



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(Минприроды России)

П Р И К А З

г. МОСКВА

25.07.2019

№ 500

**О внесении изменений в Методику экспресс-оценки запасов
углеводородного сырья**

В целях обеспечения исполнения плана мероприятий («дорожной карты») по реализации мер по освоению нефтяных месторождений и увеличению объемов добычи нефти в Российской Федерации, утвержденного Председателем Правительства Российской Федерации Д.А. Медведевым 25.01.2019 № 598п-П9, п р и к а з ы в а ю:

внести изменения в Методику экспресс-оценки запасов углеводородного сырья, утвержденную приказом Минприроды России от 11.04.2019 № 228, изложив ее в новой редакции, согласно приложению к настоящему приказу.

Исполняющий обязанности Министра



Д.Г. Храмов

МЕТОДИКА ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

1. 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-ПП9, 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 (далее – УВС) на предмет экономической эффективности разработки указанных месторождений в рамках действующего налогового и таможенно-тарифного законодательства (далее – инвентаризация запасов) в соответствии с вышеуказанным планом мероприятий.
2. Методика определяет порядок проведения экспресс-оценки запасов УВС 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 УВС и носит рекомендательный характер.
3. Настоящая Методика не может быть использована для составления и/или внесения изменений в ПТД 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 – количество запасов УВС, извлекаемого из недр за рентабельный срок разработки.

Рентабельный срок разработки (месторождения, эксплуатационного объекта или добывающей скважины) – срок, начиная с года проведения оценки и заканчивая годом достижения максимального чистого дисконтированного дохода пользователя недр в действующих налоговых условиях.

Год проведения оценки – год проведения инвентаризации запасов. Для целей данной Методики год проведения оценки – 2019 г., т.е. оцениваются рентабельно извлекаемые запасы УВС по состоянию на 01.01.2019.

Месторождение – участок недр или группа участков недр, на которые составлен проектный технологический документ (далее – ПТД). При отсутствии ПТД месторождение определяется в соответствии с государственным балансом запасов полезных ископаемых на 1 января года проведения 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 ПТД, действующий на 1 января года проведения оценки.
6. Результаты оценки рентабельно извлекаемых 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 №107/1.
7. Окончательный объем и структура рентабельно извлекаемых запасов нефти для месторождений УВС 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 рентабельно извлекаемых запасов для целей инвентаризации производится на основе технологических показателей разработки, которые принимаются либо в соответствии с ПТД, 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 использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118, либо на основе актуализированных технико-экономических данных компании на весь период оценки. При выполнении оценки на основе актуализированных технико-экономических данных в итоговом отчете приводится обоснование выявленных отклонений технологических показателей разработки месторождения от действующего ПТД. Отклонения технологических показателей разработки месторождений, требующих обоснования, определяются в

соответствии с приведенным в настоящей Методике уровнем допустимых отклонений (Таблица 15).

2.1.2. Вся необходимая информация для оценки рентабельно извлекаемых запасов по каждому месторождению приводится в соответствии с Приложением 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 (Таблица 1).

2.1.5. Сведения о состоянии текущих запасов нефти, газа и конденсата (данные о геологических и извлекаемых запасах приводятся по эксплуатационным объектам (далее – ЭО), в целом по месторождению и (или) лицензионному участку по форме, приведенной в приложении 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, орган, утвердивший изменение запасов);
- в случае изменения запасов по ЭО (месторождению) за год, предшествующий году проведения оценки, 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 приложении к настоящей Методике (Таблица 3).

2.1.7. Прогноз количества геолого-технологических мероприятий (далее – ГТМ) и мероприятий по увеличению нефтеотдачи/газоотдачи/конденсатоотдачи (далее – МУН/МУГ/МУК) приводится на период оценки.

2.1.8. Приводится прогноз технологических показателей разработки 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, приведённым в приложении к настоящей Методике (Таблица 9).

2.2. Нормативы затрат и сводные показатели

- 2.2.1. Для целей применения Методики используются актуализированные нормативы капитальных и текущих затрат на основе фактических/плановых показателей по данному месторождению на год проведения оценки по форме, приведенной в приложении к настоящей Методике (Таблица 10). В случае, если в экономической оценке конкретного эксплуатационного объекта используются нормативы затрат, не указанные в приложении к настоящей Методике (Таблица 10), могут быть представлены дополнительные нормативы и их значения. 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 месторождениям-аналогам.

III. ПРАВИЛА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ ПОДСЧЕТА РЕНТАБЕЛЬНО ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

3.1. Макроэкономические и ценовые предпосылки

- 3.1.1. Техничко-экономические расчеты для подсчета рентабельно извлекаемых запасов нефти выполняются в реальном выражении (без учета прогнозной инфляции).
- 3.1.2. Техничко-экономическая оценка количества рентабельно извлекаемых запасов нефти выполняется для двух макроэкономических сценариев:
- 3.1.2.1. Сценарий уровня цен УВС и соответствующего курса рубля Российской Федерации к доллару США в соответствии с Временными методическими рекомендациями по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденными распоряжением Минприроды России от 18.05.2016 № 12-р (далее – ВМР), на 01.01.2019 – сценарий ВМР (Таблица 19).
- 3.1.2.2. Сценарий с использованием данных последнего опубликованного на момент проведения инвентаризации запасов полезных ископаемых прогноза социально-экономического развития Министерства экономического развития Российской Федерации (сценарий МЭР). 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 (Таблица 19).

3.2. Налоговое и таможенно-тарифное регулирование

- 3.2.1. Оценка рентабельно извлекаемых запасов нефти для месторождений УВС с текущими извлекаемыми запасами нефти свыше 5 млн т производится в действующих налоговых условиях на 1 января года проведения оценки.
- 3.2.2. Оценка выполняется в соответствии с действующей налоговой системой с завершением налогового маневра: в формуле налога на добычу полезных ископаемых (далее – НДПИ) коэффициент K_k действует до 2021 г., $K_{бдт}$ определяется в соответствии с пунктом 11 статьи 342.5 Налогового кодекса Российской Федерации в зависимости от прогноза цены нефти сорта Юралс.
- 3.2.3. При расчете показателей экономической эффективности используются регулируемые тарифы естественных монополий, устанавливаемые федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования цен (тарифов) на товары (услуги) на год проведения оценки.
- 3.2.4. Расчет дисконтированных показателей экономической эффективности выполняется при ставке дисконтирования 16,3% в реальном выражении. Справочно приводится дополнительный расчет при ставке дисконтирования 15%.

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

3.3.1. Общие положения

- 3.3.1.1. 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).
- 3.3.1.2. Капитальные затраты на строительство объектов промыслового обустройства или внешней инфраструктуры, совместно используемых различными ЭО, могут быть отнесены на самый крупный ЭО по величине извлекаемых запасов нефти, проектному фонду скважин или добычи нефти. 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.
- 3.3.1.3. 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 одному из показателей: объему добычи, извлекаемым запасам нефти, проектному фонду скважин 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.

3.3.1.4. Капитальные затраты на строительство объектов промышленного обустройства, нормативы для которых (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.

3.3.1.5. Капитальные затраты на строительство объектов промышленного обустройства и внешней инфраструктуры, нормативы для которых (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.

3.3.1.6. Для расчета капитальных затрат на замену оборудования, не входящего в смету строок, используется норматив затрат на замену оборудования, не входящего в смету строок (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).

3.3.1.7. Перечень вводимых на месторождении объектов промышленного обустройства и внешней инфраструктуры с указанием основных технологических характеристик (мощность, размер, протяженность и проч.) и их стоимости представляется по форме, приведенной в приложении настоящей Методики (Таблица 10). 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 деэтанзации 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.

3.3.2. Нормативы капитальных затрат

- 3.3.2.1. Оценка нормативов капитальных затрат (Таблица 10) проводится на год проведения оценки на основе фактических показателей по конкретному месторождению. В случае отсутствия необходимых фактических 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 в объекты обустройства и внешней инфраструктуры также могут быть использованы фактические/плановые данные по соответствующим затратам в данном регионе. При отсутствии фактических данных могут использоваться плановые показатели.
- 3.3.2.2. 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 (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, на который относится норматив (п/п 2.3).
- 3.3.2.3. Нормативы затрат на оборудование, не входящее в сметы строек (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 (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 расчетного года).

3.3.2.4. 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 промысловое обустройство, либо на вводимую скважину.

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

3.3.2.6. В случае, если на месторождении предусматриваются капитальные затраты на проведение операций МУН/МУГ/МУК, рекомендуется указывать стоимость в расчете на одну операцию по каждому типу операций, либо на величину капитальных затрат на создание объектов основных средств (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. Эксплуатационные затраты на добычу УВС оцениваются в соответствии с ВМР и включают в себя:

- текущие затраты;
- налог на добычу полезных ископаемых, налог на имущество, 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 для нефтяных месторождений определяется по статьям калькуляции (Таблица 12 - а). 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 ГТМ, затраты на 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 (Таблица 12 - а, столбец 3), затраты по сбору и внутрипромысловому транспорту УВС (- а, столбец 4) и

затраты на технологическую подготовку УВС (Таблица 12 - а, столбец 5) рассчитываются отдельно для нефтяной и газовой частей месторождения с использованием соответствующих нормативов.

3.4.1.5. Текущие затраты на ГТМ (Таблица 12 - а, столбец 14) и текущие затраты на МУН (Таблица 12 - а, столбец 15) не включают затраты на ГТМ и МУН, осуществленные на этапе бурения и отражаемые в составе капитальных затрат.

3.4.1.6. Величина текущих затрат для месторождений, где основным полезным ископаемым является свободный газ, может определяться по элементам затрат (Таблица 12 - б).

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 УВС, 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 и прочее 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 (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 (Таблица 10, п/п 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 (Таблица 10, п/п 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 затрат на внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа (ПНГ) рассчитываются для нормативного (<5%) и сверхнормативного (>5%) сжигания (рассеивания) ПНГ с использованием данных о фактических платежах, исчисленных исходя из установленных действующими нормативными правовыми актами ставок платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух стационарными источниками и коэффициентов, применяемых при расчете платы по годам проекта.

3.4.2.9. Нормативы затрат на обслуживание скважин и на капитальный ремонт (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 (Таблица 10, п/п 3.5) рассчитывается на 1 скважину среднедействующего фонда. Среднемесячную заработную плату 1 работающего (Таблица 10., п/п 3.6) рекомендуется рассчитывать средним за год на 1 человека.

3.4.2.11. Нормативы общехозяйственных и общепроизводственных затрат (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 (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 проведения оценки (Таблица 10, п/п 4) рекомендуется определять отдельно для каждой основной амортизационной группы имущества согласно фактическим данным по месторождению.

3.4.3.2. Остаточную стоимость имущества в каждый проектный год по 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 пользователя недр на 1 января года составления отчета.

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 также затраты на рекультивацию земель, связанную с завершением разработки ЭО, 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 внереализационных расходов.

IV. МЕТОДИКА ПОДСЧЕТА РЕНТАБЕЛЬНО ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

4.1. Расчет показателей экономической эффективности

Расчет показателей экономической эффективности разработки месторождения, ЭО проводится в российских рублях в реальном денежном выражении (без учета инфляции), в условиях действующего налогового и таможенно-тарифного законодательства Российской Федерации на год проведения оценки.

4.1.1. Показателями экономической эффективности разработки являются:

- чистый доход пользователя недр;
- чистый дисконтированный доход пользователя недр (ЧДД или NPV);
- доход государства;
- дисконтированный доход государства.

- 4.1.2. Для подсчета рентабельно извлекаемых запасов нефти показатели экономической эффективности разработки рассчитываются, начиная с года проведения оценки.
- 4.1.3. Дополнительно может быть выполнен расчет ЧДД и других экономических показателей эффективности разработки месторождения в реальном выражении с учетом денежных потоков предыдущих лет, но не более 16 лет предшествующих году проведения оценки для месторождений, расположенных полностью в границах внутренних морских вод и (или) территориального моря Российской Федерации и (или) на континентальном шельфе Российской Федерации либо в российской части (российском секторе) дна Каспийского моря). Данный расчет проводится при наличии документального подтверждения ежегодных исторических денежных потоков.

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;
 - на уровне скважин (групп скважин, кустов и групп ГТМ).
- 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 в целом (п. 4.2.4 Методики).
- 4.2.1.3. Оценка рентабельно извлекаемых запасов месторождения с детализацией на уровне скважин 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).
 3. Оценка рентабельно извлекаемых запасов по месторождению в целом (п. 4.2.4 Методики).

4.2.2. Оценка рентабельно извлекаемых запасов на уровне скважин

- 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 срока работы скважины.
- 4.2.2.3. Рентабельный срок работы скважины определяется как часть периода оценки (начиная с первого года оценки), в течение которого достигается максимальное положительное значение ЧДД.
- 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 новых 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 разработки ЭО.
- 4.2.3.2. В случае если для конкретного 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 ЭО за рентабельный срок работы ЭО.
- 4.2.3.4. Рентабельный срок работы ЭО определяется как часть периода оценки (начиная с первого года оценки) ЭО, в течение которого достигается максимальное положительное значение ЧДД.

4.2.4. Оценка рентабельно извлекаемых запасов месторождения в целом

- 4.2.4.1. Показатели разработки месторождения (добыча УВС, эксплуатационные и капитальные затраты) по годам определяются суммированием соответствующих показателей разработки каждого ЭО за рентабельный срок с добавлением части капитальных и эксплуатационных затрат, не учтенных при оценке рентабельно извлекаемых запасов по ЭО.

- 4.2.4.2. При оценке на уровне скважин рентабельно извлекаемые запасы нефти для нефтегазового месторождения в целом определяются как накопленная добыча нефти за рентабельный срок разработки скважин, добывающих природный газ.
- 4.2.4.3. При оценке на уровне ЭО рентабельно извлекаемые запасы нефти для нефтегазового месторождения в целом определяются как накопленная добыча нефти за рентабельный срок разработки газовых ЭО.
- 4.2.4.4. Нерентабельные запасы могут быть выделены из величины технологически извлекаемых запасов (Таблица 16).

V. ПОРЯДОК ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ УВС

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 Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации и Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра).

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. При представлении прогнозных показателей разработки с использованием гидродинамических моделей проводится сопоставление представленных моделей с использованными ранее при составлении действующего ПТД и прогнозных показателей с результатами моделирования. 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. Оценка рентабельно извлекаемых запасов

- 5.3.1. Оценка рентабельно извлекаемых запасов производится в соответствии с положениями и в порядке, установленным главами IV и V настоящей Методики.

- 5.3.2. Для оценки экономической эффективности разработки месторождений применяются показатели, определенные в соответствии с главой III настоящей Методики.
- 5.3.3. Для обоснования применяемых нормативов текущих затрат должна быть представлена справка-калькуляция себестоимости, заверенная пользователем недр.
- 5.3.4. На основе представленной справки-калькуляции (п. 5.3.3), пользователь недр должен представить расчет удельных текущих затрат в формате Microsoft Excel.
- 5.3.5. Для обоснования принятых стоимостей бурения скважин, ЗБС, ГТМ и прочих операций должна быть представлена справка о стоимости бурения скважин, ЗБС, ГТМ и прочих операций, заверенная пользователем недр.
- 5.3.6. Для обоснования принятых стоимостей объектов наземной инфраструктуры подготовки и транспорта нефти и газа должна быть представлена справка о стоимости данных объектов, заверенная пользователем недр.
- 5.3.7. При экспертизе нормативов капитальных или текущих затрат могут быть запрошены дополнительные материалы по калькуляции затрат или стоимости операций в случае отклонении нормативов, представленных в рамках инвентаризации, более чем на 20% от нормативов, представленных в действующем ПТД. Также при экспертизе может быть запрошен факторный анализ отклонений затрат, представленных в рамках инвентаризации, от затрат, представленных в действующем ПТД.
- 5.3.8. При экспертизе результатов оценки количества рентабельно извлекаемых запасов нефти конкретного месторождения пользователь должен представить сравнение (факторный анализ различий) рентабельно извлекаемых запасов данного месторождения, оцененных в рамках инвентаризации (в сценарии ВМР), с указанными в утвержденном ПТД.
- 5.3.9. При экспертизе оценки количества рентабельно извлекаемых запасов нефти конкретного месторождения пользователем недр может быть представлена величина доказанных запасов нефти данного месторождения, выполненная по стандарту PRMS по состоянию на начало года проведения оценки, подтверждающая достоверность проведенных расчетов в рамках данной 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 отчета должны включаться следующие данные:
- 6.2.1. Общие сведения о месторождении.

- 6.2.2. Наименование пользователя недр, почтовый адрес, телефон, номер факса, номер, дата выдачи и срок действия лицензии на право пользования недрами.
- 6.2.3. Сведения о геологических, извлекаемых и рентабельно извлекаемых запасах нефти по категориям (AB_1+B_2 и C_1+C_2), эксплуатационным объектам (Таблица 18).
- 6.2.4. Табличные приложения согласно приложения к настоящей Методике, применимые для конкретного месторождения.
- 6.2.5. Обоснование отклонений (при наличии отклонений сверх допустимых, установленных настоящей Методикой) технико-экономических показателей разработки месторождения (КИН, КИГ, количество скважин для бурения, годовые уровни добычи, нормативы текущих и капитальных затрат, суммарные затраты на проектный срок разработки), представленных в рамках инвентаризации запасов УВС, от показателей, утверждённых в действующем ПТД.

ПРИЛОЖЕНИЕ 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/газоносности	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		
35	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м ³		

№ п/п	Параметры	Размерность	Продуктивные пласты	
			1	...
1	2	3	4	5
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 – а. Состояние текущих запасов нефти _____ месторождения

Продуктивные пласты, ЭО, месторождение в целом	Утвержденные в установленном порядке на 01.01.____*						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	A+B ₁ /C ₁
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 проведения оценки

1	2	3	4	5	6	7	8
Месторождение в целом							
Всего по месторождению, в т.ч.							
Лицензионный участок №1 (Наименование участка, номер лицензии)							
Лицензионный участок №2 (Наименование участка, номер лицензии)							
Лицензионный участок №3 (Наименование участка, номер лицензии)							
Всего по недропользователю 1 (Недропользователь)							
Всего по недропользователю 2 (Недропользователь)							
Распределенный фонд							
Нераспределенный фонд							

Таблица 2 – 6. Состояние текущих запасов свободного газа _____ месторождения

Продуктивные пласты, ЭО, месторождение в целом	Утвержденные в установленном порядке на 01.01.____*						Накопленная добыча на 01.01.____*, млн. м ³
	геологические, млн. м ³		извлекаемые, млн. м ³		КИГ 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	A+B ₁ /C ₁
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 проведения оценки

1	2	3	4	5	6	7	8
Месторождение в целом							
Всего по месторождению, в т.ч.							
Лицензионный участок №1 (Наименование участка, номер лицензии)							
Лицензионный участок №2 (Наименование участка, номер лицензии)							
Лицензионный участок №3 (Наименование участка, номер лицензии)							
Всего по недропользователю 1 (Недропользователь)							
Всего по недропользователю 2 (Недропользователь)							
Распределенный фонд							
Нераспределенный фонд							

Таблица 2 – в. Состояние текущих запасов газа газовых шапок _____ месторождения

Продуктивные пласты, ЭО, месторождение в целом	Утвержденные в установленном порядке на 01.01.____*						Накопленная добыча на 01.01.____*, млн. м ³
	геологические, млн. м ³		извлекаемые, млн. м ³		КИК газовых шапок 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	A+B ₁ /C ₁
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 проведения оценки

1	2	3	4	5	6	7	8
Месторождение в целом							
Всего по месторождению, в т.ч.							
Лицензионный участок №1 (Наименование участка, номер лицензии)							
Лицензионный участок №2 (Наименование участка, номер лицензии)							
Лицензионный участок №3 (Наименование участка, номер лицензии)							
Всего по недропользователю 1 (Недропользователь)							
Всего по недропользователю 2 (Недропользователь)							
Распределенный фонд							
Нераспределенный фонд							

Таблица 2 – г. Состояние текущих запасов конденсата _____ месторождения

Продуктивные пласты, ЭО, месторождение в целом	Утвержденные в установленном порядке на 01.01.____*						Накопленная добыча на 01.01.____*, тыс. т
	геологические, тыс.т		извлекаемые, тыс.т		КИК 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	A+B ₁ /C ₁
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 проведения оценки

1	2	3	4	5	6	7	8
Месторождение в целом							
Всего по месторождению, в т.ч.							
Лицензионный участок №1 (Наименование участка, номер лицензии)							
Лицензионный участок №2 (Наименование участка, номер лицензии)							
Лицензионный участок №3 (Наименование участка, номер лицензии)							
Всего по недропользователю 1 (Недропользователь)							
Всего по недропользователю 2 (Недропользователь)							
Распределенный фонд							
Нераспределенный фонд							

Таблица 3 – а. Сравнение проектных и фактических показателей разработки _____ месторождения (нефть)

№ 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	скв.										
6	в том числе из эксплуатационного бурения	скв.										
7	в том числе из разведочного бурения	скв.										
8	Перевод скважин из других категорий	скв.										
9	Перевод скважин с других объектов	скв.										
10	Ввод боковых стволов	ств.										
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										

№ 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
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	скв.										
26	в том числе под закачку	скв.										
27	Фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	скв.										
28	в том числе нагнетательных в отработке на нефть	скв.										
29	Действующий фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	скв.										
30	Перевод скважин на механизированную добычу	скв.										
31	Фонд механизированных скважин	скв.										
32	Ввод нагнетательных скважин	скв.										
33	Выбытие нагнетательных скважин	скв.										
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.										
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.										
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	м³/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										

№ 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
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	%										

* указывается год проведения оценки

Таблица 3 – 6. Сравнение проектных и фактических показателей разработки _____ месторождения (газ)

п/п	Показатели	Ед. измер.	20.. *		20...		20..		20..		20..	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Остаточные извлекаемые запасы растворенного газа	млн. м ³										
2	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн. м ³										
3	Добыча растворенного газа	млн. м ³										
4	Использование растворенного газа	млн. м ³										
5	Процент использования растворенного газа	%										
6	Остаточные запасы газа газовой шапки и свободного	млн. м ³										
7	Добыча газа газовой шапки и свободного с начала разработки	млн. м ³										
8	в том числе через нефтяные скважины (попутный газ)	млн. м ³										
9	в том числе из газовых скважин	млн. м ³										
10	Добыча газа газовой шапки и свободного всего	млн. м ³										
11	в том числе через нефтяные скважины (попутный газ)	млн. м ³										
12	в том числе из газовых скважин	млн. м ³										
13	Расход газа на собственные нужды	млн. м ³										
14	в том числе на технологические нужды	млн. м ³										
15	Ввод новых добывающих и нагнетательных скважин из бурения	скв.										
16	в том числе из эксплуатационного бурения	скв.										
17	в том числе из разведочного бурения	скв.										
18	Перевод скважин из других категорий	скв.										
19	Перевод скважин с других объектов	скв.										
20	Средняя глубина новой скважины	м										
21	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м										
22	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	скв.										
23	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	скв.										

п/п	Показатели	Ед. измер.	20.. *		20...		20..		20..		20..	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
24	Выбытие добывающих скважин	скв.										
25	Ввод нагнетательных скважин	скв.										
26	Выбытие нагнетательных скважин	скв.										
25	Ввод нагнетательных скважин	скв.										
26	Выбытие нагнетательных скважин	скв.										
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.										
28	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.										
29	Добыча газа из новых скважин	млн. м ³										
30	Средний дебит новой скважины по газу	тыс. м ³ /сут										
31	Среднее число дней работы новой скважины	дни										
32	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн. м ³										
33	Ожидаемая расчетная добыча газа из перешедших скважин данного года	млн. м ³										
34	Добыча газа из перешедших скважин	млн. м ³										
35	Изменение добычи газа из перешедших скважин	млн. м ³										
36	Коэффициент изменения добычи газа из перешедших скважин	доли ед.										
37	Среднедействующий фонд перешедших скважин	скв.										
38	Средний дебит перешедших скважин по газу	тыс. м ³ /сут										
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс. м ³ /сут										
40	Среднее число дней работы перешедшей скважины	дни										
41	Закачка газа	млн. м ³										
42	Закачка газа с начала разработки	млн. м ³										
43	Компенсация отбора текущая	%										
44	Компенсация отбора с начала разработки	%										
45	Средневзвешенное пластовое давление на конец года	МПа										
46	Среднее устьевое (рабочее) давление на конец года	МПа										
47	Темп отбора газа от начальных утвержденных запасов	%										
48	Темп отбора газа от текущих утвержденных запасов	%										

п/п	Показатели	Ед. измер.	20.. *		20...		20..		20..		20..	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
49	Содержание стабильного конденсата	г/м ³										
50	Добыча конденсата	тыс. т										
51	Добыча конденсата с начала разработки	тыс. т										
52	Технологические потери конденсата	%										
53	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.										

* указывается год проведения оценки

Таблица 4 – а. Прогноз количества операций ГТМ и мероприятий МУН при разработке нефтяных месторождений

Месторождение _____, ЭО _____

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

* указывается год проведения оценки

Таблица 4 – 6. Прогноз количества операций ГТМ и мероприятий МУГ/МУК при разработке нефтегазовых и газонефтяных месторождений

Месторождение _____, ЭО _____

№ п/п	Применяемые ГТМ/МУК/Г/МУК	Ед. изм.	20.. *	20..	20..	20..	20..	20..	Всего
1	Гидроразрыв пласта (ГРП)	опер.							
2	Бурение боковых стволов	опер.							
3	Физико-химические методы	опер.							
4	Удаление жидкости из скважин	опер.							
5	Прочие методы, том числе:								
5.1	Водоизоляционные работы и ремонтно-изоляционные работы	опер.							
5.2	Перфорационные методы	опер.							

* указывается год проведения оценки

Таблица 5 – а. Прогноз технологических показателей разработки (нефть)

Месторождение _____, ЭО _____

Лицензионный участок _____

Категория запасов AB_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, в т.ч. льготируемая	тыс.т				
1.1	залежи баженовских, абалакских, хадумских или доманиковых продуктивных отложений	тыс.т				
1.2	с вязкостью более 200 мПа*с и менее 10 000 мПа*с	тыс.т				
1.3	с вязкостью 10 000 мПа*с и более	тыс.т				
1.4	$Kd=0.2$	тыс.т				
1.5	$Kd=0.4$	тыс.т				
1.6	$Kd=0.8$	тыс.т				
1.7	$K_{кан} = 0$ (за исключением п. 1.2)	тыс.т				
1.8	$Kз < 1$ (указать значение $Kз$)	тыс.т				
1.9	$Kв < 1$	тыс.т				
1.10	$Kдв < 1$	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 (дублирует таблицу 4)	шт.				
11	Средний дебит новой скважины по нефти	т/сут				

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
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 пред. 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	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				

Окончание таблицы 5

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	%				

* указывается год проведения оценки

Таблица 5 – 6. Прогноз технологических показателей разработки (газ)

Месторождение _____, ЭО _____

Лицензионный участок _____

Категория запасов AB_1+B_2/C_1+C_2

п/п	Показатели	Ед.изм.	20.. *	20..	20..	20..
1	2	3	4	5	6	7
1	Остаточные извлекаемые запасы растворенного газа	млн. м ³				
2	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн. м ³				
3	Добыча растворенного газа	млн. м ³				
4	Использование растворенного газа	млн. м ³				
5	Процент использования растворенного газа	%				
6	Остаточные запасы газа газовой шапки и свободного	млн. м ³				
7	Добыча газа газовой шапки и свободного с начала разработки	млн. м ³				
8	в том числе через нефтяные скважины (попутный газ)	млн. м ³				
9	в том числе из газовых скважин	млн. м ³				
10	Добыча газа газовой шапки и свободного всего	млн. м ³				
11	в том числе через нефтяные скважины (попутный газ)	млн. м ³				
12	в том числе из газовых скважин	млн. м ³				
13	Расход газа на собственные нужды	млн. м ³				
14	в том числе на технологические нужды	млн. м ³				
15	Ввод новых добывающих и нагнетательных скважин из бурения	скв.				
16	в том числе из эксплуатационного бурения	скв.				
17	в том числе из разведочного бурения	скв.				
18	Перевод скважин из других категорий	скв.				
19	Перевод скважин с других объектов	скв.				
20	Средняя глубина новой скважины	м				

1	2	3	4	5	6	7
21	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м				
22	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	скв.				
23	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	скв.				
24	Выбытие добывающих скважин	скв.				
25	Ввод нагнетательных скважин	скв.				
26	Выбытие нагнетательных скважин	скв.				
25	Ввод нагнетательных скважин	скв.				
26	Выбытие нагнетательных скважин	скв.				
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.				
28	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.				
29	Добыча газа из новых скважин	млн. м ³				
30	Средний дебит новой скважины по газу	тыс. м ³ /сут				
31	Среднее число дней работы новой скважины	дни				
32	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн. м ³				
33	Ожидаемая расчетная добыча газа из перешедших скважин данного года	млн. м ³				
34	Добыча газа из перешедших скважин	млн. м ³				
35	Изменение добычи газа из перешедших скважин	млн. м ³				
36	Коэффициент изменения добычи газа из перешедших скважин	доли ед.				
37	Среднедействующий фонд перешедших скважин	скв.				
38	Средний дебит перешедших скважин по газу	тыс. м ³ /сут				
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс. м ³ /сут				
40	Среднее число дней работы перешедшей скважины	дни				
41	Закачка газа	млн. м ³				
42	Закачка газа с начала разработки	млн. м ³				
43	Компенсация отбора текущая	%				
44	Компенсация отбора с начала разработки	%				
45	Средневзвешенное пластовое давление на конец года	МПа				
46	Среднее устьевое (рабочее) давление на конец года	МПа				
47	Темп отбора газа от начальных утвержденных запасов	%				

1	2	3	4	5	6	7
48	Темп отбора газа от текущих утвержденных запасов	%				
49	Содержание стабильного конденсата	г/м ³				
50	Добыча конденсата	тыс. т				
51	Добыча конденсата с начала разработки	тыс. т				
52	Технологические потери конденсата	%				
53	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.				

* указывается год проведения оценки

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

Фонд скважин	ед. изм.	20..*	20..	20..
1	2	3	4	...
Действующий фонд добывающих скважин, всего	СКВ			
из них нагнетательные в отработке на нефть	СКВ			
из них одновременно-раздельная добыча (ОРД)	СКВ			
Действующий фонд нагнетательных скважин, всего	СКВ			
из них одновременно-раздельная закачка (ОРЗ)	СКВ			
Ввод добывающих скважин из эксплуатационного бурения, всего	СКВ			
из них горизонтальных	СКВ			
Проходка бурением добывающих скважин, всего	М			
из них горизонтальных	М			
Ввод нагнетательных скважин из бурения, всего	СКВ			
из них горизонтальных	СКВ			
Проходка бурением нагнетательных скважин, всего	М			
из них горизонтальных	М			
Бурение боковых стволов, всего	СКВ			
из них горизонтальных	СКВ			
Проходка бурением боковых стволов, всего	М			
из них горизонтальных	М			
Ввод скважин из других категорий	СКВ			
в т.ч. перевод скважин под добычу	СКВ			
в т.ч. перевод скважин под нагнетание	СКВ			
Перевод скважин с других объектов, всего	СКВ			
в т.ч. добывающих	СКВ			
в т.ч. нагнетательных	СКВ			
Ввод скважин с технологией ОРЭ, ОРЗ, всего	СКВ			
в т.ч. добывающих	СКВ			
в т.ч. нагнетательных	СКВ			
Вывод скважин из консервации, всего	СКВ			

Фонд скважин	ед. изм.	20..*	20..	20..
1	2	3	4	...
в т.ч. добывающих	СКВ			
в т.ч. нагнетательных	СКВ			
Вывод скважин из бездействия, всего	СКВ			
в т.ч. добывающих	СКВ			
в т.ч. нагнетательных	СКВ			
Фонд скважин в консервации	СКВ			
в т.ч. добывающих	СКВ			
в т.ч. нагнетательных	СКВ			
Фонд скважин в бездействии	СКВ			
в т.ч. добывающих	СКВ			
в т.ч. нагнетательных	СКВ			
Ликвидация скважин	СКВ			
в т.ч. добывающих	СКВ			
в т.ч. нагнетательных	СКВ			

* указывается год проведения оценки

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..						

* указывается год проведения оценки

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) скважин ⁴⁾			
	– 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.		
	– метаноопровод	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 тыс.руб./скв		
3.3	затраты на обслуживание нагнетательной скважины			
	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	Плата (штраф) за сжигание ПНГ < 5%	руб./1000 м ³		
4.2	Плата (штраф) за сжигание ПНГ > 5%	руб./1000 м ³		
4.3	Остаточная стоимость основных фондов на начало расчетного периода ⁷⁾	млн руб.		
4.4	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.

Годы	ГРР	Бурение ¹⁾	Оборудование НВСС	Промысловое обустройство										Внешняя инфраструктура ³⁾	Прочие ⁴⁾	ИТОГО капитальные затраты
				Строительство и обустройство кустов скважин	Сбор и транспорт УВС	Технологическая подготовка	Система ПЦД/закачки газа	Электроснабжение	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
20.. *																
20..																
...																
20..																
Итого																

* указывается год проведения оценки

- 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 заполняются по месторождению в целом, или распределяются по ЭО и включают, в т.ч. затраты пользователя недр и затраты на поддержание ОС.

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

Месторождение _____, ЭО _____

млн руб.

Годы			
1	2	Расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти)	
20.. (1)	3	Расходы по искусственному воздействию на пласт<*>	
20..	4	Расходы по сбору и внутрипромысловому транспорту УВС<*>	
...	5	Расходы по технологической подготовке	
20..	6	Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования	Содержание и эксплуатация оборудования
	7		Капитальный ремонт
	8		Численность ППП
	9		Расходы на оплату труда ППП
	10		Расходы на отчисления на социальное страхование ППП
	11	Общепроизводственные и общезаводские затраты	Общепроизводственные
	12		АУП
	13		Прочие
	14	ГТМ <*>	
	15	МУН <***>	
	16	Прочие	
	17	ИТОГО текущие затраты	
	18	НДПИ	
	19	Налог на имущество	
	20	Прочие налоги	
	21	Амортизационные отчисления (ранее введенные ОФ)****	
	22	Амортизационные отчисления (новые ОФ) *****	
	23	ИТОГО эксплуатационные затраты	
Итого			

(1) указывается год проведения оценки

- * Отдельно по каждому виду УВС.
- ** Отдельно по каждому виду ГТМ.
- *** Отдельно по каждому мероприятию МУН.
- **** Для основных фондов, введенных до начала первого года оценки.
- ***** Для основных фондов, введенных с первого года оценки.

Таблица 12 – 6. Эксплуатационные затраты (текущие затраты по элементам затрат)

Месторождение _____, ЭО _____

млн руб.

Годы	Материальные затраты			Капитальный ремонт		Численность ППП	Расходы на оплату труда ППП	Расходы на отчисления на социальное страхование ППП	Общехозяйственные и общепроизводственные			Прочие	ИТОГО текущие затраты	НДПИ	Налог на имущество	Прочие налоги	Амортизационные отчисления (ранее введенные ОФ)	Амортизационные отчисления (новые ОФ)	ИТОГО эксплуатационные затраты
	1	2	3	4	5				6	10	11								
20.. *																			
20..																			
...																			
20..																			
Итого																			

* указывается год проведения оценки

Таблица 13 – а. Расчет НДПИ при добыче нефти

Месторождение _____, ЭО _____

Годы	Добыча нефти	Базовая ставка	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм											Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)			Ставка НДПИ	ИТОГО, сумма налога
			Кндпи	Кц	Кв (Кдв)	Кз	Кд	Кдв	Ккан	Кк	Дм	Кман	Каблт	Vз	Кз	N	V	Кв		
	тыс. т	руб./т	руб./т	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	руб./т	руб./т	руб./т	руб./т	млн т	д.е.	тыс т	тыс т	д.е.	руб./т	млн руб.
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																				

* указывается год проведения оценки

Таблица 13 – 6. Расчет НДПИ при добыче газа и/или конденсата

Месторождение _____, ЭО _____

Г о д ы	Добыча природного газа		Расчет базового значения единицы условного топлива, Еут				Расчет Цк			Расчет Цг			Расчет Цз			Расчет Кгпн					Расчет Кс							Расчет Тг				Ставка НДПИ на природный газ		Ставка НДПИ на газовый конденсат		ИТОГО, сумма НДПИ		
	тыс. м3	тонны	д.е.	руб./т	руб./ тыс. м3	руб./еут	Цена Юралс	Пн	Цк	Цв	Ов	Цз	Цг	Цз	Стп	Рдз	Цз	Гсо	Гп	Но	Ксо	Кгпн	Свг	Квг	Кр	Кз	Кас	Корз	Кс	Тр	Рг	Ог	Тг	руб./т	руб./тыс. м3		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	31	32	33	34	35	36	37		
20.																																						
20.																																						
...																																						
20.																																						
Ито го																																						

* указывается год проведения оценки

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	Внереализационные 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 м3	Свободный газ, млн м3	Конденсат, тыс.т		нефть	ПНГ	Свободный газ	Конденсат										годовой	накопленный	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
20..*										минус	минус	минус		минус	минус		минус	плюс						
20..																								
...																								
Итого																								

* указывается год проведения оценки

** 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 – Допустимые уровни отклонения добычи нефти и КИН от утвержденных в действующем ПТД

1. Уровень существенных отклонений годовой добычи нефти месторождения в целом (для первых трех лет, начиная с года проведения оценки)

Годовая добыча нефти, млн т	Допустимый уровень отклонения, %
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

2. Если в представленных для инвентаризации материалах КИН отличается от утвержденного в действующем ПТД, пользователь недр должен представить обоснование причин отклонения.

Таблица 16 – Сводные технико-экономические показатели по ЭО и месторождению в целом

№ п/п	Показатели	Единица измерения	По ЭО		Всего по м/р
			ЭО1	...	
1	2	3	4	5	...
1	Система разработки				
	Вид воздействия				
	Плотность сетки скважин (приведенная)	га/скв.			
	Проектные уровни добычи: нефти	тыс.т			
	растворенного газа	млн.м ³			
	жидкости	тыс. т			
	Проектные уровни закачки: воды	тыс.м ³			
	Проектный срок разработки	годы			
	Накопленная добыча нефти за проектный период	тыс.т			
	Накопленная добыча нефти с начала разработки	тыс.т			
	Накопленная добыча газа с начала разработки	тыс. м ³			
	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли ед.			
	Коэффициент извлечения газа (КИГ)	доли ед.			
	Накопленная закачка с начала разработки: воды	тыс.м ³			
	Накопленная добыча жидкости с начала разработки	тыс.т			
	Средняя обводненность продукции (весовая) к концу разработки	%			
	Средняя обводненность продукции на конец рентабельного периода	%			
	Фонд скважин за весь срок разработки, всего	скв.			
	из них добывающих нефтяных	скв.			
	из них нагнетательных	скв.			
	Фонд скважин для бурения, всего	скв.			
	из них добывающих нефтяных	скв.			
	из них горизонтальных	скв.			
	из них нагнетательных	скв.			
	Бурение бокового ствола	опер.			
	из них горизонтальных	опер.			

№ п/п	Показатели	Единица измерения	По ЭО		Всего по м/р
			ЭО1	...	
1	2	3	4	5	...
	Фонд скважин, переведенных с другого объекта, в т.ч.	скв.			
	<i>из них добывающих</i>	скв.			
	<i>из них нагнетательных</i>	скв.			
	Ввод скважин (комплектов) с технологией ОРЭ, ОРЗ, всего	скв.			
	<i>из них добывающих</i>	скв.			
	<i>из них нагнетательных</i>	скв.			
	Перевод скважин в нагнетательные	скв.			
	Фонд скважин, выведенных из консервации, ликвидации	скв.			
2	Показатели экономической эффективности разработки				
	Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%			
	Срок окупаемости	лет			
	Капитальные вложения на освоение месторождения	млн руб.			
	<i>в том числе на бурение скважин</i>	млн руб.			
	Эксплуатационные затраты	млн руб.			
	<i>в том числе текущие затраты</i>	млн руб.			
	Доход государства	млн руб.			
3	Показатели экономической эффективности разработки при ставке дисконтирования 15%				
	Ставка дисконтирования 15%				
	Рентабельный период разработки	годы			
	Накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс.т			
	КИН за рентабельный период	доли ед.			
	Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн руб.			
	<i>за рентабельный период</i>	млн руб.			
	Индекс доходности инвестиций	доли ед.			
	<i>за рентабельный период</i>	доли ед.			
	Индекс доходности затрат	доли ед.			

№ п/п	Показатели	Единица измерения	По ЭО		Всего по м/р
			ЭО1	...	
1	2	3	4	5	...
4	<i>за рентабельный период</i>	<i>доли ед.</i>			
	Дисконтированный срок окупаемости	лет			
	Капитальные вложения на освоение месторождения за рентабельный период	млн руб.			
	<i>в том числе на бурение скважин</i>	<i>млн руб.</i>			
	Эксплуатационные затраты за рентабельный период	млн руб.			
	<i>в том числе текущие затраты</i>	<i>млн руб.</i>			
	Доход государства за рентабельный период	млн руб.			
	Показатели экономической эффективности разработки при ставке дисконтирования 16,3%				
	Рентабельный период разработки	годы			
	Накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс. т			
	КИН за рентабельный период	доли ед.			
	Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн руб.			
	<i>за рентабельный период</i>	<i>млн руб.</i>			
	Индекс доходности инвестиций	доли ед.			
	<i>за рентабельный период</i>	<i>доли ед.</i>			
	Индекс доходности затрат	доли ед.			
	<i>за рентабельный период</i>	<i>доли ед.</i>			
	Дисконтированный срок окупаемости	лет			
	Капитальные вложения на освоение месторождения за рентабельный период	млн руб.			
	<i>в том числе на бурение скважин</i>	<i>млн руб.</i>			
	Эксплуатационные затраты за рентабельный период	млн руб.			
	<i>в том числе текущие затраты</i>	<i>млн руб.</i>			
	Доход государства за рентабельный период	млн руб.			

Примечание: Все показатели экономической эффективности (и их расчет) трактуются согласно ВМР.

Таблица 17 – Технико-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	скв.				
	Бурение боковых стволов	опер.				
	Эксплуатационные затраты	млн руб.				
	Капитальные затраты, в т.ч.	млн руб.				
	Затраты на бурение	млн руб.				
	Затраты на зарезку боковых стволов	млн руб.				
	ОНСС	млн руб.				
	Затраты на промысловое обустройство	млн руб.				
	Налоги (доход государства), в т.ч.	млн руб.				
	НДПИ	млн руб.				
	Экспортная пошлина	млн руб.				
	ЧДД (15%), годовой	млн руб.				
	накопленный	млн руб.				
	ЧДД (16,3%), годовой	млн руб.				
	накопленный	млн руб.				
2	Вариант рентабельный					
	Добыча нефти	тыс.т				
	Ввод новых скважин	скв.				
	Бурение боковых стволов	опер.				
	Эксплуатационные затраты	млн руб.				
	Капитальные затраты, в т.ч.	млн руб.				
	Затраты на бурение	млн руб.				
	Затраты на зарезку боковых стволов	млн руб.				
	ОНСС	млн руб.				
	Затраты на промысловое обустройство	млн руб.				
	Налоги (доход государства), в т.ч.	млн руб.				
	НДПИ	млн руб.				

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	20.. *	20..	20..	20..
1	2	3	4	5	6	7
	Экспортная пошлина	млн руб.				
	ЧДД (15%), годовой	млн руб.				
	Накопленный	млн руб.				
	ЧДД (16,3%), годовой	млн руб.				
	накопленный	млн руб.				
3	Нерентабельные запасы / добыча					
	Добыча нефти	тыс.т				
	Ввод новых скважин	скв.				
	Бурение боковых стволов	опер.				
	Эксплуатационные затраты	млн руб.				
	Капитальные затраты, в т.ч.	млн руб.				
	Затраты на проведение ГРП					
	Затраты на бурение	млн руб.				
	Затраты на зарезку боковых стволов	млн руб.				
	ОНСС	млн руб.				
	Затраты на промышленное обустройство	млн руб.				
	Налоги (доход государства), в т.ч.	млн руб.				
	НДПИ	млн руб.				
	Экспортная пошлина	млн руб.				
	ЧДД (15%), годовой	млн руб.				
	накопленный	млн руб.				
	ЧДД (16,3%), годовой	млн руб.				
	накопленный	млн руб.				

* указывается год проведения оценки

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

Месторождение _____	AB ₁ +B ₂				C ₁ +C ₂			
	геологические, тыс.т	извлекаемые, тыс.т	рентабельные, тыс.т (при дисконте)		геологические, тыс.т	извлекаемые, тыс.т	рентабельные, тыс.т (при дисконте)	
			15 %	16,3 %			15 %	16,3 %
ЭО №1 (Наименование ЭО)								
ЭО №2 (Наименование ЭО)								
...								
Месторождение в целом								

* 01 января года проведения оценки

Таблица 19 – Макроэкономический сценарий МЭР и ВМР

	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Сценарий ВМР										
Цена на нефть Юралс	долл./барр.	69,11	69,11	69,11	69,11	69,11	69,11	69,11	69,11	69,11
Курс рубля к доллару США	руб./долл.	62,85	62,85	62,85	62,85	62,85	62,85	62,85	62,85	62,85
Сценарий МЭР (расчетно в реальных долл.)										
Цена на нефть Юралс в ценах 2019 года	долл./барр.	63,38	58,35	55,36	52,74	50,41	47,94	46,47	45,04	43,65
Курс рубля к доллару США (реальные)	руб./долл.	63,92	63,14	62,18	61,81	62,27	62,70	62,42	62,06	61,71

(продолжение)

	Ед.изм.	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036+
Сценарий ВМР										
Цена на нефть Юралс в	долл./барр.	69,11	69,11	69,11	69,11	69,11	69,11	69,11	69,11	69,11
Курс рубля к доллару	руб./долл.	62,85	62,85	62,85	62,85	62,85	62,85	62,85	62,85	62,85
Сценарий МЭР (расчетно в реальных долл.)										
Цена на нефть Юралс в ценах 2019 года	долл./барр.	42,71	41,79	40,69	40,61	40,53	40,45	40,37	40,29	40,20
Курс рубля к доллару США (реальные)	руб./долл.	61,26	60,81	60,43	59,77	59,10	58,43	57,76	57,08	56,41

Таблица 20 – Коэффициент приведения исторических денежных потоков 2003-2018 гг. к 01.01.2019 г.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Коэффициент *	3,584	3,254	2,862	2,625	2,420	2,102	1,879	1,777

(продолжение)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Коэффициент *	1,624	1,557	1,457	1,351	1,172	1,090	1,045	1,021

* рассчитан на основе официальных статистических данных об инфляции в Российской Федерации