

МЕТОДИКА ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

І. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Настоящая Методика экспресс-оценки запасов углеводородного сырья (далее - Методика) разработана в соответствии с пунктом 1 раздела I плана мероприятий («дорожной карты») по реализации мер по освоению нефтяных месторождений и увеличению объемов добычи нефти в Российской Федерации, утвержденным Председателем Правительства Российской Федерации Д.А. Медведевым 25.01.2019 № 598п-П9, с целью проведения анализа экономической эффективности разработки месторождений в текущих налоговых условиях и оценки сложившейся дифференциации налоговых условий геологического изучения, разведки и добычи нефтяного сырья для различных пользователей недр и предназначена для целей проведения инвентаризации запасов углеводородного сырья на предмет экономической эффективности разработки указанных месторождений в рамках действующего законодательства о налогах и сборах и законодательства Российской Федерации о таможенном регулировании (далее – инвентаризация запасов) в соответствии с вышеуказанным планом мероприятий.
2. Методика определяет порядок проведения экспресс-оценки запасов углеводородного сырья месторождений с текущими извлекаемыми запасами нефти свыше 5 млн т и предназначена для использования Федеральным агентством по недропользованию, его территориальными органами и подведомственными организациями. Методика может быть использована пользователями недр при экспресс-оценке запасов углеводородного сырья и носит рекомендательный характер.
3. Настоящая Методика не может быть использована для составления и/или внесения изменений в технические проекты разработки месторождений углеводородного сырья и иную проектную документацию на выполнение работ, связанных с использованием недр (далее – проектную документацию), и при проведении государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, предусмотренной статьей 29 Закона Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах».
4. Для целей настоящей Методики используются следующие основные понятия:

Рентабельно извлекаемые запасы – объем запасов, извлечение которых экономически оправдано в действующих налоговых условиях.

Год проведения оценки – год проведения инвентаризации запасов.

Месторождение – участок недр или группа участков недр, на которые составлена проектная технологическая документация (далее – ПТД). При отсутствии ПТД месторождение определяется в соответствии с

государственным балансом запасов полезных ископаемых на 1 января года оценки.

Период оценки – временной интервал от года проведения оценки до окончания срока разработки месторождения.

5. Оценка рентабельно извлекаемых запасов нефти для месторождений с текущими извлекаемыми запасами нефти свыше 5 млн т не предполагает внесения каких-либо изменений в проектную документацию, действующую на 1 января года проведения оценки.
6. Результаты оценки рентабельных запасов и обосновывающая их информация могут быть представлены на рассмотрение экспертно-технического совета в ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых России» (далее – ЭТС ГКЗ) в соответствии с приказом ФБУ «ГКЗ» «Об Экспертно-техническом совете Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при ФБУ «ГКЗ» от 13.02.2018 г. №107/1.
7. Окончательный объем и структура рентабельно извлекаемых запасов нефти для месторождений углеводородного сырья с текущими извлекаемыми запасами нефти свыше 5 млн т определяются в итоговом отчете ЭТС ГКЗ, сформированном по результатам рассмотрения результатов оценки. Требования к содержанию итогового отчета приведены в главе VI настоящей Методики.

II. ФОРМЫ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ ЗАПАСОВ

2.1. Технологические показатели разработки

- 2.1.1. Оценка рентабельных запасов для целей инвентаризации производится на основе технологических показателей разработки, которые принимаются либо в соответствии с проектными документами, утвержденными в соответствии с Положением о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118, либо на основе актуализированных бизнес-планов компании на весь срок до конца разработки. При выполнении оценки на основе актуализированных бизнес-планов в итоговом отчете приводится обоснование выявленных отклонений технологических показателей разработки месторождения от действующего ПТД. Отклонения технологических показателей разработки месторождений, требующих основания, могут определяться в соответствии с приведенным в настоящей Методике уровнем допустимых отклонений (Приложение 2, Таблица 15).
- 2.1.2. Вся необходимая информация для оценки рентабельных запасов по каждому месторождению приводится в соответствии с Приложением 1 к настоящей Методике с необходимыми текстовыми пояснениями следующим образом:
- 2.1.3. Общие сведения о месторождении:
пользователь (-и) недр, почтовый адрес, телефон, номер, дата выдачи и срок действия лицензии, район расположения месторождения.

- 2.1.4. Краткая геолого-физическая характеристика (Приложение 1, Таблица 1).
- 2.1.5. Сведения о состоянии текущих запасов нефти (данные о геологических и извлекаемых запасах приводятся по эксплуатационным объектам (далее – ЭО), в целом по месторождению и (или) лицензионному участку по форме, приведенной в Таблице 2 Приложения 1 к настоящей Методике. Если месторождение разрабатывается несколькими пользователями недр, то представляются данные по каждому пользователю недр:
- запасы нефти учтенные государственным балансом по категориям запасов (номер протокола, дата утверждения в ГКЗ);
- в случае изменения запасов по ЭО (месторождению) за год, предшествующий проведению инвентаризации, представляются данные, не учтенные в государственном балансе запасов полезных ископаемых, и указываются номер и дата протокола по утверждению запасов.
- 2.1.6. Состояние разработки:
- состояние выработки запасов и сравнение проектных и фактических показателей разработки за последние 5 лет разработки по объектам и месторождению в целом по форме, приведенной в Таблице 3 Приложения 1 к настоящей Методике.
- 2.1.7. Прогноз количества геолого-технологических мероприятий (ГТМ) и мероприятий по увеличению нефтеотдачи (МУН) до окончания срока разработки (Таблица 4).
- 2.1.8. Приводится прогноз добычи нефти и газа на полное развитие по эксплуатационным объектам и в целом по месторождению по категориям запасов АВ1+В2, С1+С2 (Таблица 5). В случае применения льгот по налогу на добычу полезных ископаемых приводится прогноз добычи нефти по каждому виду льгот отдельно (с указанием применяемой льготы, (Таблица 5), за исключением нефти добываемой с применением коэффициента со значением менее 1 в соответствии с п.2-3 ст.342.5 Налогового кодекса Российской Федерации (льгота по выработанности запасов нефти).
- 2.1.9. Приводится характеристика прогнозного фонда скважин (Таблица 6).
- 2.1.10. При проведении инвентаризации запасов нефти с детализацией по скважинам (п.4.2.1.1 Методики) представляются фактические и прогнозные показатели работы и параметры эксплуатационного фонда скважин по формам, приведенным в Таблице 7, Таблице 8, Таблице 9 Приложения 1 к настоящей Методике.

2.2. Нормативы затрат и сводные показатели

- 2.2.1. Для целей экспресс-оценки используются актуализированные нормативы капитальных и текущих затрат на основе фактических/плановых показателей по данному месторождению на год проведения оценки по форме, приведенной в Таблице 10 Приложения 2 к настоящей Методике. В случае, если в экономической оценке конкретного эксплуатационного объекта используются нормативы затрат, не указанные в Приложении 2 (Таблица 10), могут быть представлены значения дополнительных нормативов. В случае отсутствия необходимых фактических/плановых показателей затрат по эксплуатационному

объекту или месторождению в целом, могут быть использованы фактические/плановые показатели капитальных и текущих затрат по объектам-аналогам.

III. ПРАВИЛА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ ПОДСЧЕТА РЕНТАБЕЛЬНО ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

3.1. Макроэкономические и ценовые предпосылки

3.1.1. Прогноз уровня цен на углеводородное сырье (УВС) и соответствующего курса рубля Российской Федерации к доллару США.

3.1.2. Техничко-экономическая оценка рентабельных извлекаемых запасов проводится с использованием данных последнего опубликованного на момент проведения инвентаризации запасов полезных ископаемых прогноза социально-экономического развития Министерства экономического развития Российской Федерации. Номинальные значения цен УВС и курса рубля Российской Федерации к доллару США переводятся в реальное выражение с использованием среднегодового индекса потребительских цен и прогнозных данных по инфляции США по данным Министерства экономического развития Российской Федерации. При отсутствии данных по прогнозу инфляции доллара США используются данные международных организаций (Международного валютного фонда – IMF). Значения показателей по годам после окончания прогнозного периода принимаются на уровне последнего года прогнозного периода.

3.1.3. Налоговое и таможенно-тарифное регулирование

3.1.4. Оценка рентабельно извлекаемых запасов нефти для месторождений углеводородного сырья с текущими извлекаемыми запасами нефти свыше 5 млн т производится в действующих налоговых условиях и при текущих макроэкономических показателях на 1 января года проведения оценки.

3.1.5. Определение параметров регулирования тарифов

При расчете показателей экономической эффективности вариантов разработки используются регулируемые тарифы естественных монополий, устанавливаемые федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования цен (тарифов) на товары (услуги) на год проведения оценки.

3.1.6. Ставка дисконтирования

Расчет дисконтированных показателей экономической эффективности выполняется при ставке дисконтирования 16,3% в реальном выражении. Справочно приводится дополнительный расчет при ставке дисконтирования 15%.

3.2. Капитальные затраты на разведку, разработку и обустройство месторождения УВС

3.2.1. Общие положения

3.2.1.1. Величина капитальных вложений по эксплуатационным объектам месторождения рассчитывается для календарного года отдельно для каждого

ЭО с использованием нормативов затрат, либо принимается на основе фактических данных о капитальных вложениях по объектам по годам проекта (Таблица 11).

- 3.2.1.2. Капитальные затраты на строительство объектов промышленного обустройства или внешней инфраструктуры, совместно используемых различными ЭО, могут быть отнесены на самый крупный ЭО по величине извлекаемых запасов нефти, добычи нефти или другому показателю с соответствующим обоснованием. Не допускается распределять капитальные затраты на ЭО, если отнесение таких затрат на ЭО приводит к отрицательной величине чистого дисконтированного дохода инвестора (ЧДД) при его разработке.
- 3.2.1.3. В случае если на месторождении предусмотрено строительство объектов инфраструктуры, которые будут использоваться при разработке группы из нескольких месторождений, то стоимость таких объектов следует относить на месторождения группы пропорционально объему извлекаемых запасов нефти или добычи нефти, или другому показателю с соответствующим обоснованием. При этом, если отнесение таких капитальных затрат на какое-либо месторождение в группе приводит к отрицательному ЧДД его разработки, то затраты рекомендуется распределить на прочие месторождения.
- 3.2.1.4. Капитальные затраты на строительство объектов промышленного обустройства, нормативы для которых (Приложение 2, Таблица 10, п/п 2.5) задаются на скважину, рассчитываются согласно данным о плановом количестве пробуренных добывающих и нагнетательных скважин на каждый год реализации проекта.
- 3.2.1.5. Капитальные затраты на строительство объектов промышленного обустройства и внешней инфраструктуры, нормативы для которых (Приложение 2, Таблица 10, п/п 2.5) заданы на штуку или единицу (по основному технологическому свойству: протяженности, мощности и прочее), рассчитываются по годам согласно графику строительства этих объектов.
- 3.2.1.6. Для расчета капитальных затрат на замену оборудования, не входящего в смету строек, используется норматив затрат на замену оборудования, не входящего в смету строек (Приложение 2, Таблица 10, п/п 2.4), и данные о среднедействующем фонде добывающих и нагнетательных скважин (среднее значение между действующим фондом скважин на конец года расчета и конец предыдущего года).
- 3.2.1.7. Перечень вводимых на месторождении объектов промышленного обустройства и внешней инфраструктуры с указанием основных технологических характеристик (мощности, размера, протяженности и проч.) и их стоимости представляется по форме, приведенной в Таблице 10 Приложения 2 настоящей Методики. К таким объектам относятся:

Объекты сбора, подготовки и транспортировки нефти, газа и конденсата. Например, выкидные линии, групповые замерные установки, нефтесборные и газосборные сети, напорные нефтепроводы и газопроводы, межпромысловые нефтепроводы и газопроводы, центральные пункты сбора, дожимные насосные станции, установки предварительного сброса воды, компрессорные станции, установки низкотемпературной сепарации, установки предварительной и комплексной подготовки газа, установки

стабилизации и дезанизации конденсата. В случае морских месторождений, рекомендуется включать также платформы, подводные добычные комплексы, морские трубопроводы, объекты береговой инфраструктуры и прочие подобные объекты обустройства, если строительство данных объектов предусматривается проектом.

Объекты системы поддержания пластового давления (далее – ППД). Например, высоконапорные и низконапорные водоводы, кустовые насосные станции, водораспределительные батареи (блок гребенки), водозаборные скважины.

Объекты электроснабжения. Например, трансформаторные подстанции и высоковольтные линии.

Автомобильные дороги и мосты. Например, магистральные, грунтовые, с твердым покрытием и проч.

Базы обслуживающего назначения и прочие объекты. Например, опорные базы промысла, распределенные системы управления, объекты по обеспечению пожарной безопасности, управления по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин, площадные объекты (например, вертолетная площадка). Также необходимо учесть объекты, строительство которых входит в проекты по полезному использованию попутного нефтяного газа или по уменьшению количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, которые не перечислены в группах выше.

Объекты внешней инфраструктуры. Например, линии электропередач, трубопроводы, внешние автомобильные дороги и т.д.

- 3.2.1.8. При расчете экономических показателей эффективности могут учитываться фактические капитальные затраты прошлых лет, приведенные на дату оценки. Период учета затрат предыдущих лет не должен превышать 7 лет, предшествующих году проведения оценки.

3.3. Нормативы капитальных затрат

- 3.3.1. Оценка нормативов капитальных затрат (Приложение 2, Таблица 10) рекомендуется осуществлять на год проведения оценки на основе фактических/плановых показателей по данному месторождению. В случае отсутствия необходимых фактических/плановых показателей по ЭО или месторождению в целом, могут быть использованы фактические данные по объектам-аналогам, в качестве которых рекомендуется использовать объекты со схожим расположением, геолого-физическими характеристиками продуктивных пластов и т.п. Для нормативов капитальных вложений для объектов обустройства и внешней инфраструктуры могут быть также использованы фактические/плановые данные по соответствующим затратам в данном регионе. При отсутствии фактических данных могут использоваться плановые показатели.

- 3.3.2. В случае, если на месторождении предусматривается проведение операций гидроразрыва пласта (ГРП) при бурении скважин (до ввода скважин в промышленную эксплуатацию), рекомендуется использовать отдельные

нормативы затрат на одну скважино-операцию для различных видов ГРП, а также при разных объемах закачиваемого состава (Приложение 2, Таблица 10, п/п 2.3). Если помимо затрат на бурение скважин и проведение ГРП, предусмотрены прочие работы и операции при бурении скважин, которые предусматривают создание объектов основных средств, рекомендуется указывать расходы на них в виде отдельных нормативов на скважино-операцию или вводимую скважину из эксплуатационного бурения с указанием фонда (Приложение 2, Таблица 10, п/п 2.3).

3.3.3. Нормативы затрат на оборудование, не входящее в сметы строек, (Приложение 2, Таблица 10 п/п 2.4), рекомендуется устанавливать отдельно по типам скважин (добывающие, нагнетательные, водозаборные) и типу промысла (нефтяной, газовый, газоконденсатный). Затраты на оборудование для боковых стволов (БС) и боковых горизонтальных стволов (БГС), не входящее в сметы строек, рекомендуется указывать в виде отдельных нормативов. Не рекомендуется включать данные затраты в затраты на бурение БС и БГС (Приложение 2, Таблица 10, п/п 2.2). В случае замены оборудования, не входящего в сметы строек, норматив затрат рекомендуется рассчитывать на среднедействующий фонд скважин (среднее значение между действующим фондом скважин на начало и конец года).

3.3.4. Нормативы капитальных затрат на осуществление природоохранных мероприятий (строительство дренажных емкостей, шламовых амбаров, укрепление откосов насыпей, обвалование площадок и т.д.) рекомендуется указывать в виде капитальных затрат по природоохранным объектам, либо в виде процента от затрат на промышленное обустройство, либо на вводимую скважину.

3.3.5. Затраты на поддержание объектов основных средств и прочие капитальные вложения на промышленное обустройство, не вошедшие в указанные группы нормативов, рекомендуется задавать в виде процента от затрат на промышленное обустройство.

3.3.6. В случае, если на месторождении предусматриваются капитальные затраты на проведение операций МУН, рекомендуется указывать стоимость в расчете на одну операцию по каждому типу операций, либо на величину капитальных затрат на создание объектов основных средств (Приложение 2, Таблица 10, п/п 2.6).

3.4. Эксплуатационные затраты на разведку и разработку месторождений УВС

3.4.1. Общие положения

3.4.1.1. В соответствии с распоряжением Минприроды России от 18 мая 2016 г. № 12-р «Об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» эксплуатационные затраты на добычу УВС включают в себя:

текущие затраты;

налог на добычу полезных ископаемых, налог на имущество организаций, отчисления на социальное страхование, водный налог, земельный налог и транспортный налог;

амортизационные отчисления;

эксплуатационные затраты не включают в себя внереализационные расходы.

- 3.4.1.2. Величина текущих затрат рассчитывается для каждого года по каждому ЭО с использованием представленных нормативов затрат.
- 3.4.1.3. Величина текущих затрат определяется по статьям калькуляции (Приложение 2, Таблица 12). При определении текущих затрат по статьям калькуляции учитываются расходы на энергию по извлечению УВС, расходы по искусственному воздействию на пласт, расходы по сбору и внутрипромысловому транспорту УВС, расходы по технологической подготовке, расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования, затраты на геолого-технические мероприятия (ГТМ), затраты на методы увеличения нефтеотдачи (МУН). При определении текущих затрат по элементам затрат учитываются материальные затраты, затраты на капитальный ремонт, заработную плату, расходы на социальные отчисления и страхование, общепроизводственные расходы.
- 3.4.1.4. Затраты по искусственному воздействию на пласт (Приложение 2, Таблица 12, столбец 3), затраты по сбору и внутрипромысловому транспорту УВС (Приложение 2, Таблица 12, столбец 4) и затраты на технологическую подготовку УВС (Таблица 12, столбец 5) рассчитываются отдельно для нефтяной и газовой частей месторождения с использованием соответствующих нормативов.
- 3.4.1.5. Текущие затраты на ГТМ (Приложение 2, Таблица 12, столбец 14) и текущие затраты на МУН (Приложение 2, Таблица 12, столбец 15) не включают затраты на ГТМ и МУН, осуществленные на этапе бурения и отражаемые в составе капитальных затрат.

3.4.2. Нормативы текущих затрат

- 3.4.2.1. Оценку нормативов текущих затрат рекомендуется осуществлять на год проведения оценки на основе фактических/плановых показателей по данному месторождению. В случае отсутствия необходимых фактических/плановых показателей по данному месторождению, могут быть использованы фактические данные по объектам-аналогам.
- 3.4.2.2. Объектами-аналогами для оценки текущих затрат на добычу углеводородов, искусственное воздействие на пласт, содержание и эксплуатацию скважин и оборудования, операции ГТМ, вывод скважин из консервации, перевод добывающей скважины в нагнетательный фонд, перевод скважин на другой горизонт признаются ЭО со схожими особенностями расположения, геолого-физическими характеристиками продуктивных пластов, физико-химическими свойствами добываемого УВС.
- 3.4.2.3. Для оценки нормативов затрат на сбор и внутрипромысловый транспорт нефти и газа, содержание инфраструктуры внешнего транспорта, в качестве объектов-аналогов рекомендуется использовать объекты со схожей инфраструктурой и качеством сырья. Расчет нормативов затрат на оплату труда промышленно-производственного персонала (ППП), отчисления на социальное страхование ППП, общепроизводственных затрат, затрат на административно-

управленческий персонал и прочих общехозяйственных затрат рекомендуется осуществлять на основе фактических/плановых показателей в данном регионе.

- 3.4.2.4. Нормативы условно-переменных затрат на добычу УВС определяются в рублях на тонну жидкости (нефтяной промысел) или в рублях на 1000 м³ (газовый и газоконденсатный промыслы). Затраты на добычу УВС включают затраты на энергию по извлечению УВС и прочие вспомогательные материалы, и не включают в себя затраты на обслуживание добывающих скважин.
- 3.4.2.5. Нормативы затрат по искусственному воздействию на пласт (Приложение 2, Таблица 10, п/п 3.2) рассчитываются на 1 м³ закачиваемого реагента и не включают в себя затраты на обслуживание нагнетательных скважин.
- 3.4.2.6. Нормативы затрат на сбор и внутрипромысловый транспорт (Приложение 2, Таблица 10, 3.3) рассчитываются отдельно по каждому промыслу (нефтяной, газовый, газоконденсатный) с разделением на сбор и транспорт газа, конденсата и нефтесодержащей жидкости. Рекомендуется выделять затраты на технологическую подготовку УВС в отдельные нормативы. Затраты на сбор и транспорт газа рекомендуется рассчитывать на 1000 м³, нефти - на тонну нефти, конденсата - на тонну конденсата, нефтесодержащей жидкости - на тонну жидкости.
- 3.4.2.7. Норматив переменных затрат на содержание инфраструктуры внешнего транспорта (Приложение 2, Таблица 10, 3.8) указывается в расчете на единицу УВС (тонны нефти для - нефти, 1000 м³ - для газа, тонны конденсата - для конденсата) в зависимости от типа транспортируемого УВС.
- 3.4.2.8. Нормативы платы за сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) рассчитываются для нормативного (<5%) и сверхнормативного (>5%) сжигания с использованием данных о фактических платежах (при отсутствии фактических - плановых платежей) и установленных действующими нормативными правовыми актами ставок платы за выброс загрязняющих веществ и коэффициентов, применяемых при расчете платы, по годам проекта.
- 3.4.2.9. Нормативы затрат на обслуживание скважин и на капитальный ремонт (Приложение 2, Таблица 10, п/п 3.4) рекомендуется определять отдельно для добывающих и нагнетательных скважин в расчете на 1 скважину среднедействующего фонда.
- 3.4.2.10. Удельная численность ППП (Приложение 2, Таблица 10, п/п 3.5) рассчитывается на 1 скважину среднедействующего фонда. Среднемесячную заработную плату 1 работающего (Приложение 2, Таблица 10, п/п 3.6) рекомендуется рассчитывать средним за год на 1 человека.
- 3.4.2.11. Нормативы общехозяйственных и общепроизводственных затрат (Приложение 2, Таблица 10, п/п 3.7) рекомендуется рассчитывать на 1 скважину среднедействующего фонда.
- 3.4.2.12. Нормативы постоянных затрат на содержание инфраструктуры внешнего транспорта (Приложение 2, Таблица 10, п/п 3.8) указываются в расчете на год. В случае, если внешняя инфраструктура используется совместно на нескольких месторождениях, рекомендуется разделять постоянные затраты между

пользователями инфраструктуры внешнего транспорта пропорционально объему добычи, величине извлекаемых запасов или другому показателю.

3.4.3. Амортизационные отчисления

- 3.4.3.1. Остаточную стоимость имущества на год оценки (Приложение 2, Таблица 10, п/п 4) рекомендуется определять в отдельности для каждой основной амортизационной группы имущества согласно фактическим данным по месторождению.
- 3.4.3.2. Остаточную стоимость имущества в каждый проектный год в каждой основной амортизационной группе рекомендуется определять, как сумму капитальных затрат в этот год и остаточной стоимости имущества на конец прошлого года за вычетом амортизационных отчислений в этот год. Если налоговая база по налогу на прибыль единовременно уменьшена на часть стоимости осуществленных капитальных вложений, то остаточная стоимость имущества соответствующих амортизационных групп уменьшается на величину такого уменьшения.
- 3.4.3.3. Метод расчета амортизационных начислений выбирается в соответствии с учетной политикой предприятия.
- 3.4.3.4. В случае использования нелинейного метода, амортизационные отчисления определяются для основных амортизационных групп как произведение годовой нормы амортизации и остаточной стоимости имущества на конец предыдущего года.
- 3.4.3.5. В случае использования линейного метода, амортизационные отчисления определяются по каждому объекту амортизируемого имущества как частное от деления первоначальной стоимости объекта на срок полезного использования данного объекта амортизируемого имущества.

3.5. Затраты на ликвидацию и консервацию

- 3.5.1. В целях инвентаризации запасов полезных ископаемых затраты на ликвидацию нефтяного промысла по отдельным эксплуатационным объектам, лицензионным участкам и/или по месторождению в целом, а так же затраты на рекультивацию земель, связанную с завершением разработки эксплуатационных объектов не учитываются.
- 3.5.2. Учет затрат, связанных с текущей консервацией оборудования и скважин, числящихся в составе основных фондов, в том числе на оборудование устьев и стволов разведочных, эксплуатационных, наблюдательных, нагнетательных и специальных скважин при их ликвидации или консервации учитываются в составе эксплуатационных (внереализационных) затрат (таблица 14).

IV. МЕТОДИКА ПОДСЧЕТА РЕНТАБЕЛЬНО ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

4.1. Расчет показателей экономической эффективности

4.1.1. Расчет показателей экономической эффективности разработки месторождения, ЭО проводится в российских рублях в реальном денежном выражении при текущих макроэкономических показателях в условиях действующего законодательства о налогах и сборах и законодательства Российской Федерации о таможенном регулировании на год проведения оценки (Таблица 14).

Показателями экономической эффективности разработки являются:

- чистый доход пользователя недр ;
- чистый дисконтированный доход пользователя недр ;
- чистый доход государства;
- чистый дисконтированный доход государства при ставке дисконтирования 10%;

Расчет ЧДД и других экономических показателей эффективности разработки месторождения может проводиться с учетом чистого дохода предыдущих лет (до года проведения оценки), приведенного на дату проведения оценки в реальном выражении. Период учета чистого дохода предыдущих лет не должен превышать 7 лет, предшествующих году проведения оценки. Показатель ЧДД с учетом чистого дохода предыдущих лет отражает экономическую эффективность проекта в целом, а не начиная с года проведения оценки.

4.2. Оценка рентабельно извлекаемых запасов нефти

4.2.1. Основные положения

4.2.1.1. Оценка рентабельно извлекаемых запасов нефти месторождения может проводиться на следующих уровнях детализации:

- на уровне ЭО (основной уровень детализации);
- на уровне скважин (групп скважин, кустов и групп ГТМ) (по желанию пользователя недр).

4.2.1.2. Оценка рентабельно извлекаемых запасов месторождения с детализацией на уровне ЭО проводится в два этапа:

- а. Оценка рентабельно извлекаемых запасов по каждому ЭО (п. 4.2.3 Методики).
- б. Оценка рентабельно извлекаемых запасов по месторождению (п. 4.2.4 Методики). Показатели разработки месторождения (добыча УВС, эксплуатационные и капитальные затраты) по годам определяются суммированием соответствующих показателей разработки отдельных ЭО за рентабельный период с добавлением части капитальных и эксплуатационных затрат, не учтенных при оценке рентабельно извлекаемых запасов отдельных ЭО.

4.2.1.3. Оценка рентабельно извлекаемых запасов месторождения с детализацией на уровне скважины проводится в три этапа:

1. Оценка рентабельно извлекаемых запасов по скважинам (п. 4.2.2 Методики).
2. Оценка рентабельно извлекаемых запасов по ЭО (п. 4.2.3 Методики). Показатели разработки ЭО (добыча УВС, эксплуатационные и капитальные затраты) по годам определяются суммированием соответствующих показателей разработки каждой скважины ЭО за рентабельный период с добавлением части капитальных и эксплуатационных затрат, не учтенных при оценке рентабельно извлекаемых запасов по скважинам.
3. Оценка рентабельно извлекаемых запасов по месторождению (п. 4.2.4 Методики). Показатели разработки месторождения (добыча УВС, эксплуатационные и капитальные затраты) по годам определяются суммированием соответствующих показателей разработки отдельных ЭО за рентабельный период с добавлением части капитальных и эксплуатационных затрат, не учтенных при оценке рентабельно извлекаемых запасов по ЭО.

4.2.2. Оценка рентабельно извлекаемых запасов по скважинам

- 4.2.2.1. Оценка рентабельно извлекаемых запасов скважины проводится на основе технико-экономической оценки работы добывающей скважины (далее - скважина).
- 4.2.2.2. Рентабельно извлекаемые запасы нефти на скважине определяются как накопленная добыча нефти на скважине с первого года оценки до окончания рентабельного периода работы скважины.
- 4.2.2.3. Рентабельный период работы скважины определяется как часть периода оценки (начиная с первого года оценки), в течение которого достигается максимальное положительное значение ЧДД.
- 4.2.2.4. Справочно приводится оценка рентабельного периода как часть периода оценки (начиная с первого года оценки), в течение которого значение ЧДД впервые достигает нулевого значения.
- 4.2.2.4. Оценка рентабельно извлекаемых запасов по скважинам-базового фонда скважин, т.е. по скважинам, на которых капитальные затраты были понесены до года проведения оценки, по группам скважин и группам ГТМ может быть проведена без детализации по отдельным скважинам.

4.2.3. Оценка рентабельно извлекаемых запасов по эксплуатационным объектам

- 4.2.3.1. Оценка рентабельно извлекаемых запасов ЭО проводится на основе технико-экономической оценки работы ЭО.
- 4.2.3.2. В случае если для данного ЭО оценка производится с детализацией на уровне скважины, то показатели разработки ЭО (добыча УВС, эксплуатационные и капитальные затраты) по годам определяются суммированием соответствующих показателей разработки каждой скважины ЭО за рентабельный период с добавлением части капитальных и эксплуатационных затрат, не учтенных при оценке рентабельно извлекаемых запасов по скважинам

- 4.2.3.3. Рентабельно извлекаемые запасы нефти по ЭО определяются как накопленная добыча нефти на ЭО за рентабельный период работы ЭО. При этом при определении объема накопленной добычи за рентабельный период недропользователь может справочно указать объемы добычи нефти от реализации некупаемых ГТМ по годам, не учитываемые при определении рентабельных извлекаемых запасов нефти.
- 4.2.3.4. Рентабельный период работы ЭО определяется как часть периода оценки (начиная с первого года оценки) ЭО, в течение которого достигается максимальное положительное значение ЧДД.
- 4.2.3.5. Справочно приводится оценка рентабельного периода как часть периода оценки (начиная с первого года оценки), в течение которого значение ЧДД впервые достигает нулевого значения.
- 4.2.4. Оценка рентабельно извлекаемых запасов по месторождению**
- 4.2.4.1. Показатели разработки месторождения (добыча УВС, эксплуатационные и капитальные затраты) по годам определяются суммированием соответствующих показателей разработки каждого ЭО, групп скважин, кустов, групп ГТМ за рентабельный период с добавлением части капитальных и эксплуатационных затрат, не учтенных при оценке рентабельно извлекаемых запасов по ЭО, группам скважин, кустов, группам ГТМ.
- 4.2.4.2. Рентабельно извлекаемые запасы нефти по месторождению определяются как накопленная добыча нефти по совокупности ЭО, групп скважин, кустов, групп ГТМ за рентабельный период.
- 4.2.4.3. Нерентабельные запасы могут быть выделены из величины технологически извлекаемых запасов (Таблица 17).

V. ПОРЯДОК ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ

5.1. Общие положения

- 5.1.1. Отчет об экспресс-оценке, таблицы 1-6, 10-14, 16 и 18 рассматриваются на ЭТС ГКЗ. При оценке запасов при детализации по скважинам дополнительно предоставляются таблицы 7-9. Таблица 17 предоставляется при необходимости.
- 5.1.2. Заключение ЭТС ГКЗ о корректности технологических и экономических показателей и обоснованности оценки рентабельно извлекаемых запасов УВС отражается в протоколе ЭТС ГКЗ.
- 5.1.3. Итоговые результаты рассмотрения на ЭТС ГКЗ оформляются в виде Итогового отчета и должны быть предоставлены в федеральные органы исполнительной власти.

5.2. Технологические показатели разработки

- 5.2.1. Представленные пользователями недр материалы по прогнозу технологических показателей разработки рассматриваются ЭТС ГКЗ с использованием гидродинамических моделей и/или аналитических и статистических-методик.

а. При представлении прогнозных показателей разработки с использованием гидродинамических моделей проводится сопоставление представленных моделей с использованными ранее при составлении проектного документа и прогнозных показателей с результатами моделирования.

б. При представлении прогнозных показателей разработки на основе аналитических методик анализируются правомерность применяемой методики, расчеты базового варианта, эффективность планируемых ГТМ и методов увеличения нефтеотдачи пластов.

5.3. Рентабельно извлекаемые запасы

5.3.1. Для оценки экономической эффективности разработки месторождений применяются показатели, определенные в соответствии с главой III настоящей Методики.

5.3.2. При экспертизе актуализированных нормативов капитальных и текущих затрат могут быть запрошены дополнительные материалы по калькуляции затрат в случае значительных расхождений предоставленных данных с объектами-аналогами.

5.3.3. Оценка рентабельно извлекаемых запасов производится в соответствии с методологией и в порядке, установленном главами IV и V настоящей Методики.

VI. СОДЕРЖАНИЕ ИТОГОВОГО ОТЧЕТА ПО ОЦЕНКЕ РЕНТАБЕЛЬНО ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

6.1. Итоговый отчет должен включать в себя текстовую часть и табличные материалы, необходимые для дальнейшего использования результатов при рассмотрении на ЭТС ГКЗ.

6.2. В состав текстового отчета должны включаться следующие данные:

6.3. Общие сведения о месторождении.

6.4. Наименование пользователя недр, почтовый адрес, телефон, номер факса, номер, дата выдачи и срок действия лицензии на право пользования недрами

6.5. Сведения о геологических, извлекаемых и рентабельно извлекаемых запасах нефти по категориям (AB_1+B_2 и C_1+C_2), эксплуатационным объектам (Таблица 18).

Приложение 1 к Методике экспресс-оценки запасов углеводородного сырья

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения

№ п/п	Параметры	Размерность	Продуктивные пласты	
			1	...
1	2	3	4	5
1	Средняя глубина залегания кровли	м		
2	Абсолютная отметка ВНК	м		
3	Абсолютная отметка ГНК	м		
4	Тип ЭО (залежи)			
5	Тип коллектора			
6	Площадь нефте/газонасыщенности	тыс.м ²		
7	Средняя общая толщина	м		
8	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м		
9	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м		
10	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м		
11	Коэффициент пористости	доли ед.		
12	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.		
13	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.		
14	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.		
15	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.		
16	Проницаемость	мкм ²		
17	Коэффициент песчанистости	доли ед.		
18	Расчлененность	ед.		
19	Начальная пластовая температура	°С		
20	Начальное пластовое давление	МПа		
21	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с		
22	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³		
23	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³		
24	Объемный коэффициент нефти	доли ед.		
25	Содержание серы в нефти	%		
26	Содержание парафина в нефти	%		
27	Давление насыщения нефти газом	МПа		
28	Газосодержание	м ³ /т		
29	Давление начала конденсации	МПа		
30	Плотность конденсата в стандартных условиях	г/см ³		
31	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа*с		
32	Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (C ₅₊)	г/м ³		
33	Содержание сероводорода	%		
34	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа*с		

1	2	3	4	5
35	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м ³		
36	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.		
37	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с		
38	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³		
39	Сжимаемость			
40	нефти	1/МПа×10 ⁻⁴		
41	воды	1/МПа×10 ⁻⁴		
42	породы	1/МПа×10 ⁻⁴		
43	Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.		
44	Коэффициент вытеснения (газом)	доли ед.		
45	Коэффициент продуктивности	м ³ /сут * МПа		

Таблица 2 – Состояние текущих запасов нефти _____ месторождения

Продуктивные пласты, ЭО, месторождение в целом	Утвержденные в установленном порядке на 01.01. ____ *года проведения оценки						Накопленная добыча на 01.01. ____ *, тыс. т
	геологические, тыс.т		извлекаемые, тыс.т		КИН доли ед.		
	A+B ₁ /C ₁	B ₂ /C ₂	A+B ₁ /C ₁	B ₂ /C ₂	A+B ₁ /C ₁	B ₂ /C ₂	
1	2	3	4	5	6	7	8
Лицензионный участок №1 (Наименование участка, номер лицензии)							
Всего по ЛУ (Наименование участка, номер лицензии)							
Лицензионный участок №2 (Наименование участка, номер лицензии)							
Всего по ЛУ (Наименование участка, номер лицензии)							
Лицензионный участок №3 (Наименование участка, номер лицензии)							
Всего по ЛУ (Наименование участка, номер лицензии)							
Итого по распределенному фонду							
Нераспределенный фонд							
Итого по нераспределенному фонду							

* - указывается год, в который проводится инвентаризация

Таблица 3 – Сравнение проектных и фактических показателей разработок

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	20..		20...		20..		20..		20..	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
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	шт.										
9	Перевод скважин с других объектов	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 вспомогательные 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										

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
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	Перевод скважин на механизированную добычу	шт.										
31	Фонд механизированных скважин	шт.										
32	Ввод нагнетательных скважин	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 ³ /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										

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
49	Добыча жидкости с начала разработки	тыс.т										
50	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т										
51	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доп.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 ³										
56	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс.м ³										
57	Компенсация отбора текущая	%										
58	Компенсация отбора с начала разработки	%										
59	Добыча растворенного газа	млн м ³										
60	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн м ³										
61	Использование растворенного газа	млн м ³										
62	Использование растворенного газа	%										

Таблица 4 – Прогноз количества операций ГТМ/МУН

№ п/п	Применяемые ГТМ/МУН	Ед. изм.	20..	20..	20..	20..	20..	20..	Всего
1	Гидроарзрыв пласта	шт.							
2	Бурение горизонтальных скважин (кол-во скважин)	шт.							
3	Бурение боковых стволов	шт.							
4	Физико-химические методы	шт.							
5	Потокоотклоняющие технологии	шт.							
6	Нестационарное заводнение	шт.							
7	Прочие методы, том числе:								
7.1	Оптимизация работы насосного оборудования	шт.							
7.2	Водо-изоляционные работы и ремонтно-изоляционные работы	шт.							
7.3	Перфорационные методы	шт.							
7.4	Выравнивание профиля приемистости	шт.							

Таблица 5 – Прогноз добычи нефти

Месторождение _____ ЭО
Лицензионный участок _____

Категория запасов $A_{B_1} + B_2 / C_1 + C_2$

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	20..	20..	20..	20..
1	2	3	4	5	6	7
1	Добыча нефти всего	тыс.т				
1.1	в том числе из продуктивных пластов со льготой (указать)					
1.2					
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	шт.				
9	Перевод скважин с других объектов	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 вспомогательные и специальные скважины	тыс.м				

1	2	3	4	5	6	7
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	1. Изменение добычи нефти из переходящих скважин	тыс.т				
23	2. Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%				
24	3. 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	Перевод скважин на механизированную добычу	шт.				
31	Фонд механизированных скважин	шт.				
32	Ввод нагнетательных скважин	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				

1	2	3	4	5	6	7
41	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м ³ /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 ³				
56	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс.м ³				
57	Компенсация отбора текущая	%				
58	Компенсация отбора с начала разработки	%				
59	Добыча растворенного газа	млн м ³				
60	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн м ³				
61	Использование растворенного газа	млн м ³				
62	Использование растворенного газа	%				

Таблица 6 – Характеристика прогнозного фонда эксплуатационных скважин по Месторождению, ЭО

Фонд скважин	ед. изм.	20..	20..	20..
Действующий фонд добывающих скважин	шт.			
в т.ч. нагнетательные в отработке на нефть	шт.			
в т.ч. одновременно-раздельная добыча (ОРД)	шт.			
Действующий фонд нагнетательных скважин	шт.			
в т.ч. одновременно-раздельная закачка (ОРЗ)	шт.			
Ввод добывающих скважин из эксплуатационного бурения	шт.			
из них горизонтальных	шт.			
Объем бурения добывающих скважин	м			
из них горизонтальных	м			
Ввод нагнетательных скважин из бурения	шт.			
из них горизонтальных	шт.			
Объем бурения нагнетательных скважин	м			
из них горизонтальных	м			
Бурение боковых стволов	шт.			
из них горизонтальных	шт.			
Бурение боковых стволов, в т.ч.	шт.			
из них горизонтальных	шт.			
Ввод скважин из других категорий	шт.			
в т.ч. перевод скважин под добычу	шт.			
в т.ч. перевод скважин под нагнетание	шт.			
Перевод скважин с других объектов, всего	шт.			
в т.ч. добывающих	шт.			
в т.ч. нагнетательных	шт.			
Ввод скважин с технологией ОРЭ, ОРЗ, всего	шт.			
в т.ч. добывающих	шт.			
в т.ч. нагнетательных	шт.			
Вывод скважин из консервации, всего	шт.			
в т.ч. добывающих	шт.			
в т.ч. нагнетательных	шт.			
Вывод скважин из бездействия, всего	шт.			
в т.ч. добывающих	шт.			
в т.ч. нагнетательных	шт.			
Фонд скважин в консервации	шт.			
в т.ч. добывающих	шт.			
в т.ч. нагнетательных	шт.			
Фонд скважин в бездействии	шт.			
в т.ч. добывающих	шт.			
в т.ч. нагнетательных	шт.			
Ликвидация скважин	шт.			
в т.ч. добывающих	шт.			
в т.ч. нагнетательных	шт.			

Таблица 7 – Параметры фактического эксплуатационного фонда скважин (заполняется при оценке запасов на уровне скважин)

Название ЭО/ Продуктивного пласта	Название скважины	Тип (ННС, ГС, БС, БГС и пр.)	Характеристика скважины (добывающая /нагнетательная /в бездействии)
1	2	3	4

Таблица 8 – Параметры прогнозного эксплуатационного фонда скважин (заполняется при оценке запасов на уровне скважин)

Название ЭО/ Продуктивного пласта	Название скважины	Тип (ННС, ГС, БС, БГС и пр.)	Координаты пластопересечения на кровле		Длина ствола вдоль траектории бурения, м	Название скважины основного ствола (для БС, БГС)
			X	Y		
1	2	3	4	5	6	7

Таблица 9 – Прогнозные технологические показатели работы эксплуатационного фонда скважин (заполняется при оценке запасов на уровне скважин)

Название ЭО/ Продуктивного пласта	Название скважины	Дата, год	Добыча			Закачка рабочего агента		Коэффициент эксплуатации, д.ед.
			нефть, тыс. т	вода, тыс. т	газ тыс. м3	вода (жидкость), тыс. м3	газ, тыс. м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
		20..						
		20..						
		20..						
		20..						

Приложение 2 к Методике экспресс-оценки запасов углеводородного сырья

Таблица 10 – Экономические показатели, удельные затраты по годам

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	20..	20..
1	2	3	4	...
1	Показатели для расчета выручки:			
	Цена нефти сорта Юралс	долл./барр.		
	Цена реализуемого сорта нефти	долл./барр.		
	Обменный курс	руб./долл.		
	Таможенная пошлина на нефть	долл./ т		
	Транспорт нефти			
	Фрахт	долл./ т		
	Прочие затраты при экспорте	долл./ т		
	Перевалка в порту	руб./т		
	Транспорт от КУУН до порта	руб./т		
	Транспорт от месторождения до КУУН	руб./т		
	Кэффициент перевода из тонн в баррели	барр./т		
	Чистая цена реализации нефти ¹⁾	руб./т		
	Цена на внутреннем рынке			
	- попутного газа	руб./ 1000 м ³		
	- природного газа	руб./ 1000 м ³		
	Экспортная цена газа ²⁾	долл./ 1000 м ³		
	Стоимость транспорта газа			
	- за границей	долл./ 1000 м ³		
	- по территории РФ	руб./ 1000 м ³		
	Чистая цена газа при реализации на экспорт	руб./ 1000 м ³		
	Чистая цена газа для производства СПГ ³⁾	руб./ 1000 м ³		
2	Капитальные вложения (удельные затраты):			
2.1	Затраты на ГРП			
	– бурение разведочной скважины	тыс. руб./м		
	– 2Д сейсмика	тыс.руб./п.км		
	– 3Д сейсмика	тыс. руб./км ²		
2.2	Бурение (строительство) скважин⁴⁾			
	– добывающая газовая скважина	тыс. руб./м		
	– добывающая нефтяная наклонно-направленная скважина	тыс. руб./м		
	– добывающая нефтяная горизонтальная скважина	тыс. руб./м		
	– нагнетательная наклонно-направленная скважина	тыс. руб./м		
	– нагнетательная горизонтальная	тыс. руб./м		
	– прочие виды скважин (указать тип)	млн руб./скв.		
	– бурение БС	тыс. руб./м		
	– бурение БГС	тыс. руб./м		

1	2	3	4	..
2.3	Затраты при бурении скважин			
	– ГРП (указать тип ГРП)	тыс.руб./скв.-оп.		
	– прочие затраты при бурении (указать вид)	тыс.руб./скв.-оп.		
2.4	Оборудование, не входящее в сметы строек			
	– оборудование для нефтедобывающей скважины (указать тип насоса)	тыс. руб./скв.		
	– оборудование для нагнетательной скважины	тыс. руб./скв.		
	– оборудование для БС (БГС)	тыс. руб./скв.		
	- оборудование для ОРЭ /ОРЗ	тыс. руб./скв.		
	– замена оборудования	тыс. руб./ДФС/год		
2.5	Промысловое обустройство			
	– строительство и обустройство кустов скважин	тыс. руб./скв.		
	– сбор и транспорт нефти и ПНГ (внутрипромысловые трубопроводы, резервуары)	тыс. руб./скв. (млн руб./км)		
	– сбор и транспорт газа и конденсата (внутрипромысловые трубопроводы)	тыс. руб./скв. (млн руб./км)		
	– подготовка нефти к транспорту (ЦПС, УПН, УПСВ)	млн руб./т/год		
	– подготовка газа и конденсата к транспорту (установка НТС, УППГ, УКПГ и пр.)	млн руб./1000 м ³ /год		
	– подготовка конденсата к трансп. (УСК, УДК и пр.)	млн руб./т/год		
	– компрессорные станции (КС)	млн руб./МВт (млн руб./1000 м ³ /год)		
	– газлифтная система	млн руб./1000 м ³ /год		
	– газлифтные трубопроводы	млн руб./км		
	– повышение нефтеотдачи и газоотдачи пластов, включая объекты ППД	тыс. руб./скв.		
	– метанолопровод	млн руб./км		
	– объекты энергетического хозяйства	тыс. руб./скв.		
	– автомобильные дороги (внутрипромысловые и подъездные, включая мосты и переправы)	тыс. руб./скв. (млн руб./ км)		
	– связь, комплексная автоматизация и корпоративные вычислительные сети	тыс. руб./скв.		
	– объекты инфраструктуры (БПО, ВЖК, ДП, ПВО, водозабор и пр.) ⁵⁾	млн руб.		
	– объекты экологии и промышленной безопасности ⁵⁾	млн руб.		
2.6	Затраты на МУН	тыс. руб./опер.		
2.7	Внешняя инфраструктура (трубопроводы подключения и прочие объекты) ⁵⁾			
	– трубопровод (протяженность, диаметр, мощность)	млн руб./км		

1	2	3	4	..
3	Текущие затраты:			
3.1	Добыча углеводородов:			
	газовый промысел:	руб./1000 м ³		
	газоконденсатный промысел:	руб./1000 м ³		
	нефтяной промысел:			
	расходы на энергию по извлечению жидкости,	руб./т жидкости		
3.2	Расходы по искусственному воздействию на пласт закачки рабочего агента	руб./м ³		
	затраты на обслуживание нагнетательной скважины	тыс.руб./скв		
3.3	Сбор и внутрипромысловый транспорт нефти и газа:			
	газовый промысел	руб./1000 м ³		
	газоконденсатный промысел,	руб./1000 м ³		
	газ			
	Конденсат	руб./т конденсата		
	нефтяной промысел	руб./т жидкости		
	нефтесодержащая жидкость			
	Газ	руб./1000 м ³		
	– технологическая подготовка углеводородов:			
	газовый промысел	руб./1000 м ³		
	газоконденсатный промысел, газ	руб./1000 м ³		
	конденсат	руб./т конденсата		
	нефтяной промысел	руб./т нефти		
3.4	Затраты на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования:			
	обслуживание скважин (по типам)	тыс. руб./ДФС/год		
	капитальный ремонт	тыс.руб./ДФС/год		
3.5	Удельная численность ППП	чел/ДФС		
3.6	Среднемесячная заработная плата 1 работающего (ППП)	тыс. руб./чел.		
3.7	Общехозяйственные и общепроизводственные затраты:			
	затраты на АУП	тыс. руб./ДФС (млн руб./год)		
	Прочие	тыс.руб./ДФС (млн руб./год)		
3.8	Затраты на содержание инфраструктуры внешнего транспорта:			
	переменные	руб./ ед УВС		
	постоянные	млн руб./год		
3.9	Затраты на применение МУН	тыс. руб./опер.		
3.10	Стоимость ГРП на действующем фонде скважин (указать тип)	тыс. руб./скв. - опер.		
3.11	Стоимость ОПЗ	тыс. руб./скв. - опер.		
3.12	Стоимость РИР	тыс. руб./скв. - опер.		
3.13	Потокоотклоняющие технологии	тыс. руб./скв.		
3.14	Перфорация	тыс. руб./скв. - опер.		
3.15	Гидродинамические методы	тыс. руб./скв. - опер.		

1	2	3	4	...
3.16	Затраты на вывод скважин из консервации	тыс. руб./скв.		
3.17	Перевод добывающей скважины в нагнетательный фонд	тыс. руб./скв.		
3.18	Перевод скважин на другой горизонт	тыс. руб./скв.		
3.19	Стоимость прочих ГТМ ⁶⁾	тыс. руб./скв. - опер.		
3.20	Ликвидация скважины (внереализационные расходы)	тыс. руб./скв.		
4	Дополнительные данные:			
4.1	Ставка дисконтирования	%		
4.2	Плата (штраф) за сжигание ПНГ < 5%	руб./1000 м ³		
4.3	Плата (штраф) за сжигание ПНГ > 5%	руб./1000 м ³		
4.4	Остаточная стоимость основных фондов на начало расчетного периода ⁷⁾	млн руб.		
4.5	Норма амортизационных отчислений: ⁸⁾			
	– скважины	%		
	– объекты обустройства	%		
	– объекты внешнего транспорта	%		
	– оборудование, не входящее в смету строек	%		

- 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, нормативы для которых приведены в п. 2.2.
- 5) С описанием состава.
- 6) Отдельно по каждому ГТМ.
- 7) Остаточная стоимость ОФ разносится по ЭО пропорционально ДФС на первый проектный год.
- 8) Нормы и процедуры расчета амортизационных отчислений принимаются с учетом положений главы 25 Налогового кодекса Российской Федерации и учетной политики.

Таблица 11 – Капитальные затраты в разработку месторождения, ЭО

Месторождение _____, ЭО _____ млн руб.

Итого	1	2	3	4	5	Промысловое обустройство										16	17
						Итого промобустройство	Природоохранные объекты	Объекты МТО	Связь и автоматизация	Автодороги	Электроснабжение	Система ППД/закачки газа	Технологическая подготовка	Сбор и транспорт УВС	Строительство и обустройство кустов скважин		
Итого	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1																	
...																	
n																	

- 1) По видам скважин. Если затраты на бурение БС (БГС) учитываются как текущие, то они приводятся в таблице 12. В случае значительных затрат на мобилизацию (демобилизацию) БУ такие затраты показываются в отдельной колонке.
- 2) Колонки 5- 15 заполнять в целом по месторождению, или распределить по ЭО Включают, в т.ч. затраты пользователя недр и затраты на поддержание ОС.

Таблица 12 – Эксплуатационные затраты (текущие затраты по статьям калькуляции)

Месторождение _____, ЭО

Годы	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Общезыательные и общепроизводственные затраты			14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
										Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	Расходы на оплату труда											Расходы на отчисления на социальное страхование	Общепроизводственные затраты
1	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	Содержание и эксплуатация оборудования	Капитальный ремонт	Численность ППП	Расходы на оплату труда ППП	Расходы на отчисления на социальное страхование ППП		Общепроизводственные затраты	АВП	Прочие	ГТМ <*>	МУН <*>	Прочие	ИТОГО текущие затраты	НАПН	Налог на имущество	Прочие налоги	Амортизационные отчисления (ранее введенные ОФ)****	Амортизационные отчисления (новые ОФ)****	ИТОГО эксплуатационные затраты	
Итого																								

* Отдельно по каждому виду УВС.

** Отдельно по каждому виду ГТМ.

*** Отдельно по каждому виду МУН.

**** Для основных фондов, введенных до начала первого года оценки.

***** Для основных фондов, введенных с первого года оценки.

Таблица 13 – Расчет НДСИ при добыче нефти

Месторождение _____, ЭО

млн руб.

Годы	Добыча нефти тыс. т	Базовая ставка руб./т	Кндпи руб./т	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм												Расчет Кв (Кдв)			Ставка НДСИ руб./т	Итого, сумма налога млн руб.	
				Кп	Кв (Кдв)	Кз	Кд	Кдв	Ккан	Кк	Дм	Кман	Кадт	Вз	Кз	Н	Т	В			Кв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
20..																					
20..																					
...																					
20..																					
Итого																					

Таблица 14 – Расчет прибыли от реализации продукции и ЧДД пользователя недр

Месторождение _____, ЭО _____

млн руб.

Годы	Товарный объем УВС				Выручка от реализации продукции	в том числе				Эксплуатационные затраты	Внебюджетные расходы *	Прочие налоги и платежи	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Прочие налоги с прибыли	Чистая прибыль	Капитальные затраты	Амортизация	Чистый доход		ЧДД (ставка дисконтирования 15%)		ЧДД (ставка дисконтирования 16,3%)				
	нефть, тыс.т	ПНГ, млн м ³	Свободный газ, млн м ³	Конденсат, тыс.т		нефть	ПНГ	Свободный газ	Конденсат										годовой	накопленный	годовой	накопленный	годовой	накопленный	годовой	накопленный	
1										11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25			
Итого																											

* затраты, связанные с консервацией оборудования, скважин, числящихся в составе основных фондов, производимые, в том числе по оборудованию устьев и стволов разведочных, эксплуатационных, наблюдательных, нагнетательных и специальных скважин при их ликвидации или консервации.

Таблица 15 – Уровень существенных отклонений для показателей разработки месторождения в зависимости от годовой добычи нефти

Годовая добыча нефти, тыс. т	Уровень существенных отклонений, %
до 0,01	не регламентируется
0,01 - 0,025	50,0
0,025 - 0,05	40,0
0,05 - 0,10	30,0
0,10 - 1,0	25,0
1,0 - 5,0	20,0
5,0 - 10,0	15,0
10,0 - 15,0	12,0
15,0 - 20,0	10,0
20,0 - 25,0	8,5
более 25,0	7,5

	Фонд скважин для бурения всего	шт.			
	В том числе: добывающих нефтяных	шт.			
	из них горизонтальных	шт.			
	нагнетательных	шт.			
	Бурение бокового ствола	шт.			
	из них горизонтальных	шт.			
	Фонд скважин, переведенных с другого объекта	шт.			
	В том числе: добывающих	шт.			
	нагнетательных	шт.			
	Ввод скважин (комплектов) с технологией ОРЭ, ОРЗ, всего	шт.			
	в том числе: добывающих	шт.			
	нагнетательных	шт.			
	Перевод скважин в нагнетательные	шт.			
	Фонд скважин, выведенных из консервации, ликвидации	шт.			
	Показатели экономической эффективности вариантов разработки				
	Норма дисконта 15%				
	Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб.			
	за рентабельный период	млн. руб.			
2	Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%			
	Индекс доходности инвестиций	доли ед.			
	за рентабельный период	доли ед.			
	Индекс доходности затрат	доли ед.			
	за рентабельный период	доли ед.			
	Срок окупаемости	лет			
	Оценочные показатели				
	Норма дисконта 15%				
3	Капитальные вложения на освоение месторождения	млн. руб.			
	за рентабельный период	млн. руб.			
	в том числе на бурение скважин	млн. руб.			
	за рентабельный период	млн. руб.			

	Эксплуатационные затраты	млн. руб.			
	за рентабельный период	млн. руб.			
	Доход государства	млн. руб.			
	за рентабельный период	млн. руб.			
4	Показатели экономической эффективности вариантов разработки				
	Норма дисконта 16,3%				
		Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб.		
		за рентабельный период	млн. руб.		
		Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%		
		Индекс доходности инвестиций	доли ед.		
		за рентабельный период	доли ед.		
		Индекс доходности затрат	доли ед.		
	за рентабельный период	доли ед.			
5	Срок окупаемости		лет		
	Оценочные показатели				
	При ставке дисконта 15% и 16,3%				
		Капитальные вложения на освоение месторождения	млн. руб.		
		за рентабельный период	млн. руб.		
		в том числе на бурение скважин	млн. руб.		
		за рентабельный период	млн. руб.		
		Эксплуатационные затраты	млн. руб.		
		за рентабельный период	млн. руб.		
		Доход государства	млн. руб.		
	за рентабельный период	млн. руб.			

Таблица 17 – Техничко-экономические показатели по месторождению (заполняются при выделении рентабельной и нерентабельной добычи)

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	20..	20..	20..	20..
1	2	3	4	5	6	7
1	Вариант полная разработка/ПТД					
	Добыча нефти	тыс.т				
	Ввод новых скважин	шт.				
	Бурение боковых стволов	шт.				
	Эксплуатационные затраты	млн руб.				
	Капитальные затраты, в т.ч.	млн руб.				
	<i>Затраты на бурение</i>	млн руб.				
	<i>Затраты на зарезку боковых стволов</i>	млн руб.				
	<i>ОНСС</i>	млн руб.				
	<i>Затраты на промышленное обустройство</i>	млн руб.				
	Налоги (доход государства), в т.ч.	млн руб.				
	<i>НДПИ</i>	млн руб.				
	<i>Экспортная пошлина</i>	млн руб.				
	ЧДД (15%), <i>годовой</i>	млн руб.				
	<i>накопленный</i>	млн руб.				
	ЧДД (16,3%), <i>годовой</i>	млн руб.				
	<i>накопленный</i>	млн руб.				
2	Вариант рентабельный					
	Добыча нефти	тыс.т				
	Ввод новых скважин	шт.				
	Бурение боковых стволов	шт.				
	Эксплуатационные затраты	млн руб.				
	Капитальные затраты, в т.ч.	млн руб.				
	<i>Затраты на бурение</i>	млн руб.				
	<i>Затраты на зарезку боковых стволов</i>	млн руб.				
	<i>ОНСС</i>	млн руб.				
	<i>Затраты на промышленное обустройство</i>	млн руб.				
	Налоги (доход государства), в т.ч.	млн руб.				
	<i>НДПИ</i>	млн руб.				

1	2	3	4	5	6	7
	<i>Экспортная пошлина</i>	млн руб.				
	<i>ЧДД (15%), годовой</i>	млн руб.				
	<i>Накопленный</i>	млн руб.				
	<i>ЧДД (16,3%), годовой</i>	млн руб.				
	<i>накопленный</i>	млн руб.				
3	Нерентабельные запасы / добыча					
	<i>Добыча нефти</i>	тыс.т				
	<i>Ввод новых скважин</i>	шт.				
	<i>Бурение боковых стволов</i>	шт.				
	<i>Эксплуатационные затраты</i>	млн руб.				
	<i>Капитальные затраты, в т.ч.</i>	млн руб.				
	<i>Затраты на проведение ГРП</i>					
	<i>Затраты на бурение</i>	млн руб.				
	<i>Затраты на нарезку боковых стволов</i>	млн руб.				
	<i>ОНСС</i>	млн руб.				
	<i>Затраты на промышленное обустройство</i>	млн руб.				
	<i>Налоги (доход государства), в т.ч.</i>	млн руб.				
	<i>НДПИ</i>	млн руб.				
	<i>Экспортная пошлина</i>	млн руб.				
	<i>ЧДД (15%), годовой</i>	млн руб.				
	<i>накопленный</i>	млн руб.				
	<i>ЧДД (16,3%), годовой</i>	млн руб.				
	<i>накопленный</i>	млн руб.				

Таблица 18— Объем геологических, извлекаемых и рентабельно извлекаемых запасов нефти на 01.01. ____*

Месторождение..... Недропользователь..... Лицензия (- ии).....	AВ ₁ +B ₂				C ₁ +C ₂			
	геологич еские, тыс.т	извлек аемые, тыс.т	рентабельные, тыс.т (при дисконте)		геолог ически е, тыс.т	извлекае мые, тыс.т	рентабельные, тыс.т (при дисконте)	
			15 %	16,3 %			15 %	16,3 %
ЭО №1 (Наименование ЭО)								
ЭО №2 (Наименование ЭО)								
...								
Месторождение в целом								

* - приводится год проведения инвентаризации