МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(Минприроды России)

РАСПОРЯЖЕНИЕ

г. МОСКВА

18.05.2016 № 12-р

Об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья

В целях реализации Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 №477 (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 регистрационный № 30943):

1. Утвердить прилагаемые Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (далее - Методические рекомендации).

2. Департаменту управления делами и кадров разместить Временные методические рекомендации на официальном сайте Минприроды России в течение 3 дней с момента утверждения.

Министр С.Е.Донской

Минприроды России

gost.e-ecolog.ru

УТВЕРЖДЕНЫ
распоряжением Минприроды
России
от 18.05.2016 № 12-р

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОДГОТОВКЕ ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

I. Общие положения

1.1. Настоящие Методические рекомендации разработаны с целью оказания методической помощи при подготовке технических проектов разработки месторождений и залежей углеводородного сырья, включая определение видов, состава, структуры, содержания и порядка оформления подготавливаемой проектной документации и предназначены для использования Федеральным агентством по недропользованию и его территориальными органами, организациями, находящимися в их ведении.

1.2. Настоящие Методические рекомендации распространяются на проекты пробной эксплуатации месторождений (залежей), технологические схемы разработки, технологические проекты разработки и дополнения к ним.

II. Общие рекомендации при подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья

2.1. Техническими проектами на разработку месторождений углеводородного сырья (далее - УВС) являются проектные технологические документы (далее - ПТД), включающие: проект пробной эксплуатации месторождения (залежи) (далее – ППЭ) и дополнение к нему (далее – ДППЭ), технологическую схему разработки месторождения (далее – ТСР) и дополнение к ней (далее – ДТСР), технологический проект разработки месторождения (далее – ТПР) и дополнение к нему (далее – ДТПР), составленные на геологические запасы, прошедшие государственную экспертизу запасов полезных ископаемых, либо на геологические запасы представленные на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых совместно с ПТД.

2.2. Проектные решения основываются на имеющейся геологической информации о недрах, на результатах расчетов технологических и экономических показателей разработки месторождений.

2.3. Исходная информация для составления ПТД на разработку месторождений:

а) лицензия и условия пользования участком недр;

б) техническое задание на проектирование;

в) протоколы ранее согласованных ПТД комиссией, создаваемой Федеральным агентством по недропользованию в соответствии с пунктом 5 Положения 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, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118 «Об утверждении положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 10, ст. 1100; 2011, № 32, ст. 4846; 2014, № 14, ст. 1648; 2015, № 2, ст. 480, N 44, ст. 6128, N 52, ст. 7618) (далее - Положение 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);

г) результаты сейсмических, геофизических, гидродинамических (газодинамических) и промысловых исследований скважин и пластов;

д) данные бурения всех категорий скважин;

е) последний отчет по подсчету запасов УВС, прошедший государственную экспертизу запасов полезных ископаемых в соответствии со статьей 29 Закона Российской Федерации «О недрах» (далее – государственная экспертиза запасов полезных ископаемых) и протокол об утверждении Федеральным агентством по недропользованию соответствующего заключения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых в порядке, установленном Положением о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение, утвержденное постановлением Правительства Российской Федерации от 11.02.2005 № 69 «О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, № 8, ст. 651; 2006, № 32, ст. 3570; 2007, № 5, ст. 663; 2009, № 18, ст. 2248; 2014, № 6, ст. 594; 2015, № 50, ст. 7171; 2016, № 8, ст. 1133) (далее – Положение о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение);

ж) ежемесячные сведения по эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин с начала разработки месторождения, в том числе: справка по добыче нефти, газа и конденсата по объектам (пластам) месторождения на дату подсчета запасов с подписью ответственного лица и печатью предприятия, справка по использованию попутного газа и мероприятиях по увеличению процента использования попутного газа до 95%с подписью ответственного лица и печатью предприятия;

з) результаты лабораторных исследований керна и пластовых флюидов;

и) результаты промысловых исследований различных технологий воздействия на пласт;

к) гидрогеологические, инженерно-геологические условия, включая геокриологические условия в районах распространения многолетнемерзлых пород;

л) информация для проведения технико-экономических расчетов, в том числе: калькуляция себестоимости добычи нефти с выделением статей по направлениям затрат (на дату начала расчетов) с подписью ответственного лица и печатью предприятия, справка о средней стоимости работ по бурению скважин (вертикальных скважин, горизонтальных скважин, боковых горизонтальных стволов, боковых стволов), промысловому обустройству, применяемых технологий повышения нефтеотдачи пластов (включая гидроразрыв пласта, обработка призабойной зоны), изоляционным работам (включая ремонтно-изоляционные работы, ликвидация заколонных перетоков) с подписью ответственного лица и печатью предприятия;

м) дополнительные материалы по запросу организации – составителя проектного документа.

III. Технические проекты на разработку месторождений

3.1. Проект пробной эксплуатации месторождения (залежи).

3.1.1. ППЭ и ДППЭ составляется на стадии разведки, с целью получения необходимой информации для уточнения геологического строения, добывных возможностей, в том числе с использованием различных технологий интенсификации добычи УВС, выполнения подсчета запасов и подготовки месторождения к промышленному освоению.

3.1.2. В ППЭ и ДППЭ выделяются участки пробной эксплуатации в пределах категории запасов С1.

3.1.3. ППЭ утверждается на следующие сроки, начиная с года начала его реализации:

а) три года - для мелких и очень мелких месторождений;

б) пять лет - для средних месторождений;

в) семь лет - для крупных и уникальных месторождений/залежей/ эксплуатационных объектов, морских (шельфовых) месторождений.

3.1.4. Эксплуатационный объект (далее – ЭО) включает залежь нефти (газа) или часть залежи или несколько залежей нефти (газа).

Самостоятельный эксплуатационный объект разрабатывается единой сеткой эксплуатационных скважин. Возвратным эксплуатационным объектом является ЭО, разработка которого, как самостоятельного, технико-экономически нерентабельна, что обосновано в ПТД.

При наличии пяти и более эксплуатационных объектов, для мелких и очень мелких месторождений, срок ППЭ увеличивается до пяти лет, для средних месторождений – до 7 лет.

Сроки пробной эксплуатации месторождения/залежи, в случае необходимости проведения промышленных испытаний новой для данных геолого-физических условий технологии разработки, могут быть дополнительно продлены на срок не

превышающий 3 года в порядке согласования ПТД 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.

Прогнозные годы в ППЭ и ДППЭ нумеруются порядковыми числительными, начиная с первого года. Первым прогнозным годом считается год, в котором будет начата добыча УВС, согласно данного ППЭ или ДППЭ.

3.1.5. ППЭ, а также документы и материалы по подсчету запасов УВС, на основании которых подготовлен ППЭ, представляются одновременно в Федеральное агентство по недропользованию для проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых в порядке установленном Положением о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение и для согласования ППЭ в порядке, установленном 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. Также совместно с ППЭ в Федеральное агентство по недропользованию представляются оригиналы документов, указанных в подпунктах «ж» и «л» пункта 2.3. настоящих Методических рекомендаций.

3.1.6. В ППЭ и ДППЭ представляется один вариант разработки на полное развитие, с вовлечением запасов категории С1+С2 для перспективного планирования обустройства месторождения и объектов внешнего транспорта. Для этого варианта рассчитываются технико-экономические показатели до конца расчетного периода.

3.1.7. ППЭ и ДППЭ включают программу научно-исследовательских работ и доразведки месторождения, обеспечивающую получение всей необходимой информации для выполнения подсчета запасов и составления технологической схемы разработки. По результатам реализации программы устанавливаются:

а) литолого-стратиграфический разрез, положение в этом разрезе нефтегазонасыщенных продуктивных пластов и непроницаемых разделов, основные закономерности в литологической изменчивости продуктивных горизонтов месторождения по площади и разрезу;

б) наличие и характер тектонических нарушений;

в) гипсометрическое положение контактов газ-нефть-вода в разных частях залежи, форма и размеры залежи;

в) общая эффективная и нефтегазонасыщенная толщина продуктивных пластов, их изменения в пределах контуров нефтегазоносности;

г) тип, минеральный и гранулометрический состав пород продуктивных пластов;

д) фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов (в том числе: пористость, проницаемость, параметры трещин для трещиноватых коллекторов);

е) геомеханические свойства пород;

ж) начальные значения нефтегазонасыщенности пород-коллекторов, характер их изменения по площади и разрезу продуктивных пластов;

з) значения начальных пластовых давлений и температур всех продуктивных пластов;

и) гидрогеологические условия и режимы залежей, геокриологические условия месторождения и прилегающих районов (при разведке в районах распространения многолетнемерзлых пород);

к) состав и физико-химические свойства пластовой нефти (в том числе, давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент и сжимаемость в пластовых условиях, коэффициент усадки);

л) состав и физико-химические свойства нефти, разгазированной до стандартных условий (плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температуры начала кипения и застывания, температура насыщения нефти парафином, процентное содержание парафинов, асфальтенов, селикагелевых смол, серы);

м) компонентный состав и физико-химические свойства газа в пластовых и стандартных условиях (в том числе, плотность по воздуху, сжимаемость);

н) компонентный состав и физико-химические свойства конденсата (давление начала конденсации, усадка нестабильного конденсата, пластовые изотермы конденсации, зависимость выхода конденсата от давления, давление максимальной конденсации, потенциальное содержание конденсата С5+ в пластовом газе, плотность, молекулярная масса, начало и конец кипения стабильного конденсата, содержание парафинов, смол и серы);

о) физико-химические свойства пластовых вод (в том числе: плотность, вязкость, наличие примесей, температура);

п) смачиваемость (гидрофильность, гидрофобность) пород-коллекторов продуктивных пластов;

р) зависимости относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления от водонасыщенности пород-коллекторов продуктивных пластов;

с) относительные фазовые проницаемости для нефти, газа и воды. Капиллярного давления и остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти рабочими вытесняющими агентами;

т) средние значения коэффициентов теплопроводности, удельной теплоемкости пород и насыщающих их жидкостей (для залежей с нефтью повышенной вязкости);

у) другие параметры и величины, необходимые для корректного построения геологической и гидродинамической (газодинамической) моделей.

3.1.8. Дополнение к ППЭ составляется по данным разведочного и эксплуатационного бурения в рамках сроков действия утвержденного проектного документа в случае:

а) изменения границ месторождения или участков пробной эксплуатации на залежах, выделенных в последнем утвержденном проектном документе в связи с уточнением представлений о геологическом строении месторождения или залежей;

б) выявление новых продуктивных пластов;

в) выделения дополнительных участков пробной эксплуатации на залежах, выявленных после утверждения проектного документа;

г) необходимости изменения выделенных эксплуатационных объектов;

д) уточнение или изменение технологических решений по системе разработки.

3.1.9. В случае отсутствия необходимых исходных данных в ППЭ и дополнения к нему могут не включаться следующие разделы отчета:

а) состояние разработки месторождения;

б) методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения;

в) анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин;

г) создание трехмерной геологической и гидродинамической (газодинамической) моделей месторождения.

3.1.10. Для газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и морских (шельфовых) месторождений, ввиду особенностей их разработки, напрямую увязанных с полномасштабной системой обустройства, проектирование может начинаться с ТСР. В этом случае, все виды исследований, изложенные в пункте 3.1.7 настоящих Методических рекомендаций выполняются на стадии разведки.

3.2. Технологическая схема разработки.

3.2.1. ТСР и ДТСР являются проектными документами, определяющим систему разработки месторождения с начала промышленной разработки на период разбуривания эксплуатационного фонда скважин.

3.2.2. ТСР, а также документы и материалы по подсчету запасов УВС, на основании которых подготовлена ТСР, представляются одновременно в Федеральное агентство по недропользованию для проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых в порядке установленном Положением о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение и для согласования ТСР в порядке, установленном 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. Также совместно с ТСР в Федеральное агентство по недропользованию представляются оригиналы документов, указанных в подпунктах «ж» и «л» пункта 2.3. настоящих Методических рекомендаций.

3.2.3. Для крупных и уникальных месторождений УВС допускается составление технологических схем и технологических проектов разработки и дополнений к ним для одного или нескольких эксплуатационных объектов, разрабатываемых с использованием общей системы сбора и подготовки продукции.

3.2.4. Допускается составление единых технологических схем и технологических проектов разработки и дополнений к ним для группы мелких и очень мелких месторождений УВС с общей системой сбора и подготовки продукции с разделением показателей разработки по месторождениям. Проектные решения и

показатели разработки месторождения в ПТД планируются до конца разработки.

3.2.5. В случае, когда часть месторождения выходит за пределы участка недр предоставленного в пользование на основании лицензии (далее - лицензионного участка) и находится в нераспределенном фонде недр или предоставлена в пользование на основании лицензий другому(им) недропользователю(ям), ПТД составляются для месторождения в целом с разделением технологических показателей разработки по лицензионным участкам всех недропользователей, а также для части месторождения, находящейся в нераспределенном фонде недр.

3.2.6. ПТД могут составляться по отдельному лицензионному участку, при условии что предложенные проектные решения согласованы между пользователями недр прилегающих лицензионных участков. Технологические показатели разработки в ТСР и ДТПР рассчитываются до конца срока разработки.

3.2.7. Основные задачи ТСР и ДТСР:

а) выделение эксплуатационных объектов;

б) создание трехмерной гидродинамической модели месторождения на основе выполненной при подсчете запасов геологической модели;

в) обоснование систем разработки и технологий воздействия;

г) планирование методов интенсификации добычи УВС;

д) прогноз технологических показателей разработки;

е) обоснование коэффициента извлечения УВС из пластов;

ж) технико-экономическое обоснование варианта рекомендуемого для согласования в соответствии со статьей 23.2 Закона Российской Федерации «О недрах»;

з) подготовка программы исследовательских работ, мониторинга и контроля разработки и доразведки месторождения.

3.2.8. В ТСР и ДТСР обосновываются мероприятия по повышению коэффициента извлечения УВС на основе анализа эффективности применения гидродинамических, физико-химических, газовых, тепловых и иных методов увеличения нефте/газо/конденсатоотдачи, рекомендуются мероприятия по достижению установленного норматива использования попутного нефтяного газа (далее - ПНГ).

3.2.9. Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы УВС, обоснованные в ТСР и ДТСР, проходят государственную экспертизу запасов полезных ископаемых с постановкой на государственный баланс запасов полезных ископаемых (далее – ГБЗ).

3.2.10. При необходимости опробования и внедрения технологии разработки новой для данных геолого-физических условий, а также для крупных и уникальных месторождений УВС, недостаточно разведанных и/или со сложным геологическим строением, в составе ТСР, ТПР и дополнений к ним допускается выделение участка опытно-промышленной разработки (ОПР). Технологические и технико-экономические показатели разработки для этого участка рассчитываются отдельно. Срок проведения ОПР для утвержденной технологии не превышает 7 (семи) лет, уровни добычи в этот период по участку ОПР не регламентируются и не учитываются в суммарном уровне добычи, утвержденном по месторождению.

3.2.11. Дополнения к ПТД (кроме ППЭ) представляются на согласование в Федеральное агентство по недропользованию одновременно с документами и материалами по подсчету запасов (при изменении числящихся на ГБЗ геологических запасов более, чем на 20% по месторождению) или оперативным изменениям состояния запасов (при изменении числящихся на ГБЗ геологических запасов менее, чем на 20% по месторождению) при изменении подсчетных параметров и (или) геологической модели (в том числе при открытии новой залежи), представляемыми для проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых в порядке установленном Положением о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение и для согласования дополнения к ПТД в порядке, установленном 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. Также совместно с дополнением к ПТД в Федеральное агентство по недропользованию представляются оригиналы документов, указанных в подпунктах «ж» и «л» пункта 2.3. настоящих Методических рекомендаций.

3.2.12. Дополнения к ТСР, дополнения к ТПР представляются на согласование в порядке, установленном 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 без документов и материалов по подсчету запасов или оперативному изменению состояния запасов, представляемых для проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, в следующих случаях:

а) отклонении фактической годовой добычи нефти и/или газа от проектной, превышающее установленное значение отклонений при выполнении ежегодных проектных показателей по бурению и вводу скважин в эксплуатацию, количеству действующих добывающих и нагнетательных скважин и объемов геолого-технологических и/или технических мероприятий (далее - ГТМ).

При ГТМ осуществляется комплекс работ в (на) скважинах, с целью интенсификации добычи УВС, оптимизации разработки месторождения или эксплуатационного объекта (далее - ЭО) и увеличения коэффициентов извлечения УВС;

б) несоответствии динамики обводнения пробуренных скважин разрабатываемого(ых) объекта(ов) проектным показателям обводнения и необходимостью изменений технологии разработки;

в) получении положительных результатов проведенных на месторождении ОПР и возможности их распространения на объект разработки или изменении (не подтверждения) эффективности проводимых ГТМ;

г) необходимости изменения технологии и системы разработки.

3.2.13. В дополнении к ТСР (далее - ДТСР), выполняемом в целом по

месторождению, анализируется выполнение утвержденного проектного документа за рассматриваемый период, при необходимости обосновывается изменение системы разработки, уточняются геологические и гидродинамические (газодинамические) модели эксплуатационных объектов (залежей), уточняются проектные решения и технико-экономические показатели, проводится планирование применения новых эффективных методов воздействия на пласты, не предусмотренных в последнем утвержденном проектном документе.

3.2.14. Допускается составление ДТСР, а также дополнение к ТПР (далее - ДТПР) по упрощенной схеме (но не более двух раз подряд) для месторождений, содержащих несколько объектов разработки при выполнении условий, указанных в пункте 3.2.11. настоящих Методических рекомендаций в следующих случаях:

а) при выявлении новых залежей после составления последнего утвержденного проектного документа, если технологические решения и прогнозные уровни добычи по остальным залежам (эксплуатационным объектам) не изменяются;

б) при изменении технологических решений и прогнозных уровней добычи УВС для одного или нескольких (но не более трёх) объектов разработки.

В этом случае, построение геологической и гидродинамической модели и проведение технико-экономических расчетов осуществляется для новых залежей или объектов с изменяемыми технологическими решениями или прогнозными уровнями добычи УВС. Для остальных объектов приводятся основные положения и таблицы действующего проектного документа, согласованного в соответствии со статьей 23.2 Закона Российской Федерации «О недрах» .

3.3. Технологический проект разработки

3.3.1. ТПР составляется для месторождений с долей начальных геологических запасов категории А более 75%.

3.3.2. Основные задачи ТПР и дополнений к нему (далее – ДТПР):

а) определение структуры остаточных запасов УВС;

б) уточнение геологических и гидродинамических моделей продуктивных пластов;

в) подготовка мероприятий по рациональному использованию пробуренного фонда скважин;

г) составление программы применения методов интенсификации добычи и повышения коэффициента извлечения УВС;

д) обоснование коэффициентов извлечения и остаточных запасов УВС на момент завершения разработки;

е) представление общих требований для обеспечения экологической безопасности консервации завершенного разработкой месторождения и ликвидации промысловых объектов.

3.3.3. В ТПР и ДТПР анализируется реализуемая система разработки, и предлагаются мероприятия, направленные на достижение максимально возможных рентабельных коэффициентов извлечения УВС, использования попутного газа и прочих попутных полезных ископаемых, извлекаемых при добыче нефти и/или газа.

3.3.4. ДТПР составляются по результатам реализации мероприятий,

предусмотренных в ТПР. В ДТПР анализируется выполнение утвержденного проектного документа за рассматриваемый период, уточняются проектные решения и технологические показатели, проводится планирование применения новых эффективных методов воздействия на пласт, не предусмотренных в утвержденном проектном документе.

3.3.5. ТПР, а также документы и материалы по подсчету запасов УВС, на основании которых подготовлена ТПР, представляются одновременно в Федеральное агентство по недропользованию для проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых в порядке, установленном Положением о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение и для согласования ТПР в порядке, установленном 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. Также совместно с ТПР в Федеральное агентство по недропользованию представляются оригиналы документов, указанных в подпунктах «ж» и «л» пункта 2.3. настоящих Методических рекомендаций.

IV. Техническое задание

4.1. Для составления проектных документов предусматривается составление Технического задания, с учетом Приложения 1 к настоящим Методическим рекомендациям. В Техническом задании для каждого вида проектного документа в соответствии с разделом III настоящих Методических рекомендаций наиболее детально прописываются основные положения, отвечающие целям и задачам данного проектного документа.

4.2. В Техническом задании закрепляется перечень информации, предоставляемой составителю (проектировщику) ПТД и фиксируется дата, по состоянию на которую составляется проектный документ.

V. Основные рекомендации к проектированию разработки месторождений

5.1. Принимаемые для проектирования запасы УВС

5.1.1. Для месторождений, находящихся в разведке (категории С1 и С2), геологические запасы утверждаются на основании государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов, извлекаемые запасы УВС и коэффициенты извлечения нефти (КИН), газа (КИГ), конденсата (КИК) утверждаются на основании государственной экспертизы запасов полезных ископаемых в части обоснования технико-экономических расчетов по рекомендуемому варианту разработки, рассчитанному в ППЭ месторождений (залежей) или экспертных оценок, упрощенных статистических способов определения коэффициентов извлечения:

а) эмпирических методов;

б) покоэффициентного метода;

в) метода аналогий.

КИН, КИГ и КИК, рассчитанные при помощи гидродинамических моделей (далее - ГДМ), не являются приоритетными, а рассматриваются как дополнительный инструмент обоснования в рамках ППЭ.

5.1.2. При составлении ТСР для проектирования принимаются запасы УВС и геологическая модель, обоснованные в документах и материалах по подсчету запасов УВС.

5.2. Выделение эксплуатационных объектов

5.2.1. Целью выделения эксплуатационных объектов на месторождении является обеспечение рациональной разработки месторождения и достижение максимально возможных экономически целесообразных коэффициентов извлечения УВС (КИН, КИГ, КИК).

5.2.2. ЭО выделяется при условии наличия достаточных запасов УВС на единицу площади (удельные запасы) для обеспечения продолжительной эксплуатации скважин и наличия разделов из непроницаемых пород во избежание перетоков флюидов между соседними ЭО.

5.2.3. При ожидаемой низкой технологической эффективности или нерентабельности разработки отдельных пластов самостоятельными сетками скважин, могут быть рассмотрены совместная эксплуатация пластов или комбинированные варианты, например: совместная эксплуатация пластов в добывающих скважинах при организации раздельной закачки рабочего агента в каждый пласт через самостоятельные нагнетательные скважины; создание дифференцированного давления нагнетания в пласты (группы пластов) с разными проницаемостями; применение оборудования для одновременно-раздельной добычи (далее - ОРД) и одновременно-раздельной закачки (далее - ОРЗ).

5.2.4. При выделении ЭО учитываются следующие геологические критерии:

а) объединяемые для совместной разработки залежи принадлежат единому этажу нефтегазоносности и имеют близкие литологические характеристики и коллекторские свойства пород продуктивных пластов, физико-химические свойства и состав насыщающих их флюидов, величины начальных приведенных пластовых давлений;

б) залежи идентичны по литологии, типу коллекторов во избежание различий в характере протекающих процессов в пластах с разной структурой пустотного пространства, по устойчивости к разрушению прискважинной зоны пластов при эксплуатации скважин;

в) залежи незначительно отличаются по проницаемости и неоднородности для обеспечения приемистости всех пластов в нагнетательных скважинах и притока нефти и газа из всех пластов при одинаковом забойном давлении;

г) нефть имеет одинаковые товарные качества во избежание смешения нефтей, требующих разной технологии промысловой подготовки и переработки;

д) объединяемые газовые и газоконденсатные залежи имеют близкие характеристики по составу пластовых флюидов и термобарические условия.

5.2.5. При экономической нецелесообразности разработки залежи самостоятельной сеткой скважин и невозможности ее объединения с другими залежами по геолого-физическим причинам, этот объект может быть рассмотрен в качестве возвратного.

5.2.6. Уточнение (укрупнение, разукрупнение) ЭО допускается в проектных документах по геологическим или технологическим причинам (включая, изменение подсчетных объектов по результатам доразведки, установление возможности или невозможности совместной эксплуатации пластов на отдельных участках залежей в связи с изменением представлений о геологическом строении).

5.3. Выбор вариантов разработки

5.3.1. Проектный технологический документ может содержать несколько расчетных вариантов разработки по каждому ЭО. Число расчетных вариантов разработки ЭО составляет (без учета Базового варианта):

а) не менее трех – в ТСР и дополнениях к ней;

б) не менее двух – в ТПР и в дополнениях к нему;

в) в ППЭ и дополнениях к нему допускается рассмотрение одного варианта разработки.

5.3.2. Варианты разработки рассчитываются в количестве, обеспечивающем возможность обоснованного выбора рекомендуемого варианта разработки, обоснования коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов УВС (в том числе рентабельных коэффициентов извлечения и рентабельно извлекаемых запасов). Вариант разработки, принятый в последнем утвержденном проектном документе рассматривается в качестве первого (далее - Вариант 1).

Для проведения сравнения вариантов разработки представляется единый для всех вариантов разработки вариант добычи УВС фондом скважин, пробуренным и действующим на начало первого проектного года, с использованием объектов обустройства и объектов внешнего транспорта, построенных на начало первого проектного года (далее - Базовый вариант). Базовый вариант формируется и рассматривается в ПТД только при наличии фонда скважин, пробуренного и действующего на начало первого проектного года.

5.3.3. Вариант 1 включает Базовый вариант (при его наличии) и прогнозные технологические показатели разработки (далее - ПТПР) согласно ранее утвержденному ПТД, с учетом уточненных технологических показателей для варианта разработки, принятого в последнем утвержденном проектном документе и адаптированных к геологической основе, обновленной оценки капитальных и текущих затрат (фактически сложившихся и плановых затрат), а также с учетом настоящих Методических рекомендаций.

5.3.4. Рекомендуемый вариант формируется как Базовый вариант разработки ЭО (при наличии фонда скважин, пробуренного и действующего на начало первого проектного года) и набор Опций согласно пункту 5.3.5. настоящих Методических рекомендаций.

5.3.5. Количество расчетных опций для каждого варианта разработки ЭО зависит от планируемого в ПТД применения способов и агентов воздействия на пласт, систем размещения и количества скважин, темпов и уровней отбора УВС,

вариантов ГТМ на прирост добычи, применения методов интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов, включая методы увеличения нефтеотдачи (далее - МУН), методы увеличения газоотдачи (далее - МУГ), методы увеличения конденсатоотдачи (далее - МУК). В зависимости от предусмотренных в ПТД мероприятий для рекомендуемого варианта разработки они рассматриваются дополнительно к Базовому варианту (при его наличии):

а) опция 1 (ГТМ на прирост добычи) – формируется при наличии Базового варианта и планировании в ПТД ГТМ на прирост добычи на фонде скважин, пробуренном в категории запасов А на дату подготовки ПТД. Данная опция предусматривает дополнительно к Базовому варианту выполнение на ЭО операций ГТМ на прирост добычи, с выделением ПТПР и прогнозной дополнительной добычи УВС за счет выполнения таких ГТМ;

б) опция 2 (Бурение) – формируется как самостоятельная (при отсутствии Базового варианта) или как опция разработки, предусматривающая дополнительно к Опции 1 (при ее наличии) или Базовому варианту (при отсутствии Опции 1) при планировании бурения новых скважин различных по профилю проводки в категории запасов А на дату подготовки ПТД (уплотнение сетки скважин) или в категории запасов В1 и В2 и одновременное применение технологий интенсификации дебита в данных скважинах при вводе их в эксплуатацию (например, бурение и ГРП, бурение и ОПЗ), с выделением ПТПР и прогнозной дополнительной добычи УВС за счет таких мероприятий. В составе Опции 2 могут рассматриваться варианты систем сбора, подготовки и/или транспортировки УВС;

в) опция 3 (включает мероприятия, ведущие к повышению коэффициентов извлечения УВС, в том числе реконструкцию объектов добычи, сбора и подготовки УВС) – формируется и представляется в ПТД при планировании применения МУН/МУГ/МУК дополнительно к Опции 2 (при ее наличии) или Опции 1 (при отсутствии Опции 2) или Базовому варианту (при отсутствии Опции 1), с выделением ПТПР и прогнозной дополнительной добычи УВС за счет применения таких МУН/ МУГ/МУК в категории запасов А на дату подготовки ПТД или в категории запасов В1 (при организации участка ОПР).

Базовый вариант включает ГТМ, относимые к ГТМ на поддержание базовой добычи, а Опция 1 включает ГТМ на прирост добычи в соответствии с Классификатором операций, относимых к ГТМ на поддержание базовой добычи и ГТМ на прирост добычи, приведенном в Приложении 5 настоящих Методических рекомендаций.

5.3.6. Для нефтяных залежей и залежей с нефтяными оторочками в вариантах разработки рекомендуется рассматривать известные регулярные системы размещения добывающих и нагнетательных скважин: пяти-, трех- и однорядные, площадные пятиточечные, семиточечные и девятиточечные.

Для нефтегазовых и/или нефтегазоконденсатных залежей может рассматриваться вариант разработки совместного извлечения УВС из скважин, при обосновании технико-технологической или технико-экономической невозможности/нецелесообразности самостоятельной добычи нефти.

Выбор регулярных систем размещения скважин осуществляется с учетом

опыта разработки подобных залежей. Для залежей сложной конфигурации и незначительных размеров рассматривают, в качестве основных, нерегулярные (избирательные) системы размещения скважин.

5.3.7. Для уникальных по запасам газоконденсатных залежей рассматривается вариант с сайклинг-процессом или дается обоснование по его исключению из анализа вариантов разработки.

5.3.8. При проектировании рассматриваются различные типы профилей и конструкции скважин: вертикальные, наклонно-направленные, горизонтальные, многозабойные скважины в зависимости от геолого-физической характеристики объектов.

5.3.9. Плотность сетки скважин определяется геологическим строением нефтяной залежи, газовой залежи, газоконденсатной залежи, свойствами пластовых флюидов и экономическими условиями разработки.

Рациональная плотность сетки скважин в конкретных геолого-технологических условиях разработки обосновывается на основании технико-экономических расчетов.

При первоначальном выборе плотности сетки скважин ориентируются на системы размещения и плотности сеток скважин, апробированные на подобных месторождениях (залежах) данного района.

5.3.10. На недостаточно изученных участках залежей (категории запасов В2 и С2) проектные скважины могут быть отнесены к зависимым, бурение которых осуществляется по результатам уточнения геологического строения. Количество и местоположение зависимых скважин определяются в проектном документе.

5.3.11. По мере разбуривания и накопления геолого-промысловой информации о состоянии выработки запасов на всех стадиях проектирования предусматриваются мероприятия по вовлечению в активную разработку запасов УВС, слабодренируемых имеющейся сеткой скважин (например, гидравлический разрыв пласта (далее - ГРП), зарезка боковых стволов (далее - БС) и боковых горизонтальных стволов (далее - БГС), бурение дополнительных скважин, переход на отдельных участках на избирательное заводнение, применение физико-химических МУН/МУГ/МУК).

5.3.12. На разрабатываемых месторождениях (ЭО, залежах) в рассматриваемых вариантах предусматриваются мероприятия по рациональному использованию пробуренного фонда скважин, в том числе: вывод скважин, перспективных для добычи, из неработающего фонда; зарезка боковых стволов на проектном объекте; перевод скважин на другие объекты путем зарезки боковых стволов или другими методами.

5.3.13. В проектных документах прогнозные технологические показатели разработки рассчитываются с применением гидродинамических моделей, учитывающих:

а) основные особенности геологического строения залежи;

б) тип коллектора;

в) неоднородность строения, фильтрационно-емкостные характеристики продуктивных пластов;

г) физико-химические свойства насыщающих флюидов и закачиваемых в пласт агентов вытеснения;

д) механизм проектируемых процессов разработки;

е) систему размещения скважин и возможность их трансформации;

ж) режимы работы скважин и возможность их изменения.

5.3.14. Технологические показатели разработки в ПТД рассчитываются до конца проектного срока разработки месторождения. Прогнозные расчеты проводятся исходя из условий выбытия из эксплуатации:

а) добывающих нефтяных скважин при достижении обводненности не менее 98%, и/или дебита по нефти не более 0,5 т/сут, и/или при росте газового фактора свыше 2500 м3/т; другие значения, принятые при проектировании обосновываются специальными расчетами;

б) добывающих газовых или газоконденсатных скважин при снижении устьевого давления ниже давления, обеспечивающего технологическую возможность подачи газа для подготовки и магистрального транспорта.

5.3.15. Геологические и гидродинамические модели продуктивных пластов выполняются в соответствии с действующими нормативно-методическими документами по созданию моделей и в соответствии с критериями оценки качества трехмерных цифровых моделей, представленным в пункте 5.6 настоящих Методических рекомендаций.

5.4. Рекомендуемый вариант разработки

5.4.1. Выбор рекомендуемого варианта разработки ЭО проводится на основе технико-экономической оценки вариантов разработки ЭО.

5.4.2. Для месторождения в целом формируется один рекомендуемый вариант разработки, являющийся совокупностью рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО. Технологические показатели разработки месторождения в целом определяются суммированием показателей рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО.

5.4.3. На проектный срок разработки по рекомендуемому варианту разработки утверждаются уровни добычи УВС и объемы бурения по категориям запасов $A+B_1$ (по пробуренным и проектным скважинам) нефти и/или свободного газа по месторождению являющиеся показателями, характеризующими выполнение технического проекта на разработку месторождения и $A+B_1+B_2$ (по пробуренным и проектным скважинам) для целей планирования обустройства месторождения.

При изменении прогнозных уровней сверх установленных отклонений по добыче нефти и/или свободного газа по месторождению, в том числе за счет разбуривания запасов категории В2, составляется новый проектный документ на основе оперативного изменения состояния запасов (при изменении геологических запасов менее чем на 20% по сравнению с ранее утвержденными) или подсчета запасов (при изменении геологических запасов категории $A+B_1+B_2$ более чем на 20% по сравнению с числящимися на ГБЗ).

5.4.4. Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы УВС по рекомендуемому варианту разработки ЭО (залежам) представляются по видам запасов, категориям, представляемым в подсчете (пересчете) запасов или в

соответствии с числящимися на ГБЗ.

5.4.5. Рентабельные коэффициенты извлечения и рентабельно извлекаемые запасы УВС по рекомендуемому варианту разработки ЭО представляются по видам и категориям запасов, представляемым в подсчете (пересчете) запасов или в соответствии с числящимися на ГБЗ.

5.4.6. Если в ПТД не предусмотрено освоение запасов категории В2, то в проектном документе представляется обоснование невозможности вовлечения в разработку этих запасов с указанием причин (например, технических, технологических, экономических), либо предложения по изменению условий пользования недрами.

5.5. Технико-экономическая оценка вариантов разработки

5.5.1. Экономическая оценка вариантов разработки ЭО и месторождения в целом проводится с учетом действующих нормативно-правовых документов по оценке эффективности инвестиционных нефтегазовых проектов. Оценка рентабельно извлекаемых запасов УВС и соответствующих коэффициентов извлечения УВС выполняется в ПТД для всех ЭО и каждого представленного варианта разработки ЭО в границах геологических запасов категорий $A+B_1+B_2$. Рентабельно извлекаемые запасы и соответствующие значения рентабельных коэффициентов извлечения по отдельным залежам, входящим в ЭО, и отдельным категориям запасов оценивается на основании расчетов на ГМ и ГДМ. Рентабельно извлекаемые запасы УВС (текущие) определяются как накопленная добыча нефти, газа и конденсата с первого проектного года до конца рентабельного срока. Рентабельно извлекаемые запасы УВС (начальные) определяются как накопленная добыча нефти, газа и конденсата с начала разработки до конца рентабельного срока. Рентабельный срок разработки определяется как часть проектного срока (начиная с первого проектного года) разработки ЭО, в течение которого достигается максимальное положительное значение чистого дисконтированного дохода (далее - ЧДД). Рентабельный коэффициент извлечения нефти, газа, конденсата ($КИН_р$, $КИГ_р$, $КИК_р$) определяется как отношение рентабельно извлекаемых запасов к начальным геологическим запасам. При добыче более одного вида УВС показатели экономической эффективности разработки ЭО рассчитываются с учетом экономики добычи и реализации всех добываемых видов УВС, а рентабельно извлекаемые запасы каждого вида УВС определяются как накопленная добыча соответствующего вида УВС за рентабельный срок разработки.

5.5.2. Определение экономических показателей эффективности вариантов разработки выполняется в реальном выражении (в ценах календарного года, предшествующего календарному году даты подготовки ПТД без учета инфляции) с учетом изменения регулируемых государством цен и тарифов в соответствии с нормативными правовыми документами, действующими на дату подготовки ПТД.

5.5.3. В случае, если чистые денежные потоки предыдущих лет влияют на объем рентабельно извлекаемых запасов УВС, расчет экономических показателей эффективности разработки месторождения может выполняться с их учетом. При этом период учета чистых денежных потоков предыдущих лет для морских (шельфовых) месторождений УВС составляет не более 7 лет, предшествующих дате

подготовки ПТД, для остальных месторождений не более 5 лет, предшествующих дате подготовки ПТД.

5.5.4. Используемый и приведенный в ПТД уровень цен на УВС на экспортных рынках и соответствующий обменный курс российского рубля определяются для первого расчетного проектного года, а значения цен на УВС на экспортных рынках и соответствующего обменного курса российского рубля для второго и последующих проектных лет приравниваются значениям первого года. Для обоснования выбора цен на УВС на экспортных рынках и соответствующего им обменного курса российского рубля первого года экономической оценки используются средние значения цен на УВС на экспортных рынках и соответствующие им значения обменного курса российского рубля за 12 (двенадцать) календарных месяцев, предшествующих дате подготовки ПТД. Средние значения экспортных цен на УВС и обменного курса определяются как сумма средних арифметических цен покупки и продажи на экспортных рынках УВС на первое число каждого месяца, деленная на 12 (двенадцать). Средний уровень цен на УВС на экспортных рынках определяется пользователями недр самостоятельно, а среднее значение обменного курса российского рубля определяется по официальным данным Центрального банка Российской Федерации.

5.5.5. Чистая цена нефти при реализации на экспорт определяется как цена нефти на экспортном рынке за вычетом скидки/премии за качество, затрат на морской транспорт нефти, затрат на трубопроводный и прочий транспорт нефти, вывозной таможенной пошлины на нефть сырую. Чистая цена нефти на внутреннем рынке Российской Федерации равна чистой цене нефти при реализации на экспорт (или средневзвешенной чистой цене нефти при реализации на экспорт). Для пересчета цен нефти, выраженных в баррелях в цены нефти, выраженные в тоннах, применяются коэффициенты перевода из баррелей в тонны, фактически сложившиеся на дату подготовки ПТД.

5.5.6. Чистая цена конденсата при реализации на экспорт определяется аналогично чистой цене нефти при реализации на экспорт. Чистая цена конденсата при реализации на внутреннем рынке Российской Федерации определяется (равна) чистой цене конденсата при реализации на экспорт.

5.5.7. Используемый и приведенный в ПТД уровень цен на природный газ на экспортных рынках определяется для первого расчетного проектного года, а значения цен на природный газ на экспортных рынках для второго и последующих годов экономической оценки приравниваются значениям первого года.

5.5.8. Чистая цена на газ при реализации газа на экспорт по системе магистральных газопроводов определяется как экспортная цена газа за вычетом вывозной таможенной пошлины на газ, стоимости транспортировки газа за пределами Российской Федерации и стоимости транспортировки газа по территории Российской Федерации. Чистая цена на газ при реализации газа на внутреннем рынке Российской Федерации определяется как средневзвешенное (по объему поставки) значение разницы цен на газ для субъектов Российской Федерации, которые могут определяться на основании действующего приказа государственного органа, осуществляющего государственное регулирования цен на газ на внутреннем

рынке Российской Федерации и затрат на транспорт газа от месторождения (пункта учета) до субъектов Российской Федерации, куда поставляется или планирует поставляться природный газ и/или СОГ с месторождения. Чистая цена на газ при реализации газа на внутреннем рынке Российской Федерации определяется на дату подготовки ПТД. Затраты на транспорт газа при расчете чистой цены на газ при реализации газа на внутреннем рынке Российской Федерации определяются для первого проектного года, а для второго и последующих проектных годов данные затраты приравниваются значению первого проектного года.

5.5.9. Чистая цена на газ при экспорте СПГ определяется как цена природного газа/ СПГ на экспортном рынке за вычетом вывозной таможенной пошлины на СПГ, стоимости сжижения и регазификации, стоимости транспортировки СПГ и стоимости транспортировки газа с места добычи до завода СПГ.

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

5.5.11. Эксплуатационные затраты включают в себя текущие затраты, налоги и прочие платежи, относимые на себестоимость добываемой продукции, и амортизационные отчисления. Текущие затраты определяются по статьям калькуляции или по элементам затрат. При определении текущих затрат по статьям калькуляции учитываются расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти), расходы по искусственному воздействию на пласт, расходы по сбору и внутрипромысловому транспорту УВС, расходы по технологической подготовке УВС, расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования, общехозяйственные и общепроизводственные затраты, ГТМ на прирост добычи, МУН/МУГ/МУК. При определении текущих затрат по элементам затрат учитываются материальные затраты, затраты на капитальный ремонт, расходы на оплату труда производственного промыслового персонала, расходы на отчисления на социальное страхование производственного промыслового персонала, общехозяйственные и общепроизводственные затраты.

5.5.12. Показатель ЧДД для сравнения вариантов разработки ЭО рассчитывается за рентабельный срок. Для расчета дисконтированных показателей экономической эффективности ставка дисконтирования принимается на уровне 15% в реальном выражении. В случае отсутствия вариантов разработки ЭО с положительным ЧДД представляются предложения по освоению таких запасов.

5.5.13. Рекомендуемый вариант разработки определяется, как вариант разработки с максимальным значением интегрального показателя (далее - Топт), рассчитываемого в соответствии с Приложением 6 настоящих Методических рекомендаций. Вариант разработки ЭО, нерентабельность которого (отрицательное значение ЧДД) обоснована в ПТД, исключается из выбора рекомендуемого варианта разработки при расчете Топт.

5.5.14. Рентабельно извлекаемые запасы по месторождению в целом определяются как сумма рентабельно извлекаемых запасов для рекомендуемых

вариантов разработки отдельных ЭО.

5.6. Качество геологических и гидродинамических моделей

5.6.1. Трехмерные геологические модели (далее - ГМ) и ГДМ модели включают каждую залежь, числящуюся на ГБЗ. Модели залежей УВС строятся в соответствии с выделенными эксплуатационными объектами.

5.6.2. При моделировании нескольких эксплуатационных объектов в рамках одной модели предусматривается возможность получения средних подсчетных параметров, запасов УВС и показателей разработки отдельно по каждому из эксплуатационных объектов (подсчетному объекту) УВС. ГДМ обеспечивают возможность расчета прогнозных показателей разработки, извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС по всем категориям запасов, выделенных при подсчете запасов или числящихся на ГБЗ.

5.6.3. При моделировании обеспечивается соответствие запасов УВС и подсчетных параметров, указанных в построенных трехмерных ГМ и ГДМ, запасам УВС и подсчетным параметрам, прошедшим государственную экспертизу запасов полезных ископаемых, или обоснованным в документах и материалах по подсчету/пересчету запасов, представляемых на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых в Федеральное агентство по недропользованию совместно с проектным документом, по каждому подсчетному объекту/залежи (с учетом допустимых отклонений).

5.6.4. Трехмерная ГДМ представляется по всем вариантам разработки и включает в себя рассчитанную историю разработки, результаты расчета прогнозных показателей разработки по всем вариантам. В модели обеспечивается возможность запуска расчета.

VI. Содержание разделов проектного документа

6.1. Проектный документ представляется для согласования в соответствии со статьей 23.2 Закона Российской Федерации «О недрах» в виде документа, состоящего из текстовой части, табличных и графических приложений.

Текстовая часть включает следующие разделы:

а) титульный лист (в соответствии с Приложением 2 к настоящим Методическим рекомендациям);

б) список исполнителей;

в) содержание;

г) список таблиц;

д) список рисунков;

е) список табличных приложений;

ж) список графических приложений;

з) информационная справка об объеме проектного документа;

и) введение;

к) общие сведения о месторождении и лицензионном участке;

л) геолого-физическая характеристика месторождения;

м) состояние разработки месторождения;

н) модели месторождения;

о) проектирование разработки месторождения;

п) методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов;

р) экономическая оценка вариантов разработки;

с) характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС;

т) требования к конструкциям скважин, производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, консервации и ликвидации скважин;

у) техника и технология добычи УВС;

ф) контроль процесса разработки;

х) доразведка и научно-исследовательские работы;

ц) мероприятия по рациональному использованию и охране недр;

ч) заключение;

ш) список использованных источников.

6.1.1. На титульном листе указываются название организации – пользователя недр, название организации, составившей проектный документ, название документа с указанием наименования и типа месторождения, место и год составления документа, установленный гриф допуска.

6.1.2. Титульный лист подписывается ответственными должностными лицами организации, составившей проектный документ.

6.1.3. Титульный лист оформляется в соответствии с Приложением 2 к настоящим Методическим рекомендациям.

6.2. Список исполнителей

Список исполнителей включает фамилии, инициалы, должности, ученые степени исполнителей и соисполнителей проектного документа с указанием выполненного раздела проектного документа.

6.3. Информационная справка об объеме проектного документа

6.3.1. В информационной справке приводятся сведения об объеме проектного документа с указанием количества томов, книг, количества таблиц, рисунков, графических приложений, страниц, использованных литературных источников, перечень ключевых слов.

6.3.2. Перечень ключевых слов включает от 5 до 15 слов или словосочетаний из текста отчета, которые в наибольшей мере характеризуют его содержание и обеспечивают возможность информационного поиска. Ключевые слова приводятся в именительном падеже и печатаются прописными буквами в строку через запятую.

6.4. Введение

Во введении обосновывается необходимость и цель составления проектного документа с указанием следующих сведений:

а) административное расположение месторождения;

б) данные о лицензионном участке, на территории которого находится месторождение;

в) организация – пользователь недр лицензионного участка с указанием почтового адреса;

г) данные о лицензии на пользование недрами (серия, номер, вид, дата выдачи, срок действия);

д) даты открытия и ввода месторождения в разработку;

е) условия лицензионного соглашения, требующие учета при составлении проектного документа;

ж) принципиальные положения технического задания.

6.5. Общие сведения о месторождении и лицензионном участке

6.5.1. В разделе кратко описываются географическое и административное положение месторождения, ближайшие населенные пункты и месторождения, расстояния до них, инфраструктуру района (автомобильные дороги, железнодорожная сеть, авиасообщение, водный транспорт), наличие природоохранных, водоохранных территорий, территорий родовых угодий, памятников истории, культуры.

6.5.2. В разделе дается краткая характеристика климатических условий, гидрографии, почвенно-растительного покрова. Приводится информация об иных видах полезных ископаемых, залегающих в пределах месторождения, обеспеченности района строительными материалами, общераспространенными полезными ископаемыми.

6.5.3. В разделе приводится обзорная схема района рассматриваемого месторождения с указанием границ лицензионного участка, ближайших месторождений и объектов инфраструктуры (населенные пункты, железнодорожные станции, аэропорты, речные пристани, морские порты, автомобильные дороги, линии электропередачи, магистральные нефте- и газопроводы). Выделяются особо охраняемые природные территории, водоохранные зоны, защитные леса, санитарно-защитные зоны и другие территории, требующие учета при проектировании разработки и обустройства месторождения.

6.6. Геолого-физическая характеристика месторождения

6.6.1. Геологическое строение месторождения

Кратко излагается история открытия месторождения, а также изучения геологического строения полевыми геофизическими методами, поисково-разведочным и эксплуатационным бурением.

Приводится краткая характеристика тектонического строения, основные структурно-тектонические элементы в пределах площади рассматриваемого месторождения. Раздел содержит выкопировку из тектонической карты района.

Приводится краткая характеристика литолого-стратиграфического разреза вскрытых отложений, с представлением сводного литолого-стратиграфического разреза района месторождения.

Приводятся общие сведения о нефтегазоносности: этаж нефтегазоносности, продуктивные пласты, общее число и сведения о залежах УВС, их типе, фазовом состоянии флюидов, особенностях их строения, характеристике покрышек и вмещающих пород.

Детальность представления материалов определяется особенностями геологического строения.

После изложения фактических данных формулируются выводы по состоянию

изученности геологического строения.

К разделу рекомендуется следующий табличный и графический материал в соответствии с Приложениями 3 и 4 к настоящим Методическим рекомендациям:

а) таблицы 1 и 2 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям;

б) схемы совмещения залежей в плане в границах месторождения (для многопластовых месторождений);

в) характерные геологические разрезы вдоль и вкрест простирания, дающие представление о геологическом строении продуктивных пластов;

г) структурные карты;

д) карты эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин по подсчетным объектам.

6.6.2. Гидрогеологические и инженерно-геологические условия

Приводится краткая характеристика:

а) водоносных горизонтов и комплексов (глубина залегания, напорность, водообильность, минерализация и тип воды, содержание основных химических компонентов);

б) инженерно-геологических и геоэкологических условий в границах месторождения (сведения о наличии опасных экзогенных геологических процессов, геокриологических условиях (типы проявления многолетней мерзлоты, их распространение по площади и глубине), ожидаемых изменениях геоэкологической обстановки при разработке месторождения (изменение взаимосвязей между водоносными горизонтами, ухудшение качества подземных вод, активизация опасных экзогенных геологических процессов, увеличение интенсивности микросейсм).

6.6.3. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Приводятся сведения об объемах отбора и лабораторных исследований керна по месторождению с указанием количества образцов по видам исследований керна по пластам и в целом по месторождению.

По результатам лабораторного изучения керна приводится литологическая характеристика пород — описание типа коллектора, его состава, особенностей литологического строения.

Дается заключение о степени охарактеризованности месторождения керном и рекомендации для продолжения работ по его отбору и лабораторному исследованию.

Приводятся сведения об исследовании деформационных свойств пластов и покрышек, приводятся значения коэффициентов Пуассона, модуля Юнга, сжимаемости, результаты лабораторного определения изменения фильтрационно-емкостных свойств пород при изменении пластового давления. Дается анализ полученных результатов.

Приводятся обобщенные результаты специальных исследований керна: по определению кривых капиллярных давлений, характеристик смачиваемости коллектора, фазовых проницаемостей в системах: газ-нефть, газ-вода, нефть-вода, газ-конденсат, нефть-газ-вода), остаточной нефтенасыщенности (газонасыщенности), коэффициента вытеснения нефти различными агентами

вытеснения.

Обосновываются коэффициенты вытеснения для пластов, при недостаточном объеме собственных исследований приводятся данные по пластам-аналогам и обосновывают возможность такой аналогии. Даются выводы по состоянию изученности характеристик вытеснения флюидов по данным лабораторных исследований керна.

Приводятся сведения по определению фильтрационно-емкостных свойств и насыщению коллекторов по результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин (далее - ГИС), петрофизические зависимости.

Анализируются фильтрационные и емкостные свойства коллекторов месторождения по результатам гидродинамических исследований (далее - ГДИ) с приведением графического и табличного материала. Для новых месторождений, по которым составляются первые проектные документы, дополнительно даются сведения о результатах опробования и ГДИ разведочных скважин. На основании результатов гидродинамических исследований скважин дается характеристика продуктивности коллектора по данным ГДИ. Формулируются выводы по состоянию изученности пластов гидродинамическими методами.

Раздел иллюстрируется табличным и графическим материалом в соответствии с Приложениями 3 и 4 к настоящим Методическим рекомендациям:

а) таблицы 3-8 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям;

б) графики зависимости остаточной нефтенасыщенности от начальной нефтенасыщенности;

в) графики зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости;

г) графики зависимости коэффициента вытеснения от начальной и остаточной нефтенасыщенностей;

д) графики зависимости фазовых проницаемостей и капиллярного давления от водонасыщенности.

6.6.4. Свойства и состав пластовых флюидов

Приводится общий обзор изученности пластовых флюидов (пластовой и дегазированной нефти, растворенного газа, свободного газа и газа газовых шапок, конденсата, пластовой воды), объем лабораторных исследований глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов, а для газоконденсатных объектов – промысловых газоконденсатных исследований.

Анализируется полнота и достоверность имеющейся информации в пределах каждой залежи по видам и объемам исследований, анализируются свойства пластовых флюидов, дается их характеристика в соответствии с принятой классификацией.

Для газоконденсатных, газонефтяных и нефтегазовых объектов с промышленным содержанием конденсата в пластовом газе приводятся следующие сведения:

а) объемы проведенных исследований свойств и состава газа и газоконденсата;

б) основные результаты промысловых газоконденсатных исследований и лабораторных исследований проб газа и конденсата;

в) состав пластового газа;

г) обоснование начального потенциального содержания конденсата в пластовом газе; потерь конденсата и изотермы конденсации;

д) физико-химические свойства конденсата.

Указанные виды исследований приводятся по форме таблиц 9-17 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям:

а) для месторождений с высокопарафинистой нефтью приводится оценка возможности выпадения твердой фазы из нефти при изменении пластовых условий (давления, температуры) и при применении специальных технологий разработки и эксплуатации нефтяных месторождений;

б) для месторождений, разрабатываемых с применением тепловых методов: зависимости вязкости пластовых жидкостей от давления и температуры; растворимость пара в пластовых жидкостях (при закачке пара); теплофизические свойства пластовых флюидов, пород пласта и окружающих пород.

Приводятся характеристики пластовых флюидов, используемые для гидродинамической модели:

а) по нефтяным залежам и нефтяным оторочкам: зависимости газосодержания, объемного коэффициента, плотности и вязкости пластовой нефти и нефтяного газа от давления при пластовой температуре;

б) по газонефтяным и газовым залежам с нефтяной оторочкой: зависимости от давления при пластовой температуре содержания конденсата, объемного коэффициента и вязкости газа и конденсата.

Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приводится по форме таблицы 18 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

6.6.5. Сведения о подсчете запасов УВС

В разделе приводятся сведения о выполненном подсчете запасов УВС, на основе которого составлен проектный документ. Приводят данные о запасах УВС, числящихся на ГБЗ на начало года в сравнении с новым подсчетом запасов.

Для нефтяных месторождений приводятся сведения о запасах нефти, растворенного газа и подсчетных параметрах по форме таблиц 19, 20, 24 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Для газонефтяных, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и газовых залежей с нефтяной оторочкой дополнительно приводятся сведения о запасах свободного газа, газа газовых шапок, конденсата по форме таблиц 21, 22, 23, 25 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Сопоставление представляемых к проектированию запасов с числящимися на ГБЗ приводятся по форме таблиц 26-30 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

6.7. Анализ выполнения условий пользований недрами и проектного документа, состояния разработки месторождения и эксплуатационного объекта, выработки запасов и сопоставление фактических и проектных показателей

6.7.1. Анализ выполнения условий пользований недрами и проектного документа

Приводятся основные условия лицензионного соглашения в области

доразведки, проведения исследовательских работ и разработки месторождения с кратким анализом их выполнения.

Приводятся краткие сведения, характеризующие историю проектирования разработки месторождения: общее число проектных документов, организации-проектировщики, основные этапы и цели проектирования.

Приводится краткий анализ выполнения действующего утвержденного проектного документа, при невыполнении основных положений - указание причин их невыполнения.

6.7.2. Характеристика состояния разработки месторождения в целом

Приводятся данные об открытии и вводе месторождения в разработку, основных этапах освоения месторождения. Представляется характеристика фонда скважин на дату подготовки ПТД в соответствии с таблицами 31 и 32 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Анализируется динамика основных технологических показателей за историю разработки (добыча нефти, жидкости, газа, конденсата, обводненность, закачка воды, дебиты нефти, жидкости, газа, фонд скважин). Основные технологические показатели разработки представляются в соответствии с таблицами 33 и 34 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Проводится сравнение основных проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению за последние пять лет, предшествующих дате представления проектного документа в Федеральное агентство по недропользованию для согласования в соответствии со статьей 23.2 Закона Российской Федерации «О недрах», согласно таблицам 35-38 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям. Указываются основные причины имеющихся расхождений проектных и фактических показателей разработки. Приводятся сведения об использовании попутного нефтяного газа.

6.7.3. Текущее состояние разработки эксплуатационного объекта

Приводится анализ результатов исследований скважин и пластов, результатов пробной эксплуатации, характеристика режимов эксплуатации и динамика продуктивности скважин.

При описании результатов указывается количество исследованных скважин, распределение скважин по залежи, динамику исследований во времени. Приводится объяснение нелинейного вида индикаторных диаграмм в случае их получения.

Приводится и анализируется состояние фонда скважин на дату подготовки ПТД по каждому эксплуатационному объекту и фактическая динамика основных показателей разработки.

Представляется распределение фонда скважин, в том числе, по обводненности, дебитам нефти, жидкости, свободного газа, накопленной добычи. Анализируются причины в случае не достижения показателей, характеризующих эффективность работы скважин, предусмотренных в утвержденном проектном документе.

Для нефтяных и газовых объектов, разрабатываемых с применением сайклинг-процесса, дается описание системы поддержания пластового давления (далее – ППД), работы нагнетательных скважин, распределение нагнетательного фонда по

величине приемистости, накопленной закачке, эффективности работы скважин барьерных рядов.

По газовым и газоконденсатным скважинам анализируются дебиты газа и конденсата, объемы добываемой воды, коэффициенты фильтрационных сопротивлений и режимы работы скважин (забойные и устьевые давления), изменение текущих и накопленных отборов газа, конденсата, воды. Проводится оценка начальной продуктивности газовых и газоконденсаных скважин, анализ режимов работы скважин (устьевые температуры, депрессии на пласт) с целью выявления осложняющих факторов при эксплуатации (включая гидратообразование, вынос породы, подтягивание конусов воды, необходимости обеспечения выноса жидкости).

В графических приложениях к отчету рекомендуется представлять:

а) карты текущего состояния разработки;

б) карты накопленных отборов УВС и объемы закачиваемых в пласт вытесняющих агентов;

в) характеристику фонда скважин, динамику основных показателей разработки и фонда скважин в соответствии с таблицами 31-34 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям;

г) сведения о соответствии объемов добычи и использования попутного газа проектным значениям.

В случае отличия объемов растворенного газа, добываемого в составе продукции по сравнению с оцененными через газосодержание, выявляются причины этих расхождений. Для нефтегазовых залежей добыча газа из нефтяных скважин разделяется на растворенный газ и газ газовой шапки.

При наличии в залежи УВС всех видов, добыча жидких углеводородов разделяется на нефть и конденсат.

Для нефтяных залежей с высоким газовым фактором и нефтегазоконденсатных залежей анализируется динамика и текущее распределение газового фактора, сопоставляемая с данными по пластовому давлению с учетом удаленности интервалов перфорации от ГНК, распределение фонда добывающих скважин (в том числе в приконтурных и в подгазовых зонах) по газовому фактору и устанавливаются причины прорыва газа из газовых шапок, эффективность барьерного и площадного заводнения ряда скважин.

По залежам, содержащим конденсат, проводится оценка динамики и текущего распределения газоконденсатного фактора и сопоставляется с данными по распределению пластового и устьевого (забойного) давления, распределению фонда добывающих скважин по газоконденсатному фактору с учетом фактических депрессий на скважинах.

Приводятся графики динамики газового фактора во времени и карты текущего распределения запасов на дату подготовки ПТД.

Исследуется динамика и текущее состояние пластовых и забойных (устьевых для газовых скважин) давлений, распределение текущего пластового давления по площади залежи, выделяются участки с максимальным снижением пластового давления в зонах отбора и сопоставляются с данными по текущей и накопленной

компенсации отборов жидкости (газа газовых шапок) закачкой воды, сухого газа в случае реализации сайклинг-процесса.

Приводятся графики динамики пластовых и забойных давлений по годам, карты изобар на ближайшую дату.

6.7.4. Анализ выработки запасов

Проводится анализ выработки запасов по площади и по разрезу на основе промысловых и промыслово-геофизических данных по каждому объекту разработки.

По результатам анализа перфорации пластов проводится оценка перфорированных толщин и связанности зоны отбора и зоны закачки, изменения обводненности скважин в зависимости от удаленности перфорации от водонефтяного контакта (далее - ВНК) и толщины глинистой перемычки. Проводится сопоставление результатов гидродинамического моделирования с результатами промыслово-геофизических исследований (далее - ПГИ).

Раздел содержит сведения об объёмах промыслово-геофизических исследований добывающих, нагнетательных и контрольных скважин, включая данные об охвате фонда скважин периодическими исследованиями по типам решаемых задач, а также сведения об исследовании технического состояния скважин.

По результатам промыслово-геофизических исследований скважин, проводимых на месторождении в целях контроля за разработкой, в обобщенном виде характеризуются:

а) профили притока и приемистости по разрезу скважин и их изменение во времени, с выполнением оценки работающих толщин;

б) изменение нефтегазонасыщенности во времени, продвижение закачиваемых и пластовых вод;

в) данные о распределении отборов и закачки при совместном и раздельном вскрытии пластов;

г) источники обводнения скважин.

По газовым и газоконденсатным залежам приводятся зависимости приведенного пластового давления от суммарного отбора газа с целью оценки режима залежей и уточнения начальных геологических запасов методом падения давления (по зоне отбора и в целом по залежам). Выполняется оценка дренируемых запасов в динамике по годам и оценка запасов газа по методу материального баланса с учетом внедрившейся воды.

Выполняется анализ изменения положения газоводяного контакта (ГВК) и газонефтяного контакта (ГНК) на основе результатов ПГИ, оценка внедрения воды в газовые залежи.

Для газовых и газоконденсатных залежей в разделе приводятся карты подъема ГВК.

По данным гидродинамического моделирования приводятся карты, характеризующие состояние выработки запасов УВС на дату подготовки ПТД (включая плотность остаточных запасов и текущую нефтегазонасыщенность). Строятся профили выработки запасов. Оценивается согласованность результатов

изучения структуры остаточных запасов различными методами. Материалы представляются в табличном и графическом виде.

На основании анализа текущего состояния разработки объекта формулируются выводы об эффективности применяемых систем разработки и определяют основные направления их совершенствования.

6.7.5. Сопоставление фактических и проектных показателей

Проводится сравнение основных проектных и фактических показателей разработки по эксплуатационным объектам за последние пять лет, предшествующих дате представления проектного документа в Федеральное агентство по недропользованию для согласования согласно таблицам 35-38 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям. В соответствии с результатами проведенных исследований, предусмотренных в пунктах 6.7.2 - 6.7.4. настоящих Методических рекомендаций указывается полнота и своевременность выполнения проектных решений, насколько проектные решения оправданы и соответствуют геолого-физическим характеристикам залежи, обосновываются причины невыполнения проектных решений.

Указываются основные причины имеющихся расхождений проектных и фактических показателей разработки.

В случае отклонений уровней фактической годовой добычи нефти и/или свободного газа от проектных, характеризующих выполнение технического проекта на разработку месторождения, предусмотренных действующим ПТД, в процессе анализа разработки устанавливаются причины отклонений для внесенияя соответствующих изменений в процесс разработки ЭО в ПТД.

Модели месторождения

6.7.6. Геологическая модель месторождения

Приводится краткое описание исходных данных, используемых для построения геологической модели, приводится название программных пакетов (симуляторов), с помощью которых созданы ГМ, приводится их количество, обосновываются границы участков моделирования.

Излагаются принципы построения структурного каркаса модели. Обосновывается выбор реперных поверхностей и схем напластования. Указывается способ использования в модели утвержденной структурной основы подсчетных объектов. Приводятся данные о геометрических параметрах области моделирования, шагах сетки в плоскостях X, Y, Z и количестве ячеек.

Кратко описываются принципы построения литологической модели. Указывается способ определения признака коллектор — неколлектор (явное, через граничное значение параметра, прочее). Приводятся сведения о методах определения значений параметров в скважинах и межскважинном пространстве. При необходимости указывается явный вид используемых петрофизических зависимостей.

Дается краткое описание принципов построения модели насыщения. Приводятся положения ВНК, ГНК. Указываются сведения о методах определения значений насыщенности в скважинах и межскважинном пространстве. При необходимости приводится явный вид используемых зависимостей насыщенности

от других параметров модели.

Приводится способ подсчета геологических запасов УВС в терминах построения геологической модели.

Сопоставление запасов, представляемых для утверждения и рассчитанных на основе геологического моделирования, представляется в соответствии с таблицей 39 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям. Расхождение полученных результатов анализируется.

6.7.7. Гидродинамическая модель месторождения

В разделе приводится обоснование исходных данных, заданных в трехмерной гидродинамической (газодинамической) модели. Приводятся принципы и результаты ремасштабирования ГМ, если таковое осуществлялось. Сопоставление запасов УВС и основных параметров геологической и гидродинамической моделей представляется в соответствии с таблицей 40 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Проводится обоснование выбора типа модели, способа моделирования водоносного горизонта (или его отсутствия). Выполняется сопоставление значения коэффициента вытеснения (остаточной газо-/нефтенасыщенности) УВС вытесняющим агентом в трехмерной цифровой гидродинамической модели и коэффициента вытеснения (остаточной газо- /нефтенасыщенности), обоснованного в тексте отчета по результатам исследования керна в соответствии с пунктом 6.6.3 настоящих Методических рекомендаций.

Описываются основные параметры ГДМ при воспроизведении истории разработки (временной шаг, граничные условия, режимы работы скважин). Определяется перечень варьируемых и контролируемых параметров. Обосновывается применение локальных модификаций кубов параметров литологии, пористости, начальной нефтенасыщенности (газонасыщенности), остаточной (критической) нефтенасыщенности (газонасыщенности), начальной водонасыщенности, остаточной (критической) водонасыщенности, проницаемости, применение несоседних соединений.

По итогам воспроизведения истории сопоставляются фактические и расчетные контролируемые параметры и анализируются имеющиеся расхождения.

На рисунках рекомендуется представлять основные результаты моделирования:

а) характерные вертикальные разрезы кубов параметров (проницаемость, насыщенность);

б) функции модифицированных относительных фазовых проницаемостей;

в) зависимости параметров флюидов от давления;

г) графики сопоставления фактических и расчетных показателей разработки (годовая и накопленная добыча нефти, газа, жидкости, закачка воды, газа и других вытесняющих агентов).

В графических приложениях представляются карты подвижных запасов УВС на начало разработки, на дату подготовки ПТД и на конец разработки по всем вариантам с единой шкалой для каждого объекта разработки/залежи. Карты выполняются в масштабе, приближенном к масштабу представления карт

разработки и других графических приложений.

Детальность представления материалов раздела определяется авторами в зависимости от сложности геологического строения и сроков эксплуатации месторождения.

6.8. Проектирование разработки месторождения

6.8.1. Выделение эксплуатационных объектов

В соответствии с пунктами 5.2.1-5.2.6 настоящих Методических рекомендаций и с учетом геолого-физической характеристики пластов/залежей (таблица 18 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям) производится обоснование эксплуатационных объектов. Характеристика средневзвешенных параметров ЭО приводится в таблице 41 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Приводятся карты суммарных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин, карты совмещенных контуров по эксплуатационным объектам

6.8.2. Технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки

Формирование технологических вариантов по объектам разработки проводится в зависимости от геолого-геофизических характеристик пластов, типов залежей и стадии их разработки, с учетом пунктов 5.3.1-5.3.15 настоящих Методических рекомендаций. Производится обоснование выбора системы разработки, схемы размещения и плотности сетки скважин.

Основные исходные характеристики расчетных вариантов представляются в соответствии с таблицами 42 и 43 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Технологические показатели прогнозных вариантов рассчитываются на запасы категорий $A+B_1+B_2$ для ТСР, ТПР и дополнений к ним, C_1+C_2 для ППЭ и дополнений к ним. Технологические показатели по расчетным вариантам разработки эксплуатационных объектов представляются в табличных приложениях в соответствии с таблицами 47-50 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Технологические показатели рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО и месторождения в целом представляются:

а) Для суммарных запасов категорий $A+B_1+B_2$ и отдельно категорий $A+B_1$ нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных месторождений в соответствии с таблицами 47 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям;

б) Для суммарных запасов категорий $A+B_1+B_2$ и отдельно категорий $A+B_1$ газовых и газоконденсатных месторождений в соответствии с таблицами 48-50 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Обоснование прогноза добычи воды для технологических нужд представляется согласно таблицы 51 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Схемы размещения проектного фонда скважин по вариантам и эксплуатационным объектам представляются на картах эффективных

нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин в графических приложениях, допускается схемы размещения скважин приводить на картах плотности текущих подвижных запасов.

На рисунках или в графических приложениях приводятся карты, характеризующие состояние выработки запасов по рекомендуемым вариантам по эксплуатационным объектам на последний год разработки (например, плотность остаточных запасов, текущая нефтенасыщенность).

6.9. Методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов

6.9.1. При анализе эффективности применяемых методов приводятся:

а) краткая характеристика применяемых технологий по видам воздействия;

б) объемы применения методов воздействия (видов воздействия, технологий) по годам разработки;

в) результаты применения методов по видам воздействия или технологиям с приведением характерных графиков, зависимостей, таблиц;

г) выводы и рекомендации по объемам применения методов, совершенствованию технологий, видам воздействия на пласты, частоте их применения.

Оценка эффективности применяемых методов может проводиться на основе статистических методов, а также на основе гидродинамического моделирования.

На основе анализа эффективности даются рекомендации для дальнейшего применения наиболее эффективных методов.

6.9.2. Обоснование применения методов повышения коэффициентов извлечения и интенсификации добычи УВС на прогнозный период. Программа применения методов.

Обосновывается применение технологий воздействия на пласт с целью увеличения коэффициентов извлечения УВС, охвата пласта воздействием для каждого эксплуатационного объекта с указанием:

а) наименования рекомендуемых к применению технологий по видам воздействия;

б) геолого-физических граничных условий применения технологий;

в) объемов применения методов по видам воздействия и технологиям;

г) эффективности применения методов и видов воздействия по годам разработки за проектный период;

д) оценка эффективности применения методов приводится с использованием ГДМ. В случае невозможности такой оценки, приводится обоснование принятой методики оценки эффективности рассматриваемых методов.

Объемы и эффективность применения геолого-технических мероприятий интенсификации добычи УВС представляются в соответствии с таблицами 52, 53 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Программа работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин представляется в соответствии с таблицей 54 Приложение 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

6.9.3. Опытно-промышленные работы.

Для оценки эффективности технических средств и технологий нефте/газо/конденсатоизвлечения, ранее не применявшихся на рассматриваемом месторождении, могут быть запроектированы опытно-промышленные работы по их испытанию на эксплуатационных объектах месторождения.

Технико-экономические показатели разработки участков ОПР определяются на весь расчетный период по эксплуатационным объектам и месторождению в целом.

6.10. Экономическая оценка вариантов разработки

6.10.1. Методика и исходные данные для экономической оценки

6.11.1.1. Показатели экономической эффективности

В разделе приводятся расчетные значения показателей экономической эффективности проектных решений: внутренняя норма рентабельности (ВНР), срок окупаемости, индекс доходности капитальных затрат, индекс доходности затрат, ЧДД пользователя недр, дисконтированный доход государства (ДДГ). Детальный расчет экономических показателей по Опциям, в соответствии с пунктами 5.3.4 и 5.3.5 настоящих Методических рекомендаций, представляется для рекомендуемого варианта разработки.

6.11.1.2. Макроэкономические показатели и расчет чистых цен УВС (далее - нетбэки)

Макроэкономические показатели и расчет нетбэков для расчета показателей экономической эффективности представляются в соответствии с таблицей 55 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

6.11.1.3. Система налогов и платежей

Расчет проводится на основе системы налогообложения, действующей на дату подготовки ПТД, приводятся перечень и ставки налогов, сборов и иных обязательных платежей. Проводится анализ применимых понижающих коэффициентов к налогу на добычу полезных ископаемых (далее - НДПИ), тарифных льгот, в том числе особых формул расчета вывозных таможенных пошлин и другим платежам в бюджеты Российской Федерации различных уровней.

Излагается информация (или указываются соответствующие разделы и таблицы проектного документа) о наличии или отсутствии оснований для применения пониженных ставок налогов или особых формул расчета вывозных таможенных пошлин.

Расчет НДПИ приводится в соответствии с таблицами 59 и 60 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

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

6.11.1.4. Оценка капитальных, текущих, эксплуатационных и внереализационных расходов

Обосновываются удельные значения капитальных, текущих и внереализационных (ликвидационных) затрат. При расчете капитальных затрат по объектам обустройства приводится обоснованная стоимость каждого объекта (для линейных объектов – стоимость 1 км) и динамика их ввода по годам расчетного

периода. Удельные текущие затраты обосновываются по объектам – аналогам и/или в соответствии со статьями калькуляции на основе сметы затрат или по элементам затрат, при этом таблицы 55, 61.1 и 61.2 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям корректируются соответствующим образом. Представляется оценка стоимости программы ГТМ, бурения, мероприятий по реализации МУН/МУГ/МУК. Для морских проектов расчет капитальных затрат ведется по объектам, в зависимости от рассматриваемых вариантов включает стоимость платформ, подводных добычных комплексов, морских трубопроводов, объектов береговой инфраструктуры и прочих подобных объектов обустройства.

6.11.2. Технико-экономические показатели вариантов разработки.

Основные технико-экономические показатели вариантов разработки ЭО и месторождения в целом для запасов категорий $A+B_1+B_2$ для ТСР, ТПР и дополнений к ним, C_1+C_2 – для ППЭ и дополнений к ним приводятся в соответствии с таблицей 56 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Экономические показатели эффективности расчетных вариантов разработки представляются в соответствии с таблицами 55-65 и 82 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям. Данные таблицы представляются в приложении к отчету. В случае разработки месторождения на условиях режима СРП, формы таблиц корректируются в соответствии с условиями СРП.

При расчете капитальных вложений по промысловым объектам и/или укрупненным нормативам, таблицы 55, 57, 58 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям корректируются соответствующим образом.

6.11.3. Анализ чувствительности

Для рекомендуемого варианта разработки месторождения в целом для запасов по сумме категорий $A+B_1+B_2$ приводятся результаты расчетов показателей экономической эффективности, рентабельно извлекаемых запасов и соответствующих рентабельных коэффициентов извлечения при изменении в большую и меньшую сторону каждого из следующих показателей (+/-20%): цена реализации УВС и сжиженного попутного газа (далее – СПГ); объем капитальных затрат; объем текущих затрат.

Анализ чувствительности представляется в соответствии с таблицей 66 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям. В случае необходимости, может быть проведен дополнительный анализ чувствительности рентабельно извлекаемых запасов к изменению других технико-экономических показателей.

6.12. Характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС

6.12.1. Анализ расчетных величин коэффициентов извлечения УВС

По выделенным ЭО (залежам) и месторождению в целом анализируются расчетные значения коэффициентов извлечения УВС, полученные для рассматриваемых вариантов разработки. Производится их сопоставление со значениями коэффициентов извлечения, определенными другими методами и по другим разрабатываемым месторождениям со сходными геолого-промысловыми характеристиками в соответствии с таблицами 67-69 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

6.12.2. Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения

По всем рассматриваемым вариантам разработки ЭО (залежей) приводятся геологические запасы нефти и растворенного газа, свободного газа, газа газовой шапки, конденсата, расчетные значения КИН, КИГ, КИК, извлекаемые запасы нефти, растворенного в ней газа, свободного газа, газа газовой шапки и конденсата в соответствии с таблицами 70-72 (Приложение 3 к настоящим Методическим рекомендациям). С учетом приведенных в пункте 6.11.2 настоящих Методических рекомендаций сопоставлений технико-экономических показателей вариантов разработки обосновываются технологически достижимые извлекаемые запасы нефти, растворенного газа, свободного газа, газа газовой шапки и конденсата и значения КИН, КИГ, КИК, рекомендуемые к утверждению по объектам (залежам), категориям запасов и месторождению в целом (при необходимости (для уникальных месторождений) с выделением зон и участков).

Для рекомендуемого варианта также приводятся величины рентабельно извлекаемых запасов нефти, растворенного газа, свободного газа, газа газовой шапки и конденсата, и значения рентабельных коэффициентов извлечения (КИНр, КИГр, КИКр), по объектам (залежам) и месторождению в целом (при необходимости (для уникальных месторождений) с выделением категорий запасов на основании расчетов по геолого-гидродинамической модели.

6.12.3. Анализ изменения извлекаемых запасов

При повторном подсчете (и следующих за ним подсчетах) извлекаемых запасов приводятся данные об извлекаемых запасах и коэффициентах извлечения УВС по объектам, (залежам), категориям запасов и месторождению в целом, в соответствии с результатами предшествующей государственной экспертизы запасов полезных ископаемых. Производится их сопоставление с рекомендуемыми извлекаемыми запасами и коэффициентами извлечения УВС, анализируются причины их изменения в соответствии с таблицами 73-78 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

6.13. Конструкции скважин, производство буровых работ, методы вскрытия пластов и освоения скважин, консервации и ликвидации скважин.

6.13.1. Конструкции скважин и производство буровых работ

В разделе приводятся следующие сведения:

а) основные профили (например, вертикальные, наклонные, горизонтальные, пологие, многоствольные) скважин и боковых стволов, технико-технологические ограничения;

б) рекомендуемые данные о конструкциях добывающих и нагнетательных скважин в табличной или графической форме (диаметры и глубина спуска обсадных колонн, высота подъема цемента, типы эксплуатационных забоев), с учетом глубины залегания, геолого-геофизических свойств коллекторов, наличия в разрезе многолетнемерзлых и обваливающихся пород;

в) рекомендации по технологии производства буровых работ с учетом требований в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазодобывающих производств, а также требований

противофонтанной и газовой безопасности.

6.13.2. Методы вскрытия и освоения продуктивных пластов

Приводятся рекомендации по методам первичного и вторичного вскрытия пластов с учетом их геолого-физических характеристик, мерам по предупреждению ухудшения свойств призабойной зоны пласта в процессе бурения.

При освоении добывающих и нагнетательных скважин рекомендуются способы вызова притока, методы обработки призабойной зоны и интенсификации притоков, обеспечивающие восстановление или повышение естественной проницаемости.

6.13.3. Консервация и ликвидация скважин

Формулируются требования к выполнению работ по консервации, с учетом последующей расконсервации скважин. Указывается информация о сроках и условиях выполнения работ по консервации и (или) ликвидации скважин, иных подземных сооружений, а также рекультивации земель. В работах по консервации и ликвидации скважин учитываются требования в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазодобывающих производств.

6.13.4. Геофизические и геолого-технологические исследования в процессе бурения скважин

Объем исследований обосновывается с учетом особенностей геологического строения месторождения и сложившегося комплекса геофизических исследований в регионе, в соответствии с действующими стандартами и рекомендациями, полученными при государственной экспертизе подсчета запасов.

Раздел содержит:

а) комплексы геофизических и геолого-технологических исследований, осуществляемых для контроля процесса бурения и траектории скважин в зависимости от их назначения, сложности геологического разреза и параметров профиля;

б) полный комплекс геофизических, гидродинамических и геохимических исследований для изучения параметров геологического разреза и продуктивных пластов, рассматриваемых в проектном документе.

6.13.5 Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами.

Приводится описание мероприятий, направленных на обеспечение безопасного ведения работ при производстве буровых работ, вскрытии пластов и освоении, консервации и ликвидации скважин.

6.14. Техника и технология добычи УВС

6.14.1. Анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин

Приводится статистическая информация о фактических режимах работы добывающих скважин, в том числе:

а) дебиты по нефти, жидкости, газу, конденсату;

б) пластовые, забойные, устьевые давления, депрессии;

в) конструкции скважинного оборудования;

г) глубины спуска оборудования;

д) динамические уровни;

е) коэффициент использования фонда скважин;

ж) межремонтный период работы скважин, наработку подземного оборудования на отказ.

Оцениваются соответствие фактических и проектных параметров, исследуются причины простоя скважин, предлагаются геолого-технические мероприятия по повышению эффективности использования скважин.

6.14.2. Обоснование способа и технологических параметров эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Дается обоснование следующих параметров:

а) забойные и устьевые давления и температуры в добывающих скважинах;

б) предельные давления фонтанирования и условия перевода скважин на механизированную эксплуатацию.

Рекомендуются способы эксплуатации скважин с выдачей исходных данных для дальнейших экономических расчетов.

Для каждого способа добычи обосновываются конструкции лифтов, выбор основного внутрискважинного и наземного оборудования, которое удовлетворяет конкретным условиям эксплуатации, особенностям применения методов повышения извлечения УВС, требованиям контроля за процессом разработки.

Для глубиннонасосной эксплуатации приводится обоснование типа, типоразмеров насосов и оптимальных параметров их эксплуатации.

Для газлифтного способа эксплуатации скважин обосновываются типы рекомендуемых газлифтных установок (компрессорный, бескомпрессорный, непрерывный, периодический, с плунжером), ресурсы и источники рабочего агента (газа), устьевое давление и удельные расходы рабочего агента.

В вариантах одновременно-раздельной эксплуатации нескольких объектов одной скважиной обосновывается выбор специального устьевого и внутрискважинного оборудования, обеспечивающего контроль и регулирование процесса разработки каждого пласта.

6.14.3. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Определяются факторы, осложняющие процесс эксплуатации добывающих скважин, рекомендуют технологии по предупреждению и борьбе с осложнениями, в том числе:

а) вынос песка и образование песчаных пробок;

б) для газовых скважин предусматриваются мероприятия по обеспечению выноса жидкости (воды и конденсата), использование методов удаления «конденсатных банок» из призабойной зоны скважины;

в) коррозия оборудования;

г) отложение парафина, смол, асфальтенов и солей в подземном и наземном оборудовании;

д) гидратообразование в насосно-компрессорных трубах, затрубном пространстве и напорных линиях скважин;

е) застывание нефти в стволе скважины и системе сбора продукции;

ж) замерзание продукции на устьях и стволах нагнетательных и добывающих скважин, напорных и выкидных линий;

з) образование жидкостных пробок для газовых и газоконденсатных скважин при низких скоростях потока;

и) риски разрушения призабойной зоны;

к) риски абразивного износа из-за выноса мехпримесей;

л) образование конусов воды и газа.

Даются рекомендации по технике и технологиям глушения скважин с сохранением коллекторских свойств призабойной зоны.

6.14.4. Рекомендации к системе внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции скважин

Дается описание принципиальной схемы системы сбора и подготовки нефти, газа, конденсата и воды. Анализируется работа системы.

Проводится анализ процессов подготовки продукции скважин и установленных мощностей технологического оборудования. В соответствии с перспективой развития месторождения уточняются требования к процессу и техническим средствам. Указываются мероприятия по обеспечению рационального использования добываемого попутного газа. При необходимости даются предложения по расширению и реконструкции системы.

Приводятся факторы, осложняющие работу системы, а также технические и технологические предложения по повышению эффективности ее использования.

Формулируются требования к оборудованию, аппаратам и сооружениям системы, в том числе к системе измерения количества извлекаемых из недр нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата.

Обосновывается расход газа и конденсата на собственные нужды и потери при освоении и исследовании скважин и проведении технологических операций (продувки для выноса жидкости).

6.14.5. Рекомендации к системе поддержания пластового давления для нефтяных залежей.

Дается краткое описание системы ППД проектируемого месторождения.

Проводится анализ установленных мощностей основных объектов системы ППД (водозабора, системы подготовки воды, кустовых насосных станций, водоводов высокого и низкого давления, нагнетательных скважин).

Обосновываются проектные забойные давления и приемистость нагнетательных скважин, определяются устьевые давления нагнетания воды.

С учетом геолого-физических характеристик продуктивных пластов, состава и свойств пород и насыщающих флюидов формулируются требования к качеству закачиваемых вод.

Качество воды оценивается в первую очередь следующими параметрами: количеством механических примесей (КВЧ – количество взвешенных частиц), нефтепродуктов, железа и его соединений, дающих при окислении кислородом нерастворимые осадки, закупоривающие поры пласта, сероводорода, способствующего коррозии водоводов и оборудования, микроорганизмов, а также солевым составом воды и ее плотностью.

Пригодность воды оценивается в лаборатории (стандартный анализ состава и свойств, опыты по затуханию фильтрации через естественный керн) и пробной закачкой в пласт.

В соответствии с перспективой развития системы ППД месторождения, рассчитывается баланс проектных объемов закачки различных типов вод (в том числе попутно добываемых, из поверхностных источников, из подземных водоносных горизонтов). Представляются сведения о запасах пластовых вод, пригодных для использования для ППД.

Уточняются источники водоснабжения, мощности системы водоподготовки и кустовых насосных станций. Мощности объектов системы ППД рассчитываются на проектный объем максимальной годовой закачки воды. При необходимости даются предложения по расширению системы ППД.

Формулируются требования к внутрискважинному оборудованию, в том числе для одновременно-раздельной закачки.

При избытке подтоварной воды даются рекомендации по использованию геологических объектов для закачки подтоварной воды, количеству и местоположению поглощающих скважин для закачки в них излишков вод.

При применении других технологий (например, газового и водогазового воздействия, физико-химического воздействия, закачки пара или горячей воды) выполняются аналогичные процедуры анализа, обоснования и расчетов.

6.14.6. Рекомендации к системе поддержания пластового давления для газоконденсатных залежей.

Варианты с поддержанием пластового давления для разработки газоконденсатных залежей рассматриваются для уникальных по содержанию конденсата залежей. При расчете вариантов разработки с ППД приводятся:

а) обоснование типа и объемов закачиваемого агента (сухого отбензиненного газа, неуглеводородных газов);

б) обоснование давления нагнетания и мощности компрессорной станции;

в) подбор оборудования для учета объемов закачиваемого агента;

г) обеспечение контроля за изменением состава добываемой продукции из скважин;

д) проведение оценки увеличения коэффициента конденсатоотдачи пласта и экономической эффективности вариантов с ППД.

6.14.7. Обоснование геологических объектов и конструкции поглощающих скважин для утилизации попутно добываемых вод

На проектный период приводится баланс вод, закачиваемых в продуктивные отложения и отбираемых (в том числе попутно добываемых) из подземных водоносных горизонтов и поверхностных источников.

Дается обоснование:

а) мероприятий по обеспечению баланса закачки воды и отбора жидкости;

б) выбора подземного водоносного горизонта;

в) конструкции поглощающих скважин и внутрискважинного оборудования;

г) количества и местоположения поглощающих скважин.

6.14.8. Обеспечение водоснабжения

Данный раздел является дополнительным и включается в состав проектного документа на разработку месторождения УВС в случаях необходимости согласования проектной документации на добычу подземных вод для собственных производственных и технологических нужд.

Выбор источника водоснабжения основывается на оценке запасов и качестве воды источника. Источниками для закачки воды в пласт могут быть: открытые водоемы (реки, озера, моря); грунтовые воды, к которым относятся подрусловые воды; водоносные горизонты данного месторождения; сточные воды, состоящие из смеси добытой вместе с нефтью, газом и конденсатом пластовой воды, воды отстойных резервуарных парков, установок по подготовке нефти, газа и конденсата, ливневые воды промысловых объектов. Использование для нужд ППД воды осуществляется при недопущении образования нерастворимых соединений при контакте с пластовой водой и отрицательного влияния на нефте/газо/конденсатоотдачу пластов.

Раздел содержит:

а) обоснование выбора источника водоснабжения;

б) расчет потребности в воде и обеспеченность ее запасами подземных вод;

в) требования к качеству воды;

г) проектируемая конструкция водозаборных скважин, способы бурения и опробование скважин;

д) рекомендации по эксплуатации водозабора;

е) программа гидрогеологических наблюдений в процессе эксплуатации водозабора.

6.14.9. Мероприятия по рациональному использованию попутного газа

Приводятся варианты мероприятий по рациональному, полезному использованию попутного газа, в том числе для целей повышения нефтеотдачи.

6.15. Контролирование процесса разработки

В разделе с учетом геологического строения и стадии разработки месторождения обосновываются цели, задачи и мероприятия по контролю за процессом разработки. Для разрабатываемых месторождений анализируется эффективность реализуемой системы наблюдений и применяемых методов контроля и, в случае необходимости, вносятся уточнения и дополнения в ранее принятые решения. Для крупных месторождений обосновываются требования к опорным сетям наблюдений по видам контроля.

Количество и местоположение контрольных скважин различных типов (наблюдательных, пьезометрических, геофизических) и сроки их строительства, их местоположение приводятся на картах размещения эксплуатационных скважин. Предусматривается проведение первичных и фоновых исследований и измерений по новым скважинам.

Обосновываются и приводятся требования и рекомендации по методам, оборудованию, объему и периодичности исследований и измерений по:

а) контролю за изменением пластовых давлений в процессе разработки;

б) гидродинамическим методам исследования с целью определения и контроля изменения продуктивности скважин, гидродинамических характеристик пластов и изучения гидродинамической связи по площади и разрезу;

в) регистрации динамических характеристик потока флюидов в эксплуатационных скважинах (давление, температура, расход продукции), в т. ч. дистанционным методам контроля режимов работы скважин;

г) контролю обводненности и газового фактора продукции нефтяных скважин;

д) определению количества и состава конденсационных и пластовых вод, выносимых вместе с газом из газовых и газоконденсатных скважин;

е) контролю текущей газоконденсатной характеристики газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей;

ж) наблюдению за водонапорным бассейном и продвижением воды в залежи в пьезометрических скважинах (измерения статических уровней, отборы проб, объемы гидрохимических исследований);

з) индикаторным исследованиям в целях определения направления и скорости перемещения пластовых флюидов, уточнения геологического строения и степени неоднородности продуктивных пластов;

и) физико-химическим исследованиям поверхностных и глубинных проб нефти, газа, конденсата и воды;

к) промыслово-геофизическому контролю за процессом разработки залежей и работой отдельных скважин, в том числе по определению профилей притока и приемистости, текущей нефтегазонасыщенности, положения флюидальных контактов, продвижения фронтов вытеснения при закачке нагнетаемых агентов;

л) геофизическим исследованиям по контролю технического состояния скважин и в процессе их капитального ремонта.

Приводятся рекомендации по комплексированию рассматриваемых исследований с другими геолого-промысловыми наблюдениями.

Перечень мероприятий и исследований по видам контроля и их периодичности приводится по форме таблицы 79 (приложение 3 к настоящим Методическим рекомендациям).

6.16. Доразведка и научно- исследовательские работы

6.16.1. Выполнение программы доразведки и научно- исследовательских работ

Приводятся сведения о выполнении программы, предусмотренной действующим проектным документом. Выделяются недостаточно разведанные залежи и/или участки и обосновывается необходимость их доразведки.

6.16.2. Программа доразведки и научно-исследовательских работ на прогнозный период

Обосновываются мероприятия по доразведке и научно-исследовательским работам с целью уточнения геологического строения и повышения категорийности запасов, в том числе:

а) участки, объемы и сроки проведения сейсмических исследований;

б) количество, местоположение и очередность бурения скважин, необходимых для доразведки, возлагаемые на них задачи и объемы испытания;

в) рекомендации по интервалам и объемам отбора керна, выполнению стандартных и специальных исследований по определению его фильтрационно-емкостных характеристик;

г) рекомендации по стандартным и специальным комплексам промыслово-геофизических исследований, гидродинамическим и газоконденсатным исследованиям скважин, отбору проб и физико-химическим исследованиям пластовых флюидов;

д) рекомендации по выполнению необходимых тематических и научно-исследовательских работ.

Приводится программа доразведки и исследовательских работ в соответствии с таблицами 80,81 (Приложение 3 к настоящим Методическим рекомендациям).

6.17. Мероприятия по рациональному использованию и охране недр, обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами

Приводятся основные организационно-технические и технологические мероприятия, обеспечивающие охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией данного месторождения.

6.17.1. Основные источники воздействия на недра при бурении и эксплуатации скважин

Дается характеристика основных источников воздействия на недра.

Указываются источники воздействия на недра при производстве буровых работ, геологические зоны и объекты, подвергающиеся загрязнению; пути проникновения загрязняющих веществ в геологические объекты.

6.17.2. Мероприятия по охране недр при производстве буровых работ

Приводятся основные требования в области охраны недр при производстве буровых работ к средствам очистки технологических жидкостей с целью минимизации загрязнения флюидосодержащих горизонтов; противовыбросовому оборудованию; токсичности и безопасности материалов и реагентов для их утилизации.

Приводятся основные требования к долговечности крепления скважины и токсичности материалов для цементирования; контролируемые параметры и средства их измерения; методы, периодичность контроля качества и надежности системы крепления; мероприятия по предупреждению загрязнений.

Приводятся основные требования к отработке пласта при освоении скважин, утилизации пластового флюида или его откачки в выкидную линию; хранению, транспортировке, применению и утилизации агрессивных сред, закачиваемых в скважины; созданию допустимой депрессии на пласт, цементное кольцо и эксплуатационную колонну.

Приводятся основные мероприятия по предупреждению межпластовых и заколонных перетоков из других объектов.

6.17.3. Мероприятия по охране недр при эксплуатации скважин

В процессе эксплуатации требуется обеспечение контроля за выработкой запасов, учетом добываемой продукции и ее потерь, состоянием надпродуктивной части разреза в процессе всего периода эксплуатации. По мере возникновения

осложнений реализуются меры по их устранению (ремонтно-изоляционные работы, консервация и ликвидация скважин). Приводятся требования к выполнению работ по консервации и ликвидации скважин.

6.17.4. Мероприятия по обеспечению рационального использования и утилизации попутного нефтяного газа.

Приводится комплекс мероприятий по обеспечению рационального использования попутного нефтяного газа в соответствии с требованиями, установленными законодательством Российской Федерации в области рационального недропользования.

Промышленная разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений допускается только при условии, когда добываемый вместе с нефтью газ используется для коммерческой реализации, собственных производственных и технологических нужд или, в целях временного хранения, закачивается в специальные подземные хранилища, в разрабатываемые или подлежащие разработке нефтяные пласты.

6.18. Заключение

В заключении формулируются принципиальные положения проектного документа и рекомендуемого варианта разработки.

Приводятся рекомендуемые для утверждения в порядке государственной экспертизы запасов полезных ископаемых коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы УВС по подсчетным объектам и месторождению в целом.

6.19. Список использованных источников

Приводятся названия материалов, авторы, место и год издания (составления).

VII. Оформление проектного документа

7.1. Проектная документация на разработку месторождений УВС содержит все данные, позволяющие производить анализ проектных решений без личного участия авторов.

7.2. Материалы проектного документа на разработку месторождения включают: текстовую часть, таблицы, рисунки, графические и табличные приложения, техническое задание на выполнение работы.

Текстовая часть нумеруется в соответствии с пунктом 5 настоящих Методических рекомендаций следующим образом:

Разделы 5.1, 5.2, 5.3, 5.4 - не нумеруются;

раздел 5.5 – нумеруется как глава 1;

подразделы главы нумеруются как 1.1, 1.2, и далее по порядку;

раздел 5.6 нумеруется как глава 2, раздел 5.7. нумеруется как глава 3 и далее по порядку.

Объемы и детальность проработки отдельных разделов определяются авторами проектной документации, а также техническим заданием, в зависимости от сложности строения залежей, количества эксплуатационных объектов и рассматриваемых вариантов их разработки, стадии проектирования.

7.3. Если проектная документация состоит из двух и более частей (томов), то

каждая часть (том) включает свой титульный лист, соответствующий титульному листу первой части (тома) и содержащий сведения, относящиеся к данной части (тому).

7.4. Страницы текста проектной документации соответствуют формату листа А4, для таблиц допускается формат А3.

7.5. Проектная документация выполняется любым печатным способом на одной стороне листа белой бумаги через полтора интервала. В качестве цвета шрифта используется черный. Используемая высота букв, цифр и других знаков — не менее 1,8 мм (кегль 12).

7.6. Печать текста и оформление иллюстраций и таблиц выполняется с соблюдением качества удовлетворяющего требованию их четкого воспроизведения.

7.7. Страницы проектной документации следует нумеровать арабскими цифрами, соблюдая сквозную нумерацию по каждой книге. Титульный лист проектного документа включается в общую нумерацию страниц отчета. Номер страницы на титульном листе не проставляется.

7.8. Таблицы, расположенные на отдельных листах, включаются в общую нумерацию страниц отчета. Иллюстрации и таблицы на листе формата А3 учитывают как одну страницу.

7.9. Название таблицы помещается над таблицей слева, без абзацного отступа в одну строку с ее номером через тире.

7.10. Таблицы, за исключением таблиц приложений, нумеруются арабскими цифрами сквозной нумерацией. Допускается нумеровать таблицы в пределах раздела.

7.11. Сведения об использованных источниках располагаются в порядке появления ссылок на источники в тексте отчета и нумеруются арабскими цифрами без точки и печатаются с абзацного отступа.

7.12. Приложение к проектной документации оформляется как продолжение проектного документа на последующих его листах или выпускают в виде самостоятельной части (тома).

7.13. В приложениях используется сквозная нумерация страниц. При необходимости такое приложение может иметь «Содержание».

7.14. Исходные данные по запасам УВС в пластах, их геолого-физические характеристики, результаты расчетов технологических показателей разработки приводятся в соответствии с требованиями, установленными Положением о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 31.10.2009 № 879 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, N 45, ст. 5352.; 2015, N 34, ст. 4905).

7.15. Графические материалы исполняются в соответствии с требованиями, установленными для составления горной графической документации. Перечень рекомендуемых графических приложений представлен в Приложении 4 к настоящим Методическим рекомендациям.

7.16. К проектному документу прилагаются геологические и гидродинамические модели, включая пусковые файлы, обеспечивающие запуск

моделей без присутствия авторов.

7.17. Для представления проектного документа на согласование в соответствии со статьей 23.2 Закона Российской Федерации «О недрах», к проектному документу прилагается Реферат, оформленный в виде отдельной книги.

7.18. В Реферате приводится краткое изложение следующих основных положений проектного документа:

а) общие сведения о месторождении;

б) краткая геологическая характеристика;

в) геолого-промысловая характеристика;

г) сведения о запасах;

д) история проектирования разработки;

е) состояние разработки;

ж) принципиальные положения рассматриваемого проектного документа;

з) экономическое обоснование варианта, рекомендуемого к применению;

и) характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС;

к) рекомендации по доизучению месторождения и программа исследовательских работ;

л) охрана недр.

7.19. К реферату прилагаются следующие таблицы предусмотренные Приложением 3 к настоящим Методическим рекомендациям:

а) состояние запасов УВ по форме таблиц 25-28;

б) геолого-геофизическая характеристика эксплуатационных объектов по форме таблицы 37;

в) сравнение проектных и фактических показателей разработки по эксплуатационным объектам и месторождению в целом в соответствии с таблицами 33 и 34;

г) характеристика фонда скважин в соответствии с таблицей 44;

д) эффективность применения ГТМ и новых методов повышения извлечения УВ и интенсификации добычи УВ и прогноз их применения в соответствии с таблицами 52-53;

е) исходные данные для расчета экономических показателей в соответствии с таблицей 55;

ж) основные технико-экономических показатели вариантов разработки в соответствии с таблицей 56;

з) технологические показатели разработки в соответствии с таблицами 47-50 по рекомендуемому варианту по промышленным категориям по эксплуатационному объекту и по месторождению в целом. Допускается представление таблиц на первые 10 лет по годам и далее по пятилеткам;

и) программа исследовательских работ и доразведки в соответствии с таблицей 81;

к) программа работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин в соответствии с таблицей 54.

К реферату прилагаются следующие графические материалы в виде рисунков:

а) обзорная карта района работ;

б) геологические профили, характеризующие продуктивный разрез;

в) карты текущих и накопленных отборов на картах нефтегазонасыщенных толщин;

г) схема размещения скважин эксплуатационного фонда по рекомендуемому варианту разработки на картах нефтегазонасыщенных толщин или на картах текущих подвижных запасов;

д) для многопластовых месторождений карта совмещенных контуров нефтегазоносности.

Приложение №1
к Методическим рекомендациям
по подготовке технических проектов
разработки месторождений
углеводородного сырья

ТИПОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ

1. Для составления проектных документов составляется техническое задание, в котором указывается:

1) вид проектного документа;

2) сведения о ранее выполненных подсчетах запасов и проектных документах;

3) год ввода в разработку (для нового месторождения) определяется лицензионным соглашением;

4) вид используемых ЦГМ, ГДМ, требование их постоянного уточнения в процессе работ;

5) намечаемые объемы эксплуатационного и разведочного бурения по годам;

6) порядок освоения месторождения;

7) исходную информацию (макроэкономические показатели, фактические и плановые затраты и т.п.), на основе которой в прогнозном периоде проводят расчет показателей экономической эффективности варианта разработки;

8) объекты инфраструктуры в районе работ (их краткое описание);

9) источники рабочих агентов для воздействия на пласты, мощность водо-, газо- и электроснабжения;

10) дополнительные сведения, влияющие на проектирование разработки и технологию добычи УВС на месторождениях с особыми природно-климатическими условиями (в том числе, наличие водоохранных зон, заповедников и заказников, зон приоритетного природопользования, населенных пунктов, участков ценных лесов, пахотных земель);

11) коэффициенты использования эксплуатационного фонда скважин;

12) факторы, влияющие на обоснование способов эксплуатации скважин;

13) способы и направления транспорта продукции;

14) информацию по возможным направлениям использования попутного газа;

15) сроки составления проектного документа;

16) другие требования, не противоречащие действующему законодательству.

2. Для месторождений, расположенных во внутренних морских водах, на континентальном шельфе Российской Федерации, в исключительной экономической зоне, на участках недр, расположенных в Черном и Азовском морях, в пределах которых Российская Федерация осуществляет суверенитет, суверенные права или юрисдикцию в связи с принятием в Российскую Федерацию Республики Крым и образованием в составе Российской Федерации новых субъектов - Республики Крым и города федерального значения Севастополя, в российской части (российском секторе) дна Каспийского моря, и Мировом океане, дополнительно указываются:

1) глубина моря, расстояния до берега, ледовая обстановка;

2) вид транспорта продукции (танкеры, трубопровод на берег);

3) другие ограничения, влияющие на уровень добычи нефти, газа, жидкости, объемы закачки агентов в пласт и ввод месторождения в разработку;

4) другие требования, не противоречащие действующему законодательству.

3. Для месторождений, расположенных в зоне развития многолетнемерзлых пород, рекомендуется указывать характер и мощность многолетнемерзлых пород, глубину сезонного протаивания, наличие над-, внутри- и подмерзлотных вод.

4. При необходимости в техническом задании может быть оговорено проведение дополнительных расчетов технологических показателей разработки и максимальных уровней добычи жидкости по площадкам промыслового обустройства по рекомендуемому варианту.

Приложение №2
к Методическим рекомендациям
по подготовке технических проектов
разработки месторождений
углеводородного сырья

ОБРАЗЕЦ

Титульный лист

Наименование организации-недропользователя
Наименование организации-исполнителя

СОГЛАСОВАНО:
Главный геолог
ОАО "Компания Недропользователя.."

_____ФИО

“_____” _____20__ г.

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель организации-недропользователя

_____ ФИО

“_____”_____20__ г.

О Т Ч Е Т

НАИМЕНОВАНИЕ РАБОТЫ
Том N
Книга N
Текстовая часть
(табличные приложения, графические приложения)

Руководитель организации-исполнителя **подпись, ФИО**

Руководитель работы:
Должность **подпись, ФИО**

Место составления, 20___г.

Приложение №3

к Методическим рекомендациям
по подготовке технических проектов
разработки месторождений
углеводородного сырья

Перечень табличных приложений к проектным документам на разработку месторождений УВС

Таблица 1.	Общая характеристика залежей
Таблица 2.	Характеристика залежей по результатам интерпретации ГИС. Месторождение….пласт…..
Таблица 3.	Характеристики вытеснения нефти рабочим агентом (водой, газом) Месторождение….пласт….
Таблица 4.	Характеристики вытеснения газа водой.
Таблица 5.	Результаты опробований и гидродинамических исследований разведочных и эксплуатационных скважин (приводится только для ППЭ и ДППЭ). Месторождение…..пласт…..
Таблица 6.	Результаты газодинамических исследований залежей и пластов... Месторождение…..пласт…..
Таблица 7.	Результаты опробования и газодинамических исследований разведочных и эксплуатационных скважин (приводится только для ППЭ и ДППЭ). Месторождение…….пласт…..
Таблица 8.	Сравнение фильтрационно-емкостных свойств (керн, ГИС, ГДИ). Месторождение…..пласт…….
Таблица 9.	Свойства пластовой и дегазированной нефти. Месторождение…пласт…залежь…..
Таблица 10.	Компонентный состав нефти и растворенного газа. Месторождение….пласт….залежь….
Таблица 11.	Количество и виды промысловых и лабораторных исследований свободного газа и конденсата. Месторождение……
Таблица 12.	Свойства свободного газа, средний компонентный состав газа и конденсата. Месторождение…пласт…залежь…
Таблица 13.	Средний фракционный состав и физико-химические свойства дегазированного (стабильного) конденсата….. месторождения
Таблица 14.	Средний групповой состав дегазированного (стабильного) конденсата, нефти. Месторождение…пласт…залежь….

Таблица 15. Результаты исследований газоконденсатных систем. Месторождение…пласт…залежь….
Таблица 16. Потенциальное содержание $C_{5+в}$ в пластовом газе при снижении пластового давления. Месторождение..пласт..залежь..
Таблица 17. Свойства и химический состав пластовых вод. Месторождение…пласт…залежь…
Таблица 18. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов … месторождения
Таблица 19. Сведения о запасах нефти на государственном балансе на 01.01.20__г. Месторождение…..
Таблица 20 Сведения о запасах растворенного газа на государственном балансе на 01.01.20__г. Месторождение…..
Таблица 21. Сведения о запасах свободного газа на государственном балансе на 01.01.20__г. Месторождение…..
Таблица 22. Сведения о запасах газа газовых шапок на государственном балансе на 01.01.20__г. Месторождение…..
Таблица 23. Сведения о запасах конденсата на государственном балансе на 01.01.20__г. Месторождение…..
Таблица 24. Сводная таблица подсчетных параметров, начальных запасов нефти и растворенного газа. Месторождение….
Таблица 25. Сводная таблица подсчетных параметров, начальных запасов свободного газа, газа газовой шапки, конденсата. Месторождение….
Таблица 26. Сопоставление запасов нефти на 01.01.20__ г. Месторождение…
Таблица 27. Сопоставление запасов растворенного газа на 01.01.20__ г. Месторождение…
Таблица 28. Сопоставление запасов свободного газа на 01.01.20__ г. Месторождение…
Таблица 29. Сопоставление запасов газа газовых шапок на 01.01.20__ г. Месторождение…
Таблица 30. Сопоставление запасов конденсата на 01.01.20__ г. Месторождение…
Таблица 31. Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.01.20___ г. _____Месторождение
Таблица 32. Характеристика фонда по состоянию на 01.01.20__ г. Месторождение……
Таблица 33. Основные технологические показатели разработки по состоянию на 01.01.20__г. Месторождение….

Таблица 34. Технологические показатели разработки. Месторождение…объект…
Таблица 35. Сравнение проектных и фактических показателей разработки …….месторождение (нефть), …..ЛУ.
Таблица 36. Сравнение проектных и фактических показателей разработки …….месторождение (газ газовых шапок), ЛУ, …..объект.
Таблица 37. Сравнение проектных и фактических показателей разработки …….месторождение (свободный газ), ЛУ, …..объект.
Таблица 38. Сравнение проектных и фактических показателей разработки …….месторождение (свободный газ и газ газовых шапок), ЛУ, …..объект.
Таблица 39. Сопоставление параметров и запасов УВ геологической модели с данными, представленными для утверждения.
Таблица 40. Сопоставление параметров и запасов УВ геологической и гидродинамической моделей.
Таблица 41. Геолого-физическая характеристика ЭО. Месторождение…
Таблица 42. Основные исходные характеристики прогнозных вариантов разработки нефтяных ЭО.
Таблица 43. Основные исходные характеристики прогнозных вариантов разработки газовых и газоконденсатных ЭО.
Таблица 44. Характеристика основного фонда скважин. Месторождение…ЭО…вариант...
Таблица 45. Результаты гидродинамических расчетов технологических показателей разработки. Месторождение..ЭО..вариант…
Таблица 46. Характеристика технологических показателей разработки по добыче газа и конденсата. Месторождение…..Объект, …Вариант….
Таблица 47 (нефть). Технологические показатели разработки. Месторождение…ЛУ…ЭО….Категория запасов….Вариант
Таблица 48 (газ ГШ). Технологические показатели разработки. Месторождение…ЛУ…ЭО….Категория запасов….Вариант
Таблица 49 (газ СВ). Технологические показатели разработки. Месторождение…ЛУ…ЭО….Категория запасов….Вариант
Таблица 50 (газ СВ+ГШ). Технологические показатели разработки. Месторождение…ЛУ…ЭО….Категория запасов….Вариант
Таблица 51. Прогноз добычи воды для технологических нужд. Месторождение…ЭО…Недропользователь…Лицензия…
Таблица 52 (нефть). Эффективность применения ГТМ, новых методов

повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) и интенсификации добычи нефти, прогноз их применения

Таблица 53 (газ). Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения коэффициента извлечения конденсата (КИК) и интенсификации добычи газа, прогноз их применения

Таблица 54. Программа работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин.
Месторождение…..

Таблица 55. Макроэкономические показатели, расчет нетбэков, удельные текущие и капитальные затраты

Таблица 56. Характеристика расчетных технико-экономических показателей вариантов разработки ЭО.
Месторождение…ЭО…вариант…

Таблица 57. Капитальные вложения в разработку нефтяного ЭО
Месторождение…ЭО…вариант…

Таблица 58. Капитальные вложения в разработку газовых, газоконденсатных ЭО. Месторождение…ЭО…вариант…

Таблица 59. Расчет НДПИ при добыче нефти.
Месторождение..ЭО..вариант..

Таблица 60. Расчет НДПИ при добыче газа.
Месторождение..ЭО..вариант..

Таблица 61.1. Текущие затраты (по статьям калькуляции).
Месторождение ……ЭО ……вариант…

Таблица 61.2. Текущие затраты (по элементам затрат).
Месторождение ….. ……ЭО …… вариант…….

Таблица 62. Эксплуатационные затраты.
Месторождение ……ЭО ……вариант…

Таблица 63. Расчет выручки от реализации продукции.
Месторождение ……ЭО ……вариант…

Таблица 64. Расчет прибыли от реализации продукции и ЧДД пользователя недр.
Месторождение ….. ЭО …… вариант….

Таблица 65. Расчет дохода Государства.
Месторождение ….. ЭО ……вариант…

Таблица 66. Анализ чувствительности изменения ЧДД пользователя недр и рентабельно извлекаемых запасов УВС
Месторождение ……

Таблица 67. Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки.

Таблица 68. Сопоставление коэффициентов извлечения газа газовой шапки и конденсата по вариантам разработки.
Таблица 69. Сопоставление коэффициентов извлечения свободного газа и конденсата по вариантам разработки.
Таблица 70. Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов нефти и растворенного газа, коэффициентов извлечения нефти.
Таблица 71. Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов газа газовой шапки и конденсата, коэффициентов извлечения газа и конденсата.
Таблица 72. Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов свободного газа и конденсата, коэффициентов извлечения газа и конденсата.
Таблица 73. Обоснование и сопоставление рекомендуемого технологического КИН с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации.
Таблица 74. Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов нефти и КИН с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации (рентабельных и технологически извлекаемых).
Таблица 75. Сопоставление рекомендуемых КИГ, КИК с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации (для газонефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных залежей)
Таблица 76. Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов газа газовой шапки и конденсата (рентабельных и технологически обоснованных) с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации.
Таблица 77. Сопоставление рекомендуемых КИГ, КИК с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации (свободный газ)
Таблица 78. Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов свободного газа и конденсата (рентабельных и технологически обоснованных) с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации.
Таблица 79. Программа мероприятий по контролю за разработкой месторождения

Таблица 80 (нефть). Программа научно-исследовательских работ и доразведки месторождения (нефть).
Таблица 81 (газ). Программа научно-исследовательских работ и доразведки месторождения (газ, конденсат).
Таблица 82. Основные технико-экономические показатели рекомендуемого варианта разработки ЭО.

Таблица 1. Общая характеристика залежей _____ месторождение

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км × км	Площадь залежи, тыс. м^2	Абсолютная отметка /глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
Пласт 1	Залежь 1 … Залежь M_1						
…	…						
Пласт n	Залежь 1 … Залежь M_n						

Примечание — Для залежей с газовыми шапками приводятся абсолютная отметка ГНК, размеры газовых шапок.

Таблица 2. Характеристика залежей по результатам интерпретации ГИС _____ месторождение, пласт_____.

№ п/п	Параметр	Залежь 1	…	Залежь М	Пласт в целом
1	Общая толщина				
	количество скважин				
	минимальное значение, м				
	максимальное значение, м				
	среднее значение, м				
2	Эффективная толщина				
	количество скважин				
	минимальное значение, м				
	максимальное значение, м				
	среднее значение, м				
3	Эффективная нефтенасыщенная толщина				
	количество скважин				
	минимальное значение, м				
	максимальное значение, м				
	среднее значение, м				
4	Коэффициент песчанистости				
	количество скважин				
	минимальное значение, доли ед.				
	максимальное значение, доли ед.				
	среднее значение, доли ед.				
5	Коэффициент расчлененности				
	количество скважин				
	минимальное значение, ед.				
	максимальное значение, ед.				
	среднее значение, ед.				
6	Коэффициент начальной нефтенасыщенности				
	количество скважин,				
	минимальное значение, доли ед.				
	максимальное значение, доли ед.				
	среднее значение, доли ед.				

Примечание – Для залежей с газовыми шапками или газовых залежей дополнительно приводятся сведения об эффективных газонасыщенных толщинах и коэффициенте газонасыщенности.

Таблица 3. Характеристики вытеснения нефти рабочим агентом (водой, газом) _____ месторождение _____пласт

				Коэффициенты				
№ скв.	№ обр.	Интервал отбора	Содержание связанной воды, доли ед.	Пористости, доли ед.	Проницаемость, мкм^2*10^{-3}	начальной нефтенасыщенности, доли ед.	остаточной нефте-насыщенности, доли ед.	вытеснения, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Среднее значение коэффициента вытеснения								

Таблица 4. Характеристики вытеснения газа водой

№ скв.	№ обр.	Интервал отбора	Содержание связанной воды, доли ед.	Коэффициент пористости, %	Коэффициент проницаемости, мкм^2*10^{-3}	Остаточная газонасыщенность при начальных пластовых условиях, доли ед.
Пласт						
Среднее значение остаточной газонасыщенности						

Таблица 5. Результаты опробования и гидродинамических исследований разведочных и эксплуатационных скважин (приводится только для ППЭ и ДППЭ) _____ месторождение, пласт_____

Номер скважины	Дата исследования	Интервал перфорации, м	Эффективная толщина, м		Дебит нефти, $м^3$/сут	Обводнённость, %	Динамический уровень, м Депрессия, МПа	Коэффициент продуктивности, $м^3$/(сут·МПа)	Удельный коэффициент продуктивности, $м^3$/(сут·МПа·м)	Гидропроводность, 10^{-2} мкм²•м / мПа·с	Коэффициент проницаемости, 10^{-3}мкм²	Вид исследования
			нефтенасыщеная	перфорированная								
Залежь 1												
Среднее значение												
…												
Залежь n												
Среднее значение												

Таблица 6. Результаты газодинамических исследований залежей и пластов
_____ месторождение, пласт_____

Параметр	Залежь 1		Залежь 2		Залежь М		Всего
1 Начальное пластовое давление							
1.1 Количество скважин							
1.2 Количество определений							
1.3 Минимальное значение, МПа							
1.4 Максимальное значение, МПа							
1.5 Среднее значение, МПа							
2 Начальная пластовая температура							
2.1 Количество скважин							
2.2 Количество определений							
2.3 Минимальное значение, °С							
2.4 Максимальное значение, °С							
2.5 Среднее значение, °С							
3 Коэффициент проницаемости							
3.1 Количество скважин							
3.2 Количество определений							
3.3 Минимальное значение, 10^{-3} мкм^2							
3.4 Максимальное значение, 10^{-3} мкм^2							
3.5 Среднее значение, 10^{-3} мкм^2							
4 Коэффициент фильтрационного сопротивления А							
4.1 Количество скважин							
4.2 Количество определений							
4.3 Минимальное значение, МПа^2/(тыс.м^3/сут)							
4.4 Максимальное значение, МПа^2/(тыс.м^3/сут)							
4.5 Среднее значение, МПа^2/(тыс.м^3/сут)							
5 Коэффициент фильтрационного сопротивления В							
5.1 Количество скважин							
5.2 Количество определений							

Параметр	Залежь 1		Залежь 2		Залежь М		Всего
5.3 Минимальное значение, $МПа^2/(тыс.м^3/сут)^2$							
5.4 Максимальное значение, $МПа^2/(тыс.м^3/сут)^2$							
5.5 Среднее значение, $МПа^2/(тыс.м^3/сут)^2$							

Таблица 7. Результаты опробования и газодинамических исследований разведочных и эксплуатационных скважин (приводится только для ППЭ и ДППЭ)
_____месторождение _____пласт

номер скважины	Дата исследования	Интервал перфорации, м	Метод определения дебита фаз	Диаметр, мм		Длительность работы на режиме, ч	Вид исследования	Эффективная толщина, м		Дебит					Коэф. усадки	Плотность конденсата, кг/м^3		Давление, МПа					Температура, С					Депрессия, МПа	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений			Коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм^2	Коэффициент анизотропии, дол.ед.
				штуцера	шайбы			Газонасыщенная	Перфорированная	пластовой г/к смеси, тыс.м^3/сут	газа, тыс.м^3/сут	стабильного конденсата, м^3/сут	нестабильного конденсата, м^3/сут	воды, м^3/сут		стабильного	нестабильного	сепарации	Устьевое	Затрубное	Забойное	Пластовое	сепарации	Устьевая	Затрубная	Забойная	Пластовая		A, МПа^2/(тыс.м^3/сут)	B, МПа^2/(тыс.м^3/сут)^2	C		
Залежь 1																																
Среднее значение																																
Залежь n																																
Среднее значение																																

Таблица 8. Сравнение фильтрационно-емкостных свойств (керн, ГИС, ГДИ)
_____ месторождение, пласт_____

№ п/п	Параметры, метод определения	Залежь 1	…	Залежь М	Пласт в целом
1	Коэффициент пористости				
1.1	керн				
	количество скважин				
	охарактеризованная эффективная толщина, м				
	количество определений				
	минимальное значение, доли ед.				
	максимальное значение, доли ед.				
	среднее значение, доли ед.				
1.2	ГИС				
	количество скважин				
	минимальное значение, доли ед.				
	максимальное значение, доли ед.				
	среднее значение, доли ед.				
2	Коэффициент проницаемости				
2.1	керн				
	количество скважин				
	охарактеризованная эффективная толщина, м				
	количество определений				
	минимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
	максимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
	среднее значение, 10^{-3} мкм^2				
2.2	ГИС				
	количество скважин				
	минимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
	максимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
	среднее значение, 10^{-3} мкм^2				

Продолжение таблицы 8

№ п/п	Параметры, метод определения	Залежь 1	…	Залежь М	Пласт в целом
2.3	ГДИ				
	количество скважин				
	количество определений				
	минимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
	максимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
	среднее значение, 10^{-3} мкм^2				

Таблица 9. Свойства пластовой и дегазированной нефти
_____ месторождение, пласт_____, залежь _____

№ п/п	Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
	Свойства пластовой нефти		
1	Количество исследованных глубинных проб (скважин):		
2	Давление пластовое, МПа		
3	Температура пластовая, °С		
4	Давление насыщения пластовой нефти, МПа		
5	Газосодержание (стандартная сепарация), $м^3/т$		
6	Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, $м^3/т$		
7	Плотность нефти в условиях пласта, $кг/м^3$		
8	Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с		
9	Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, $1/МПа \cdot 10^{-4}$		
10	Плотность выделившегося газа в стандартных условиях, $кг/м^3$		
	- при однократном (стандартном) разгазировании		
	- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
11	Плотность нефти в стандартных условиях, $кг/м^3$		
	- при однократном (стандартном) разгазировании		
	- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
12	Пересчётный коэффициент, доли ед.		
	Свойства дегазированной нефти		
13	Количество исследованных поверхностных проб (скважин)		
14	Плотность дегазированной нефти, $кг/м^3$		
15	Вязкость дегазированной нефти, мПа·с		
	- при 20 ^{0}С		
	- при 50 ^{0}С		
16	Температура застывания дегазированной нефти, ^{0}С		
17	Массовое содержание, %		
	серы		
	смол силикагелевых		
	асфальтенов		
	парафинов		
18	Температура плавления парафина, ^{0}С		
19	Содержание микрокомпонентов, г/т		
	ванадий		
	никель		
20	Температура начала кипения, ^{0}С		
21	Фракционный состав (объёмное содержание выкипающих), %		
	до 100 ^{0}С		
	до 150 ^{0}С до 200 ^{0}С до 250 ^{0}С		
	до 300 ^{0}С		

Таблица 10. Компонентный состав нефти и растворённого газа
_____ месторождение, пласт_____, залежь _____

№ п/п	Наименование параметров, компонентов	Численные значения				
		при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
		выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	Молярная концентрация					
	компонентов, %					
	- сероводород					
	- двуокись углерода					
	- азот + редкие газы					
	в т.ч. гелий					
	- метан					
	- этан					
	- пропан					
	- изобутан					
	- нормальный бутан					
	- изопентан					
	- нормальный пентан					
	- гексаны					
	- гептаны					
	- октаны					
	- остаток C_9+					
2	Молекулярная масса					
3	Плотность					
	- газа, кг/м^3					
	- газа относительная					
	(по воздуху), доли ед.					
	- нефти, кг/м^3					

Таблица 11. Количество и виды промысловых и лабораторных исследований свободного газа и конденсата.

_____ месторождение

Пласт, залежь	Начальные				
	Число ГКИ	Изучено проб			PVT-исследования
		Газ	Конденсат		
		Сепарации	Насыщенный	Стабильный	

* при наличии специальных исследований по определению содержания сероводорода, гелия и других попутных компонентов, количество этих исследований указывается отдельно

** Наличие исследований товарных свойств конденсата указывается отдельно.

***ГКИ - промысловые исследования на газоконденсатность

Таблица 12. Свойства свободного газа, средний компонентный состав газа и конденсата
_____месторождение, пласт _____, залежь_____

Компоненты	Состав газов			Состав конденсата			Состав пластового газа	
	сепарации	дегазации	дебутанизации	дебутанизированного	сырого			
	% мол.	% мол.	% мол.	% мол.	% мол.	% масс.	% мол.	% масс
Метан CH_4								
Этан C_2H_6								
Пропан C_3H_8								
Изобутан i-C_4H_{10}								
Нормальный бутан n-C_4H_{10}								
Изопентан i-C_5H_{12}								
Нормальный пентан n-C_5H_{12}								
Гексаны C_6H_{14}								
Гептаны C_7H_{16}								
Октаны C_8H_{18}								
Нонаны C_9H_{20}								
Деканы + вышекипящие $C_{10}H_{22}$+								
Азот N_2								
Двуокись углерода CO_2								
Сероводород H_2S								
Меркаптаны RSH								
Гелий He								
Всего								
Расчетное количество (при условии количества компонентов газа сепарации 1000 кмоль), кмоль								
Молекулярная масса, кг/кмоль								
Плотность газа, кг/м^3								
Коэффициент сверхсжимаемости газа, доли ед.								
Вязкость газа, мПа* с								
Пентан + вышекипящие C5+								
Молекулярная масса, кг/кмоль								
Плотность, кг/м^3								
Потенциальное содержание C_5+								
Среднее давление, МПа								
Средняя температура, °С								
Количество скважин								
Количество определений								

Таблица 13. Средний фракционный состав и физико-химические свойства дегазированного (стабильного) конденсата _____месторождения

Наименование	Пласт 1			…….			Пласт N		
	Залежь 1	Залежь …	Залежь N						
Фракционный состав:									
Начало кипения (НК), °С									
10 % об. перегоняется при t °С									
20 -"-									
30 -"-									
40 -"-									
50 -"-									
60 -"-									
70 -"-									
80 -"-									
90 -"-									
Конец кипения (КК), °С									
Отгон, %									
Остаток, %									
Потери при перегонке, %									
Плотность при 20°С, кг/м^3									
Молекулярная масса, кг/кмоль									
Температура помутнения, °С									
Температура застывания конденсата, °С									
Температура плавления парафина, °С									
Вязкость конденсата при -20 °С, мПа*с									
Вязкость конденсата при -10 °С, мПа*с									
Вязкость конденсата при +20 °С, мПа*с									
Вязкость конденсата при +40 °С, мПа*с									
Содержание общей серы, % масс.									
Содержание твердых парафинов, % масс.									
Содержание смол, % масс.									
Содержание асфальтенов, % масс.									
Количество скважин									
Количество определений									
Содержание УВ, % масс.									
Ароматические									
Нафтеновые									
Метановые									

Таблица 14. Средний групповой состав дегазированного (стабильного) конденсата, нефти _____месторождение, пласт _____, залежь_____

Температурные пределы отбора фракций, °С	Выход фракций, % масс.	Содержание углеводородов, % масс.					
		на фракцию			на конденсат		
		аромат.	нафтен.	метан.	аромат.	нафтен.	метан.
до 60							
60-95							
95-122							
122-150							
150-200							
200-250							
250-300							
300-350							
350-400							
400-450							
450-500							
выше 500							
НК-200							
НК-300							
НК-400							
НК-500							
Конденсат							
Количество скважин							
Количество определений							

Таблица 15. Результаты исследований газоконденсатных систем.
_____месторождение, пласт _____, залежь_____

Показатель	Значение показателя										
	Метод контактно-дифференциальной конденсации										
Давление в камере PVT, МПа	Рпл	P_1=Рнк	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	P_8	P_9	P_{10}=0.103
Объем сухого газа, $м^3$											
Объем пластового газа, $м^3$											
Объем выпавшего сырого конденсата, $см^3$											
Насыщенность, %											
Объемное содержание в жидкой фазе (стабильный конденсат), $см^3/м^3$											
Объемный коэффициент стабильного конденсата в жидкой фазе, $см^3/м^3$											
Массовое содержание стабильного конденсата в жидкой фазе, $г/м^3$											
	Метод контактной конденсации										
Давление в камере PVT, МПа	Рпл	P_1=Рнк	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	P_8	P_9	P_{10}=0.103
Объем сухого газа, $м^3$											
Объем пластового газа, $м^3$											
Объем выпавшего сырого конденсата, $см^3$											
Насыщенность, %											
Объемное содержание в жидкой фазе (стабильный конденсат), $см^3/м^3$											
Объемный коэффициент стабильного конденсата в жидкой фазе, $см^3/м^3$											
Массовое содержание стабильного конденсата в жидкой фазе, $г/м^3$											

Таблица 16. Потенциальное содержание $C_{5+в}$ в пластовом газе при снижении пластового давления.

_____месторождение, пласт _____, залежь_____

№ этапа	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Давление, МПа										
Потенциальное содержание $C_{5+в}$ в пластовом газе, г/м^3										

Таблица 17. Свойства и химический состав пластовых вод
_____ месторождение, пласт_____, залежь_____

№ п/п	Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
1	Газосодержание, $м^3/м^3$		
2	Плотность воды, $кг/м^3$		
	- в стандартных условиях		
	- в условиях пласта		
3	Вязкость в условиях пласта, мПа·с		
4	Коэффициент сжимаемости, $1/МПа \cdot 10^{-4}$		
5	Объёмный коэффициент, доли ед.		
6	Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
	$Na^+ + K^+$		
	Ca^{+2}		
	Mg^{+2}		
	Cl^-		
	HCO_3^-		
	CO_3^{-2}		
	SO_4^{-2}		
	NH_4^+		
	Br^-		
	J^-		
	B^{+3}		
	Li^+		
	Sr^{+2}		
	Rb^+		
	Cs^+		
7	Общая минерализация, г/л		
8	Водородный показатель, pH		
9	Химический тип воды, преимущественный (по В.А.Сулину)		
10	Количество исследованных проб (скважин)		

Таблица 18. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов
_____ месторождение

№№ п/п	Параметры	Размерность	Продуктивные пласты (залежи)			
			1	2	3	…
1	Абсолютная отметка кровли	м				
2	Абсолютная отметка ВНК	м				
3	Абсолютная отметка ГНК	м				
4	Абсолютная отметка ГВК	м				
5	Тип залежи					
6	Тип коллектора					
7	Площадь нефте/газоносности	тыс.$м^2$				
8	Средняя общая толщина	м				
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м				
10	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м				
11	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м				
12	Коэффициент пористости	доли ед.				
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.				
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.				
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.				
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.				
17	Проницаемость	$мкм^2$				
18	Коэффициент песчанистости	доли ед.				
19	Коэффициент расчлененности	ед.				
20	Начальная пластовая температура	^oC				
21	Начальное пластовое давление	МПа				
22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с				
23	Плотность нефти в пластовых условиях	$(кг,/м^3)*10^{-3}$				
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	$(кг,/м^3)*10^{-3}$				
25	Объемный коэффициент нефти	доли ед.				
26	Содержание серы в нефти	%				
27	Содержание парафина в нефти	%				
28	Относительная плотность газа по воздуху	б/р				
29	Давление насыщения нефти газом	МПа				
30	Газосодержание	$м^3/т$				
31	Давление начала конденсации	МПа				
32	Плотность конденсата в стандартных условиях	$(кг,/м^3)*10^{-3}$				

№№ п/п	Параметры	Размерность	Продуктивные пласты (залежи)			
33	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа*с				
34	Потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе (C_{5+})	г/м^3				
35	Содержание сероводорода	%				
36	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа×с				
37	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м^3				
38	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.				
39	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с				
40	Плотность воды в поверхностных условиях	(кг,/м^3)*10^{-3}				
41	Коэффициент сжимаемости	1/МПа×10^{-4}				
42	нефти					
43	воды					
44	породы					
45	Коэффициент вытеснения нефти водой	доли ед.				
46	Коэффициент вытеснения нефти газом	доли ед.				
47	Удельный коэффициент продуктивности по нефти	м3/(сут·МПа·м)				
48	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений А	МПа^2/(тыс.м^3/сут)				
	В	МПа^2/(тыс.м^3/сут)^2				

Примечания: для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий АВ1 и В2, для не введенных – для запасов категорий С1 и С2.

Таблица 19. Сведения о запасах нефти на государственном балансе на 01.01.20__ г.
_____ месторождение

Пласт		Начальные геологические запасы, тыс.т		Коэффициент извлечения нефти, доли ед.		Начальные извлекаемые запасы, тыс.т		Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т	
		$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)
Лицензионный участок 1 (наименование участка, номер лицензии)									
Пласт 1	Залежь 1								
	…								
	Залежь n								
Итого по пласту									
Пласт N	Залежь 1								
	…								
	Залежь n								
Итого по пласту									
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)									
Лицензионный участок №… N (наименование участка, номер лицензии)									
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)									
Нераспределенный фонд									
Итого по нераспределенному фонду									
Месторождение в целом									
Всего по месторождению, в т.ч.									
ЛУ № 1									
ЛУ №…n									
Всего по недропользователю 1									
Всего по недропользователю..n									
Распределенный фонд									
Нераспределенный фонд									

Примечание – для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий $АВ_1$ и $В_2$, для не введенных – для запасов категорий $С_1$ и $С_2$.

Таблица 20. Сведения о запасах растворенного газа на государственном балансе на 01.01.20__г. _____ месторождение

Пласт		Начальные извлекаемые запасы, млн.м3		Остаточные извлекаемые запасы, млн.м3	
		AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)
Лицензионный участок 1 (наименование участка, номер лицензии)					
Пласт 1	Залежь 1				
	…				
	Залежь n				
Итого по пласту					
Пласт N	Залежь 1				
	…				
	Залежь n				
Итого по пласту					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Лицензионный участок №… n (наименование участка, номер лицензии)					
Всего по ЛУ(наименование участка, номер лицензии)					
Нераспределенный фонд					
Итого по нераспределенному фонду					
Месторождение в целом					
Всего по месторождению, в т.ч.					
ЛУ № 1					
ЛУ №…n					
Всего по недропользователю 1					
Всего по недропользователю..n					
Распределенный фонд					
Нераспределенный фонд					

Примечание – для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий AB_1 и B_2, для не введенных – для запасов категорий C_1 и C_2.

Таблица 21. Сведения о запасах свободного газа, на государственном балансе на 01.01.20__г. _____ месторождение

Пласт		Начальные геологические запасы, млн.м3т		Коэффициент извлечения газа, доли ед.		Начальные извлекаемые запасы, млн.м3		Остаточные извлекаемые запасы, млн.м3	
		$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)
Лицензионный участок 1 (наименование участка, номер лицензии)									
Пласт 1	Залежь 1								
	…								
	Залежь n								
Итого по пласту									
Пласт N	Залежь 1								
	…								
	Залежь n								
Итого по пласту									
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)									
Лицензионный участок №… n (наименование участка, номер лицензии)									
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)									
Нераспределенный фонд									
Итого по нераспределенному фонду									
Месторождение в целом									
Всего по месторождению, в т.ч.									
ЛУ № 1									
ЛУ №…n									
Всего по недропользователю 1									
Всего по недропользователю..n									
Распределенный фонд									
Нераспределенный фонд									

Примечание – для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий $А+В_1$ и $В_2$, для не введенных – для запасов категорий $С_1$ и $С_2$.

Таблица 22. Сведения о запасах газа газовых шапок на государственном балансе на 01.01.20__г. _____ месторождение

Пласт		Начальные геологические запасы, млн.м3.		Коэффициент извлечения газа ГШ, доли ед.		Начальные извлекаемые запасы, млн.м3		Остаточные извлекаемые запасы, млн.м3	
		$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)
Лицензионный участок 1 (наименование участка, номер лицензии)									
Пласт 1	Залежь 1								
	…								
	Залежь n								
Итого по пласту									
Пласт N	Залежь 1								
	…								
	Залежь n								
Итого по пласту									
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)									
Лицензионный участок №… n (наименование участка, номер лицензии)									
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)									
Нераспределенный фонд									
Итого по нераспределенному фонду									
Месторождение в целом									
Всего по месторождению, в т.ч.									
ЛУ № 1									
ЛУ №…n									
Всего по недропользователю 1									
Всего по недропользователю..n									
Распределенный фонд									
Нераспределенный фонд									

Примечание – для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий $АВ_1$ и $В_2$, для не введенных – для запасов категорий $С_1$ и $С_2$.

Таблица 23. Сведения о запасах конденсата на государственном балансе на 01.01.20__ г. _____ месторождение

Пласт		Начальные геологические запасы, тыс.т		Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.		Начальные извлекаемые запасы, тыс.т		Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т	
		$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)
Лицензионный участок 1 (наименование участка, номер лицензии)									
Пласт 1	Залежь 1								
	…								
	Залежь n								
Итого по пласту									
Пласт N	Залежь 1								
	…								
	Залежь n								
Итого по пласту									
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)									
Лицензионный участок №… N (наименование участка, номер лицензии)									
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)									
Нераспределенный фонд									
Итого по нераспределенному фонду									
Месторождение в целом									
Всего по месторождению, в т.ч.									
ЛУ № 1									
ЛУ №…n									
Всего по недропользователю 1									
Всего по недропользователю..n									
Распределенный фонд									
Нераспределенный фонд									

Примечание – для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий $АВ_1$ и $В_2$, для не введенных – для запасов категорий $С_1$ и $С_2$.

Таблица 24. Сводная таблица подсчётных параметров, начальных запасов нефти и растворенного газа
_____ месторождение

Пласт,	Залежь	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь нефтеносности, тыс.м^2	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объём нефтенасыщенных пород, тыс.м^3	Коэффициенты			Плотность нефти, т/м^3	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	Газо-содержание, м^3/т	Начальные геологические запасы растворенного газа, млн.м^3
							открытой пористости, доли ед.	нефтенасыщенности, доли ед.	пересчётный, доли ед.				
Пласт 1	Залежь 1												
	…												
	Залежь n												
…													
Пласт N	Залежь 1												
	…												
	Залежь n												
Всего по месторождению													

Примечание – таблица заполняется для запасов, принятых для проектирования.

Таблица 25. Сводная таблица подсчётных параметров, начальных запасов свободного газа, газа газовой шапки, конденсата _____ месторождение

Пласт,	Залежь	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь газоносности, тыс.м^2	Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	Объём газона-сыщенных пород, тыс.м^3	Коэффициент открытой пористости, доли ед.	Коэффициент газонасыщенности, доли ед.	Пересчетный коэффициент, м^3/м^3	Геологические запасы пластового газа, млн.м^3	Коэффициент сухости газа, доли ед.	Геологические запасы сухого газа, млн.м^3	Потенциальное содержание конденсата (по сухому газу), г/м^3	Геологические запасы конденсата, тыс.т
Пласт 1	Залежь 1 … Залежь n													
…														
Пласт N	Залежь 1 … Залежь n													
Всего по месторождению														

Примечание – таблица заполняется для запасов, принятых для проектирования

Таблица 26. Сопоставление запасов нефти на 01.01.20__г.
_____ месторождение

Продуктивные пласты, залежи		Начальные геологические запасы, тыс.т			
		Представляемые, ___год		Числящиеся на государственном балансе на 01.01.20__г.	
		AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)
Лицензионный участок № 1 (наименование участка, номер лицензии)					
Пласт 1	Залежь 1				
	…				
	Залежь n				
Итого по пласту					
Пласт n	Залежь 1				
	…				
	Залежь n				
Итого по пласту					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Лицензионный участок №…n (наименование участка, номер лицензии)					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Итого по нераспределенному фонду					
Месторождение в целом					
Всего по месторождению, в т.ч.					
ЛУ № 1					
ЛУ №…n					
Всего по недропользователю 1					
Всего по недропользователю..n					
Распределенный фонд					
Нераспределенный фонд					

Примечание – для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий AB_1 и B_2, для не введенных – для запасов категорий C_1 и C_2.

Таблица 27. Сопоставление запасов растворенного газа на 01.01.20__г.
_____ месторождение

Продуктивные пласты, залежи		Начальные геологические запасы, тыс.т			
		Представляемые, ___год		Числящиеся на государственном балансе на 01.01.20__г.	
		AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)
Лицензионный участок № 1 (наименование участка, номер лицензии)					
Пласт 1	Залежь 1				
	…				
	Залежь n				
Итого по пласту					
Пласт N	Залежь 1				
	…				
	Залежь n				
Итого по пласту					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Лицензионный участок №…N (наименование участка, номер лицензии)					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Итого по нераспределенному фонду					
Месторождение в целом					
Всего по месторождению, в т.ч.					
ЛУ № 1					
ЛУ №…n					
Всего по недропользователю 1					
Всего по недропользователю..n					
Распределенный фонд					
Нераспределенный фонд					

Примечание – для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий AB_1 и B_2, для не введенных – для запасов категорий C_1 и C_2.

Таблица 28. Сопоставление запасов свободного газа на 01.01.20__г.
_____ месторождение

Продуктивные пласты, залежи		Начальные геологические запасы, тыс.т			
		Представляемые, ___год		Числящиеся на государственном балансе на 01.01.20__г.	
		$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)
Лицензионный участок № 1 (наименование участка, номер лицензии)					
Пласт 1	Залежь 1				
	…				
	Залежь n				
Итого по пласту					
Пласт n	Залежь 1				
	…				
	Залежь n				
Итого по пласту					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Лицензионный участок №…n (наименование участка, номер лицензии)					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Итого по нераспределенному фонду					
Месторождение в целом					
Всего по месторождению, в т.ч.					
ЛУ № 1					
ЛУ №…n					
Всего по недропользователю 1					
Всего по недропользователю..n					
Распределенный фонд					
Нераспределенный фонд					

Примечание – для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий $АВ_1$ и $В_2$, для не введенных – для запасов категорий $С_1$ и $С_2$.

Таблица 29. Сопоставление запасов газа газовых шапок на 01.01.20__г.
_____ месторождение

Продуктивные пласты, залежи		Начальные геологические запасы, тыс.т			
		Представляемые, ___год		Числящиеся на государственном балансе на 01.01.20__г.	
		AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)
Лицензионный участок № 1 (наименование участка, номер лицензии)					
Пласт 1	Залежь 1				
	…				
	Залежь n				
Итого по пласту					
Пласт n	Залежь 1				
	…				
	Залежь n				
Итого по пласту					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Лицензионный участок №…n (наименование участка, номер лицензии)					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Итого по нераспределенному фонду					
Месторождение в целом					
Всего по месторождению, в т.ч.					
ЛУ № 1					
ЛУ №…n					
Всего по недропользователю 1					
Всего по недропользователю..n					
Распределенный фонд					
Нераспределенный фонд					

Примечание – для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий AB_1 и B_2, для не введенных – для запасов категорий C_1 и C_2.

Таблица 30. Сопоставление запасов конденсата на 01.01.20__г.
_____ месторождение

Продуктивные пласты, залежи		Начальные геологические запасы, тыс.т			
		Представляемые, ___год		Числящиеся на государственном балансе на 01.01.20__г.	
		AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)
Лицензионный участок № 1 (наименование участка, номер лицензии)					
Пласт 1	Залежь 1				
	…				
	Залежь n				
Итого по пласту					
Пласт n	Залежь 1				
	…				
	Залежь n				
Итого по пласту					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Лицензионный участок №…n (наименование участка, номер лицензии)					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Итого по нераспределенному фонду					
Месторождение в целом					
Всего по месторождению, в т.ч.					
ЛУ № 1					
ЛУ №…n					
Всего по недропользователю 1					
Всего по недропользователю..n					
Распределенный фонд					
Нераспределенный фонд					

Примечание – для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий AB_1 и B_2, для не введенных – для запасов категорий C_1 и C_2.

Таблица 31. Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.01.20___ г.
_____ месторождение

Состояние реализации проектного фонда скважин	Объект 1	…	Объект N	Месторождение
Утвержденный проектный фонд - всего В т.ч.: - добывающие - нагнетательные - контрольные - водозаборные				
Утвержденный проектный фонд для бурения всего В т.ч.: - добывающие - нагнетательные - контрольные - водозаборные				
Фонд скважин на 01.01.20____ г. - всего В т.ч.: - добывающие - нагнетательные - контрольные - водозаборные				
Фонд скважин для бурения на 01.01.20___ г. - всего В т.ч.: - добывающие - нагнетательные - контрольные - водозаборные				

Примечание - При необходимости дополнительно приводят данные о реализации утвержденного проектного фонда скважин других категорий (газовые, поглощающие, резервные).

Таблица 32. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.20___ г.
_____ месторождение

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объекты/Продуктивные пласты					В целом по место-рождению
		1	2	3	4	5	
1	2	3	4	5	6	7	8
Фонд добывающих нефтяных скважин	Пробурено						
	Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)						
	Переведены из других категорий						
	Нагнетательные в отработке на нефть						
	Всего						
	В том числе:						
	Действующие						
	из них фонтанные						
	ЭЦН						
	ШГН						
	газлифт						
	Бездействующие						
	В освоении после бурения						
	В консервации						
	Переведены под закачку						
	Переведены на другие объекты (приобщение)						
	Переведены в другие категории						
	В ожидании ликвидации						
	Ликвидированные						
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено						
	Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)						
	Переведены из других категорий						
	Переведены из добывающих						
	Всего						
	В том числе:						
	Под закачкой						
	в том числе: газа						
	Бездействующие						
	В освоении после бурения						
	В консервации						
	В отработке на нефть						
	Переведены на другие объекты (приобщение)						

Наименование		Характеристика фонда скважин	Объекты/Продуктивные пласты					В целом по место-рождению
			1	2	3	4	5	
1		2	3	4	5	6	7	8
		Переведены в другие категории						
		В ожидании ликвидации						
		Ликвидированные						
Фонд добывающих газовых скважин		Пробурено						
		Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)						
		Переведены из других категорий						
		Всего						
		В том числе:						
		Действующие						
		Бездействующие						
		В освоении после бурения						
		В консервации						
		Переведены на другие объекты (приобщение)						
		Переведены в другие категории						
		В ожидании ликвидации						
		Ликвидированные						
Фонд контрольных скважин		Пробурено						
		Переведены из других категорий						
		Всего						
		В том числе:						
		Наблюдательные						
		Пъезометрические						
Фонд специальных скважин	водозаборные	Пробурено						
		Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)						
		Переведены из других категорий						
		Всего						
		В том числе:						
		Действующие						
		Бездействующие						
		В освоении после бурения						
		Переведены в другие категории						
		В ожидании ликвидации						
		Ликвидированные						

Наименование		Характеристика фонда скважин	Объекты/Продуктивные пласты					В целом по место-рождению
			1	2	3	4	5	
1		2	3	4	5	6	7	8
	поглощающие	Пробурено						
		Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)						
		Переведены из других категорий						
		Всего						
		В том числе:						
		Действующие						
		Бездействующие						
		В освоении после бурения						
		Переведены в другие категории						
		В ожидании ликвидации						
		Ликвидированные						
	Общий фонд	Действующие						
		В освоении после бурения						
		Бездействующие						
		В консервации						
		Пьезометрические						
		Наблюдательные						
		Ликвидированные и в ожидании ликвидации						
		Всего						

Таблица 33. Основные технологические показатели разработки по состоянию на 01.01.20___г.

_____ месторождение

№ п/п	Основные показатели разработки	Объект 1	…	Объект N	Месторождение
1	Год ввода в разработку				
2	Текущая добыча нефти, тыс.т/год				
3	Накопленная добыча нефти, тыс.т				
4	Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед.				
	Утвержденный КИН, доли ед.				
5	Годовая добыча жидкости, тыс.т/год				
	Накопленная добыча жидкости, тыс.т				
	Обводнённость, %				
	Водонефтяной фактор, т/т				
	Накопленный водонефтяной фактор, т/т				
6	Фонд добывающих скважин				
	Действующий фонд добывающих скважин				
	Действующий фонд нагнетательных скважин				
7	Средний дебит нефти, т/сут				
	Средний дебит жидкости, т/сут				
	Средняя приемистость скважины, $м^3$ /сут				
8	Годовая закачка воды, тыс.$м^3$/год				
	Накопленная закачка воды, тыс.$м^3$				
	Годовая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %				
	Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды, %				
9	Добыча попутного газа, млн.$м^3$/сут				
	Добыча свободного газа, млн.$м^3$/сут				
	Добыча конденсата (стабильного), тыс.т				
10	Фонд добывающих газовых скважин				
	Действующий фонд газовых скважин				
	Действующий фонд газонагнетательных скважин				
11	Средний дебит газа, тыс.$м^3$/сут				
	Средняя приемистость по газу, тыс.$м^3$/сут				
	Средний дебит конденсата, т/сут				

Таблица 34* Технологические показатели разработки

Месторождение _____ЭО _____

Годы	Фонд скважин с начала разработки	Действующий фонд скважин			Добыча нефти, тыс.т		Коэффициент извлечения нефти, доди ед.	Добыча жидкости, тыст		Обводненность, %	Закачка рабочих агентов, млн.м^3	
		Добывающих нефтяных	Добывающих газовых	Нагнетательных	Годовая	Накопленная		Годовая	Накопленная		Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Продолжение таблицы

Годы	Добыча растворенного газа, млн.м^3		Добыча свободного газа, млн.м^3		Добыча газа газовых шапок, млн.м^3		Добыча конденсата, тыс.т		Коэффициент извлечения газа, доли ед.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.
	годовая	накоплен.	годовая	накоплен.	годовая	накопленная	годовая	накоплен.		
	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23

Таблица 35 (нефть)
Сравнение проектных и фактических показателей разработки.
Месторождение
ЛУ_____
ЭО_____

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	20 г.		20 г.		20 г.		20 г.		20 г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
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	Эксплуатационнное 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 даннном году	тыс.т										

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	20 г.		20 г.		20 г.		20 г.		20 г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
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										
	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.										

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	20 г.		20 г.		20 г.		20 г.		20 г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
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										
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	%										

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	20 г.		20 г.		20 г.		20 г.		20 г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
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 36 (газ ГШ)
Сравнение проектных и фактических показателей разработки
Месторождение____
ЛУ_____
ЭО_____

№№ пп	Показатели	Ед. измер	20 г.		20 г.		20 г.		20 г.		20 г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
1	Остаточные извлекаемые запасы растворенного газа	млн.м^3										
2	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн.м^3										
3	Добыча растворённого газа	млн.м^3										
4	Использование растворенного газа	млн.м^3										
5	Процент использования растворенного газа	%										
6	Остаточные запасы газа газовой шапки	млн.м^3										
7	Добыча газа газовой шапки с начала разработки	млн.м^3										
8	в том числе газа газовой шапки через нефтяные скважины (попутный газ)	млн.м^3										
9	в том числе газа газовой шапки из газовых скважин	млн.м^3										
10	Добыча газа газовой шапки всего	млн.м^3										
11	в том числе газа газовой шапки через нефтяные скважины (попутный газ)	млн.м^3										
12	в том числе газа газовой шапки 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 скважин	шт.										
16	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.										

№№ пп	Показатели	Ед. измер	20 г.		20 г.		20 г.		20 г.		20 г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
17	в том числе из разведочного бурения	шт.										
18	Перевод скважин из других категорий	шт.										
19	Перевод скважин с других объектов	шт.										
20	Средняя глубина новой скважины	м										
21	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м										
22	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.										
23	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.										
24	Выбытие добывающих скважин	шт.										
25	Ввод нагнетательных скважин	шт.										
26	Выбытие нагнетательных скважин	шт.										
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.										
28	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.										
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 переходящих скважин данного года	млн.м^3										
34	Добыча газа из переходящих скважин	млн.м^3										

№№ пп	Показатели	Ед. измер	20 г.		20 г.		20 г.		20 г.		20 г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
35	Изменение добычи газа из переходящих скважин	млн.м^3										
36	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин	доли ед.										
37	Среднедействующий фонд переходящих скважин	шт.										
38	Средний дебит переходящих скважин по газу	тыс.м^3/сут										
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс.м^3/сут										
40	Среднее число дней работы переходящей 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	%										
49	Содержание стабильного конденсата	г/м^3										
50	Добыча конденсата	тыс.т										
51	Добыча конденсата с начала разработки	тыс.т										
52	Технологические потери конденсата	%										

№ № пп	Показатели	Ед. измер	20 г.		20 г.		20 г.		20 г.		20 г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
53	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.										

*для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица

Таблица 37 (газ СВ)
Сравнение проектных и фактических показателей разработки
Месторождение____
ЛУ_____
ЭО_____

№№ пп	Показатели	Ед. измер	20 г.		20 г.		20 г.		20 г.		20 г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
1	Остаточные запасы свободного газа	млн.м^3										
2	Добыча свободного газа с начала разработки	млн.м^3										
3	Добыча свободного газа всего	млн.м^3										
4	Расход газа на собственные нужды	млн.м^3										
5	в том числе на технологические нужды	млн.м^3										
6	Ввод новых добывающих скважин	шт.										
7	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.										
8	в том числе из разведочного бурения	шт.										
9	Перевод скважин из других категорий	шт.										
10	Перевод скважин с других объектов	шт.										
11	Средняя глубина новой скважины	м										
12	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м										
13	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.										
14	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.										
15	Выбытие добывающих скважин	шт.										
16	Ввод нагнетательных скважин	шт.										
17	Выбытие нагнетательных скважин	шт.										
18	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.										
19	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.										
20	Добыча газа из новых скважин	млн.м^3										
21	Средний дебит новой скважины по газу	тыс.м^3/сут										
22	Среднее число дней работы новой скважины	дни										
23	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн.м^3										
24	Ожидаемая расчетная добыча газа из переходящих скважин данного года	млн.м^3										
25	Добыча газа из переходящих скважин	млн.м^3										
26	Изменение добычи газа из переходящих скважин	млн.м^3										
27	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин	доли ед.										
28	Среднедействующий фонд переходящих скважин	шт.										
29	Средний дебит переходящих скважин по газу	тыс.м^3/сут										
30	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс.м^3/сут										

№№ пп	Показатели	Ед. измер	20 г.		20 г.		20 г.		20 г.		20 г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
31	Среднее число дней работы переходящей скважины	дни										
32	Закачка газа	млн.м^3										
33	Закачка газа с начала разработки	млн.м^3										
34	Компенсация отбора текущая	%										
35	Компенсация отбора с начала разработки	%										
36	Средневзвешенное пластовое давление на конец года	МПа										
37	Среднее устьевое (рабочее) давление на конец года	МПа										
38	Темп отбора газа от начальных утвержденных запасов	%										
39	Темп отбора газа от текущих утвержденных запасов	%										
40	Содержание стабильного конденсата	г/м^3										
41	Добыча конденсата	тыс.т										
42	Добыча конденсата с начала разработки	тыс.т										
43	Технологические потери конденсата	%										
44	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.										

*для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица

Таблица 38 (СВ +ГШ)
Сравнение проектных и фактических показателей разработки
Месторождение____
ЛУ_____
ЭО_____

№№ пп	Показатели	Ед. измер	20 г.		20 г.		20 г.		20 г.		20 г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
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 скважин	шт.										
16	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.										
17	в том числе из разведочного бурения	шт.										
18	Перевод скважин из других категорий	шт.										
19	Перевод скважин с других объектов	шт.										
20	Средняя глубина новой скважины	м										
21	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м										
22	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.										
23	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.										
24	Выбытие добывающих скважин	шт.										
25	Ввод нагнетательных скважин	шт.										
26	Выбытие нагнетательных скважин	шт.										
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.										
28	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.										
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										

№№ пп	Показатели	Ед. измер	20 г.		20 г.		20 г.		20 г.		20 г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
33	Ожидаемая расчетная добыча газа из переходящих скважин данного года	млн.м^3										
34	Добыча газа из переходящих скважин	млн.м^3										
35	Изменение добычи газа из переходящих скважин	млн.м^3										
36	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин	доли ед.										
37	Среднедействующий фонд переходящих скважин	шт.										
38	Средний дебит переходящих скважин по газу	тыс.м^3/сут										
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс.м^3/сут										
40	Среднее число дней работы переходящей 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	%										
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.										

*для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица

Таблица 39*. Сопоставление параметров и запасов УВ геологической модели с данными, представленными для утверждения

Пласт (залежь)	Параметр	Единицы измерения	Представленные на утверждение	Полученные по геологической модели	Расхождение	
					абс. ед.	%
1	2	3	4	5	6	7
Объект нефтяной	Начальные геологические запасы нефти	тыс. т				
	Объем нефтенасыщенных пород	тыс. $м^3$				
	Площадь нефтеносности	тыс. $м^2$				
	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м				
	Средний коэффициент пористости (нефтенасыщенная часть)	доли ед.				
	Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности.	доли ед.				
Объект газовый	Начальные геологические запасы газа	тыс. т				
	Объем газонасыщенных пород	тыс. $м^3$				
	Площадь газоносности	тыс. $м^2$				
	Средняя эффективная газонасыщенная. толщина	м				
	Средний коэффициент пористости (газонасыщенная часть)	доли ед.				
	Средний коэффициент начальной газонасыщенности	доли ед.				

*для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица

Таблица 40. Сопоставление параметров и запасов УВ геологической и гидродинамической моделей

Параметры	Модели		Расхождение ГДМ с ГМ	
	Геологическая	Гидродинамическая	абс. ед.	%
Объемы, млн $м^3$				
Эффективный				
Поровый				
Нефтенасыщенный				
Газонасыщенный				
Средневзвешенные параметры				
Песчанистость, д. ед				
Пористость, д.ед.				
Нефтенасыщенность, д. ед				
Газонасыщенность, д. ед				
Запасы УВ				
Нефть, тыс. т				
Свободный газ, млн.$м^3$				
Конденсат, тыс. т				

Таблица 41. Геолого-физическая характеристика ЭО
_____ месторождение

№ п/п	Параметры	Объект 1			...			Объект N		
		Залежь 1	…	Залежь N				Залежь 1		Залежь N
1	Глубина залегания, м									
2	Тип залежей									
3	Тип коллектора									
4	Площадь нефтеносности, тыс.м^2									
5	Площадь газоносности, тыс.м^2									
6	Общая толщина пласта, м									
7	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м									
8	Эффективная газонасыщенная толщина, м									
9	Коэффициент песчанистости, доли ед.									
10	Коэффициент расчлененности, доли ед.									
11	Проницаемость, 10^{-3} мкм^2									
12	Пористость, доли ед.									
13	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.									
14	Начальноаягазонасыщенность, доли ед									
15	Начальная пластовая температура, °С									
16	Начальное пластовое давление, МПа									
17	Давление насыщения нефти газом, МПа									
18	Газовый фактор нефти, м^3/т									
19	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м^3									
20	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с									
21	Объёмный коэффициент нефти, доли ед.									
22	Плотность воды в пластовых условиях, кг/м^3									
23	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с									
24	Плотность газа при начальных пластовых условиях, кг/м3									
25	Коэффициент сверхсжимаемости при начальных пластовых условиях, доли ед.									
26	Вязкость газа при начальных пластовых условиях, мПа*с									
27	Потенциальное содержание C_{5+} при начальных пластовых условиях, г/м^3									
28	Давление начала конденсации, МПа									

Таблица 42. Основные исходные характеристики прогнозных вариантов разработки нефтяных ЭО

Характеристики	Варианты			
	1	2	…	N
Эксплуатационный объект				
Режим разработки				
Система размещения скважин				
Расстояние между скважинами, м				
Плотность сетки скважин, га/скв.				
Забойное давление, МПа				
- добывающих				
- нагнетательных				
Коэффициент использования эксплуатационного фонда скважин, доли ед.				
- добывающих				
- нагнетательных				
Коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин, доли ед.				
- добывающих				
- нагнетательных				

Таблица 43. Основные исходные характеристики прогнозных вариантов разработки газовых и газоконденсатных ЭО

Наименование	Эксплуатационные объекты			
	Эксплуатационный объект 1		Эксплуатационный объект n	
	УКПГ 1	УКПГ N	УКПГ 1	УКПГ n
Система размещения скважин				
Расстояние между скважинами, м				
Коэффициент фильтрационного сопротивления А, $МПа^2/(тыс.м^3/сут)$				
Коэффициент фильтрационного сопротивления В, $(МПа/(тыс.м^3/сут))^2$				
Давление на входе в УКПГ (УППГ), МПа				
Давление на входе в магистральный газопровод (ГПЗ), МПа				
Предельное давление на устье при отключении добывающих газовых скважин, МПа				
Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.				
Коэффициент использования скважин, доли ед.				

[1] Дополнительно указываются ограничения на технологические режимы работы скважин

Таблица 44. Характеристика основного фонда скважин.
Месторождение..... ЭО..... Вариант.....

Годы	Ввод скважин из				Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разра-ботки, тысм	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин			Фонд нагне-тательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину нефтяную			Приемистость одной нагнет. скважины, $м^3$/сут	Среднегодовой дебит на одну скважину газовую		Средняя приемистость газонагн.скважины, тыс.$м^3$/сут
	Всего	добывающих	нагнетательных	газовых			всего	в т.ч. нагнетательных	все го	механизированных	газовых		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс. $нм^3$ в сутки		газа, тыс.$м^3$/сут	конденсата, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20

Таблица 45. Результаты гидродинамических расчетов технологических показателей разработки
Месторождение .....ЭО .....Вариант.....

Годы	Добыча нефти, тыс.т		Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыст		Накопленная добыча жидкости, млн.т		Обводнен-ность продукции, %	Закачка рабочих агентов, млн.м^3		Компенсация отбора закачкой, %
	Годовая	Накопленная	начальных	текущих			Всего	Мех. способ	Всего	Мех. способ		Годовая	Накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Добыча нефтяного газа, млн.нм^3		Добыча свободного газа, через нефтяные скважины млн.нм^3		Добыча свободного газа из газовых скважин, млн.нм^3		Добыча конденсата, млн.т		Коэффициент извлечения газа, доли ед.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.
годовая	накоплен.	годовая	накоплен.	годовая	накоплен.	годовая	накоплен.		
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25

Таблица 46. Характеристика основных технологических показателей разработки по добыче газа и конденсата
Месторождение_____
ЭО_____
Вариант

Годы и периоды	Добыча газа, млн. м^3		Добыча газа сепарации, млн. м^3		Добыча стабильного конденсата, тыс. т		Добыча нестабильного конденсата (или деэтанизированного), тыс. т		Добыча воды, тыс.м^3		Коэффициент извлечения газа (КИГ), доли ед.	Коэффициент извлечения конденсата (КИК), доли ед.	Ввод скважин		Зарезка боковых стволов	Действующий фонд скважин, шт.	Средний дебит скважин по газу, тыс. м^3/сут	Средняя температура на устье скважин, ^{0}С	Средняя температура на входе в УКПГ, ^{0}С	Содержание С5+в в газе сепарации, г/м^3	Технологи-ческие потери конденсата, %	Среднее давление по действующему фонду, МПа			
	годовая	накопл.	годовая	накопл.	годовая	накопл.	годовая	накопл.	годовая	накопл			всего	в том числе из бурения								пластовое	забойное	устьевое	на входе в УКПГ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	22	23	24

Таблица 47 (нефть). Технологические показатели разработки.
Месторождение _____
Лицензионный участок _____
ЭО _____
Категория запасов _____
Вариант _____

№	Показатели	Ед.	Годы							
п/п		изм.	20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__
1	Добыча нефти всего	тыс.т								
2	в том числе из переходящих скважин	тыс.т								
3	в том числе из новых скважин	тыс.т								
4	Добыча нефти механизированным способом	тыс.т								
5	Ввод новых добывающих скважин	шт.								
6	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.								
7	в том числе из разведочного бурения	шт.								
8	Перевод скважин из других категорий	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	Эксплуатационнное 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 даннном году	тыс.т								
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс.т								
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс.т								
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс.т								
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин	тыс.т								
	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%								
24	Мощность новых скважин	тыс.т								

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы							
			20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__
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								
49	Добыча жидкости с начала разработки	тыс.т								
50	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т								
51	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли. ед								

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы							
			20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__
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	%								

*для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица

Таблица 48 (газ ГШ). Технологические показатели разработки
Месторождение_____
Лицензионный участок_____
ЭО_____
Категория запасов_____
Вариант_____

№№ пп	Показатели	Ед. измер	Годы					
			20__	20__	20__	20__	20__	20__
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	млн.м^3						
7	Добыча газа газовой шапки с начала разработки	млн.м^3						
8	в том числе газа газовой шапки через нефтяные скважины (попутный газ)	млн.м^3						
9	в том числе газа газовой шапки из газовых скважин	млн.м^3						
10	Добыча газа газовой шапки всего	млн.м^3						
11	в том числе газа газовой шапки через нефтяные скважины (попутный газ)	млн.м^3						
12	в том числе газа газовой шапки 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 скважин	шт.						
16	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.						
17	в том числе из разведочного бурения	шт.						
18	Перевод скважин из других категорий	шт.						
19	Перевод скважин с других объектов	шт.						
20	Средняя глубина новой скважины	м						
21	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м						
22	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.						
23	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.						

№№ пп	Показатели	Ед. измер	Годы					
			20__	20__	20__	20__	20__	20__
24	Выбытие добывающих скважин	шт.						
25	Ввод нагнетательных скважин	шт.						
26	Выбытие нагнетательных скважин	шт.						
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.						
28	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.						
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 переходящих скважин данного года	млн.м^3						
34	Добыча газа из переходящих скважин	млн.м^3						
35	Изменение добычи газа из переходящих скважин	млн.м^3						
36	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин	доли ед.						
37	Среднедействующий фонд переходящих скважин	шт.						
38	Средний дебит переходящих скважин по газу	тыс.м^3/ сут						
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс.м^3/ сут						
40	Среднее число дней работы переходящей 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	%						

№№ пп	Показатели	Ед. измер	Годы					
			20__	20__	20__	20__	20__	20__
	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.						

*для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица

Таблица 49 (газ СВ). Технологические показатели разработки.
Месторождение_____
Лицензионный участок_____
ЭО_____
Категория запасов_____
Вариант_____

№№ пп	Показатели	Ед. измер	Годы				
			20__	20__	20__	20__	20__
1	Остаточные запасы свободного газа	млн.м^3					
2	Добыча свободного газа с начала разработки	млн.м^3					
3	Добыча свободного газа всего	млн.м^3					
4	Расход газа на собственные нужды	млн.м^3					
5	в том числе на технологические нужды	млн.м^3					
6	Ввод новых добывающих скважин	шт.					
7	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.					
8	в том числе из разведочного бурения	шт.					
9	Перевод скважин из других категорий	шт.					
10	Перевод скважин с других объектов	шт.					
11	Средняя глубина новой скважины	м					
12	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м					
13	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.					
14	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.					
15	Выбытие добывающих скважин	шт.					
16	Ввод нагнетательных скважин	шт.					
17	Выбытие нагнетательных скважин	шт.					
18	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.					
19	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.					
20	Добыча газа из новых скважин	млн.м^3					
21	Средний дебит новой скважины по газу	тыс.м^3/сут					
22	Среднее число дней работы новой скважины	дни					
23	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн.м^3					
24	Ожидаемая расчетная добыча газа из переходящих скважин данного года	млн.м^3					

№№ пп	Показатели	Ед. измер	Годы				
			20__	20__	20__	20__	20__
25	Добыча газа из переходящих скважин	млн.м^3					
26	Изменение добычи газа из переходящих скважин	млн.м^3					
27	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин	доли ед.					
28	Среднедействующий фонд переходящих скважин	шт.					
29	Средний дебит переходящих скважин по газу	тыс.м^3/сут					
30	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс.м^3/сут					
31	Среднее число дней работы переходящей скважины	дни					
32	Закачка газа	млн.м^3					
33	Закачка газа с начала разработки	млн.м^3					
34	Компенсация отбора текущая	%					
35	Компенсация отбора с начала разработки	%					
36	Средневзвешенное пластовое давление на конец года	МПа					
37	Среднее устьевое (рабочее) давление на конец года	МПа					
38	Темп отбора газа от начальных утвержденных запасов	%					
39	Темп отбора газа от текущих утвержденных запасов	%					
40	Содержание стабильного конденсата	г/м^3					
41	Добыча конденсата	тыс.т					
42	Добыча конденсата с начала разработки	тыс.т					
43	Технологические потери конденсата	%					
44	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.					

*для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица

Таблица 50 (газ СВ+ГШ). Технологические показатели разработки.
Месторождение _____
Лицензионный участок _____
ЭО _____
Категория запасов _____
Вариант _____

№№ пп	Показатели	Ед. измер	Годы					
			20__	20__	20__	20__	20__	20__
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 скважин	шт.						
16	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.						
17	в том числе из разведочного бурения	шт.						
18	Перевод скважин из других категорий	шт.						
19	Перевод скважин с других объектов	шт.						
20	Средняя глубина новой скважины	м						
21	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м						
22	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.						
23	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.						
24	Выбытие добывающих скважин	шт.						
25	Ввод нагнетательных скважин	шт.						

№№ пп	Показатели	Ед. измер	Годы					
			20__	20__	20__	20__	20__	20__
26	Выбытие нагнетательных скважин	шт.						
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.						
28	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.						
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 переходящих скважин данного года	млн.м^3						
34	Добыча газа из переходящих скважин	млн.м^3						
35	Изменение добычи газа из переходящих скважин	млн.м^3						
36	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин	доли ед.						
37	Среднедействующий фонд переходящих скважин	шт.						
38	Средний дебит переходящих скважин по газу	тыс.м^3/сут						
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс.м^3/сут						
40	Среднее число дней работы переходящей 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	%						
49	Содержание стабильного конденсата	г/м^3						
50	Добыча конденсата	тыс.т						
51	Добыча конденсата с начала разработки	тыс.т						
52	Технологические потери конденсата	%						

№№ пп	Показатели	Ед. измер	Годы					
			20__	20__	20__	20__	20__	20__
53	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.						

*для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица

Таблица 51. Прогноз добычи воды для технологических нужд
Месторождение……., ЭО……
Недропользователь…… Лицензия……

№ п/п	Показатели	Годы						
		20_	20_	20_	…	…	…	N
1	Добыча воды, всего, тыс.м^3							
2	Суточная добыча воды, всего, тыс.м^3							
3	Ввод водозаборных скважин, скв.							
4	Фонд водозаборных скважин на конец года, скв.							

Таблица 52 (нефть). Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения коэффициента нефтеотдачи (КИН) и интенсификации добычи нефти, прогноз их применения.

Применяемые МУН		Суммарная с начала разработки	Годы разработки											Итого за прогнозный период	Всего
			20__	20__	20__	20__	20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	и т.д		
		факт	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	Прогноз	прогноз	прогноз	прогноз		
1	Гидроразрыв пласта*														
А	количество проведенных операций													0	0
Б	дополнительная добыча нефти, тыс.т													0	0
2	Зарезка боковых стволов														
а	количество пробуренных скважин													0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т													0	0
3	Физико-химические методы ОПЗ														
а	количество проведенных операций													0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т													0	0
в	дополнительная добыча нефти на одну тонну реагента, тыс.т													0	0
г	дополнительная добыча нефти на одну обработку, тыс.т														

Применяемые МУН		Суммарная с начала разработки	Годы разработки											Итого за прогнозный период	Всего
			20__	20__	20__	20__	20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	и т.д		
		факт	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	Прогноз	прогноз	прогноз	прогноз		
4	Потокоотклоняющие технологии														
а	количество проведенных операций													0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т													0	0
в	дополнительная добыча нефти на одну тонну реагента, тыс.т														
г	дополнительная добыча нефти на одну обработку, тыс.т														
5	Нестационарное заводнение														
а	количество циклов													0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т													0	0
Итого дополнительная добыча нефти, тыс.т (по пунктам 1-5)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Прочие методы, том числе:														
6.1	Оптимизация работы насосного оборудования														
а	количество проведенных операций													0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т													0	0
6.2	Водо-изоляционные работы и ремонтно-изоляционные работы														

Применяемые МУН		Суммарная с начала разработки	Годы разработки											Итого за прогнозный период	Всего
			20__	20__	20__	20__	20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	и т.д		
		факт	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	Прогноз	прогноз	прогноз	прогноз		
а	количество проведенных операций													0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т													0	0
6.3	Перфорационные методы														
а	количество проведенных операций													0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т													0	0
Итого дополнительная добыча нефти по пункту 6, тыс.т															
а	количество проведенных операций														
б	дополнительная добыча нефти, тыс.т														
Итого дополнительная добыча нефти, тыс.т (по пунктам 1-6)															

Таблица 53 (газ). Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения коэффициента извлечения конденсата (КИК) и интенсификации добычи газа, газового конденсата, прогноз их применения

Применяемые методы увеличения углеводородоотдачи		Суммарная с начала разработки	Годы разработки														Итого за прогнозный период	Всего
			20__	20__	20__	20__	20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	и т.д		
		факт	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	Прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз		
1	Гидроразрыв пласта*																	
а	количество проведенных операций																	
б	дополнительная добыча газа, млн. м^3																	
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. т																	
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. т																	
2	Зарезка боковых стволов																	
а	количество пробуренных скважин																	
б	дополнительная добыча газа, млн. м^3																	
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. т																	
3	Физико-химические методы ОПЗ																	
а	количество проведенных операций																	
б	дополнительная добыча газа,																	

Применяемые методы увеличения углеводородоотдачи		Суммарная с начала разработки	Годы разработки														Итого за прогнозный период	Всего
			20__	20__	20__	20__	20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	и т.д		
		факт	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	Прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз		
	млн. м^3																	
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. т																	
г	дополнительная добыча газа на одну тонну реагента, , млн. м^3																	
д	дополнительная добыча газа на 1 обработку, , млн. м^3																	
е	дополнительная добыча конденсата на одну тонну реагента, т																	
ж	дополнительная добыча конденсата на 1 обработку,т																	
4	Удаление жидкости из скважин																	
а	количество проведенных операций																	
б	дополнительная добыча газа, млн. м^3																	
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. т																	
Итого дополнительная добыча газа, млн. м^3 (по пунктам 1-4)																		
Итого дополнительная добыча конденаста, тыс. т (по пунктам 1-4)																		

Применяемые методы увеличения углеводородоотдачи		Суммарная с начала разработки	Годы разработки														Итого за прогнозный период	Всего
			20__	20__	20__	20__	20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	и т.д		
		факт	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	Прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз		
5	Прочие методы, том числе:																	
5.1	Водо-изоляционные работы и ремонтно-изоляционные работы																	
а	количество проведенных операций																	
б	дополнительная добыча газа, млн. $м^3$																	
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. т																	
5.2	Перфорационные методы																	
а	количество проведенных операций																	
б	дополнительная добыча газа, млн. $м^3$																	
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. т																	
Итого дополнительная добыча газа (млн. $м^3$) и конденста (тыс. т) и по пункту 5																		
а	количество проведенных операций																	
б	дополнительная добыча газа, млн. $м^3$																	
в	дополнительная добыча																	

Применяемые методы увеличения углеводородоотдачи	Суммарная с начала разработки	Годы разработки														Итого за прогнозный период	Всего
		20__	20__	20__	20__	20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	и т.д		
	факт	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	Прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз		
конденсата, тыс. т																	
Итого дополнительная добыча газа, млн. м^3(по пунктам 1-5)																	
Итого дополнительная добыча конденсата, тыс. т (по пунктам 1-5)																	

* За исключением скважин, в конструкции забоев которых предусмотрен ГРП

Таблица 54. Программа работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин _____месторождения.

№ п/п	№ скважины	Категория	Состояние по фонду	Объект	Год оста-новки	Накопленный отбор нефти, тыс.т	Накопленный отбор газа, млн.м^3	Накопленный отбор конденсата, тыс.т	Накопленная закачка воды, тыс.м^3	Режим работы (на дату остановки)						Причина простоя	Планируемые мероприятия	Год ввода в работу	Режим работы (планируемый)					
										Дебит по нефти, т/сут	Дебит по газу, тыс.м^3/сут	Дебит по конденсату, т/сут	Обвод-ненность, %	Приемистость, м^3/сут	Устьевое давление, МПа				Дебит по нефти, т/сут	Дебит по газу, тыс.м^3/сут	Дебит по конденсату, т/сут/	Обводненность, %	Приемистость, м^3/сут	Устьевое давление, МПа
1																								
2																								

Таблица 55. Макроэкономические показатели, расчет нетбэков (чистых цен реализации), удельные текущие и капитальные затраты

Макроэкономические показатели

Цена нефти Юралс	Цена прочих маркерных сортов нефти*	Цена на газ на экспортном рынке	Цена на газ на внутреннем рынке	Обменный курс
долл/барр	долл/барр	долл/ 1000 м3	руб/ 1000 м3	руб/долл
1	2	3	4	5

* приводится в случаях, если предусматривается реализация УВС на экспорт на различные рынки

Таблица 55 (продолжение)
Расчет экспортного нетбэка – нефть

Годы	Цена нефти Юралс или другого сорта	Скидка (-) / Премия (+) к цене на экспортном рынке	Перевалка в порту, экспедирование, декларация, таможенный сбор	Фрахт	Транспорт от КУУН до порта				Транспорт от месторождения до КУУН			Таможенная пошлина на нефть сырую	Коэффициент перевода из тонн в баррели	Обменный курс	Экспортный нетбэк на нефть сырую
					трубопроводный	авто-транспорт	ж/д	водный транспорт	авто-транспорт	ж/д	водный транспорт				
	долл/барр	долл/барр	долл/т	долл/т	руб/т	руб/т	руб/т	руб/т	руб/т	руб/т	руб/т	долл/т	барр./т	руб/долл	руб/т
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*	*16*
1 2 … n															

Таблица 55 (продолжение)
Расчет экспортного нетбэка – газ

Годы	Экспортная цена на газ	Вывозная таможенная пошлина на газ	Стоимость транспортировки газа за границей	Стоимость транспортировки газа на экспорт по территории России	Транспортный тариф при поставках на экспорт по территории России	Расстояние транспорта на экспорт по территории России	Нетбэк (экспортный) на трубопроводный природный газ
	долл. США/ 1000 м3	долл. США/ 1000 м3	долл. США/ 1000 м^3	руб./1000 м^3	руб. /1000 м3/ 100 км	км	руб. /1000 м^3
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
1							
2							
…							
n							

Таблица 55 (продолжение)
Расчет нетбэка при поставках газа на внутренний рынок – газ

Регион поставки	Цена на газ для региона поставки	Стоимость транспортировки газа до региона	Нетбэк на трубопроводный газ для региона поставки	Доля поставок в регион в общем объеме поставок на внутренний рынок Российской Федерации	Средневзвешенный нетбэк на трубопроводный газ для поставок на внутренний рынок Российской Федерации
	руб./ 1000 м3	руб./ 1000 м^3	руб./ 1000 м^3	%	руб./ 1000 м^3
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
Регион 1					
…					
Регион n					

Таблица 55 (продолжение)

Расчет чистой цены на газ при поставках СПГ

Экспортная цена природного газа / СПГ на внешнем рынке*	Затраты на регазификацию	Фрахт, страховка, перевалка	Затраты на сжижение	Стоимость на транспортировку с УКПГ до завода СПГ	Экспортный нетбэк на СПГ
долл. США/т (долл./МБТЕ, долл./1000 $м^3$)	долл. США/т	долл. США/т	долл. США/т	руб./1000 $м^3$	руб. /1000 $м^3$
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*

* В случае предполагаемых поставок на разные экспортные рынки приводятся экспортные цены для соответствующих рынков

Таблица 55 (продолжение)
Удельные текущие и капитальные затраты, нормы амортизации

№ п/п	Показатели	ед.изм.	Значение
1	2	3	4
	Капитальные вложения:		
	Бурение (строительство) скважин		
	- добывающая газовая скважина	тыс. руб/м проходки	
	- добывающая газоконденсатная скважина	тыс. руб/м проходки	
	- добывающая нефтяная наклонно-направленная скважина	тыс. руб/м проходки	
	- добывающая нефтяная горизонтальная скважина	тыс. руб/м проходки	
	- нагнетательная наклонно-направленная скважина	тыс. руб/м проходки	
	- нагнетательная горизонтальная	тыс. руб/м проходки	
	- разведочная	тыс. руб/м проходки	
	- наблюдательная	тыс. руб/м проходки	
	- водозаборная	тыс. руб/м проходки	
	- прочие виды скважин (указать тип)	тыс. руб/м проходки	
	Затраты при бурении скважин		
	- мобилизация БУ	тыс.руб./скв.	
1	- первичный монтаж БУ	тыс.руб./скв.	
	- переезд с куста на куст	тыс.руб./скв.	
	- демонтаж, демобилизация	тыс.руб./скв.	
	- бурение БС	тыс. руб/м проходки	
	- бурение БГС	тыс. руб/м проходки	
	- углубление скважины	тыс. руб/м проходки	
	- крепление ствола скважины обсадными колоннами	тыс. руб/скв или тыс. руб/ствол	
	- стоимость ГРП при вводе скважины в эксплуатацию из бурения	тыс.руб./скв.-опер.	
	- стоимость ОПЗ при вводе скважины в эксплуатацию из бурения	тыс.руб./скв.-опер.	
	- стоимость ТРС/КРС при вводе скважины в эксплуатацию из бурения	тыс.руб./скв.-опер.	
	- стоимость сейсмики и ГИС при вводе скважины в эксплуатацию из бурения	тыс.руб./скв.	
	Оборудование, не входящее в сметы строек (для нефтедобычи)		
	- оборудование для нефтедобывающей скважины (указать тип насоса)	тыс. руб/скв.	
	- оборудование для нагнетательной скважины	тыс. руб/скв.	

№ п/п	Показатели	ед.изм.	Значение
1	2	3	4
	- оборудование для БС (БГС)	тыс. руб/скв.	
	- замена оборудования	тыс. руб/ДФС	
	Обустройство скважины		
	- обустройство приустьевой площадки и обвалование территории устьев скважин	тыс. руб/скв.	
	- фундамент под станок-качалку	тыс. руб/скв.	
	Промысловое обустройство		
	- кустовые площадки		
	- подготовительные работы	тыс. руб/скв.	
	- отсыпка кустовых оснований	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)	тыс. руб/скв.	
	- подготовка газа и конденсата к транспорту (установка НТС, УППГ, УКПГ и пр.)	млн. руб/1000 м3	
	- подготовка конденсата к транспорту (УСК, УДК и пр.)	млн. руб/ т конденсата	
	- компрессорные станции (КС)	млн. руб/1000 м3	
	- газлифтная система	млн. руб/1000 м3	
	- 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.	
	- объекты экологии и промышленной безопасности (природоохранные объекты)	тыс. руб/скв.	
	- связь, комплексная автоматизация и корпоративные вычислительные сети	тыс. руб/скв.	
	- объекты материально-технического и ремонтного обеспечения	тыс. руб/скв.	
	- прочие объекты инфраструктуры (БПО, ВЖК, ДП, ПБО, водозабор и пр.)	тыс. руб/скв.	
	Расходы на освоение природных ресурсов		
	- 2Д сейсмика	тыс. руб/ пог км	
	- 3Д сейсмика	тыс. руб/ км2	
	Затраты пользователя недр (1)	млн.руб./год	
	Поддержание объектов основных средств	тыс. руб/ДФС	
	Затраты на МУН/МУГ/МУК (1)	тыс. руб/опер	
	Внешняя инфраструктура (трубопроводы подключения и прочие объекты)		
	- газопровод (протяженность, диаметр, мощность)	млн.руб/км	

№ п/п	Показатели	ед.изм.	Значение
1	2	3	4
	- конденсатопровод (протяженность, диаметр, мощность)	млн.руб/км	
	- нефтепровод (протяженность, диаметр, мощность)	млн.руб/км	
	- дорога (протяженность)	млн.руб/км	
	- ДНС (мощность)	млн руб /МВт	
	- КС (мощность)	млн руб /МВт	
2	Текущие затраты:		
	- добыча углеводородов:		
	газовый промысел:		
	материальные затраты	руб./1000 м3	
	электроэнергия	руб./1000 м3	
	газоконденсатный промысел:		
	материальные затраты	руб./1000 м3	
	электроэнергия	руб./1000 м3	
	нефтяной промысел:	руб./т жидкости	
	расходы на энергию по извлечению жидкости, переменные	руб./т жидкости	
	постоянные	тыс.руб./ДФС	
	- расходы по искусственному воздействию на пласт, переменные	руб./м3 закачки рабочего агента	
	постоянные	тыс.руб./НФС	
	- сбор и внутрипромысловый транспорт нефти и газа:		
	газовый промысел	руб./1000 м3	
	газоконденсатный промысел, газ	руб./1000 м3	
	конденсат	руб/т конденсата	
	нефтяной промысел	руб./т жидкости	
	- технологическая подготовка углеводородов:		
	газовый промысел	руб./1000 м3	
	газоконденсатный промысел, газ	руб./1000 м3	
	конденсат	руб/т конденсата	
	нефтяной промысел	руб./т нефти	
	- общехозяйственные и общепроизводственные затраты:		
	общепроизводственные затраты	руб/ДФС	
	затраты на АУП	руб/ДФС	
	прочие	руб/ДФС	
	- затраты на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования:		
	обслуживание скважин (по типам)	руб/ДФС	
	- затраты на содержание инфраструктуры внешнего транспорта:		
	газопровод: переменные	руб./1000 м3	

№ п/п	Показатели	ед.изм.	Значение
1	2	3	4
	постоянные	млн.руб./год	
	конденсатопровод: переменные	руб/т конденсата	
	постоянные	млн.руб./год	
	нефтепровод: переменные	руб/т нефти	
	постоянные	млн.руб./год	
	прочее оборудование: переменные (1)		
	постоянные	млн.руб./год	
	- затраты на применение МУН/МУГ/МУК (1)	тыс. руб/опер	
	- удельная численность ППП	чел./ ДФС	
	- среднемесячная заработная плата 1 работающего (ППП)	тыс.руб./чел.	
	Стоимость операций:		
	- стоимость ГРП (указать тип)	тыс.руб./скв.-опер.	
	- стоимость ОПЗ	тыс.руб./скв.-опер.	
	- стоимость РИР	тыс.руб./скв.-опер.	
	- потокоотклоняющие технологии	тыс.руб./скв.	
	- перфорация	тыс.руб./скв.-опер.	
	- гидродинамические методы	тыс.руб./скв.-опер.	
	- затраты на вывод скважин из консервации	тыс.руб./скв.	
	- перевод добывающей скважины в нагнетатательный фонд	тыс.руб./скв.	
	- перевод скважин на другой горизонт	тыс.руб./скв.	
	- стоимость прочих ГТМ (2)	тыс.руб./скв.-опер.	
	- ликвидация скважины (внереализационные расходы)	тыс.руб./скв.	
3	Дополнительные данные:		
	Плата (штраф) за сжигание ПНГ <5%	руб./1000 м3	
	Плата (штраф) за сжигание ПНГ >5%	руб./1000 м3	
	Остаточная стоимость основных фондов на начало расчетного периода (3)	млн.руб.	
	Норма амортизационных отчислений: (4)		
	- скважины	%	
	- объекты обустройства	%	
	- объекты внешнего транспорта	%	
	- оборудование, не входящее в смету строек	%	

Примечание:

* ДФС – действующий среднегодовой фонд скважин (добывающие+нагнетатальные)

(1) С описанием состава

(2) Отдельно по каждому ГТМ, представленному в ПТД

(3) Остаточная стоимость ОФ разносится по ЭО пропорционально ДФС на первый проектный год

(4) Нормы амортизационных отчислений принимаются согласно Налогового кодекса Российской Федерации

Таблица 56. Характеристика расчетных технико-экономических показателей варианта разработки ЭО

№ п/п	Параметр	Ед.изм.	Объекты				Месторождение в целом
			Варианты				
			базовый	1	…	n	
1	Система разработки						
	Вид воздействия						
	Плотность сетки скважин (приведенная)	га/скв.					
	Максимальные уровни добычи: нефти	тыс.т					
	жидкости	тыс.т					
	газа газовых шапок	млн.м^3					
	свободного газа	млн.м^3					
	Максимальные уровни закачки: воды	тыс. м^3					
	газа	млн.м^3					
	Проектный период разработки	годы					
	Рентабельный период разработки	годы					
	Накопленная добыча нефти за проектный период	тыс. т					
	Накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс. т					
	Накопленная добыча нефти с начала разработки	тыс. т					
	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли ед.					
	Коэффициент извлечения нефти за рентабельный период (КИНр)	доли ед.					
	Накопленная закачка с начала разработки	тыс.м^3					
	Накопленная добыча жидкости с начала разработки	тыс. т					
	Средний дебит добывающей скважины по нефти на конец проектного периода	т/с					
	Средний дебит добывающей скважины по нефти на конец рентабельного периода	т/с					
	Средняя обводненность продукции на конец проектного периода	%					
	Средняя обводненность продукции на конец рентабельного периода	%					
	Накопленная добыча свободного газа за	млн.м^3					

№ п/п	Параметр	Ед.изм.	Объекты				Месторождение в целом
			Варианты				
			базовый	1	…	n	
	проектный период						
	Накопленная добыча свободного газа за рентабельный период	млн.м^3					
	Накопленная добыча свободного газа с начала разработки	млн.м^3					
	Коэффициент извлечения газа (КИГ)	доли ед.					
	Коэффициент извлечения газа (КИГр) за рентабельный период	доли ед.					
	Накопленная добыча конденсата за проектный период	тыс. т					
	Накопленная добыча конденсата за рентабельный период	тыс. т					
	Накопленная добыча конденсата с начала разработки	тыс. т					
	Коэффициент извлечения конденсата (КИК)	доли ед.					
	Коэффициент извлечения конденсата (КИК) за рентабельный период	доли ед.					
	Фонд скважин за весь срок разработки, всего	скв.					
	В том числе: добывающих нефтяных	скв.					
	из них горизонтальных	скв.					
	нагнетательных	скв					
	из них горизонтальных	скв					
	добывающих газовых	скв					
	из них горизонтальных	скв					
	контрольные	скв					
	водозаборные	скв					
	поглощающие	скв					
	Фонд скважин для бурения всего	скв					
	В том числе: добывающих нефтяных	скв					
	из них горизонтальных	скв					
	нагнетательных	скв					
	из них горизонтальных	скв					
	добывающих газовых	скв					
	из них горизонтальных	скв					

№ п/п	Параметр	Ед.изм.	Объекты				Месторождение в целом
			Варианты				
			базовый	1	…	n	
	контрольные	скв					
	водозаборные	скв					
	поглощающие	скв.					
	Зарезка БГС / БС	скв.					
	Фонд скважин, переведенных с другого объекта *	скв.					
	В том числе: добывающих	скв.					
	нагнетательных	скв.					
	Фонд скважин с технологией ОРЭ, ОРЗ, всего	скв.					
	в том числе: добывающих	скв.					
	нагнетательных	скв.					
	Фонд скважин, выведенных из консервации, всего	скв.					
	Фонд разведочных скважин, переведенный в эксплуатационный	скв.					
2	Показатели экономической эффективности вариантов разработки						
	Внутренняя норма рентабельности (ВНР)	%					
	Срок окупаемости	лет					
	Индекс доходности капитальных затрат за проектный период	доли ед.					
	за рентабельный период	доли ед.					
	Индекс доходности затрат за проектный период	доли ед.					
	за рентабельный период	доли ед.					
	Рентабельно извлекаемые запасы (по видам) категории А+В1+В2	тыс. т / млн м3					
	Чистый дисконтированный доход (ЧДД 15%) за проектный период	млн. руб.					
	за рентабельный период	млн. руб.					
3	Расчетные показатели за рентабельный период						
	Выручка, ВСЕГО	млн. руб.					

№ п/п	Параметр	Ед.изм.	Объекты				Месторождение в целом
			Варианты				
			базовый	1	…	n	
	в т.ч по видам УВС	млн. руб.					
	Капитальные затраты, в т.ч.	млн. руб.					
	Бурение скважин	млн. руб.					
	Промысловое обустройство	млн. руб.					
	Внешняя инфраструктура	млн. руб.					
	Прочее	млн. руб.					
	Эксплуатационные затраты, в т.ч.	млн. руб.					
	Текущие затраты	млн. руб.					
	Налоги, включаемые в себестоимость	млн. руб.					
	Амортизационные отчисления	млн. руб.					
	Внереализационные расходы	млн. руб.					
	Чистый доход пользователя недр	млн. руб.					
	Доход государства	млн. руб.					
	Дисконтированный доход Государства (ДДГ 15%)	млн. руб.					
	Интегральный показатель (Топт)	доля ед.					

Примечание: Количество строк в таблице может уменьшаться в соответствии с типом ЭО (нефтяной, газонефтяной, нефтегазовый, газовый, газоконденсатный, нефтегазоконденсатный)

Таблица 57. Капитальные затраты в разработку нефтяных ЭО
Месторождение _____, ЭО _____, вариант

млн руб.

Годы	ГРР	Бурение *	Затраты при бурении	Оборудование НВСС	Промысловое обустройство									
					Строительство и обустройство кустов скважин	Сбор и транспорт УВС	Технологи-ческая подготовка	Система ППД/ закачки газа	Электро-снабжение	Автодороги	Связь и автоматизация	Объекты МТО	Природо-охранные объекты	Итого промобустройство
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1 … n														
Итого														

Таблица 57 (продолжение)

млн руб.

Годы	Внешняя инфраструктура			Строительство прочих объектов	Поддержание объектов ОС	Освоение природных ресурсов	Затраты пользователя недр	ИТОГО капитальные затраты
	Нефтепровод	ДНС	Автодороги					
1	16	17	18	19	20	21	22	23
1 … n								
Итого								

Примечание: количество приводимых статей может быть изменено в соответствии с правилами, применяемыми пользователем недр.
* по видам скважин (добывающие ННП, добывающие горизонтальные, нагнетательные, наблюдательные, водозаборные и пр.). Если затраты на бурение БС (БГС) учитываются пользователем недр как текущие, то они приводятся в таблице(ах) 61.1 и/или 61.2.

Таблица 58. Капитальные затраты в разработку газовых, газоконденсатных ЭО и ЭО с газовой шапкой
Месторождение _____, ЭО_____, вариант

млн. руб

Годы	ГРР	Бурение *	Затраты при бурении	Оборудование НВСС	Промысловое обустройство							
					Строительство и обустройство кустов скважин	УКПГ (УППГ)	УДК (УСК)	Сбор и транспорт УВС (газосборные сети, шлейфы и пр.)	Система ППД/ закачки газа	ДКС	Метанолопровод	Электроснабжение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1 … n												
Итого												

Таблица 58 (продолжение)

млн. руб

Годы	Промысловое обустройство						Внешняя инфраструктура			Строительство прочих объектов	Поддержание объектов ОС	Освоение природных ресурсов	Затраты пользователя недр	ИТОГО капитальные затраты
	Внутрипромысловые автодороги	Связь и автоматизация	Объекты МТО	Природоохранные объекты	Прочее	Итого промобустройство	Газопроводы	КС	Автодороги					
1	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
1 … n														
Итого														

Примечание: количество приводимых статей может быть изменено в соответствии с правилами, применяемыми пользователем недр.
* по видам скважин (добывающие ННП, добывающие горизонтальные, нагнетательные, наблюдательные, водозаборные и пр.). Если затраты на бурение БС (БГС) учитываются пользователем недр как текущие, то они приводятся в таблице(ах) 61.1 или 61.2.

Таблица 59. Расчет НДПИ при добыче нефти

Месторождение _____, ЭО _____, вариант

Годы	Добыча нефти	Базовая ставка	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм								Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)			Расчет Кц			Ставка НДПИ	ИТОГО, сумма налога
			Кндпи	Кц	Кв (Кдв)	Кз	Кд	Кдв	Ккан	Дм	Vз	Кз	N	V	Кв	Цена Юралс	Обменный курс рубля	Кц		
	тыс. т	руб/т	руб/т	руб/т	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	руб/т	млн т	д.е.	тыс т	тыс т	д.е.	долл/барр	руб/долл	руб/т	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*
1 2 … n																				
Итого																				

Таблица 60. **Расчет НДПИ при добыче газа и/или конденсата**
Месторождение _____, ЭО _____, вариант

Годы	Добыча природного газа	Добыча газового конденсата	Расчет базового значения единицы условного топлива, Еут				Расчет Цк			Расчет Цг				Расчет Цэ			
			Дг	Цк	Цг	Еут	Цена Юралс	Пн	Цк	Цв	Ов	Цэ	Цг	Цдз	Стп	Рдз	Цэ
	тыс. м3	тонны	д.е.	руб/т	руб/ тыс. м3	руб/еут	долл/ барр	долл/т	руб/т	долл/ барр	руб/ долл	руб/тыс. м3	руб/тыс. м3	руб/тыс. м3	%	руб/тыс. м3	руб/тыс. м3
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*	*16*	*17*	*18*
1 … n																	
Итого																	

Таблица 60 (продолжение). **Расчет НДПИ при добыче газа и/или конденсата**

Годы	Расчет Кгпн					Расчет Кс							Расчет Тг				Ставка НДПИ на природный газ	Ставка НДПИ на газовый конденсат	ИТОГО, сумма НДПИ
	Гсо	Гп	Но	Ксо	Кгпн	Свг	Квг	Кр	Кгз	Кас	Корз	Кс	Тр	Рг	Ог	Тг			
	тыс. м3	тыс. м3	тонны	тонны	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	руб/тыс. м3/100 км	км	д.е.	руб/тыс. м3	руб/т	руб/тыс. м3	млн руб.
1	*19*	*20*	*21*	*22*	*23*	*24*	*25*	*26*	*27*	*28*	*29*	*30*	*28*	*29*	*30*	*31*	*32*	*33*	*34*
1 … n																			
Итого																			

Таблица 61.1 Текущие затраты (по статьям калькуляции)
Месторождение _____, ЭО _____, вариант

млн. руб. (кроме п. 14)

Годы	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				Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования					Общехозяйственные и общепроизводственные затраты			ГТМ на прирост добычи*	МУН/МУГ/МУК **	Прочие	ИТОГО текущие затраты
			нефть	ПНГ	газ	конден-сат	нефть	ПНГ	газ	конден-сат	Содержание и эксплуатация оборудования	Капитальный ремонт	*Численность ППП*	Расходы на оплату труда ППП	Расходы на отчисления на социальное страхование ППП	Общепроизводственные	АУП	Прочие				
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*	*16*	*17*	*18*	*19*	*20*	*21*	*22*	*23*
1 … n																						
Итого																						

Примечание: количество приводимых статей может быть изменено в соответствии с правилами, применяемыми пользователем недр.
* отдельно по каждому виду ГТМ на прирост добычи
** отдельно по каждому виду МУН/МУГ/МУК

Таблица 61.2 Текущие затраты (по элементам затрат)
Месторождение _____, ЭО _____, вариант

млн.руб. (кроме п.7)

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
	Вспомогательные материалы	топливо	электроэнергия	капитальный ремонт скважин	капитальный ремонт прочих ОФ				Общепроизводственные	АУП	Прочие		
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*
1 … n													
Итого													

Таблица 62. Эксплуатационные затраты
Месторождение _____, ЭО _____, вариант

млн. руб

Годы	Текущие затраты	Затраты на транспорт УВС	Налоги, пошлины и прочие платежи						Амортиза-ционные отчисления (ранее введенные ОФ)*	Амортиза-ционные отчисления (новые ОФ) **	ИТОГО эксплуатационные затраты
			НДПИ			Налог на имущество	Прочие	Итого 4+5+6+7+8			
			нефть	газ	конденсат						
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*
1 2 … n											
Итого											

* Для основных фондов, введенных до начала первого проектного года
** Для основных фондов, вводимых с первого проектного года

Таблица 63. Расчет выручки от реализации продукции
Месторождение _____, ЭО _____, вариант

Годы	Добыча УВС				Товарный объем УВС							Выручка от реализации УВС							
					внутренний рынок				внешний рынок			внутренний рынок				внешний рынок			Всего
	Нефть	ПНГ	Свобод-ный газ	Конденсат	Нефть	ПНГ	Свобод-ный газ	Конденсат	Нефть	Газ	Конденсат	Нефть	ПНГ	Свобод-ный газ	Конденсат	Нефть	Газ	Конденсат	
	тыс. т	млн м3	млн м3	тыс. т	тыс. т	млн м3	млн м3	тыс. т	тыс. т	млн м3	тыс. т	млн руб.							
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*	*16*	*17*	*18*	*19*	*20*
1 2 … n																			
Итого																			

Примечание: расчет выручки выполняется на основе расчетных чистых цен реализации (нетбэков), приведенных в таблице 55.
При реализации других видов продукции (в т.ч. продуктов переработки УВС) предусмотренных ПТД, таблица корректируется соответствующим образом.

Таблица 64. Расчет прибыли от реализации продукции и ЧДД пользователя недр
Месторождение _____, ЭО _____, вариант

млн.руб.

Годы	Выручка от реализации продукции	Эксплуата-ционные затраты	Внереализа-ционные расходы *	Прочие налоги, пошлины	Прибыль к налого-обложению	Налог на прибыль	Прочие налоги с прибыли	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизация **	Чистый доход		ЧДД (ставка дисконтирования 15%)	
								годовая	накопленная			годовой	накопленный	годовой	накопленный
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*	*16*
1 2 … n		минус	минус	минус		минус	минус			минус	плюс				
Итого															

* затраты на ликвидацию и рекультивацию земель, в том числе 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
** из таблицы 62 (сумма столбцов 10+11)

Таблица 65. Расчет дохода Государства

Месторождение _____, ЭО _____, вариант млн. руб.

Годы	Вывозная таможенная пошлина			НДПИ			Налог на имущество	Прочие налоги, пошлины, отчисления	Налог на прибыль	Прочие налоги с прибыли	Доход Государства		ДДГ (ставка дисконтирования 15%)	
	Нефть*	Газ**	Конденсат**	нефть	газ	конденсат					годовой	накопленный	годовой	накопленный
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*
1 2 … n		плюс	плюс	плюс	плюс	плюс	плюс	плюс	плюс	плюс				
Итого														

* *при расчете вывозной таможенной пошлины на нефть сырую для целей оценки дохода Государства используется доля экспорта нефти в размере 50%.*
** *при расчете вывозной таможенной пошлины на газ и газовый конденсат для целей оценки дохода Государства используется фактическая среднегодовая доля экспорта газа и конденсата пользователя недр за календарный год, предшествующий дате составления ПТД.*

Таблица 66. Анализ чувствительности изменения ЧДД пользователя недр и рентабельно извлекаемых запасов УВС.

Чистый дисконтированный доход пользователя недр (для рекомендуемого варианта разработки месторождения, категории запасов категорий А+В1+В2) млн.руб.

Показатели	Отклонение показателей (+/-)		
	-20%	0%	+20%
Экспортная цена нефти			
Экспортная цена газа			
Цена газа на внутреннем рынке			
Цена СПГ на экспортном рынке			
Капитальные вложения			
Текущие затраты			

Чистый дисконтированный доход государства (для рекомендуемого варианта разработки месторождения категории запасов категорий $А+В_1+В_2$) млн.руб.

Показатели	Отклонение показателей (+/-)		
	-20%	**0%**	+20%
Экспортная цена нефти			
Экспортная цена газа			
Цена газа на внутреннем рынке			
Цена СПГ на экспортном рынке			
Капитальные затраты			
Текущие затраты			

Рентабельно извлекаемые запасы категорий А+В1+В2 (по каждому виду УВС отдельно) тыс.т (млн.$м^3$)

Показатели	Отклонение показателей (+/-)		
	-20%	**0%**	+20%
Экспортная цена нефти			
Экспортная цена газа			
Цена газа на внутреннем рынке			
Цена СПГ на экспортном рынке			
Капитальные затраты			
Текущие затраты			

Таблица 67. Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки

ЭО	Вариант разработки	Расчетные величины			
		Коэффициент вытеснения	Коэффициент охвата	КИН	КИН по другим методикам и/или месторождениям-аналогам (представляется для ППЭ)
1	2	3	4	5	6

Таблица 68. Сопоставление коэффициентов извлечения газа газовой шапки и конденсата по вариантам разработки

ЭО	Вариант разработки	Давление забрасывания*, МПа	КИГ	КИК	
				По бомбе PVT	По модели
1	2	3	4	5	6

* средневзвешенное пластовое давление на конец проектного периода

Таблица 69. Сопоставление коэффициентов извлечения свободного газа и конденсата по вариантам разработки

ЭО	Вариант разработки	Давление забрасывания*, МПа	КИГ	КИК	
				По бомбе PVT	По модели
1	2	3	4	5	6

* средневзвешенное пластовое давление на конец проектного периода

Таблица 70. Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов нефти и растворенного газа, коэффициентов извлечения нефти

ЭО	Вариант разработки	Геологические запасы			Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые запасы		
		нефти, тыс.т	растворенного газа, млн.м3	ценных компонентов (указать каких)		нефти, тыс.т	растворенного газа, млн.м3	ценных компонентов (указать каких)
1	2	3	4	5	6	8	9	10

Таблица 71. Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов газа газовой шапки и конденсата, коэффициентов извлечения газа и конденсата

ЭО	Вариант разработки	Геологические запасы			Коэффициент извлечения газа, доли ед.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	Извлекаемые запасы		
		газа, млн.м3	конденсата, тыс.т	ценных компонентов (указать каких)			газа, млн.м3	конденсата, тыс.т	ценных компонентов (указать каких)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 72. Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов свободного газа и конденсата, коэффициентов извлечения газа и конденсата

ЭО	Вариант разработки	Геологические запасы			Коэффициент извлечения газа, доли ед.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	Извлекаемые запасы		
		газа, млн.м3	конденсата, тыс.т	ценных компонентов (указать каких)			газа, млн.м3	конденсата, тыс.т	ценных компонентов (указать каких)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 73. Обоснование и сопоставление рекомендуемого технологического КИН с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации

Наименование документа, в котором произведен расчет КИН	Организация, производившая расчет КИН, дата	Номер протокола ГКЗ Российской Федерации, дата	Подсчетный объект	Числящиеся на госбалансе			Рекомендуемые			Изменение	Комментарии (причины изменения)
				Коэффициент вытеснения, доли ед.	Коэффициент охвата, доли ед.	КИН, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Коэффициент охвата, доли ед.	КИН, доли ед.	КИН, ± %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Примечание. В графах 7, 10, 11 приводятся итоги по пластам и месторождению в целом

Таблица 74. Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов нефти и КИН с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации (рентабельно и технологически обоснованных)

Наименование документа, в котором произведен расчет КИН	Организация, производившая расчет КИН, дата	Номер протокола ГКЗ Российской Федерации, дата	Подсчетный объект	Числящиеся на госбалансе				Рекомендуемые				Изменение				Комментарии (причины изменения)
				Извлекаемые запасы, тыс.т	Рентабельно извлекаемые запасы, тыс.т	$КИН_р$, доли ед.	КИН, доли ед.	Извлекаемые запасы, тыс.т	Рентабельно извлекаемые запасы, тыс.т	$КИН_р$, доли ед.	КИН, доли ед.	извлекаемых запасов, ± тыс.т / ± %	КИН, ± %	Рент.извлекаемых запасов, ± тыс.т / ± %	$КИН_р$, ± %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Примечание. Приводятся итоги по пластам и месторождению в целом

Таблица 75. Сопоставление рекомендуемых КИГ, КИК с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации (для газонефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных залежей)

Наименование документа, в котором произведен расчет КИГ/КИК	Организация, производившая расчет КИГ/КИК, дата	Номер протокола ГКЗ Российской Федерации, дата	Подсчетный объект	Числящиеся на госбалансе				Рекомендуемые				Изменение				Комментарии (причины изменения)
				КИГ$_{Р}$, д.ед.	КИК$_{Р}$, д.ед	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	КИГ$_{Р}$, д.ед.	КИК$_{Р}$, д.ед	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	КИГ, ± %	КИГ$_{Р}$, ± %	КИК, ± %	КИК$_{Р}$, ± %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Примечание. Приводятся итоги по пластам и месторождению в целом

Таблица 76. Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов газа газовой шапки и конденсата (рентабельно и технологически обоснованных) с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации

Наименование документа, в котором произведен расчет КИГ/КИК	Организация, производившая расчет КИГ/КИК, дата	Номер протокола ГКЗ Российской Федерации, дата	Подсчетный объект	Числящиеся на госбалансе				Рекомендуемые				Изменение				Коммент арии (причины изменени я)
				Извлекаемые запасы газа, млн.м3	Извлекаемые запасы конденсата, тыс.т	Рентабельно извлекаемые запасы газа, млн.м3	Рентабельно извлекаемые запасы конденсата, тыс.т	Извлекаемые запасы газа, млн.м3	Извлекаемые запасы конденсата, тыс.т	Рентабельно извлекаемые запасы газа, млн.м3	Рентабельно извлекаемые запасы конденсата, тыс.т	извлекаемых запасов газа, ± млн.м3 / ± %	извлекаемых запасов конденсата, ± тыс..т / ± %	Рентабельно извлекаемых запасов газа, ± млн.м3 / ± %	Рентабельно извлекаемых запасов конденсата, ± тыс..т / ± %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Примечание. Приводятся итоги по пластам и месторождению в целом

Таблица 77. Сопоставление рекомендуемых КИГ, КИК с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации (свободный газ)

Наименование документа, в котором произведен расчет КИГ/КИК	Организация, производившая расчет КИГ/КИК, дата	Номер протокола ГКЗ Российской Федерации, дата	Подсчетный объект	Числящиеся на госбалансе				Рекомендуемые				Изменение				Комментарии (причины изменения)
				$КИГ_{Р}$, д.ед.	$КИК_{Р}$, д.ед	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	$КИГ_{Р}$, д.ед.	$КИК_{Р}$, д.ед	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	КИГ, ± %	$КИГ_{Р}$, ± %	КИК, ± %	$КИК_{Р}$, ± %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	15	16		17

Примечание. Приводятся итоги по пластам и месторождению в целом

Таблица 78. Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов свободного газа и конденсата (рентабельно и технологически обоснованных) с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации

Наименование документа, в котором произведен расчет КИГ/КИК	Организация, производившая расчет КИГ/КИК, дата	Номер протокола ГКЗ Российской Федерации, дата	Подсчетный объект	Числящиеся на госбалансе				Рекомендуемые				Изменение				Коммент арии (причины изменени я)
				Извлекаемые запасы газа, млн.м3	Извлекаемые запасы конденсата, тыс.т	Рентабельно извлекаемые запасы газа, млн.м3	Рентабельно извлекаемые запасы конденсата, тыс.т	Извлекаемые запасы газа, млн.м3	Извлекаемые запасы конденсата, тыс.т	Рентабельно извлекаемые запасы газа, млн.м3	Рентабельно извлекаемые запасы конденсата, тыс.т	извлекаемых запасов газа, ± млн.м3 / ± %	извлекаемых запасов конденсата, ± тыс..т / ± %	Рентабельно извлекаемых запасов газа, ± млн.м3 / ± %	Рентабельно извлекаемых запасов конденсата, ± тыс..т / ± %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

П р и м е ч а н и е. Приводятся итоги по пластам и месторождению в целом

Таблица 79. Программа мероприятий по контролю за разработкой ...месторождения

Цели и задачи	Виды контроля, комплекс исследований	Периодичность и объем исследований,	Примечание (этапность, комплексирование)
1	2	3	4

Таблица 80 (нефть). Программа исследовательских работ и доразведки _____месторождения (нефть)

№ п/п	Цель проводимых работ / Виды работ	Единицы измерения	Периодичность	Планируемые объемы работ по годам					Планируемый объем (5 лет)	Исполнители	Примечание
				20 г.	20 г.	20 г.	20 г.	20 г.			
				Проект	Проект	Проект	Проект	Проект			
1	Изучение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по керну										
1.1.	Определение остаточной нефтенасыщенности на различных режимах вытеснения нефти рабочим агентом	опытов									
1.2.	Определение коэффициента вытеснения разными рабочими агентами	опытов									
1.3.	Определение фазовых проницаемостей коллекторов по нефти, газу и воде	опытов									
1.4.	Капилляриметрические исследования для построения петрофизических зависимостей	определений									
1.5	Определение прочностных характеристик пород, модуль Юнга, коэффициент Пуасона	определений									
2	Определение физико-химических свойств и состава пластовых флюидов										

№ п/п	Цель проводимых работ / Виды работ	Единицы измерения	Периодичность	Планируемые объемы работ по годам					Планируемый объем (5 лет)	Исполнители	Примечание
				20 г.	20 г.	20 г.	20 г.	20 г.			
				Проект	Проект	Проект	Проект	Проект			
2.1.	Лабораторные определения по глубинным пробам - состава газонасыщенной пластовой нефти в условиях пласта, при однократном и дифференциальном разгазировании	проб									
2.2.	Лабораторные определения по поверхностным пробам состава разгазированной нефти	проб									
2.3.	Лабораторные определения физико-химических свойств растворенного газа	проб									
2.4.	Определение минерализации пластовой воды в добывающих скважинах	проб									
2.5.	Определение физико-химических свойств закачиваемой воды (КВЧ)	проб									
3	Определение гидродинамических параметров пласта (продуктивность, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность) охват										
3.1.	Метод восстановления давления	%									

№ п/п	Цель проводимых работ / Виды работ	Единицы измерения	Периодичность	Планируемые объемы работ по годам					Планируемый объем (5 лет)	Исполнители	Примечание
				20 г.	20 г.	20 г.	20 г.	20 г.			
				Проект	Проект	Проект	Проект	Проект			
	(КВД)										
3.2	Метод восстановления уровня (КВУ)	%									
3.3.	Метод установившихся отборов (закачек)	%									
4	Контроль энергетического состояния залежей (прямые замеры и методом пересчета) охват										
4.1.	Глубинные замеры пластовых давлений в нефтяных скважинах	%									
4.2.	Глубинные замеры пластовых давлений в нагнетательных скважинах	%									
4.3.	Глубинные замеры пластовых давлений в пьезометрических скважинах	%									
4.4.	Определение пластового давления (статический уровень) в добывающих скважинах	%									
4.5.	Определение пластового давления (статический уровень) в нагнетательных скважинах	%									

№ п/п	Цель проводимых работ / Виды работ	Единицы измерения	Периодичность	Планируемые объемы работ по годам					Планируемый объем (5 лет)	Исполнители	Примечание
				20 г.	20 г.	20 г.	20 г.	20 г.			
				Проект	Проект	Проект	Проект	Проект			
4.6.	Определение пластового давления (статический уровень) в пьезометрических скважинах	%									
4.7.	Определение динамических уровней	%									
5	Определение технологических параметров работы скважин (охват)										
5.1.	Определение дебита жидкости по скважинам	%									
5.2.	Определение обводненности продукции по скважинам	%									
5.3.	Промысловые определения газового фактора	%									
5.4.	Определение приемистости по нагнетательным скважинам	%									
6	Определение работы продуктивного пласта (охват)										
6.1.	Определение профиля притока и источника обводнения	%									
6.2.	Определение профиля приемистости	%									
6.3.	Определение технического состояния скважин	%									

№ п/п	Цель проводимых работ / Виды работ	Единицы измерения	Периодичность	Планируемые объемы работ по годам					Планируемый объем (5 лет)	Исполнители	Примечание
				20 г.	20 г.	20 г.	20 г.	20 г.			
				Проект	Проект	Проект	Проект	Проект			
7	Количественная оценка текущей нефтенасыщенности пласта, определение положения ВНК										
7.1.	Определение нефтенасыщенной толщины, коэффициента нефтенасыщенности в наблюдательных и действующих скважинах	исследований									Указать метод
8	Контроль за изменением газонасыщенности и определения положения ГНК										
8.1.	Определение текущей газонасыщенной толщины	исследований									Указать метод
9	Определение гидродинамической связи по пласту										
9.1.	Определение направления и скорости фильтрационных потоков (трассерные и индикаторные исследования)	исследований									Указать метод
10.2.	Гидропрослушивание пласта	исследований									
11	Специальные исследования										

№ п/п	Цель проводимых работ / Виды работ	Единицы измерения	Периодичность	Планируемые объемы работ по годам					Планируемый объем (5 лет)	Исполнители	Примечание
				20 г.	20 г.	20 г.	20 г.	20 г.			
				Проект	Проект	Проект	Проект	Проект			
11.1.	Определение выноса механических примесей	исследований									

Графы "Периодичность" и "Примечание" заполняются согласно РД 153-39.0-109-01 "Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений" периодичность и количество определений, замеров

Таблица 81 (газ). Программа исследовательских работ и доразведки _____месторождения (газ)

№ п/п	Цель проводимых работ / Виды работ	Единицы измерения	Периодичность	Планируемые объемы работ по годам					Планируемый объем (5 лет)	Исполнители	Примечание
				20 г.	20 г.	20 г.	20 г.	20 г.			
				Проект	Проект	Проект	Проект	Проект			
1	Изучение и уточнение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по керну										
1.1.	Определение фазовых проницаемостей коллекторов по газу, воде и конденсату	определений									
1.2.	Капиллярометрические исследования для построения петрофизических зависимостей	определений									
1.3.	Определение прочностных характеристик пород, модуль Юнга, коэффициент Пуасона	определений									
2	Определение физико-химических свойств и состава пластовых флюидов										
2.1.	Комплекс PVT- изучение фазовых характеристик, изучение компонентного состава газоконденсатных систем, физико-химических свойств газа и конденсата	исследований									
2.2.	Лабораторные определения по поверхностным пробам состава газа, конденсата.	определений									
2.3.	Отбор проб воды на устье газовых скважин с целью определения физико-химической характеристики и микроэлементного состава (гидрохимический контроль).	исследований									

№ п/п	Цель проводимых работ / Виды работ	Единицы измерения	Периодичность	Планируемые объемы работ по годам					Планируемый объем (5 лет)	Исполнители	Примечание
				20 г.	20 г.	20 г.	20 г.	20 г.			
				Проект	Проект	Проект	Проект	Проект			
3	Определение гидродинамических параметров пласта (проводимость, пьезопроводность, пористость, коэффициенты фильтрационных сопротивлений, депрессии на пласт)										
3.1.	Гидродинамические исследования скважин на нестационарных режимах фильтрации	исследований									
3.4.	Гидродинамические исследования скважин при стационарных режимах фильтрации (метод установившихся отборов)	исследований									
4	Контроль энергетического состояния залежей (прямые замеры и методом пересчета) охват										
4.1.	Глубинные замеры пластовых давлений в газовых скважинах	%									
4.2.	Замер статических давлений на устье газовых скважин и расчет пластовых давлений.	%									
4.3.	Определение пластового давления путём замера статического уровня в пьезометрических скважинах	%									
4.4.	Замеры рабочих параметров на устье добывающих скважин (буферного (Рбуф), затрубного (Рзат), шлейфа (Ршл), температуры (Ту)).	%									

№ п/п	Цель проводимых работ / Виды работ	Единицы измерения	Периодичность	Планируемые объемы работ по годам					Планируемый объем (5 лет)	Исполнители	Примечание
				20 г.	20 г.	20 г.	20 г.	20 г.			
				Проект	Проект	Проект	Проект	Проект			
4.5.	Определение устьевого (буферного, затрубного) давления в нагнетательных скважинах	%									
5.	Контроль газоконденсатной характеристики										
5.1.	Газоконденсатные исследования с отбором и анализом проб газа и конденсата	исследований									
5.2.	Комплекс лабораторных PVT- исследований проб газа и конденсата отобранных из добывающих скважин	исследований									
5.3.	Отбор проб и лабораторные определения состава газа сепарации	исследований									
5.4.	Отбор проб и лабораторные определения состава нестабильного конденсата	исследований									
6.	Промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой (ГИРС) (охват)										
6.1.	Определение текущего положения ГВК	%									
6.2.	Определение текущей газонасыщенности пластов	%									
6.3.	Определение профиля притока и состав притока	%									
6.4.	Контроль технического состояния скважин	шт.									
6.4.1.	Определение профиля притока и источника обводнения	%									
6.4.2.	Определение профиля приемистости	%									

№ п/п	Цель проводимых работ / Виды работ	Единицы измерения	Периодичность	Планируемые объемы работ по годам					Планируемый объем (5 лет)	Исполнители	Примечание
				20 г.	20 г.	20 г.	20 г.	20 г.			
				Проект	Проект	Проект	Проект	Проект			
6.4.3.	Определение технического состояния скважин	шт.									
6.4.4.	Контроль глубины забоя скважин	определений									
7	Специальные исследования										
7.1.	Гидропрослушивание пласта	исследований									
7.2.	Определение выноса механических примесей и жидкости на различных режимах работы скважины	исследований									

Таблица 82. Основные технико-экономические показатели рекомендуемого варианта разработки ЭО

Название ЭО: _____

Показатели	Базовый вариант	ГТМ на прирост добычи	Бурение	МУН/ МУГ/ МУК	ВСЕГО
1. Продолжительность разработки, годы проектный срок рентабельный срок					
2. Накопленная добыча УВС с начала разработки, тыс т, млн. м3 за проектный срок за рентабельный срок					
3. КИН (КИК, КИГ), доли ед. за проектный срок за рентабельный срок					
4. Выручка от реализации продукции, млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
5. Капитальные затраты, млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
6. Эксплуатационные затраты, млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
7. Себестоимость добычи нефти (газа), руб./т (руб./1000 м3) за проектный срок за рентабельный срок					
8. Текущие затраты, млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
9. Затраты на транспортировку экспортной нефти, млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
10. Внереализационные затраты, млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
11. Чистый доход пользователя недр, млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
12. Чистый дисконтированный доход пользователя недр (при ставке дисконта 15%), млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
13. Индекс доходности затрат (при ставке дисконта 15%), доли ед. за проектный срок за рентабельный срок					
14. Доход государства (налоги и платежи), млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
15. Дисконтированный доход государства (при ставке дисконта 15%), млн руб.					

Показатели	Базовый вариант	ГТМ на прирост добычи	Бурение	МУН/ МУГ/ МУК	ВСЕГО
за проектный срок за рентабельный срок					

Приложение №4
к Методическим рекомендациям
по подготовке технических проектов
разработки месторождений
углеводородного сырья

Перечень графических приложений к проектным документам на разработку месторождений УВС

1. Геологический профиль вдоль простирания месторождения
2. Геологический профиль в крест простирания месторождения
3. Структурная карта по кровле коллектора продуктивного пласта
4. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивного пласта
5. Карта эффективных газонасыщенных толщин продуктивного пласта
6. Карта эффективных нефте - газонасыщенных толщин продуктивного пласта
7. Карта текущих отборов по ЭО
8. Карта накопленных отборов по ЭО
9. Карта изобар по ЭО
10. Схемы расположения границ ГДМ и контуров нефтеносности
11. Поля распределения параметров по объекту в целом и по интервалам разреза по ГДМ
12. Карты подвижных запасов УВС на начало разработки, на дату подготовки ПТД и на конец разработки с единой шкалой для каждого объекта разработки/залежи по ГДМ
13. Карта подъема (продвижения) ГВК для газовых и газоконденсатных залежей (при наличии подошвенной или краевой воды)
14. Карта суммарных нефтенасыщенных толщин с размещением фактически пробуренного и проектного фонда скважин ЭО…… Вариант…
15. Карта суммарных газонасыщенных толщин с размещением фактически пробуренного и проектного фонда скважин ЭО…… Вариант…
16. Карта совмещённых контуров с размещением фактического и проектного фонда скважин (вариант рекомендуемый)

Приложение №5
к Методическим рекомендациям
по подготовки технических проектов
разработки месторождений
углеводородного сырья

Классификатор операций, относимых к ГТМ на поддержание базовой добычи и ГТМ на прирост добычи

ГТМ	Состояние фонда скважин на начало проектного периода	Шифр	Виды работ (1)	Примечание
ГТМ на поддержание базовой добычи	действующий добывающий фонд	КР1	Ремонтно-изоляционные работы	
		КР2	Устранение негерметичности эксплуатационной колонны	
		КР3	Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или ремонта	
		КР5	Внедрение и ремонт установок типа ОРЭ, ОРЗ, КЗП, пакеров-отсекателей в скважинах	В сочетании с приобщением пластов
		КР7	Обработка призабойной зоны пласта скважины и вызов притока	Кроме КР7-2, КР7-3 и КР7-14 (с изменением интервалов перфорации)
		все ТР, кроме ТР3		
ГТМ на прирост добычи	вне действующего добывающего фонда	все КР и ТР		
	действующий добывающий фонд	КР4	Переход на другие горизонты и приобщение пластов	
		КР6	Комплекс подземных работ по восстановлению работоспособности скважин с использованием технических элементов бурения	
		КР7-2	Проведение ГРП	
		КР7-3	Проведение ГГРП	
		КР7-14	Проведение прострелочных и взрывных работ (в том числе, перфорация, торпедирование согласно (1))	С изменением интервалов перфорации
		ТР3	Оптимизация режима эксплуатации	

(1) согласно РД 153-39.0-088-01 "Классификатор ремонтных работ в скважинах"

Приложение №6
к Методическим рекомендациям
по подготовки технических проектов
разработки месторождений
углеводородного сырья

Определение рекомендуемого варианта разработки эксплуатационного объекта

Для всех вариантов разработки ЭО выполняется условие увеличения ЧДД пользователя недр по сравнению с ЧДД пользователя недр для Базового варианта разработки (кроме случаев рассмотрения вариантов разработки газового или газоконденсатного ЭО со снижением уровня добычи природного газа в Базовом варианте разработки):

$$\mathbf{NPV_{ББ} < NPN_{O1} < NPV_{O2} < NPV_{O3}} \quad (5.1)$$

где

$\mathbf{NPV_{ББ}}$ – ЧДД пользователя недр для Базового варианта разработки;

$\mathbf{NPV_{O1}}$ – ЧДД пользователя недр для Опции 1;

$\mathbf{NPV_{O2}}$ – ЧДД пользователя недр для Опции 2

$\mathbf{NPV_{O3}}$ – ЧДД пользователя недр для Опции 3.

Базовый вариант, Опции 1-3 согласно п. 5.3.5.

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

$$\mathbf{T_{опт}(i) = H_{КИН}(i) + H_{КИГ}(i) + H_{КИК}(i) + H_{NPV}(i) + H_{ДДГ}(i)}; \quad (5.2)$$

$$\mathbf{H_{КИН}(i) = К_{КИН}(i) / макс\ (К_{КИН}(1) \ldots К_{КИН}(n))} \quad (5.3)$$

$$\mathbf{H_{КИГ}(i) = К_{КИГ}(i) / макс\ (К_{КИГ}(1) \ldots К_{КИГ}(n))} \quad (5.4)$$

$$\mathbf{H_{КИК}(i) = К_{КИК}(i) / макс\ (К_{КИК}(1) \ldots К_{КИК}(n))} \quad (5.5)$$

$$\mathbf{H_{NPV}(i) = NPV(i) / макс\ (NPV_1 \ldots NPV_n)}; \quad (5.6)$$

$$\mathbf{H_{ДДГ}(i) = ДДГ(i) / макс\ (ДДГ_1 \ldots ДДГ_n)}; \quad (5.7)$$

где

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

$\mathbf{H_{КИН}(i)}$ – нормированный коэффициент извлечения нефти i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$\mathbf{H_{КИГ}(i)}$ – нормированный коэффициент извлечения газа (свободного, газа газовой шапки) i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$\mathbf{H_{КИК}(i)}$ – нормированный коэффициент извлечения конденсата i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$\mathbf{H_{NPV}(i)}$ – нормированный ЧДД пользователя недр i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$\mathbf{H_{ДДГ}(i)}$ – нормированный накопленный дисконтированный доход Государства для i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$\mathbf{К_{КИН}(i)}$ – коэффициент извлечения нефти за рентабельный срок разработки

для i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$К_{КИГ}$(i) – коэффициент извлечения газа за рентабельный срок разработки для i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$К_{КИК}$(i) – коэффициент извлечения конденсата за рентабельный срок разработки для i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$К_{КИН}$(1)…$К_{КИН}$(n) – коэффициенты извлечения нефти за рентабельный срок для вариантов разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$К_{КИГ}$(1)…$К_{КИГ}$(n) – коэффициенты извлечения газа за рентабельный срок для вариантов разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$К_{КИК}$(1)…$К_{КИК}$(n) – коэффициенты извлечения конденсата за рентабельный срок для вариантов разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

NPV(i) – ЧДД пользователя недр для i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

NPV_1…NPV_n – ЧДД пользователя недр для вариантов разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

ДДГ(i) – накопленный дисконтированный доход государства для i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$ДДГ_1$…$ДДГ_n$ – накопленные дисконтированные доходы Государства для вариантов разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

i – номер варианта разработки ЭО;

n – количество вариантов разработки ЭО.

В формуле расчета **$Т_{опт}$(i)** коэффициенты **$Н_{КИН}$(i)**, **$Н_{КИГ}$(i)**, **$Н_{КИК}$(i)** одновременно применяются только для нефетегазоконденсатного ЭО, для остальных типов ЭО (нефтяной, газонефтяной, газовый, газоконденсатный) формула **$Т_{опт}$(i)** корректируется соответствующим образом, в зависимости от вида УВС, планируемого к добыче.

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

Вариант разработки ЭО, нерентабельность которого (отрицательное значение ЧДД пользователя недр) обоснована в ПТД, исключается из выбора рекомендуемого варианта разработки при расчете **$Т_{опт}$(i)**.

Таким образом, для расчета **$Н_{КИН}$(i)**, **$Н_{КИГ}$(i)**, **$Н_{КИК}$(i)**, **$Н_{ДДГ}$(i)** и **$Н_{NPV}$(i)** соответствующие показатели **$К_{КИН}$(i)**, **$К_{КИГ}$(i)**, **$К_{КИК}$(i)**, **ДДГ(i)** и **NPV(i)** для i-го варианта разработки ЭО нормируются (делятся) на соответствующие максимальные значения среди вариантов разработки ЭО рассчитанные в ПТД.

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

В случае равенства **$Т_{опт}$(i)** для двух и более вариантов разработки ЭО анализируются коэффициенты извлечения УВС за рентабельный срок разработки. Для рекомендуемого варианта разработки ЭО используются максимальные коэффициенты извлечения УВС за рентабельный срок разработки.

Сопоставительный анализ технико-экономических показателей эффективности вариантов разработки ЭО и выбор рекомендуемого варианта разработки ЭО проводится без учета технико-экономических показателей

разработки участков ОПР в границах ЭО.

В случае отсутствия рентабельных вариантов разработки месторождения в целом (отрицательное ЧДД пользователя недр для всех вариантов разработки для всех ЭО) рекомендуемый вариант разработки отдельных ЭО определяется как вариант разработки данных ЭО с максимальным ЧДД пользователя недр.

gost.e-ecolog.ru