лицензионного участка для определения года возможного перехода лицензионного участка на режим НДД;

5) для месторождений с историей разработки не менее одного года предшествующего году представления ПТД для проведения государственной экспертизы запасов и согласования комиссией, создаваемой Федеральным агентством по недропользованию, информация для проведения технико-экономических расчетов представляется для каждого года (но не более трех лет), предшествующего году представления ПТД:

- калькуляция себестоимости добычи УВС на рассматриваемом в ПТД месторождении (месторождениях) с выделением статей по направлениям затрат с подписью ответственного лица и печатью пользователя недр (при наличии печати);
- расчет удельных показателей нормативов текущих затрат на основе калькуляции себестоимости добычи на рассматриваемом в ПТД месторождении. При изменении нормативов текущих затрат в динамике по годам, предоставляется обоснование и расчет нормативов текущих затрат для каждого проектного года, в котором значения нормативов текущих затрат изменяются;
- справка о средней стоимости работ по бурению скважин (в том числе вертикальных

скважин, горизонтальных скважин, боковых горизонтальных стволов (далее - БГС), прочих типов скважин и боковых стволов (далее - БС)), промышленному обустройству, применяемым технологиям интенсификации добычи (включая гидроразрыв пласта, обработку призабойной зоны, оптимизацию работы насосного оборудования и прочие подобные мероприятия), изоляционным работам (включая ремонтно-изоляционные работы, ликвидацию заколонных перетоков), методам увеличения нефте-, газо- и конденсатоотдачи пластов, с подписью ответственного лица и печатью пользователя недр (при наличии печати);

6) для месторождений, не введенных в разработку или с историей разработки менее одного года, предшествующего году представления ПТД для проведения государственной экспертизы запасов и согласования комиссией, создаваемой Федеральным агентством по недропользованию:

- обоснование нормативов текущих затрат;
- обоснование прогноза средней стоимости работ по бурению скважин (в том числе вертикальных скважин, горизонтальных скважин, БГС, прочих типов скважин и БС), промышленному обустройству, применяемым технологиям интенсификации добычи (включая гидроразрыв пласта, обработку призабойной зоны, оптимизацию работы насосного оборудования и прочие подобные мероприятия), изоляционным работам (включая ремонтно-изоляционные работы, ликвидацию заколонных перетоков), методам увеличения нефте-, газо- и конденсатоотдачи пластов;

7) при использовании фактических данных месторождений-аналогов (для месторождений не введенных в разработку или с историей разработки менее одного года, предшествующего году представления ПТД для проведения государственной экспертизы запасов и согласования комиссией создаваемой Федеральным агентством по недропользованию) приводится обоснование выбора месторождений-аналогов.

### **III. Основные требования к проектированию разработки месторождений углеводородного сырья**

3.1. Основные требования к проектированию разработки месторождений углеводородного сырья изложены в пп. 5.1-5.4 ППТПР.

3.2. Дополнительно к вариантам разработки, предусмотренными пунктом 5.3.5 ППТПР, в ПТД по решению недропользователя могут быть рассчитаны варианты разработки ЭО и месторождения в целом с учетом мер государственной поддержки, обеспечивающие увеличение коэффициентов извлечения УВС, рост накопленного чистого дисконтированного потока (далее - ЧДД) пользователя недр за рентабельный срок и дисконтированных доходов государства за рентабельный срок по сравнению с рекомендуемым вариантом разработки месторождения в целом, представленном в соответствии с требованиями пункта 3.3 настоящих Временных рекомендаций.

Для вариантов разработки, рассчитанных с учетом мер государственной поддержки, предусмотренных абзацем первым настоящего пункта, проводится сравнительный анализ экономической оценки таких вариантов разработки с экономической оценкой в налоговых условиях, действующих на дату подготовки ПТД. При представлении вариантов разработки с учетом мер господдержки обязательным является расчет варианта разработки месторождения в целом в сценарии «без рентных налогов» (без учета налога на добычу полезных ископаемых (далее – НДС), таможенной пошлины на УВС, НДС, но с учетом капитальных вложений, текущих расходов, амортизационных отчислений, платежей в социальные фонды, платы за выбросы при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа, налога на добавленную стоимость (при использовании в расчетах), налога на имущество, налога на прибыль и прочих налогов и платежей (плата за загрязнение окружающей среды, платежи за пользование недрами, арендная плата за землю, плата за воду), сформированного из вариантов разработки отдельных ЭО, обеспечивающих максимизацию КИН, КИГ, КИК месторождения в целом и минимальный положительный ЧДД пользователя недр (при ставке дисконтирования 10%) для вариантов разработки отдельных ЭО.

Варианты, рассмотренные с учетом мер государственной поддержки, предусмотренные

абзацем первым настоящего пункта, должны обеспечивать ввод в разработку не вовлеченных ранее частей ЭО путем применения таких операций и мероприятий (как отдельно, так и совместно), как ускоренный ввод скважин, дополнительное эксплуатационное бурение, изменение конструкции скважин, применения ГТМ и (или) МУН, МУГ, МУК.

### 3.3. Рекомендуемый вариант разработки:

3.3.1. Выбор рекомендуемого варианта разработки ЭО проводится на основе технико-экономической оценки вариантов разработки ЭО, с учетом пункта 3.4.12 настоящих Временных рекомендаций. По выбранному варианту разработки обосновываются технологически извлекаемые запасы, рентабельно извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения УВС для технологически извлекаемых и рентабельно извлекаемых запасов.

3.3.2. Если технология разработки месторождения предполагает взаимоувязанность решений для нескольких ЭО, то варианты разработки и технико-экономическая оценка рассчитываются для группы объектов с последующим разделением показателей по ЭО.

3.3.3. Для месторождения в целом формируется один рекомендуемый вариант разработки, являющийся совокупностью рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО. Технологические показатели разработки месторождения в целом по технологическому и рентабельному периодам определяются суммированием показателей рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО.

### 3.4. Технико-экономическая оценка вариантов разработки:

3.4.1. Экономическая оценка вариантов разработки ЭО и месторождения в целом проводится недропользователем в соответствии с нормативными правовыми документами по оценке эффективности инвестиционных нефтегазовых проектов. Оценка рентабельно извлекаемых запасов УВС и коэффициентов извлечения УВС выполняется в ПТД для всех ЭО и каждого представленного варианта разработки ЭО в границах геологических запасов категорий А + В1 + В2. Рентабельно извлекаемые запасы и соответствующие значения рентабельных коэффициентов извлечения по отдельным залежам, входящим в ЭО, и отдельным категориям запасов оцениваются на основании расчетов на ГМ и ГДМ. Рентабельно извлекаемые запасы УВС (текущие) определяются как накопленная добыча УВС с первого проектного года до конца рентабельного срока разработки ЭО. Рентабельно извлекаемые запасы УВС (начальные) определяются как накопленная добыча УВС с начала разработки до конца рентабельного срока разработки ЭО.

Рентабельный срок разработки ЭО определяется как часть проектного срока (начиная с первого проектного года) разработки, в течение которого достигается максимальное положительное значение ЧДД пользователя недр.

Рентабельный коэффициент извлечения УВС (КИН<sub>р</sub>, КИГ<sub>р</sub>, КИК<sub>р</sub>) определяется как отношение начальных рентабельно извлекаемых запасов к начальным геологическим запасам. При добыче более одного вида УВС показатели экономической эффективности разработки ЭО рассчитываются с учетом экономики добычи и реализации всех добываемых видов УВС, а рентабельно извлекаемые запасы каждого вида УВС определяются как накопленная добыча соответствующего вида УВС за рентабельный срок разработки ЭО.

3.4.2. Определение экономических показателей эффективности вариантов разработки ЭО и месторождения в целом выполняется в реальном выражении. При определении рекомендуемого варианта разработки, в соответствии с требованиями пункта 3.3. настоящих Временных рекомендаций, учитываются налоговые условия, изменение регулируемых государством цен и тарифов, действующие на дату подготовки ПТД. Для вариантов разработки ЭО и месторождения в целом, рассчитанных в соответствии с требованиями согласно пункта 3.2 настоящих Временных рекомендаций, применяются меры государственной поддержки (перспективные налоговые условия, прочие меры, рассмотренные недропользователем).

3.4.3. Расчет экономических показателей эффективности разработки месторождения может проводиться с учетом чистых денежных потоков (в том числе капитальных вложений и операционных доходов) предыдущих лет. Чистые денежные потоки предыдущих лет рассчитываются с учетом капитальных вложений и операционных затрат, понесенных

пользователем недр до года начала добычи УВС (первого года проекта) с учетом фактора времени в динамике по годам при предоставлении пользователем недр дополнительного обоснования такого расчета. При этом период учета чистых денежных потоков предыдущих лет для морских месторождений УВС не должен превышать 7 лет, предшествующих дате подготовки ПТД, для остальных месторождений 5 лет, предшествующих дате подготовки ПТД.

3.4.4. Используемый и приведенный в ПТД уровень цен на УВС на экспортных рынках и обменный курс российского рубля определяются для первого расчетного проектного года, а значения цен на УВС на экспортных рынках и обменного курса российского рубля для второго и последующих проектных лет приравниваются к значениям первого года. Для обоснования выбора цен на УВС на экспортных рынках и соответствующего им обменного курса российского рубля первого года экономической оценки используются среднемесячные значения цен на УВС на экспортных рынках и соответствующие им значения обменного курса российского рубля за 12 (двенадцать) календарных месяцев. Цена на соответствующий вид УВС на экспортном рынке определяется как сумма среднемесячных цен на экспортных рынках, деленная на 12 (двенадцать).

При определении цен УВС на экспортных рынках для целей расчета налогов, могут применяться скидки или премии к маркерным сортам УВС, установленные законодательством РФ и действующие на дату подготовки ПТД.

Значение обменного курса российского рубля определяется как сумма среднемесячных значений курса российского рубля к соответствующей валюте за 12 (двенадцать) календарных месяцев, деленная на 12 (двенадцать). В целях настоящего пункта курс российского рубля к соответствующей валюте принимается в соответствии с установленным Центральным банком Российской Федерации в соответствии с Федеральным законом от 10 июля 2002 г. N 86-ФЗ "О Центральном банке Российской Федерации (Банке России)" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2002, N 28, ст. 2790; 2003, N 2, ст. 157; N 52, ст. 5029, ст. 5032, ст. 5038; 2004, N 27, ст. 2711; N 31, ст. 3233; N 52, ст. 5277; 2005, N 25, ст. 2426; N 30, ст. 3101; 2006, N 19, ст. 2061; N 25, ст. 2648; 2007, N 1, ст. 9, ст. 10; N 10, ст. 1151; N 18, ст. 2117; 2008, N 42, ст. 4696, ст. 4699; N 44, ст. 4981, ст. 4982; N 52, ст. 6229, ст. 6231; 2009, N 1, ст. 25; N 29, ст. 3618, ст. 3629; N 39, ст. 4532; N 48, ст. 5731; 2010, N 40, ст. 4971; N 45, ст. 5756; 2011, N 7, ст. 907; N 27, ст. 3873; N 43, ст. 5973; N 48, ст. 6728; 2012, N 50, ст. 6954; N 53, ст. 7591; N 53, ст. 7607; 2013, N 11, ст. 1076; N 14, ст. 1649; N 19, ст. 2329; N 27, ст. 3438, ст. 3476, ст. 3477; N 30, ст. 4084; N 49, ст. 6336; N 51, ст. 6695, ст. 6699; N 52, ст. 6975; 2014, N 19, ст. 2311, ст. 2317; N 27, ст. 3634; N 30, ст. 4219; N 40, ст. 5318; N 45, ст. 6154; N 52, ст. 7543; 2015, N 1, ст. 4, ст. 37; N 27, ст. 3958, ст. 4001; N 29, ст. 4348, ст. 4357; N 41, ст. 5639; N 48, ст. 6699, 2016# , N 1, ст. 23, ст. 46, ст. 50; N 26, ст. 3891; N 27, ст. 4225, ст. 4273, ст. 4295; 2017, N 1, ст. 46; N 14, ст. 1997; N 18, ст. 2661, ст. 2669; N 27, ст. 3950; N 30, ст. 4456; N 31, ст. 4830; N 50, ст. 7562; 2018, N 1, ст. 66; N 9, ст. 1286; N 11, ст. 1584, ст. 1588; N 18, ст. 2557; N 24, ст. 3400; N 27, ст. 3950; N 31, ст. 4852; N 32, ст. 5115; N 49, ст. 7524; N 53, ст. 8411, ст. 8440; 2019, N 6, ст. 463; N 18, ст. 2198; N 23, ст. 2921; N 27, ст. 3538; N 29, ст. 3857; N 31, ст. 4423).

Для целей экономической оценки и определения рекомендуемого варианта разработки ЭО последний месяц для определения цен на УВС на экспортных рынках и соответствующего обменного курса российского рубля устанавливается не ранее трех месяцев до даты (месяца) представления ПТД.

Для рекомендуемых вариантов каждого ЭО справочно приводятся величины рентабельно извлекаемые запасы УВС суммарно по категориям A+B1+B2, оцененные на основе экономического расчета, для которого в качестве последнего месяца при определении цен на УВС на экспортных рынках и соответствующего обменного курса российского рубля устанавливается декабрь года, предшествующего году представления ПТД.

В случае, если пользователь недр планирует экспорт УВС по нескольким направлениям, то значение цены на соответствующий вид УВС на экспортных рынках определяется как сумма произведений цен на экспортных рынках отдельного направления и доли данного направления в общем экспорте соответствующего вида УВС.

3.4.5. Чистая цена каждого вида УВС (в том числе сырой нефти, газа, газового конденсата) при реализации на экспорт определяется с учетом цен на соответствующий вид УВС на внешних рынках за вычетом всех транспортных затрат от месторождения (пункта учета) до соответствующего внешнего рынка и вывозных таможенных пошлин (в отношении сжиженного природного газа (далее - СПГ) также должны учитываться затраты на сжижение и регазификацию). При этом для

расчета чистой цены должны использоваться актуальные применяемые для месторождения направления поставок УВС на внешние рынки и виды транспортировки на момент подготовки расчета. Использование дополнительных показателей (в том числе скидок и (или) премий за качество сырья), влияющих на определение чистой цены УВС при реализации на экспорт (в том числе с учетом имеющихся у недропользователя заключенных контрактов на поставку УВС), допускается при представлении недропользователем обоснования их использования.

3.4.6. Чистая цена нефти и газового конденсата при реализации на внутреннем рынке Российской Федерации принимается равной чистой цене нефти и газового конденсата при реализации на экспорт. Использование способов определения чистой цены нефти и газового конденсата при реализации на внутреннем рынке Российской Федерации, не предусмотренных настоящим пунктом, допускается при представлении недропользователем обоснования их использования.

3.4.7. Чистая цена на газ при реализации на внутреннем рынке Российской Федерации определяется в соответствии с установленной государственным органом, осуществляющим государственное регулирование цен на газ на внутреннем рынке России в ценовом поясе местонахождения месторождения. Использование способов определения чистой цены газа при реализации на внутреннем рынке Российской Федерации, не предусмотренных настоящим пунктом, допускается при представлении недропользователем обоснования их использования.

3.4.8. Капитальные затраты определяются по следующим направлениям: геологоразведочные работы; бурение скважин; обустройство скважин и кустовых площадок; оборудование, не входящее в сметы строок; промысловое обустройство; внешняя инфраструктура; поддержание объектов основных средств; освоение природных ресурсов; затраты пользователя недр; применение МУН и (или) МУГ и (или) МУК.

3.4.9. Эксплуатационные затраты включают в себя текущие затраты, налоги и прочие платежи, относимые на себестоимость добываемой продукции, и амортизационные отчисления. Текущие затраты определяются по статьям калькуляции или по элементам затрат (в соответствии с таблицами 15, 16 Приложения N 3 к настоящему Временным рекомендациям). При определении текущих затрат по статьям калькуляции учитываются расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти), расходы по искусственному воздействию на пласт, расходы по сбору и внутрипромысловому транспорту УВС, расходы по технологической подготовке УВС, расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования, общехозяйственные и общепроизводственные затраты, ГТМ на прирост добычи МУН и (или) МУГ и (или) МУК. При определении текущих затрат по элементам затрат учитываются материальные затраты, затраты на капитальный ремонт, расходы на оплату труда производственного промыслового персонала, расходы на отчисления на социальное страхование производственного промыслового персонала, общехозяйственные и общепроизводственные затраты. Нормативы текущих затрат по статьям калькуляции рассчитываются на основе калькуляции себестоимости добычи нефти и газа рассматриваемого месторождения и (или) месторождений-аналогов (для месторождений не введенных в разработку или с историей разработки менее одного года, предшествующего году представления ПТД для проведения государственной экспертизы запасов и согласования комиссией, создаваемой Федеральным агентством по недропользованию) за год, предшествующий году представления ПТД. При представлении ПТД в первом квартале текущего года и отсутствии фактической информации за предыдущий год, нормативы текущих затрат формируются на основе имеющейся у пользователя недр информации.

3.4.10. В случае, если в отношении лицензионного участка применяется НДС, для целей определения рекомендуемого варианта разработки месторождения, экономическая оценка варианта разработки отдельных ЭО и месторождения в целом проводится согласно Приложения N 5 к настоящему Временным рекомендациям.

3.4.11. Показатель ЧДД и дисконтированного дохода государства (далее – ДДГ) для выбора рекомендуемого варианта разработки ЭО рассчитывается за рентабельный срок. Для расчета дисконтированных показателей экономической эффективности ставка дисконтирования

принимается на уровне 10% в реальном выражении. Использование более высокого уровня ставки дисконтирования (но не более 15% в реальном выражении) требует дополнительного обоснования.

3.4.12. Рекомендуемый вариант разработки определяется как вариант разработки с максимальным значением интегрального показателя (далее - Топт), рассчитываемого в соответствии с Приложением N 4 к настоящим Временным рекомендациям. Для варианта разработки ЭО, нерентабельность которого (отсутствует рентабельный срок) обоснована в ПТД, показатель Топт(i) не рассчитывается. При равных Топт выбор рекомендуемого варианта определяется по максимальному ЧДД за рентабельный срок, а в случае равенства ЧДД – по максимальному технологическому коэффициенту извлечения основного вида углеводородов. Если пользователь недр планирует продолжать разработку ЭО за пределами рентабельного срока, то может быть утвержден вариант с развитием.

3.4.13. Рентабельно извлекаемые запасы по месторождению в целом определяются как сумма рентабельно извлекаемых запасов для рекомендуемых вариантов разработки отдельных ЭО. Рентабельный срок разработки месторождения определяется периодом, с первого прогнозного года до года, в котором накопленная добыча нефти или свободного газа по месторождению достигает величин рентабельно извлекаемых запасов категорий А+В1+В2.

#### **IV. Содержание экономического раздела проектного технического документа**

##### **4.1. Экономическая оценка вариантов разработки:**

##### **4.1.1. Методика и исходные данные для экономической оценки:**

4.1.1.1. Макроэкономические показатели и расчет чистых цен УВС (далее - нетбэки) для расчета показателей экономической эффективности представляются в соответствии с таблицей 11 Приложения N 3 к настоящим Временным рекомендациям.

##### **4.1.1.2. Система налогов и платежей:**

Экономические расчеты проводятся на основе системы налогообложения, действующей на дату подготовки ПТД, приводятся перечень и ставки налогов, сборов и иных обязательных платежей. Проводится анализ применимых понижающих коэффициентов к НДС, тарифных льгот и другим платежам в бюджеты бюджетной системы Российской Федерации.

Приводится информация (или указываются разделы и таблицы ПТД) о наличии или отсутствии оснований для применения пониженных ставок налогов.

Если месторождение или часть месторождения находится в границах лицензионного участка, в отношении которого применяется НДС, приводятся основания применения НДС, представляется информация об исторических убытках, дате начала промышленной добычи нефти, расчет коэффициента выработанности запасов нефти по лицензионному участку и другая необходимая информация.

В случае реализации проекта в режиме соглашения о разделе продукции (далее - СРП), расчет доходов недропользователя и государства проводится в соответствии с применимыми условиями СРП.

##### **4.1.1.3. Оценка капитальных, текущих, эксплуатационных и внереализационных расходов:**

Обосновываются удельные значения капитальных, текущих и внереализационных (ликвидационных) затрат. При расчете капитальных затрат по объектам обустройства приводится обоснованная стоимость каждого объекта (для линейных объектов - стоимость 1 км) и динамика их ввода по годам расчетного периода. Удельные текущие затраты обосновываются по объектам-аналогам и (или) в соответствии со статьями калькуляции на основе сметы затрат или по элементам затрат, при этом таблицы 11, 15 и 16 Приложения N 3 к настоящим Временным рекомендациям корректируются соответствующим образом. Для морских проектов расчет капитальных затрат ведется по объектам обустройства в зависимости от рассматриваемых вариантов разработки и

включает стоимость указанных объектов обустройства.

#### 4.1.2. Техничко-экономические показатели вариантов разработки:

В разделе приводятся расчетные значения показателей экономической эффективности проектных решений: внутренняя норма рентабельности (ВНР), срок окупаемости, индекс доходности капитальных затрат, индекс доходности затрат, ЧДД пользователя недр, ДДГ. Показатели ВНР, индекс доходности капитальных затрат и срок окупаемости определяются только для вновь вводимых ЭО и месторождений.

Основные технико-экономические показатели вариантов разработки ЭО и месторождения в целом для запасов категорий А + В1 + В2 для ТСП, ТПР и дополнении к ним, С1 + С2 - для ППЭ и дополнений к ним приводятся в соответствии с таблицей 12 Приложения N 3 к настоящим Временным рекомендациям.

Исходные данные для экономических расчетов и экономические показатели эффективности расчетных вариантов разработки представляются в соответствии с таблицами 12 - 25 Приложения N 3 к настоящим Временным рекомендациям. Данные таблицы представляются в приложении к отчету. В случае разработки месторождения на условиях режима СРП формы таблиц корректируются в соответствии с условиями СРП.

При расчете капитальных вложений по промышленным объектам и (или) укрупненным нормативам, таблицы 11-14 Приложения N 3 к настоящим Временным рекомендациям корректируются соответствующим образом.

#### 4.1.3. Анализ чувствительности:

Для рекомендуемого варианта разработки месторождения в целом для запасов по сумме категорий А + В1 + В2 приводятся результаты расчетов показателей экономической эффективности (ЧДД за рентабельный срок, ДДГ за рентабельный срок, рентабельные запасы по каждому виду УВС) разработки месторождения при изменении в большую и меньшую сторону каждого из следующих влияющих показателей (+/- 20%):

- цена реализации УВС и СПГ;
- объем капитальных затрат;
- объем текущих затрат.

Для целей настоящего пункта рентабельный срок разработки месторождения определяется как часть проектного периода, начиная с первого проектного года, в течение которого достигается наибольшее положительное значение ЧДД.

Анализ чувствительности представляется в соответствии с таблицей 24 Приложения N 3 к настоящим Временным рекомендациям. В случае необходимости, может быть проведен дополнительный анализ чувствительности показателей экономической эффективности к изменению других показателей с целью демонстрации факторов риска и/или неопределенности.

#### 4.2. Обоснование мер государственной поддержки с целью вовлечения в добычу нерентабельных запасов углеводородов (по решению недропользователя):

##### 4.2.1 Описание вариантов разработки ЭО;

##### 4.2.2 Методика и исходные данные для экономической оценки:

4.2.2.1 Макроэкономические показатели и чистые цены УВС для расчета показателей экономической эффективности принимаются идентичными используемым при определении

рекомендуемого варианта разработки.

#### 4.2.2.2. Оценка капитальных, текущих, эксплуатационных и внереализационных расходов:

Обосновываются удельные значения капитальных, текущих и внереализационных (ликвидационных) затрат при их отличии от используемых при оценке рекомендуемого варианта разработки ЭО или включении новых расходов.

#### 4.2.2.3 Система налогов и платежей:

Приводится подробное описание примененных мер государственной поддержки (перспективные налоговые условия, прочие меры, рассмотренные недропользователем).

#### 4.2.3. Техничко-экономические показатели вариантов разработки:

В разделе приводятся расчетные значения показателей экономической эффективности проектных решений с учетом мер государственной поддержки: внутренняя норма рентабельности (ВНР), срок окупаемости, дисконтированный срок окупаемости, индекс доходности капитальных затрат, индекс доходности затрат, ЧДД пользователя недр, ДДГ.

Основные технико-экономические показатели вариантов разработки ЭО и месторождения в целом для запасов по сумме категорий А + В1 + В2 для ТСР, ТПР и дополнений к ним приводятся в соответствии с таблицей 12 Приложения N 3 к настоящим Временным рекомендациям.

Исходные данные для экономических расчетов и экономические показатели эффективности расчетных вариантов разработки представляются в соответствии с таблицами 11-27 Приложения N3 к настоящим Временным рекомендациям. Данные таблицы представляются в приложении к отчету. Дополнительно в динамике по годам приводятся расчеты ЧДД пользователя недр и ДДГ.

Приводится сопоставление следующих технологических и экономических показателей рекомендуемых вариантов разработки ЭО и месторождения в целом и вариантов разработки с учетом мер государственной поддержки в динамике по годам за проектный срок:

добыча УВС;

изменение фонда скважин;

операции ГТМ;

мероприятия МУН,МУГ,МУК;

ДДГ;

ЧДД пользователя недр.

Сопоставляются следующие технологические и экономические показатели рекомендуемых вариантов разработки ЭО и месторождения в целом и вариантов разработки с учетом мер государственной поддержки за рентабельный срок:

КИНр,КИГр,КИКр;

ЧДД;

ДДГ.

Сопоставляются КИН, КИГ, КИК рекомендуемых вариантов разработки ЭО и месторождения в целом и вариантов разработки с учетом мер государственной поддержки за проектный срок.



## V. Оформление проектного технического документа

5.1. Для дополнительного обоснования проектных решений в ПТД могут быть включены дополнительные подразделы, дополнительные графические материалы и таблицы, без изменения нумерации обязательных разделов, таблиц и графических приложений.

5.3. Материалы ПТД должны включать: текстовую часть, таблицы, рисунки, графические и табличные приложения, техническое задание на выполнение работы. Табличные приложения представляются в формате MS Excel.

5.4. Для представления ПТД на согласование в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 30.11.2021 N 2127 к ПТД прилагается реферат, оформленный в виде отдельной книги.

5.5. Дополнительно к сведениям, приводимым в реферате согласно п. 7.19 ППТПР, приводится краткое описание вариантов разработки и предлагаемых мер государственной поддержки вовлечения нерентабельных запасов (если такие сведения предусмотрены в ПТД).

5.6. Дополнительно к таблицам, приводимым в реферате согласно п. 7.20 ППТПР, приводится краткое описание вариантов разработки и предлагаемых мер государственной поддержки (если такие сведения предусмотрены в ПТД) к реферату прилагаются следующие таблицы 1-29, предусмотренные Приложением N 3 к настоящим Временным рекомендациям.

5.7. Используемые при подготовке отчета Таблицы 1-30 Приложения N3 настоящих Временных рекомендаций предоставляются в электронном формате MS Excel (\*.xlsx) и прикладываются к ПТД. При этом к таблицам предъявляются следующие требования:

а) Наименования ЭО, вариантов разработки, подсчетных объектов, залежей, пластов, лицензионных участков во всех таблицах должны быть одинаковыми;

б) Перечисленные в п. а) наименования указываются в столбце «С» каждой таблицы;

в) наименования нормативов затрат в таблице 11 должны явно соотноситься с соответствующими физическими показателями в таблицах 25-27. Например, норматив капзатрат «МЗГС [фишбон]» должен соответствовать названию физического показателя «Бурение МЗГС [фишбон]»;

г) При необходимости отнесения норматива затрат к конкретному ЭО указывается название ЭО в формате «ЭО «название ЭО». Например, бурение Углубление скважин [ЭО ПК1] – при углублении скважин до ЭО ПК 1. При этом требование пункта в) сохраняется.;

д) таблицы 5-9, 13-23, 25-27 предоставляются в разбивке по ЭО и вариантам разработки в виде отдельных файлов, содержащих один набор таблиц для одного варианта разработки одного ЭО.

## СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ДОКУМЕНТА

- Титульный лист
- Список исполнителей
- Информационная справка
- Введение
- 1 Общие сведения о месторождении и лицензионном участке
- 2 Геолого-физическая характеристика месторождения
  - 2.1 Геологическое строение месторождения
  - 2.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия
  - 2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов
  - 2.4 Свойства и состав пластовых флюидов
  - 2.5 Запасы УВС
- 3 Состояние разработки месторождения
  - 3.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения
  - 3.2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом
  - 3.3 Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов
  - 3.4 Анализ выработки запасов
  - 3.5 Сопоставление фактических и проектных показателей разработки
- 4 Модели месторождения
  - 4.1 Геологическая модель
  - 4.2 Гидродинамическая модель
- 5 Проектирование разработки месторождения
  - 5.1 Выделение эксплуатационных объектов
  - 5.2 Технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки
- 6 Методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов
  - 6.1 Анализ эффективности применяемых методов
  - 6.2 Обоснование применения методов повышения коэффициентов извлечения и интенсификации добычи УВС на прогнозный период. Программа применения методов
  - 6.3 Опытно-промышленные работы
- 7 Экономическая оценка вариантов разработки
  - 7.1 Методика и исходные данные для экономической оценки

- 7.1.1 Макроэкономические показатели и расчет чистых цен УВС
- 7.1.2 Система налогов и платежей
- 7.1.3 Оценка капитальных, текущих, эксплуатационных и внереализационных расходов
- 7.2 Техничко-экономические показатели вариантов разработки
- 7.3 Анализ чувствительности
- 8 Характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС
  - 8.1 Анализ расчетных величин коэффициентов извлечения УВС
  - 8.2 Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения
  - 8.3 Анализ изменения извлекаемых запасов
- 9 Конструкции скважин, производство буровых работ, методы вскрытия пластов и освоения скважин, исследования скважин в процессе бурения, консервация и ликвидация скважин
  - 9.1 Конструкции скважин и производство буровых работ
  - 9.2 Методы вскрытия и освоения продуктивных пластов
  - 9.3 Геофизические и геолого-технологические исследования в процессе бурения
  - 9.4 Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами
  - 9.5 Консервация и ликвидация скважин
- 10 Техника и технология добычи УВС
  - 10.1 Анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин
  - 10.2 Обоснование способа и технологических параметров эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования
  - 10.3 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин
  - 10.4 Рекомендации к системе внутривыпускного сбора, подготовки и учета продукции скважин
  - 10.5 Рекомендации к системе поддержания пластового давления
  - 10.6 Обеспечение водоснабжения
    - 10.6.1 Обоснование выбора источника водоснабжения
    - 10.6.2 Расчет потребности в воде и обеспеченность ее запасами подземных вод
    - 10.6.3 Требования к качеству воды
    - 10.6.4 Конструкции водозаборных скважин. Технологии бурения и опробования водозаборных скважин
    - 10.6.5 Рекомендации по эксплуатации водозабора
    - 10.6.6 Программа гидрогеологических наблюдений в процессе эксплуатации водозабора
  - 10.7. Обоснование геологических объектов и конструкции поглощающих скважин для утилизации попутно добываемых вод
  - 10.8 Обоснование добычи полезных ископаемых из попутных вод
  - 10.9 Мероприятия по рациональному использованию попутного нефтяного газа

- 11 Контроль процесса разработки
- 12 Доразведка и научно-исследовательские работы
  - 12.1 Выполнение программы доразведки и научно-исследовательских работ
  - 12.2 Программа доразведки и научно-исследовательских работ на прогнозный период
- 13 Мероприятия по рациональному использованию и охране недр, обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами
  - 13.1 Основные источники воздействия на недра при бурении и эксплуатации скважин
  - 13.2 Мероприятия по охране недр при производстве буровых работ
  - 13.3 Мероприятия по охране недр при эксплуатации скважин
  - 13.4 Мероприятия по обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами
- 14. Обоснование мер государственной поддержки с целью вовлечения в добычу нерентабельных запасов углеводородов

Заключение

Список использованных источников

Табличные приложения

Графические приложения

Образец

Титульный лист

Наименование организации-недропользователя

Наименование организации-исполнителя

СОГЛАСОВАНО:

Главный геолог

АО "Компания

Недропользователя.."

\_\_\_\_\_ Ф.И.О.  
"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель

АО "Компания

Недропользователя.."

\_\_\_\_\_ Ф.И.О.  
"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

ОТЧЕТ

НАИМЕНОВАНИЕ РАБОТЫ

ТОМ N

Книга N

Текстовая часть

(табличные приложения, графические приложения)

Руководитель организации-исполнителя

подпись, Ф.И.О.

Руководитель работы:

Должность

подпись, Ф.И.О.

Место составления, 20\_\_ г.

**ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ**

Таблица 1.	Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов
Таблица 2.	Сводная таблица подсчетных параметров, начальных запасов нефти и растворенного газа
Таблица 3.	Сводная таблица подсчетных параметров, начальных запасов свободного газа, газа газовой шапки, конденсата
Таблица 4.	Фактические технологические показатели разработки
Таблица 5.	Технологические показатели разработки (нефть)
Таблица 7.	Технологические показатели разработки (газ газовых шапок)
Таблица 8.	Технологические показатели разработки (свободный газ)
Таблица 9.	Технологические показатели разработки (добыча газа всего)
Таблица 10.	Программа работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин
Таблица 11.	Экономические показатели, удельные затраты
Таблица 12.	Характеристика расчетных технико-экономических показателей вариантов разработки ЭО
Таблица 13.	Капитальные затраты в разработку нефтяных ЭО
Таблица 14.	Капитальные затраты в разработку газовых, газоконденсатных ЭО и ЭО с газовой шапкой
Таблица 15.	Эксплуатационные затраты (текущие затраты по статьям калькуляции)
Таблица 16.	Эксплуатационные затраты (текущие затраты по элементам затрат)
Таблица 17.	Расчет НДС при добыче нефти
Таблица 18.	Расчет Кабдт
Таблица 19.	Расчет НДС
Таблица 20.	Расчет НДС на нефть при НДС
Таблица 21.	Расчет НДС при добыче газа и (или) конденсата
Таблица 22.	Расчет прибыли от реализации продукции и ЧДД пользователя недр
Таблица 23.	Расчет дохода государства
Таблица 24.	Анализ чувствительности
Таблица 25.	Прогноз объема буровых работ, проведения ГТМ, методов увеличения нефтеотдачи, реализации технологии ОРЭ
Таблица 26.	Прогноз объема буровых работ, проведения ГТМ, методов увеличения газо и конденсатоотдачи
Таблица 27.	Программа ввода объектов инфраструктуры и реализации программы ГРР
Таблица 28.	Взаимосвязь подсчетных и эксплуатационных объектов
Таблица 29.	Прогноз добычи УВС и реализации товарной продукции за рентабельный срок для рекомендуемого варианта разработки
Таблица 30.	Распределение величины НДС для рекомендуемого варианта

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕКОМЕНДУЕМОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ  
ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА**

Общим принципом определения рекомендуемого варианта разработки ЭО является расчет интегрального показателя  $T_{\text{опт}}(i)$  для каждого варианта разработки ЭО:

$$T_{\text{опт}}(i) = H_{\text{NPV}}(i) + H_{\text{ДДГ}}(i); \quad (4.1)$$

$$H_{\text{NPV}}(i) = \text{NPV}(i) / \text{макс} (\text{NPV}_1 \dots \text{NPV}_n); \quad (4.2)$$

$$H_{\text{ДДГ}}(i) = \text{ДДГ}(i) / \text{макс} (\text{ДДГ}_1 \dots \text{ДДГ}_n); \quad (4.3)$$

где:

$T_{\text{опт}}(i)$  - интегральный показатель оптимальности  $i$ -го варианта разработки ЭО;

$H_{\text{NPV}}(i)$  - нормированный ЧДД пользователя недр  $i$ -го варианта разработки ЭО для категорий запасов  $A+B1+B2$ ;

$H_{\text{ДДГ}}(i)$  - нормированный накопленный дисконтированный доход государства для  $i$ -го варианта разработки ЭО для категорий запасов  $A + B1 + B2$ ;

$\text{NPV}(i)$  - ЧДД пользователя недр для  $i$ -го варианта разработки ЭО для категорий запасов  $A+B1+B2$ ;

$\text{NPV}_1 \dots \text{NPV}_n$  - ЧДД пользователя недр для вариантов разработки ЭО для категорий запасов  $A+B1+B2$ ;

$\text{ДДГ}(i)$  - накопленный дисконтированный доход государства для  $i$ -го варианта разработки ЭО для категорий запасов  $A+B1+B2$ ;

$\text{ДДГ}_1 \dots \text{ДДГ}_n$  - накопленные дисконтированные доходы государства для вариантов разработки ЭО для категорий запасов  $A+B1+B2$ ;

$i$  - номер варианта разработки ЭО;

$n$  - количество вариантов разработки ЭО.

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

Для варианта разработки ЭО, нерентабельность которого (отрицательное значение ЧДД пользователя недр и отсутствие рентабельного периода) обоснована в ПТД, показатель  $T_{\text{опт}}(i)$  не рассчитывается. Такой вариант исключается из выбора рекомендуемого варианта разработки для эксплуатационного объекта.

Таким образом, для расчета  $H_{\text{ДДГ}}(i)$  и  $H_{\text{NPV}}(i)$  соответствующие показатели  $\text{ДДГ}(i)$  и  $\text{NPV}(i)$  для  $i$ -го варианта разработки ЭО нормируются (делятся) на соответствующие максимальные значения среди вариантов разработки ЭО, рассчитанные в ПТД.

$T_{\text{опт}}(i)$  округляется до третьего знака после запятой. Рекомендуемый вариант разработки определяется, как вариант разработки с максимальным значением показателя  $T_{\text{опт}}(i)$ .

Сопоставительный анализ технико-экономических показателей эффективности вариантов разработки ЭО и выбор рекомендуемого варианта разработки ЭО проводится без учета технико-экономических показателей разработки участков ОПР в границах ЭО.

При отсутствии рентабельных вариантов разработки месторождения в целом (отрицательные ЧДД пользователя недр для всех вариантов разработки для всех ЭО) в случае решения недропользователя о целесообразности/необходимости разработки некоторых ЭО на основании имеющихся у пользователя недр обязательств, рекомендуемый вариант разработки месторождения в целом определяется как вариант разработки данных ЭО с минимальным отрицательным ЧДД пользователя недр.

### ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА В РЕЖИМЕ НДД

1. Для целей определения рекомендуемых вариантов разработки ЭО и рассматриваемого в ПТД месторождения в целом экономическая оценка варианта разработки ЭО осуществляется прямым экономическим расчетом в режиме НДД (без учета прочих ЭО рассматриваемого месторождения и прочих месторождений или их частей, расположенных в границах лицензионного участка (далее - ЛУ). Должен быть обоснован подход к разнесению капитальных затрат по ЭО, которые являются общими для всех ЭО. Рекомендуемый вариант разработки ЭО определяется согласно Приложения 4 к настоящим Временным рекомендациям.
2. Для целей оценки количества рентабельно извлекаемых запасов и других технико-экономических показателей проводится экономическая оценка в целом по ЛУ, в границах которого находится рассматриваемое в ПТД месторождение, с учетом всех месторождений или их частей, расположенных на ЛУ. Расчеты выполняются в следующем порядке:
  - 2.1 Проводится экономическая оценка каждого рекомендуемого варианта ЭО рассматриваемого месторождения и оценка прочих месторождений, расположенных в границах ЛУ, прямым счетом (без учета прочих ЭО рассматриваемого месторождения и прочих месторождений, расположенных в границах ЛУ). В динамике по годам определяется доля НДД каждого ЭО рассматриваемого месторождения и доля НДД прочих месторождений в суммарном НДД;
  - 2.2 Формируется вариант разработки в целом по ЛУ на основе суммы рекомендуемых вариантов разработки отдельных ЭО рассматриваемого месторождения, определенных согласно п. 1 настоящего Приложения, и информации о добыче и затратах по прочим месторождениям ЛУ, предоставленной пользователем недр согласно раздела II настоящих Временных рекомендаций;
  - 2.3 Выполняется экономическая оценка и определяется расчетный НДД (НДД лицензионного участка) в целом по ЛУ в динамике по годам;
  - 2.4 Расчетный НДД лицензионного участка распределяется по ЭО рассматриваемого месторождения и прочим месторождениям в динамике по годам, пропорционально их доле в суммарном НДД по ЛУ в динамике по годам, рассчитанной согласно п.2.1 настоящего Приложения. Результаты расчета представляются в соответствии с таблицей 30 Приложения 3 настоящих Временных рекомендаций
  - 2.5 Проводится экономическая оценка рекомендуемых вариантов разработки отдельных ЭО рассматриваемого месторождения с учетом п. 2.4 настоящего Приложения и определяются технико-экономические показатели рекомендуемых вариантов разработки ЭО.



Таблица 1. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения  
Месторождение \_\_\_\_\_

№ п/п	Параметры	Единицы измерения	Продуктивные пласты					
			Залежи					
1	Средняя глубина залегания кровли	м						
2	Абсолютная отметка ВНК	м						
3	Абсолютная отметка ГНК	м						
4	Абсолютная отметка ГВК	м						
5	Тип залежи							
6	Тип коллектора							
7	Площадь нефтегазовости	тыс.м <sup>2</sup>						
8	Средняя общая толщина	м						
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м						
10	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м						
11	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м						
12	Коэффициент пористости	доли ед.						
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.						
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.						
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.						
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.						
17	Проницаемость	10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>						
18	Коэффициент песчанности	доли ед.						
19	Расчлененность	ед.						
20	Начальная пластовая температура	°С						
21	Начальное пластовое давление	МПа						
22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с						
23	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>						
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>						
25	Объемный коэффициент нефти	доли ед.						
26	Содержание серы в нефти	%						
27	Содержание парафина в нефти	%						
28	Давление насыщения нефти газом	МПа						
29	Газосодержание	м <sup>3</sup> /т						
30	Давление начала конденсации	МПа						
31	Плотность конденсата в стандартных условиях	г/см <sup>3</sup>						
32	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа*с						
33	Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (C <sub>г</sub> )	г/м <sup>3</sup>						
34	Содержание сероводорода	%						
35	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа*с						
36	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м <sup>3</sup>						
37	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.						
38	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с						
39	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>						
40	Сжимаемость							
41	нефти	1/МПа*10 <sup>-4</sup>						
42	воды	1/МПа*10 <sup>-4</sup>						
43	породы	1/МПа*10 <sup>-4</sup>						
44	Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.						
45	Коэффициент вытеснения (газом)	доли ед.						
46	Коэффициент продуктивности	м <sup>3</sup> /сут * МПа						
47	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:							
48		А МПа <sup>2</sup> /(тыс.м <sup>2</sup> /сут)						
49		В МПа <sup>2</sup> /(тыс.м <sup>3</sup> /сут) <sup>2</sup>						

Примечание: Примечание: таблица заполняется по учетным объектам, числящимися на государственном балансе (или вновь представляемым если планируются изменения в ПЗ) и отдельно по залежам в случае, если в учётный объект входят несколько залежей

Таблица 2. СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ, НАЧАЛЬНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И РАСТВОРЕННОГО ГАЗА

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_

Пласт	Залежь	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м <sup>3</sup>	Коэффициенты			Плотность нефти, т/м <sup>3</sup>	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	Начальные геологические запасы растворенного газа, млн. м <sup>3</sup>
							открытой пористости, доли ед.	нефтенасыщенности, доли ед.	пересчетный, доли ед.				
		A											
		B1											
		A+B1											
		B2											
		A+B1+B2											
Итого по учётному объекту	Название учётного объекта	A											
		B1											
		A+B1											
		B2											
		A+B1+B2											
Итого по месторождению		A											
		B1											
		A+B1											
		B2											
		A+B1+B2											

работку по категориям запасов A, B<sub>1</sub> и B<sub>2</sub>; по разведываемым месторождениям при представлении ППЭ и ДППЭ - для запасов категорий C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub>

Таблица 3. СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ, НАЧАЛЬНЫХ ЗАПАСОВ СВОБОДНОГО ГАЗА, ГАЗА ГАЗОВОЙ ШАПКИ, КОНДЕНСАТА

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_

Пласт	Залежь	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь газоносности,	Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород,	Коэффициент открытой пористости,	Коэффициент газонасыщенности,	Пересчетный коэффициент,	Геологические запасы пластового газа,	Коэффициент сухости газа,	Геологические запасы сухого газа,	Потенциальное содержание конденсата (по сухому газу),	Геологические запасы конденсата,
				тыс. м <sup>2</sup>		тыс. м <sup>3</sup>								
Пласт 1	Залежь 1													
	...													
	Залежь n													
...														
Пласт N	Залежь 1													
	...													
	Залежь n													
Итого по учётному объекту	Название учётного объекта		не заполняется											
<b>Всего по месторождению</b>														

Примечание. Таблица заполняется при представлении ДТСР, ДТПР по месторождениям, введенным в промышленную разработку по категориям запасов А, В<sub>1</sub> и В<sub>2</sub>; по разведываемым месторождениям при представлении ППЭ и ДППЭ - для запасов категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.



Таблица 5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ (НЕФТЬ)\*

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_ (номер лицензии, дата)  
 ЭО \_\_\_\_\_  
 Категория запасов \_\_\_\_\_  
 Вариант \_\_\_\_\_

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы											
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032		
1	Добыча нефти всего	тыс.т												
2	в том числе из переходящих скважин	тыс.т												
3	в том числе из новых скважин	тыс.т												
4	Добыча нефти механизированным способом	тыс.т												
5	Ввод новых добывающих скважин	шт.												
6	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.												
7	в том числе из разведочного бурения	шт.												
8	Перевод скважин из других категорий в добывающий фонд	шт.												
9	Перевод скважин с других объектов в добывающий фонд	шт.												
10	Ввод боковых стволов	шт.												
11	Средний дебит новой скважины по нефти	т/сут												
12	Среднее число дней работы новой скважины	дни												
13	Средняя глубина новой скважины	м												
14	Эксплуатационное бурение всего	тыс.м												
15	в том числе добывающие скважины	тыс.м												
16	в том числе нагнетательные и специальные скважины	тыс.м												
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году	дни												
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году	тыс.т												
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс.т												
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т												
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т												
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин	тыс.т												
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%												
24	Мощность новых скважин	тыс.т												
25	Выбытие добывающих скважин	шт.												
26	в том числе под закачку	шт.												
27	Фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.												
28	в том числе нагнетательных в отработке на нефть	шт.												
29	Действующий фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.												
30	Ввод нагнетательных скважин из других категорий	шт.												
31	Перевод нагнетательных скважин с других объектов	шт.												
32	Ввод нагнетательных скважин под закачку из бурения	шт.												
33	Выбытие нагнетательных скважин	шт.												
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.												
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.												
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут												
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости	т/сут												
38	Средний дебит новых скважин по жидкости	т/сут												
39	Средний дебит действующих скважин по нефти	т/сут												
40	в том числе переходящих	т/сут												
41	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м <sup>3</sup> /сут												
42	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин	%												
43	Средняя обводненность продукции переходящих скважин	%												
44	Средняя обводненность продукции новых скважин	%												
45	Добыча жидкости всего	тыс.т												
46	в том числе из переходящих скважин	тыс.т												
47	в том числе из новых скважин	тыс.т												
48	добыча жидкости механизированным способом	тыс.т												
49	Добыча жидкости с начала разработки	тыс.т												
50	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т												
51	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли.ед												
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%												
53	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%												
54	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%												
55	Закачка рабочего агента	тыс.м <sup>3</sup>												
56	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс.м <sup>3</sup>												
57	Компенсация отбора текущая	%												
58	Компенсация отбора с начала разработки	%												
59	Добыча растворенного газа	млн.м <sup>3</sup>												
60	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн.м <sup>3</sup>												
61	Использование растворенного газа	млн.м <sup>3</sup>												
62	Использование растворенного газа	%												

\* - Для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица

Таблица 6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ (НЕФТЬ) ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ВГВ\*

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_ (номер лицензии, дата)  
 ЭО \_\_\_\_\_  
 Категория запасов \_\_\_\_\_  
 Вариант \_\_\_\_\_

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы							
			20	20	20	20	20	20	20	20
1	Добыча нефти всего	тыс.т								
2	в том числе из переходящих скважин	тыс.т								
3	в том числе из новых скважин	тыс.т								
4	Добыча нефти механизированным способом	тыс.т								
5	Ввод новых добывающих скважин	шт.								
6	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.								
7	в том числе из разведочного бурения	шт.								
8	Перевод скважин из других категорий в добывающий фонд	шт.								
9	Перевод скважин с других объектов в добывающий фонд	шт.								
10	Ввод боковых стволов	шт.								
11	Средний дебит новой скважины по нефти	т/сут								
12	Среднее число дней работы новой скважины	дни								
13	Средняя глубина новой скважины	м								
14	Эксплуатационное бурение всего	тыс.м								
15	в том числе добывающие скважины	тыс.м								
16	в том числе нагнетательные и специальные скважины	тыс.м								
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году	дни								
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году	тыс.т								
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс.т								
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т								
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т								
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин	тыс.т								
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%								
24	Мощность новых скважин	тыс.т								
25	Выбытие добывающих скважин	шт.								
26	в том числе под закачку	шт.								
27	Фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.								
28	в том числе нагнетательных в отработке на нефть	шт.								
29	Действующий фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.								
30	Ввод нагнетательных скважин из других категорий	шт.								
31	Перевод нагнетательных скважин с других объектов	шт.								
32	Ввод нагнетательных скважин под закачку из бурения	шт.								
33	Выбытие нагнетательных скважин	шт.								
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.								
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.								
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут								
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости	т/сут								
38	Средний дебит новых скважин по жидкости	т/сут								
39	Средний дебит действующих скважин по нефти	т/сут								
40	в том числе переходящих	т/сут								
41	Средняя приемистость нагнетательных скважин по воде	м <sup>3</sup> /сут								
42	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут								
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин	%								
44	Средняя обводненность продукции переходящих скважин	%								
45	Средняя обводненность продукции новых скважин	%								
46	Добыча жидкости всего	тыс.т								
47	в том числе из переходящих скважин	тыс.т								
48	в том числе из новых скважин	тыс.т								
49	добыча жидкости механизированным способом	тыс.т								
50	Добыча жидкости с начала разработки	тыс.т								
51	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т								
52	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли.ед								
53	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%								
54	Темп отбора газа от начальных извлекаемых запасов	%								
55	Темп отбора газа от текущих извлекаемых запасов	%								
56	Закачка воды	тыс.м <sup>3</sup>								
57	Закачка воды с начала разработки	тыс.м <sup>3</sup>								
58	Компенсация отбора текущая	%								
59	Компенсация отбора с начала разработки	%								
60	Закачка газа	млн.м <sup>3</sup>								
61	Закачка газа с начала разработки	млн.м <sup>3</sup>								
62	Компенсация отбора текущая газом	%								
63	Компенсация отбора с начала разработки газом	%								
64	Добыча растворенного газа	млн.м <sup>3</sup>								
65	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн.м <sup>3</sup>								
66	Использование растворенного газа	млн.м <sup>3</sup>								
67	Использование растворенного газа	%								

\* - Для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица

Таблица 7. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ (ГАЗ ГАЗОВЫХ ШАПОК)

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_ (номер лицензии, дата)  
 ЭО \_\_\_\_\_  
 Категория запасов \_\_\_\_\_  
 Вариант \_\_\_\_\_

№ пп	Показатели	Ед. измер	Годы																		
			20	20	20	20	20	20	20	20	20	20									
1	Остаточные извлекаемые запасы растворенного газа	млн.м <sup>3</sup>																			
2	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн.м <sup>3</sup>																			
3	Добыча растворенного газа	млн.м <sup>3</sup>																			
4	Использование растворенного газа	млн.м <sup>3</sup>																			
5	Процент использования растворенного газа	%																			
6	Остаточные извлекаемые запасы газа газовой шапки	млн.м <sup>3</sup>																			
7	Добыча газа газовой шапки с начала разработки	млн.м <sup>3</sup>																			
8	в том числе газа газовой шапки через нефтяные скважины	млн.м <sup>3</sup>																			
9	в том числе газа газовой шапки из газовых скважин	млн.м <sup>3</sup>																			
10	Коэффициент извлечения газа газовой шапки	доли ед.																			
11	Добыча газа газовой шапки всего	млн.м <sup>3</sup>																			
12	в том числе газа газовой шапки через нефтяные скважины	млн.м <sup>3</sup>																			
13	в том числе газа газовой шапки из газовых скважин	млн.м <sup>3</sup>																			
14	Расход газа на собственные нужды	млн.м <sup>3</sup>																			
15	в том числе на технологические нужды	млн.м <sup>3</sup>																			
16	Ввод новых добывающих скважин	шт.																			
17	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.																			
18	в том числе из разведочного бурения	шт.																			
19	Перевод скважин из других категорий в фонд добывающих газовых скважин	шт.																			
20	Перевод скважин с других объектов в фонд добывающих газовых скважин	шт.																			
21	Средняя глубина новой скважины	м																			
22	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м																			
23	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.																			
24	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.																			
25	Выбытие добывающих скважин	шт.																			
26	Ввод нагнетательных скважин	шт.																			
27	Выбытие нагнетательных скважин	шт.																			
28	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.																			
29	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.																			
30	Добыча газа из новых скважин	млн.м <sup>3</sup>																			
31	Средний дебит новой скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут																			
32	Среднее число дней работы новой скважины	дни																			
33	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн.м <sup>3</sup>																			
34	Ожидаемая расчетная добыча газа из переходящих скважин данного года	млн.м <sup>3</sup>																			
35	Добыча газа из переходящих скважин	млн.м <sup>3</sup>																			
36	Изменение добычи газа из переходящих скважин	млн.м <sup>3</sup>																			
37	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин	доли ед.																			
38	Среднейдействующий фонд переходящих скважин	шт.																			
39	Средний дебит переходящих скважин по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут																			
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут																			
41	Среднее число дней работы переходящей скважины	дни																			
42	Закачка газа	млн.м <sup>3</sup>																			
43	Закачка газа с начала разработки	млн.м <sup>3</sup>																			
44	Компенсация отбора текущая	%																			
45	Компенсация отбора с начала разработки	%																			
46	Средневзвешенное пластовое давление на конец года	МПа																			
47	Среднее устьевое (рабочее) давление на конец года	МПа																			
48	Темп отбора газа от начальных утвержденных извлекаемых запасов	%																			
49	Темп отбора газа от текущих утвержденных извлекаемых запасов	%																			
50	Содержание стабильного конденсата	г/м <sup>3</sup>																			
51	Добыча конденсата	тыс.т																			
52	Добыча конденсата с начала разработки	тыс.т																			
53	Технологические потери конденсата	%																			
54	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.																			

\* - Для участка ОПР отдельно предоставляется аналогичная таблица

Таблица 8. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ (СВОБОДНЫЙ ГАЗ)\*

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_ (номер лицензии, дата)  
 ЭО \_\_\_\_\_  
 Категория запасов \_\_\_\_\_  
 Вариант \_\_\_\_\_

№ пп	Показатели	Ед. измер	Годы											
			20	20	20	20	20	20	20	20	20			
1	Остаточные извлекаемые запасы свободного газа	млн.м <sup>3</sup>												
2	Добыча свободного газа с начала разработки	млн.м <sup>3</sup>												
3	Коэффициент извлечения свободного газа	доли ед.												
4	Добыча свободного газа всего	млн.м <sup>3</sup>												
5	Расход газа на собственные нужды	млн.м <sup>3</sup>												
6	в том числе на технологические нужды	млн.м <sup>3</sup>												
7	Ввод новых добывающих скважин	шт.												
8	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.												
9	в том числе из разведочного бурения	шт.												
10	Перевод скважин из других категорий в фонд газовых добывающих скважин	шт.												
11	Перевод скважин с других объектов в фонд газовых добывающих скважин	шт.												
12	Средняя глубина новой скважины	м												
13	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м												
14	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.												
15	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.												
16	Выбытие добывающих скважин	шт.												
17	Ввод нагнетательных скважин	шт.												
18	Выбытие нагнетательных скважин	шт.												
19	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.												
20	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.												
21	Добыча газа из новых скважин	млн.м <sup>3</sup>												
22	Средний дебит новой скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут												
23	Среднее число дней работы новой скважины	дни												
24	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн.м <sup>3</sup>												
25	Ожидаемая расчетная добыча газа из переходящих скважин данного года	млн.м <sup>3</sup>												
26	Добыча газа из переходящих скважин	млн.м <sup>3</sup>												
27	Изменение добычи газа из переходящих скважин	млн.м <sup>3</sup>												
28	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин	доли ед.												
29	Среднедействующий фонд переходящих скважин	шт.												
30	Средний дебит переходящих скважин по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут												
31	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут												
32	Среднее число дней работы переходящей скважины	дни												
33	Закачка газа	млн.м <sup>3</sup>												
34	Закачка газа с начала разработки	млн.м <sup>3</sup>												
35	Компенсация отбора текущая	%												
36	Компенсация отбора с начала разработки	%												
37	Средневзвешенное пластовое давление на конец года	МПа												
38	Среднее устьевое (рабочее) давление на конец года	МПа												
39	Темп отбора газа от начальных утвержденных извлекаемых запасов	%												
40	Темп отбора газа от текущих утвержденных извлекаемых запасов	%												
41	Содержание стабильного конденсата	г/м <sup>3</sup>												
42	Добыча конденсата	тыс.т												
43	Добыча конденсата с начала разработки	тыс.т												
44	Технологические потери конденсата	%												
45	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.												

\* - Для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица



Таблица 9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ (ДОБЫЧА ГАЗА ВСЕГО)\*

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_ (наименование участка, номер лицензии)  
 ЭО \_\_\_\_\_  
 Категория запасов \_\_\_\_\_  
 Вариант \_\_\_\_\_

№№ пп	Показатели	Ед. измер					Годы				
			20	20	20	20	20	20	20	20	
1	Остаточные извлекаемые запасы растворенного газа	млн.м <sup>3</sup>									
2	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн.м <sup>3</sup>									
3	Добыча растворенного газа	млн.м <sup>3</sup>									
4	Использование растворенного газа	млн.м <sup>3</sup>									
5	Процент использования растворенного газа	%									
6	Остаточные извлекаемые запасы газа газовой шапки и свободного	млн.м <sup>3</sup>									
7	Добыча газа газовой шапки и свободного с начала разработки	млн.м <sup>3</sup>									
8	в том числе через нефтяные скважины	млн.м <sup>3</sup>									
9	в том числе из газовых скважин	млн.м <sup>3</sup>									
10	Добыча газа газовой шапки и свободного всего	млн.м <sup>3</sup>									
11	в том числе через нефтяные скважины	млн.м <sup>3</sup>									
12	в том числе из газовых скважин	млн.м <sup>3</sup>									
13	Коэффициент извлечения газа газовой шапки и свободного	доли ед.									
14	Расход газа на собственные нужды	млн.м <sup>3</sup>									
15	в том числе на технологические нужды	млн.м <sup>3</sup>									
16	Ввод новых добывающих скважин	шт.									
17	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.									
18	в том числе из разведочного бурения	шт.									
19	Перевод скважин из других категорий в фонд газовых добывающих скважин	шт.									
20	Перевод скважин с других объектов в фонд газовых добывающих скважин	шт.									
21	Средняя глубина новой скважины	м									
22	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м									
23	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.									
24	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.									
25	Выбытие добывающих скважин	шт.									
26	Ввод нагнетательных скважин	шт.									
27	Выбытие нагнетательных скважин	шт.									
28	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.									
29	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.									
30	Добыча газа из новых скважин	млн.м <sup>3</sup>									
31	Средний дебит новой скважины по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут									
32	Среднее число дней работы новой скважины	дни									
33	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн.м <sup>3</sup>									
34	Ожидаемая расчетная добыча газа из переходящих скважин данного года	млн.м <sup>3</sup>									
35	Добыча газа из переходящих скважин	млн.м <sup>3</sup>									
36	Изменение добычи газа из переходящих скважин	млн.м <sup>3</sup>									
37	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин	доли ед.									
38	Среднейдействующий фонд переходящих скважин	шт.									
39	Средний дебит переходящих скважин по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут									
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс.м <sup>3</sup> /сут									
41	Среднее число дней работы переходящей скважины	дни									
42	Закачка газа	млн.м <sup>3</sup>									
43	Закачка газа с начала разработки	млн.м <sup>3</sup>									
44	Компенсация отбора текущая	%									
45	Компенсация отбора с начала разработки	%									
46	Средневзвешенное пластовое давление на конец года	МПа									
47	Среднее устьевое (рабочее) давление на конец года	МПа									
48	Темп отбора газа от начальных утвержденных извлекаемых запасов	%									
49	Темп отбора газа от текущих утвержденных извлекаемых запасов	%									
50	Содержание стабильного конденсата	г/м <sup>3</sup>									
51	Добыча конденсата	тыс.т									
52	Добыча конденсата с начала разработки	тыс.т									
53	Технологические потери конденсата	%									
54	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.									

\* - Для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица

**Таблица 10. ПРОГРАММА РАБОТ ПО ВВОДУ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НЕРАБОТАЮЩИХ СКВАЖИН**

Месторождение \_\_\_\_\_  
ЛУ \_\_\_\_\_

N л/п	N скважины	Категория	Состояние по фонду	Объект	Год остановки	Накопленный отбор нефти, тыс. т	Накопленный отбор газа, млн. м <sup>3</sup>	Накопленный отбор конденсата, тыс. т	Накопленная закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	Режим работы (на дату остановки)					Причина простоя	Планируемые мероприятия	ЭО, на котором планируется мероприятие	Год ввода в работу	Режим работы (планируемый)						
										Дебит по нефти, т/сут	Дебит по газу, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Дебит по конденсату, т/сут	Обводненность, %	Приемистость, м <sup>3</sup> /сут					Устьевое давление, МПа	Дебит по нефти, т/сут	Дебит по газу, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Дебит по конденсату, т/сут	Обводненность, %	Приемистость, м <sup>3</sup> /сут	Устьевое давление, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
1																									
2																									

Таблица заполняется только по скважинам числящимся по состоянию на 01.01. текущего года в консервации, ликвидации, а так же действующих скважин специального фонда и скважин контрольного фонда при условии их в ввода в добычу или под закачку

Таблица 11. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, УДЕЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ

Месторождение \_\_\_\_\_

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение / годы	
			1-й проектный год	год п
1	<b>Показатели для расчета выручки</b>			
	Цена нефти сорта Юралс	долл./барр.		
	Цена реализуемого сорта нефти	валюта/т		
	Обменный курс доллара США	руб./долл.		
	Обменный курс [указать валюту]	руб./валюта		
	Таможенная пошлина на нефть	долл./т		
	Транспорт нефти			
	Фрахт	долл./т		
	Прочие затраты при экспорте	долл./т		
	Перевалка в порту	руб./т		
	Транспорт от коммерческого узла учета нефти (КУУН) до порта	руб./т		
	Транспорт от месторождения до КУУН	руб./т		
	Кoeffициент перевода из тонн в баррели реализуемого сорта нефти	барр./т		
	Чистая цена реализации нефти <1>	руб./т		
	Цена на внутреннем рынке			
	- попутного нефтяного газа	руб./1000 м3		
	- природного газа	руб./1000 м3		
	Экспортная цена газа <2>	долл./1000 м3 (валюта/1000 м3)		
	Стоимость транспорта газа			
	- за границей	долл./1000 м3 (валюта/1000 м3)		
	- по территории Российской Федерации	руб./1000 м3		
Чистая цена газа при реализации на экспорт	руб./1000 м3			
Доля реализации газа на экспорт	д.ед.			
Чистая цена газа для производства и реализации СПГ <3>	руб./1000 м3			
Чистая цена прочей товарной продукции (СПБТ, сера, гелий, литий и т.д.) [указать тип]				
2	<b>Показатели для расчета налоговой базы НДС</b>			
	Индикативный тариф на транспортировку нефти	руб./т		
	Оптовые цены на газ по региону	руб./1000 м3		
	Убыток на начало первого расчетного года	млн руб.		
3	<b>Капитальные вложения:</b>			
	<b>Затраты на ГРП</b>			
	Поисково-разведочное бурение	тыс.руб./м (млн руб./скв.)		
	Сейморазведка 2Д	тыс.руб./пог.км		
	Сейморазведка 3Д	тыс.руб./км2		
	<b>Бурение (строительство) скважин (нефтяной промысел) &lt;4&gt;</b>			
	ННС (добывающая и/или нагнетательная)	тыс.руб./м		
	ГС (добывающая и/или нагнетательная)	тыс.руб./м		
	МЗГС (добывающая и/или нагнетательная)	тыс.руб./м		
	прочие [Указать тип]	тыс.руб./м		
	<b>Бурение (строительство) скважин (газовый промысел) &lt;4&gt;</b>			
	ННС (добывающая и/или нагнетательная)	тыс.руб./м		
	ГС (добывающая и/или нагнетательная)	тыс.руб./м		
	МЗГС (добывающая и/или нагнетательная)	тыс.руб./м		
	прочие [Указать тип]	тыс.руб./м		
	<b>Бурение боковых стволов (нефтяной промысел):</b>			
	БС	тыс.руб./м (млн руб./ опер.)		
	БГС	тыс.руб./м (млн руб./ опер.)		
	<b>Бурение боковых стволов (газовый промысел):</b>			
	БС	тыс.руб./м (млн руб./ опер.)		
	БГС	тыс.руб./м (млн руб./ опер.)		
	<b>Затраты при бурении скважин</b>			
	ГРП (при бурении)	тыс.руб./скв-опер.		
	МГРП (при бурении) [указать количество стадий]	тыс.руб./стадия		
	Интеллектуальное заканчивание (при бурении) [Указать тип]	тыс.руб./скв-опер.		
	Прочие (при бурении/инвестиционный ГТМ) [Указать тип]	тыс.руб./скв.		
	<b>Оборудование, не входящее в сметы строок</b>			
	для добывающей нефтяной скважины [указать тип мощность насоса]	тыс.руб./доб.скв.		
	для нагнетательной скважины	тыс.руб./нагн.скв.		
	для добывающего нефтяного БС (БГС)	тыс.руб./доб.скв.		
	для добывающего газового БС (БГС)	тыс.руб./доб.скв.		
	для одновременно-раздельной эксплуатации добывающей скважины (ОРД)	тыс.руб./доб.скв.		
	для одновременно-раздельной эксплуатации нагнетательной скважины (ОРЗ)	тыс.руб./нагн.скв.		
	замена оборудования для добывающей нефтяной скважины	тыс.руб./доб.скв.		
	замена оборудования для добывающей газовой скважины	тыс.руб./доб.скв.		
	замена оборудования для нагнетательной скважины	тыс.руб./нагн.скв.		
	<b>Промысловое обустройство</b>			
	строительство и обустройство кустов скважин	тыс.руб./скв.		
	сбор и транспорт нефти и ПНГ (внутрипромысловые трубопроводы, резервуары)	тыс.руб./скв.		
	сбор и транспорт газа и конденсата (внутрипромысловые трубопроводы)	млн.руб./км		
	подготовка нефти к транспорту <5>			
	(по объектам: ЦПС, УПН, УПСВ и т.д.)	млн руб.		
	подготовка газа и конденсата к транспорту <5>			
	по объектам: НТС, УППГ, УКПГ и т.д.	млн руб.		
	подготовка конденсата к транспорту <5>			
	по объектам: УСК, УДК и т.д.	млн руб.		
	компрессорные станции (ДКС) <5>	млн руб.		
газлифтная система	млн.руб.			
газлифтные трубопроводы	млн руб./км			
объекты ППД (по объектам инфраструктуры) <5>				
по объектам инфраструктуры	тыс.руб./скв.			
промводоснабжение	тыс.руб./нагн.скв.			

	<p>промводоснабжение (трубопроводы) метанолопровод автомобильные дороги (внутрипромысловые и подъездные, включая мосты и переправы) связь, комплексная автоматизация и корпоративные вычислительные сети объекты энергетического хозяйства &lt;5&gt; по объектам: ГТЭС, ПС и т.д. объекты энергетического хозяйства ВЛ &lt;5&gt; объекты инфраструктуры &lt;5&gt; по объектам: БПО, ВЖК, ДЦ, ПВО, водозабор и пр. объекты экологии и промышленной безопасности (природоохранные объекты) &lt;5&gt; объекты для МУН/МУГ/МУК &lt;5&gt; по объектам: парогенератор, полимерный завод и т.д. внешняя инфраструктура &lt;5&gt; по типам: трубопроводы подключения и пр. объекты <b>Промысловое обустройство морских и шельфовых месторождений</b> Верхнее строение стационарной платформы [Указать мощность] Основание стационарной платформы (носитель) Плавающая установка для добычи, хранения и отгрузки на базе судов [Указать мощность] Платформа [Указать, тип] Подводный добычный комплекс [Указать мощность] Установка по производству СПГ [Указать мощность] Береговая база обслуживания Стационарный терминал, модуль отгрузки [Указать мощность] Плавающее нефтеналивное хранилище [Указать мощность] Искусственный остров Плавающее средство для монтажа производственных объектов Причалное сооружение Вспомогательные суда (танкер, судно снабжения, судно для ремонта и сбора отходов, прочие) &lt;5&gt; Вертолет Нефтепровод [Указать тип] Газопровод [Указать тип] Прочее &lt;5&gt;</p>	<p>млн руб./км млн руб./км тыс.руб./скв. тыс.руб./скв. (млн руб.) млн руб. тыс.руб./скв. млн руб./км млн руб. тыс.руб./скв. (млн руб.) млн руб. млн руб./км млн руб. млн руб. млн руб. млн руб. млн руб. млн руб. млн руб. млн руб. млн руб. млн руб. млн руб. млн руб. млн руб. млн руб. млн руб. млн руб./км млн руб./км млн руб.</p>		
4	<p><b>Текущие затраты: &lt;6&gt;</b> <b>Добыча углеводородов</b> газовый промысел газоконденсатный промысел нефтяной промысел: расходы на энергию по извлечению жидкости обслуживание добывающих скважин * <b>Расходы по искусственному воздействию на пласт</b> закачки рабочего агента (вода) закачки рабочего агента (газ) расходы на обслуживание нагнетательных скважин <b>Сбор и внутрипромысловый транспорт нефти и газа:</b> газовый промысел газоконденсатный промысел (газ) газоконденсатный промысел (конденсат) нефтяной промысел (нефтедержательная жидкость) нефтяной промысел (ПНГ) <b>Технологическая подготовка углеводородов:</b> газовый промысел газоконденсатный промысел (газ) газоконденсатный промысел (конденсат) нефтяной промысел (нефть) нефтяной промысел (ПНГ) <b>Затраты на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования:</b> капитальный ремонт добывающих скважин капитальный ремонт нагнетательных скважин текущий ремонт добывающих скважин текущий ремонт нагнетательных скважин обслуживание добывающих скважин с технологией ОРД обслуживание нагнетательных скважин с технологией ОРЗ <b>ППП:</b> Среднемесячная заработная плата 1 работающего (ППП) <i>удельная численность ППП</i> <b>Общехозяйственные и общепроизводственные затраты, в т.ч.</b> затраты на АУП цеховые расходы прочие <b>Затраты на содержание инфраструктуры внешнего транспорта:</b> переменные (нефть)</p>	<p>руб./1000м3 руб./1000м3 руб./т жидкости тыс.руб./доб.скв. руб./м3 руб./м3 тыс.руб./нагн.скв. руб./1000 м3 руб./1000 м3 млн руб./т руб./т жидкости млн руб./1000 м3 руб./1000м3 руб./1000м3 руб./т конденсата руб./т нефти руб./1000м3 тыс.руб./доб.скв. тыс.руб./нагн.скв. тыс.руб./доб.скв. тыс.руб./нагн.скв. тыс.руб./доб.скв. тыс.руб./нагн.скв. тыс.руб./чел. чел./ДФС тыс.руб./ДФС тыс.руб./доб.скв. тыс.руб./доб.скв. руб./т нефти</p>		

	переменные (газ)	руб./1000м3		
	переменные (конденсат)	руб./т конденсата		
	постоянные (нефть)	млн руб./год		
	постоянные (газ)	млн руб./год		
	постоянные (конденсат)	млн руб./год		
5	<b>Затраты на применение ГТМ/МУН/МУГ/МУК: &lt;7&gt;</b> Гидроразрыв пласта (действующий фонд) МГРП (действующий фонд) [указать количество стадий] Физико-химические методы (кислотные, имплозионные, прочие ) [указать тип] Большеобъемные МУН (полимерное, ПАВ-заводнение, тепловые ...) [указать тип] Большеобъемные МУГ/МУК Нестационарное заводнение [указать тип] Газовые методы (ВГВ, закачка ПНГ, закачка CO2 ...) [указать тип] Оптимизация работы насосного оборудования Водоизоляционные и ремонтно-изоляционные работы (ВИР и РИР) Перфорационные методы (инвестиционный ГТМ) Выравнивание профиля приемистости Потокоотклоняющие технологии Углубление скважины (инвестиционный ГТМ) Перевод добывающей скважины в нагнетательный фонд Перевод скважины из других категорий Затраты на вывод скважины из бездействия Затраты на вывод скважины из консервации Прочие мероприятия [указать тип]	тыс.руб./скв.-опер. тыс.руб./стадия  тыс.руб./скв.-опер.  руб./1000м3 руб./1000м3 тыс.руб./скв.-опер.  руб./1000м3 тыс.руб./скв.-опер. тыс.руб./скв.-опер. тыс.руб./скв.-опер. тыс.руб./скв.-опер. тыс.руб./скв.-опер. тыс.руб./скв.-опер. тыс.руб./доб.скв. тыс.руб./скв. (доб., нагн.) тыс.руб./скв. (доб., нагн.) тыс.руб./скв. (доб., нагн.) тыс.руб./скв.-опер.		
6	<b>Внерезализационные расходы:</b> затраты на ликвидацию скважины затраты на ликвидацию промышленных объектов <8> затраты на ликвидацию объектов внешней инфраструктуры <8>	тыс.руб./скв. млн руб. млн руб.		
7	<b>Дополнительные данные:</b> Ставка дисконтирования Потери и использование на собственные нужды [указать тип сырья: нефть, ПНГ, природный газ, конденсат]  Нормативные Фактические  Плата (штраф) за сжигание ПНГ<5% Плата (штраф) за сжигание ПНГ>5% Остаточная стоимость основных фондов на начало расчетного периода <9> Ставка налога на прибыль <b>Норма амортизационных отчислений: &lt;10&gt;</b> скважины объекты обустройства объекты внешнего транспорта оборудование, не входящее в смету строок остаточные фонды <b>Размер амортизационной премии: &lt;10&gt;</b> скважины объекты обустройства объекты внешнего транспорта оборудование, не входящее в смету строок	%  % % руб./1000м3 руб./1000м3 млн руб. % % % % % % % % % % % %		

<1> При расчете чистой цены реализации нефти вычитаются таможенная пошлина на нефть и затраты на транспорт до пункта реализации

<2> Для расчета чистой цены реализации газа на экспорт из экспортной цены вычитаются таможенная пошлина на газ и стоимость транспортировки до пункта реализации

<3> Чистая цена газа для производства СПГ рассчитывается исходя из экспортной цены СПГ, затрат на сжижение, регазификацию, транспорт и удельной теплоты сгорания

<4> Норматив включает все затраты, необходимые для ввода скважин в эксплуатацию, кроме затрат при бурении скважин. При необходимости можно указать затраты на каждый ЭО в виде: название норматива [ЭО название ЭО]. Пример: ННС [ЭО 1]

<5> С выделением объектов и их мощности (других релевантных характеристик).

Для объектов экологии и промышленной безопасности (природоохранные объекты) с обоснованием норматива затрат

<6> Нормативы на скважину рассчитываются с учетом применения на среднедействующий фонд

<7> Отдельно по каждой операции/мероприятию, представленному в ППД

<8> Применяется в последний год разработки месторождения

<9> Остаточная стоимость ОФ разносится по ЭО пропорционально ДФС на первый проектный год

Таблица 12. ХАРАКТЕРИСТИКА РАСЧЕТНЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ ЭО

Месторождение \_\_\_\_\_  
ЛУ \_\_\_\_\_

№п/п	Параметр	Ед.изм.	ЭО				Месторождение в целом
			Варианты				
			Базовый	1	...	n	
<b>Технологические показатели</b>							
	Система разработки						
	Вид воздействия						
	Плотность сетки скважин (приведенная)	га/скв.					
	Максимальные уровни добычи:	тыс.т					
	нефти	тыс.т					
	жидкости	тыс.т					
	растворенного газа	млн м3					
	газа газовых шапок	млн м3					
	свободного газа	млн м3					
	Максимальные уровни закачки:	тыс.м3					
	воды	тыс.м3					
	закачки газа	млн м3					
	Проектный срок разработки	годы					
	Рентабельный срок разработки	годы					
	Накопленная добыча нефти с начала разработки	тыс.т					
	Накопленная добыча нефти за проектный срок	тыс.т					
	Накопленная добыча нефти за рентабельный срок	тыс.т					
	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли ед.					
	Коэффициент извлечения нефти за рентабельный срок (КИНр)	доли ед.					
	Накопленная закачка с начала разработки	тыс.м3					
	Накопленная добыча жидкости с начала разработки	тыс.т					
	Средняя обводненность продукции (весовая) к концу разработки	%					
	Средняя обводненность продукции на конец рентабельного срока	%					
	Средний дебит добывающей скважины по нефти на конец проектного срока	т/сут					
	Средний дебит добывающей скважины по нефти на конец рентабельного срока	т/сут					
	Накопленная добыча свободного газа с начала разработки	млн м3					
	Накопленная добыча свободного газа за проектный срок	млн м3					
	Накопленная добыча свободного газа за рентабельный срок	млн м3					
	Коэффициент извлечения газа (КИГ)	доли ед.					
	Коэффициент извлечения газа за рентабельный срок (КИГр)	доли ед.					
	Накопленная добыча газа газовых шапок с начала разработки	млн м3					
	Накопленная добыча газа газовых шапок за проектный срок	млн м3					
	Накопленная добыча газа газовых шапок за рентабельный срок	млн м3					
	Коэффициент извлечения газа ГШ (КИГГ)	доли ед.					
	Коэффициент извлечения газа ГШ за рентабельный срок (КИГГр)	доли ед.					
	Накопленная закачка газа в пласт	млн м3					
	Накопленная добыча конденсата с начала разработки	тыс.т					
	Накопленная добыча конденсата за проектный срок	тыс.т					
	Накопленная добыча конденсата за рентабельный срок	тыс.т					
	Коэффициент извлечения конденсата (КИК)	доли ед.					
	Коэффициент извлечения конденсата за рентабельный срок (КИКр)	доли ед.					
	Общий фонд скважин за проектный период, всего	шт.					
	в том числе: добывающих нефтяных	шт.					
	из них горизонтальных	шт.					
	нагнетательных	шт.					
	из них горизонтальных	шт.					
	добывающих газовых	шт.					
	из них горизонтальных	шт.					
	контрольные	шт.					
	водозаборные	шт.					
	поглощающие	шт.					
	ликвидированные	шт.					
	Фонд скважин для бурения за проектный срок, всего, в т.ч.	скв.					
	добывающих нефтяных	скв.					
	из них горизонтальных	скв.					
	нагнетательных	скв.					
	из них горизонтальных	скв.					
	добывающих газовых	скв.					
	из них горизонтальных	скв.					
	контрольные	скв.					
	водозаборные	скв.					
	поглощающие	скв.					
	Фонд скважин для бурения за рентабельный срок (все категории)*	скв.					
	Зарезка БС/БГС за проектный срок	скв.					
	Зарезка БС/БГС за рентабельный срок *	скв.					
	Фонд скважин, переведенных с другого объекта, всего, в т.ч.	скв.					
	добывающих	скв.					
	нагнетательных	скв.					
	Ввод скважин с технологией ОРД, ОРЗ, всего, в т.ч.	скв.					
	добывающих	скв.					
	нагнетательных	скв.					
	Фонд скважин, выведенных из консервации, всего	скв.					
	Фонд разведочных скважин, переведенных в эксплуатационный фонд, всего	скв.					

2	<b>Расчетные экономические показатели за проектный срок</b>				
	Выручка, всего	млн руб.			
	Капитальные затраты, всего	млн руб.			
	Эксплуатационные затраты, всего, в т.ч.	млн руб.			
	Текущие затраты	млн руб.			
	Чистый доход пользователя недр	млн руб.			
	Чистый дисконтированный доход пользователя недр (ЧДД 10%)	млн руб.			
	Доход государства	млн руб.			
	Дисконтированный доход государства (ДДГ 10%)	млн руб.			
3	<b>Расчетные экономические показатели за рентабельный срок</b>				
	Выручка, всего, в т.ч.	млн руб.			
	нефть	млн руб.			
	ПНГ	млн руб.			
	природный газ	млн руб.			
	конденсат	млн руб.			
	прочее	млн руб.			
	Капитальные затраты, всего, в т.ч.	млн руб.			
	Бурение	млн руб.			
	Промышленное обустройство	млн руб.			
	Внешняя инфраструктура	млн руб.			
	Прочее	млн руб.			
	Эксплуатационные затраты, всего, в т.ч.	млн руб.			
	Текущие затраты	млн руб.			
	Налоги, включаемые в себестоимость	млн руб.			
	Прочие платежи	млн руб.			
	Амортизационные отчисления	млн руб.			
	Внерезидентские расходы	млн руб.			
	НДД, Налог на прибыль и пр. налоги и платежи из прибыли	млн руб.			
	Срок окупаемости (дисконт 10%)	годы			
	Внутренняя норма рентабельности (ВНР)	%			
	Чистый дисконтированный доход пользователя недр (ЧДД 10%)	млн руб.			
Дисконтированный доход государства (ДДГ 10%)	млн руб.				
Интегральный показатель (Топт)	доли ед.				

\* По месторождению в целом фонд скважин для бурения приводится за период извлечения остаточных рентабельно извлекаемых запасов в соответствии с п.5.4.5.

**Таблица 13. КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ В РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНЫХ ЭО**

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_  
 Объект \_\_\_\_\_  
 Вариант \_\_\_\_\_

млн руб.

Годы	ГРП	Бурение скважин *				Бурение боковых стволов *		Затраты при бурении *			Оборудование НВСС	Промысловое обустройство										Внешняя инфраструктура	Поддержание объектов ОС	Прочие	ИТОГО капитальные затраты
		ННС	ГС	МЗГС	Прочие [указать тип]	БС	БГС	ГРП при бурении	МГРП при бурении	Прочие [указать тип]		строительство и обустройство кустов скважин	сбор и транспорт УВС	технологическая подготовка	система ППД	электрообеспечение	автодороги	связь и автоматизация	объекты МТО	природоохранные объекты	ИТОГО промобустройство				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
1																									
2																									
...																									
n																									
Итого																									

\* Приводится в разбивке на виды операций (виды скважин, БС, операций при бурении), приведенные в таблице 24



Таблица 14. КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ В РАЗРАБОТКУ ГАЗОВЫХ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЭО И ЭО С ГАЗОВОЙ ШАПКОЙ

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_  
 Объект \_\_\_\_\_  
 Вариант \_\_\_\_\_

Годы	ГРР	Бурение скважин *				Бурение боковых		Затраты при бурении *			Оборудование НВСС	Промысловое обустройство														Внешняя инфраструктура	Строительство прочих объектов	ИТОГО капитальные затраты
		ННС	ГС	МЗГС	Прочие [указать тип]	БС	БГС	ГРП при бурении	МГРП при бурении	Прочие [указать тип]		строительство и обустройство кустов скважин	УКП (УПП)	УДК (УСК)	сбор и транспорт УБС	система ППД	КС	Метанолопровод	электрообеспечение	автодороги	связь и автоматизация	объекты МТО	природоохранные объекты	Прочие	ИТОГО промобустройство			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
1																												
2																												
...																												
n																												
Итого																												

\* Приводится в разбивке на виды операций (виды скважин, БС, операций при бурении), приведенные в таблице 25

Таблица 15. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ (ТЕКУЩИЕ ЗАТРАТЫ ПО СТАТЬЯМ КАЛЬКУЛЯЦИИ)

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_  
 Объект \_\_\_\_\_  
 Вариант \_\_\_\_\_

млн руб.

Годы	Расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти)	Расходы по искусственному воздействию на пласт	Расходы по внутрипромысловому транспорту УВС				Расходы по технологической подготовке				Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования					Общепроизводственные и общехозяйственные затраты			ГТМ	МУН/МУТ/МУК	Прочие	ИТОГО текущие затраты	Плата за выбросы при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании ПНГ <1>	НДПИ	Налог на имущество	Прочие налоги и платежи	Амортизационные отчисления (ранее введенные ОФ)	Амортизационные отчисления (новые ОФ)	ИТОГО эксплуатационные затраты
			Нефтедержавная жидкость	ПНГ	Газ	Конденсат	Нефть	ПНГ	Газ	Конденсат	содержание и эксплуатация оборудования	капремонт скважин	численность ППП	расходы на оплату труда ППП	расходы на отчисления на социальное страхование ППП	общепроизводственные	ЛУП	прочие											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1																													
2																													
...																													
n																													
Итого																													

(1) Приводится плата за нормативные выбросы при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании ПНГ

**Таблица 16. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ (ТЕКУЩИЕ ЗАТРАТЫ ПО ЭЛЕМЕНТАМ ЗАТРАТ)**

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_  
 Объект \_\_\_\_\_  
 Вариант \_\_\_\_\_

млн руб.

Годы	Материальные затраты			Капитальный ремонт		Численность ППП	расходы на оплату труда ППП	расходы на отчисления на социальное страхование ППП	Общепроизводственные и общехозяйственные затраты			Прочие	ИТОГО текущие затраты	Плата за выбросы при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании ПНГ <1 >	НДПИ	Налог на имущество	Прочие налоги	Амортизационные отчисления (ранее введенные ОФ)	Амортизационные отчисления (новые ОФ)	ИТОГО эксплуатационные затраты
	Вспомогательные материалы	топливо	электроэнергия	капитальный ремонт скважин	капитальный ремонт прочих ОФ				общепроизводственные	АУП	Прочие									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1																				
2																				
...																				
n																				
Итого																				

(1) Приводится плата за нормативные выбросы при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании ПНГ

**Таблица 17. РАСЧЕТ НДС ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ**

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_  
 Объект \_\_\_\_\_  
 Вариант \_\_\_\_\_

Пласт \_\_\_\_\_  
 Залежь <1> \_\_\_\_\_  
 Выработанность по залежи на 01.01.2012 \_\_\_\_\_

Годы	Добыча нефти <2> тыс. т	Базовая ставка руб/т	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм												Расчет Кз		Расчет Кц			Ставка НДС	Суммы налогового вычета млн руб.	ИТОГО, сумма налога млн руб.	
			Кидпи	Кц	Кз	Кд	Кдв			Ккан	Кк	Каблт	Кман	Дм	Vз	Кз	Цена Юралс долл/барр	Обменный курс рубля руб/долл	Кц				
							N	V	Кдв														
			руб/т	руб/т	д.е.	д.е.	тыс. т	тыс. т	д.е.	д.е.	руб/т	руб/т	руб/т	руб/т	млн.т	д.е.	долл/барр	руб/долл	руб./т	руб/т	млн руб.	млн руб.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15							16	17	18
1																							
2																							
...																							
n																							
Итого																							

1) Если ЭО содержит залежи с разными коэффициентами Кд, то представляются отдельные расчеты НДС для таких залежей

2) За вычетом нормативных потерь

**Таблица 18. Расчет Кабдт**

Месторождение \_\_\_\_\_

ЛУ \_\_\_\_\_

Годы	Кабдт <1>						
	Иаб	Даб_с	Идт	Ддт_с	Нбуг	Ндфо	Кабдт
	ед.	руб/т	ед.	руб/т	руб/т	руб/т	руб/т
<i>l</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
1							
2							
...							
n							

1) Показатель Кабдт фиксируется на последний год действия, отраженный в НК РФ, действующий на дату составления ПТД

**Таблица 19. Расчет НДД**

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_  
 Объект \_\_\_\_\_  
 Вариант \_\_\_\_\_

млн руб.

Годы	Объемы УВС				Расчетная выручка от реализации УВС	Период промышленной разработки	Фактические расходы			Удельные расходы	Предельные расходы	Налог на имущество	НДДИ	Прочие налоги	ИТОГО фактические расходы	Расчетные расходы		ИТОГО расчетные расходы	Дополнительный доход	Расчетная налоговая база						Минимальная налоговая база	Налоговая база для расчета НДД	Ставка НДД	НДД	
	Нефть	ПНГ	Природный газ	Конденсат			Текущие затраты	Капитальные затраты	Внебюджетные расходы							Экспортная пошлина	Транспортные затраты			Убытки на начало года <1>	Убытки на конец года	Перенос убытков	Доля учета убытков	Коэффициент индексации убытков	Расчетная налоговая база					
	тыс. т	млн м3	млн м3	тыс. т			млн руб.	порядковый номер года	млн руб.							млн руб.	млн руб.			руб./т	млн руб.	млн руб.	млн руб.	млн руб.	млн руб.					млн руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
1																														
2																														
...																														
Итого																														

(1) Первый расчетный год включает исторические убытки

**Таблица 20. Расчет НДС на нефть при НДС**

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_  
 Объект \_\_\_\_\_  
 Вариант \_\_\_\_\_

**НИЗ нефти по ЛУ, тыс. т <1>**  
 на дату начала расчетов \_\_\_\_\_  
 на 01.01.2006г. \_\_\_\_\_

Годы	Добыча нефти <1>	Накоплен ная добыча <1>	Степень		Добыча нефти <2>	Кг	0,5 x (Цнефть - 15) x P x 7,3	Экспортн ая пошлина	К <sub>АБДТ</sub> x И <sub>Т-Р</sub>	Кндд	Ставка НДС x Кндд	Сумма налога без учета вычета	Налоговый вычет (НВвз)	Сумма НДС с учетом вычета
			от НИЗ на дату начала расчетов	от НИЗ на 01.01.2006г.										
	тыс. т	тыс. т	д. е.	д. е.	тыс. т	д. е.	руб./т	руб./т	руб./т	д. е.	руб./т	млн руб.	млн руб.	млн руб.
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>
первый проектный год -2														
первый проектный год -1														
первый проектный год 1														
2														
...														
п														
Итого														

(1) Значения приводятся для ЛУ в целом

(2) Значение приводится за вычетом потерь

Таблица 21. РАСЧЕТ НДС ПРИ ДОБЫЧЕ ГАЗА И (ИЛИ) КОНДЕНСАТА

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ДУ \_\_\_\_\_  
 Объект \_\_\_\_\_  
 Вариант \_\_\_\_\_

Пласт \_\_\_\_\_  
 Залезь <1> \_\_\_\_\_  
 НИЗ природного газа \_\_\_\_\_ млн м3

Годы	Добыча природного газа	Наскопленная добыча природного газа	Добыча нестабильного газового конденсата	Расчет базового значения единицы условного топлива, Еут				Расчет Цс			Расчет Цз				Расчет Цд				Расчет Кгип					Расчет Кс						Расчет Тг				Ксг	Ставка НДС на природный газ	Ставка НДС на газовый конденсат	Сумма налогового вычета	ИТОГО, сумма НДС		
				Дг	Цс	Цз	Еут	Цена маркерного сорта нефти *	Пн	Цк	Цз	Ов	Цз	Цг	Цд1	Сгп	Рд1	Цз	Гео	Гп	Но	Кео	Кгип	Свг	Квг	Кр	Кгз	Кас	Корз	Кс	Тр	Рг	Ог						Тг	
				млн.м3	млн.м3	тыс. т	л.е.	руб/т.	руб/ тыс.м3	руб/еут	долл/барр	долл/т	руб/т	руб/ тыс.м3	л.е.	руб/ тыс.м3	руб/ тыс.м3	руб/ тыс.м3	%	руб/ тыс.м3	руб/ тыс.м3	млн м3	млн м3	тыс.т.	тыс.т.	л.е.	л.е.	л.е.	л.е.	л.е.	л.е.	л.е.	л.е.						руб/ тыс.м3 /100км	км
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	
1																																								
2																																								
...																																								
п																																								
Итого																																								

\* Цена Врасс или другого маркерного сорта нефти, определенного в Налоговом кодексе РФ  
 (1) Если ЭО содержит залежи с разными коэффициентами Кс, то представляются отдельные расчеты НДС для таких залежей



Таблица 22. РАСЧЕТ ПРИБЫЛИ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ И ЧДД ПОЛЬЗОВАТЕЛЯ НЕДР

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_  
 Объект \_\_\_\_\_  
 Вариант \_\_\_\_\_

млн руб.

ГОДЫ	Товарный объем УВС					Выручка от реализации продукции	в том числе					Эксплуатационные затраты	Внеэкономические расходы	Прочие налоги и платежи	НДД	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Платежи с прибыли	Чистая прибыль	Капитальные затраты	Амортизация	Плата за выбросы при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании ПНГ <?>	Чистый доход		ЧДД (10%)	
	Нефть, тысг	ПНГ, млн м3	Природный газ, млн м3	Конденсат, тысг	другие виды товарной продукции		Нефть	ПНГ	Природный газ, млн м3	Конденсат	другие виды товарной продукции												годовой	накопленный	годовой	накопленный
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
1																										
2																										
...																										
n																										
Итого																										

в т.ч. за рентабельный период

**Таблица 23. РАСЧЕТ ДОХОДА ГОСУДАРСТВА**

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_  
 Объект \_\_\_\_\_  
 Вариант \_\_\_\_\_

млн руб.

ГОДЫ	Вывозная таможенная пошлина				НДПИ			Налог на имущество	Прочие налоги, пошлины, отчисления	Налог на прибыль	НДД	Плата за выбросы при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании ПНГ <math>\leq 1 \text{ м}^3 \text{ на тонну}>	Доход Государства		ДДГ (10%)	
	Нефть	Природный газ	Стабильный конденсат	другие виды продукции	Нефть	Природный газ	Нестабильный конденсат						годовой	накопленный	годовой	накопленный
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1																
2																
...																
n																
Итого																
<i>в т.ч. за рентабельный период</i>																

Таблица 24.

## АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ

Месторождение \_\_\_\_\_

Значения влияющих показателей, при которых ЧДД=0 \*

Показатель	Ед. изм.	Предельное значение **	Принятое значение в ПТД	Относительное изменение, %
Чистая цена нефти	руб./т			#ДЕЛ/0!
Чистая цена газа	руб./1000 м3			#ДЕЛ/0!
Чистая цена конденсата	руб./т			#ДЕЛ/0!
Цена газа на внутреннем рынке	руб./1000 м3			#ДЕЛ/0!
Чистая цена СПГ	руб./т			#ДЕЛ/0!
Капитальные вложения	млн руб.			#ДЕЛ/0!
Текущие затраты	млн руб.			#ДЕЛ/0!

Чистый дисконтированный доход недропользователя \*, млн. руб.

Показатель	Отклонение показателей (+/-)		
	Нижняя граница (-20%)	Текущее значение	Верхняя граница (+20%)
Чистая цена нефти			
Чистая цена газа			
Чистая цена конденсата			
Цена газа на внутреннем рынке			
Чистая цена СПГ			
Капитальные вложения			
Текущие затраты			

Чистый дисконтированный доход государства \*, млн. руб.

Показатель	Отклонение показателей (+/-)		
	Нижняя граница (-20%)	Текущее значение	Верхняя граница (+20%)
Чистая цена нефти			
Чистая цена газа			
Чистая цена конденсата			
Цена газа на внутреннем рынке			
Чистая цена СПГ			
Капитальные вложения			
Текущие затраты			

Рентабельно извлекаемые запасы категорий А + В1 + В2 \* (по каждому виду УВС отдельно), тыс. т (млн. м<sup>3</sup>)

Параметры	Отклонение показателей (+/-)		
	Нижняя граница (-20%)	Текущее значение	Верхняя граница (+20%)
Чистая цена нефти			
Чистая цена газа			
Чистая цена конденсата			
Цена газа на внутреннем рынке			
Чистая цена СПГ			
Капитальные вложения			
Текущие затраты			

\* для рекомендуемого варианта разработки месторождения за рентабельный срок, категории запасов А + В1 + В2

\*\* значение влияющего показателя, при котором ЧДД=0

Таблица 25. Прогноз объема буровых работ, проведения ГТМ, методов увеличения нефтеотдачи, реализации технологии ОРЭ

Месторождение \_\_\_\_\_  
 Лицензионный участок \_\_\_\_\_  
 Объект \_\_\_\_\_  
 Вариант \_\_\_\_\_

Показатели	Ед. изм.	Всего	Итого за прогнозный	Годы разработки																
				2023 прогноз	2024 прогноз	2025 прогноз	2026 прогноз	2027 прогноз	2028 прогноз	2029 прогноз	2030 прогноз	2031 прогноз	2032 прогноз							
<b>1 Бурение ПНС</b>																				
а количество скважин	скв.																			
б средняя протяженность ствола	м																			
<b>2 Бурение ГС</b>																				
а количество скважин	скв.																			
б средняя протяженность ствола	м																			
<b>3 Бурение МЗГС</b>																				
а количество скважин	скв.																			
б средняя протяженность ствола	м																			
<b>4 Углубление скважин [Указать тип]</b>																				
а количество скважино/операций	опер.																			
б средняя протяженность ствола	м																			
<b>5 Бурение БС</b>																				
а количество операций	опер.																			
б средняя протяженность ствола	м																			
<b>6 Бурение БС</b>																				
а количество скважин	скв.																			
б средняя протяженность ствола	м																			
<b>7 Технологии одновременно-раздельной эксплуатации</b>																				
а Ввод добывающих скважин с технологией ОРД	скв.																			
б Действующий фонд добывающих скважин с технологией ОРД на конец года	скв.																			
в Ввод нагнетательных скважин с технологией ОРЭ	скв.																			
г Действующий фонд нагнетательных скважин с технологией ОРЭ на конец года	скв.																			
<b>8 Гидроразрыв пласта (действующий фонд)</b>																				
а количество операций	опер.																			
<b>9 Гидроразрыв пласта (при бурении)</b>																				
а количество операций	опер.																			
<b>10 Многостадийный гидроразрыв пласта (действующий фонд)</b>																				
а количество скважин	скв.																			
б количество стадий	опер.																			
<b>11 Многостадийный гидроразрыв пласта (при бурении)</b>																				
а количество скважин	скв.																			
б количество стадий	опер.																			
<b>12 Физико-химические методы [Указать тип]</b>																				
а количество скважино/операций	опер.																			
<b>13 МУН (полимерное, ПАВ-заводнение, тепловые ...) [Указать тип]</b>																				
а закачка рабочего агента	тыс. м <sup>3</sup>																			
<b>14 Газовые методы (ВГВ, закачка ПНГ, закачка CO<sub>2</sub> ...) [Указать тип]</b>																				
а закачка рабочего агента	тыс. м <sup>3</sup>																			
<b>15 Нестационарное заводнение [Указать тип]</b>																				
а количество скважино/операций	опер.																			
<b>16 Оптимизация работы насосного оборудования [Указать тип]</b>																				
а количество скважино/операций	опер.																			
<b>17 Водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы [Указать тип]</b>																				
а количество скважино/операций	опер.																			
<b>18 Перфорационные методы (инвестиционный ГТМ) [Указать тип]</b>																				
а количество скважино/операций	опер.																			
<b>19 Выравнивание профиля приемистости [Указать тип]</b>																				
а количество скважино/операций	опер.																			
<b>20 Потокотключающие технологии [Указать тип]</b>																				
а количество скважино/операций	опер.																			
<b>21 Установка интеллектуального заканчивания (УКП, АУКП ...) [Указать тип]</b>																				
а количество скважино/операций	опер.																			
<b>22 Прочие операции [Указать тип]</b>																				
а количество скважино/операций	опер.																			

Таблица заполняется, начиная с первого проектного года до конца проектного периода  
 Приложение заполняется информацией, используемой в предоставляемом ПТД, для расчета капитальных и операционных затрат

Таблица 26. Прогноз объема буровых работ, проведения ГТМ, методов увеличения газо и конденсатоотдачи

Месторождение \_\_\_\_\_  
 Лицензионный участок \_\_\_\_\_  
 Объект \_\_\_\_\_  
 Вариант \_\_\_\_\_

Показатели	Ед. изм.	Итого за прогнозный период	Всего	Годы разработки													
				20__ прогноз	20__ прогноз	20__ прогноз	20__ прогноз	20__ прогноз	20__ прогноз	20__ прогноз	20__ прогноз	20__ прогноз	20__ прогноз	20__ прогноз	20__ прогноз	...	
<b>1</b>	<b>Бурение ННС</b>																
а	количество скважин	скв.															
б	средняя протяженность ствола	м															
<b>2</b>	<b>Бурение ГС</b>																
а	количество скважин	скв.															
б	средняя протяженность ствола	м															
<b>3</b>	<b>Бурение МЗГС [Указать тип]</b>																
а	количество скважин	скв.															
б	средняя протяженность ствола	м															
<b>4</b>	<b>Углубление скважин</b>																
а	количество скважино/операций [Указать тип]	опер.															
б	средняя протяженность ствола	м															
<b>5</b>	<b>Бурение БС</b>																
а	количество скважин	опер.															
б	средняя протяженность ствола	м															
<b>6</b>	<b>Бурение БГС</b>																
а	количество скважин	опер.															
б	средняя протяженность ствола	м															
<b>7</b>	<b>Гидроразрыв пласта (действующий фонд)</b>																
а	количество операций	опер.															
<b>8</b>	<b>Гидроразрыв пласта (при бурении)</b>																
а	количество операций	опер.															
<b>9</b>	<b>Многостадийный гидроразрыв пласта (действующий фонд)</b>																
а	количество скважин	скв.															
б	количество стадий	опер.															
<b>10</b>	<b>Многостадийный гидроразрыв пласта (при бурении)</b>																
а	количество скважин	скв.															
б	количество стадий	опер.															
<b>11</b>	<b>Физико-химические методы [Указать тип]</b>																
а	количество скважино/операций	опер.															
<b>12</b>	<b>Потокоотклоняющие технологии [Указать тип]</b>																
а	количество скважино/операций	опер.															
<b>13</b>	<b>Водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы [Указать тип]</b>																
а	количество скважино/операций	опер.															
<b>14</b>	<b>Перфорационные методы [Указать тип]</b>																
а	количество скважино/операций	опер.															
<b>15</b>	<b>Установка интеллектуального заканчивания (УКИ, АУКИ ...) [Указать тип]</b>																
а	количество скважино/операций	опер.															
<b>16</b>	<b>Прочие операции</b>																
а	количество скважино/операций [Указать тип]	опер.															

Таблица заполняется, начиная с первого проектного года до конца проектного периода

*Приложение заполняется информацией, используемой в представляемом ПТД, для расчета капитальных и операционных затрат*

Таблица 27. Программа ввода объектов инфраструктуры\* и реализации программы ГРР

Месторождение \_\_\_\_\_  
 Лицензионный участок \_\_\_\_\_  
 Вариант\*\*\* \_\_\_\_\_

№ п/п	Показатели**	Ед. изм.	Годы																	
			20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__								
<b>1</b>	<b>Объекты обустройства месторождений на суше</b>																			
<b>1.1</b>	<b>Объекты кустового обустройства</b>																			
а	АГЗУ [По типам, Указать мощность, тыс.т/тыс.м3 ]	шт.																		
б	...																			
<b>1.2</b>	<b>Ввод внутрипромысловых трубопроводов ****</b>																			
а	нефтепроводы	км																		
б	газопроводы	км																		
в	метанолопроводы	км																		
г	конденсатопроводы	км																		
д	высоконапорные водоводы	км																		
е	низконапорные водоводы	км																		
ж	газлифтные трубопроводы	км																		
з	...	км																		
<b>1.3</b>	<b>Ввод площадочных объектов сбора и подготовки нефти и газа, системы ППД</b>																			
а	ДНС [По типам, Указать мощность, тыс.т/г]	шт.																		
б	ЦПС [По типам, Указать мощность, тыс.т/г]	шт.																		
в	УПН [По типам, Указать мощность, тыс.т/г]	шт.																		
г	УПСВ [По типам, Указать мощность, тыс.т/г]	шт.																		
д	ДКС [По типам, Указать мощность, млн.м3/г]	шт.																		
е	УПГ / УКПГ [По типам, Указать мощность, млн.м3/г]	шт.																		
ж	НТС [По типам, Указать мощность, млн.м3 ]	шт.																		
з	УСК/ УДК [По типам, Указать мощность, тыс.т ]	шт.																		
и	БНС / КНС [По типам, Указать мощность, тыс.м3/г]	шт.																		
к	Инфраструктура МУН/МУГ/МУК [Указать тип]	шт.																		
л	Газлифтная система	шт.																		
<b>1.4</b>	<b>Ввод мощностей внешней инфраструктуры (трубопроводы внешнего транспорта)</b>																			
а	нефтепроводы [Указать диаметр]	км																		
б	газопроводы [Указать диаметр]	км																		
<b>1.5</b>	<b>Ввод объектов энергетического хозяйства</b>																			
а	ГЭС [По типам, Указать мощность, МВт ]	шт.																		
б	ПС [По типам, Указать мощность, кВА ]	шт.																		
в	ВД [Указать мощность] ****	км																		
г	....																			
<b>1.6</b>	<b>Объекты дорожного хозяйства (межпромысловые, зимние, включая мосты и переправы)</b>	км																		
.....																				
<b>1.7</b>	<b>Внутрипромысловые дороги *****</b>	км																		
<b>1.8</b>	<b>Социально-бытовые и внеплощадочные объекты</b>																			
а	ВЖК	шт.																		
б	ОПБ	шт.																		
в	ОБП	шт.																		
г	аэродромы	шт.																		
д	прочие [Указать состав]	шт.																		
<b>2</b>	<b>Объекты обустройства морских и шельфовых месторождений</b>																			
<b>2.1</b>	<b>Ввод производственных объектов</b>																			
а	Верхнее строение стационарной платформы [Указать мощность, тыс.т/млн.м3/г]	шт.																		
б	Основание стационарной платформы (носитель)	шт.																		
в	Плавучие установки для добычи, хранения и отгрузки на базе судов [Указать мощность, тыс.т/млн.м3/г]	шт.																		
г	Платформа [Указать, тип, мощность, тыс.т/млн.м3/г]	шт.																		
е	Подводные добычные комплексы [Указать мощность, тыс.т/млн.м3]	шт.																		
ж	Установка по производству СПГ [Указать мощность, тыс.т/млн.м3]	шт.																		
з	Береговые базы обслуживания	шт.																		
и	Стационарные терминалы, модуль отгрузки [Указать мощность, тыс.т/млн.м3/г]	шт.																		
к	Плавучие нефтеналивные хранилища [Указать мощность, тыс.т/млн.м3/г]	шт.																		
л	Искусственные острова	шт.																		
м	Плавучие средства для монтажа производственных объектов	шт.																		
н	Причалные сооружения	шт.																		
<b>2.2</b>	<b>Ввод технических средств для обеспечения эксплуатации</b>																			
а	Вспомогательные суда (танкер, судно снабжения, судно для ремонта и сбора отходов, прочие)	шт.																		
б	Вертолеты	шт.																		
в	...																			
<b>2.3</b>	<b>Средства для транспортировки продукции</b>																			
а	Нефтепроводы [Указать тип]	км																		
б	Газопроводы [Указать тип]	км																		
<b>3</b>	<b>Бурение специальных скважин (поглощающие, водозаборные...) [По типам]</b>																			
а	количество скважин	скв.																		
	средняя протяженность ствола	м																		
	...																			
<b>4</b>	<b>Геологоразведочные работы</b>																			
<b>4.1</b>	<b>Проведение сейсморазведочных работ</b>																			
а	Сейсморазведка 2Д	пог. км																		
б	Сейсморазведка 3Д	км <sup>2</sup>																		
<b>4.2</b>	<b>Поисково-разведочное бурение</b>																			
а	количество скважин	скв.																		
б	средняя протяженность ствола	м																		
<b>4.2</b>	<b>Прочее [указать состав]</b>																			
а	...																			
	...																			

\* - для инвестиций, не зависящих от динамики ввода скважин (считаются в целом на месторождение)

\*\* - отдельно для каждого вида объекта обустройства

\*\*\* - рассматривается опционально, в случае необходимости изменения структуры объектов обустройства для различных систем разработки

\*\*\*\* - не заполняется при расчете через норматив на скважину

**Таблица 28. Взаимосвязь подсчетных и эксплуатационных объектов**  
 Месторождение \_\_\_\_\_

№ п/п	Эксплуатационный объект	ЛУ	Пласт	Залежь	Принадлежность к льготируемым отложениям
1					Не принадлежит
2					
...					
n					





**Таблица 30. Распределение величины НДС для рекомендуемого варианта**

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_

НАЛОГ НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД, млн.руб.

Год	ЛУ				
	Всего ЛУ	Прочие м/р ЛУ	ЭО 1	ЭО 2	...
1					
2					
...					

Величина НДС, рассчитанная на объектах "прямым" счетом, млн.руб.

Год	ЛУ				
	Всего (Σ ЭО и пр. м/р)	Прочие м/р ЛУ	ЭО 1	ЭО 2	...
1					
2					
...					

Доля НДС на объектах, д.ед.

Год	ЛУ				
	Всего	Прочие м/р ЛУ	ЭО 1	ЭО 2	...
1					
2					
...					