ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 55414— 2013

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАЗОВЫЕ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ, НЕФТЕГАЗОВЫЕ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ

Требования к техническому проекту разработки

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2014

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Газпром» (ОАО «Газпром»), Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 23 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 мая 2013 г. №66-ст

4 В настоящем стандарте реализованы нормы Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. №2395-1 «О недрах»

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0—2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет (gost.ru)

© Стандартинформ, 2014

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 1
4 Сокращения 2
5 Общие положения 3
6 Общие требования к техническому проекту разработки месторождения 3
7 Виды технического проекта разработки месторождения и проектной документации на выполнение пробных работ и сроки их действия 4
8 Техническое задание на составление технического проекта разработки 5
9 Исходная информация для составления технического проекта разработки 6
10 Основные положения проектной документации на выполнение пробных работ 7
11 Основные положения технического проекта разработки 8
12 Содержание разделов проекта пробной эксплуатации поисковой или единичных разведочных скважин 9
13 Содержание разделов технического проекта разработки месторождения (объекта разработки месторождения) 15
14 Содержание реферата технического проекта разработки месторождения 34
Приложение А (рекомендуемое) Перечень основных рисунков (графических приложений) в техническом проекте разработки 36
Приложение Б (справочное) Формы представления информации проекта пробной эксплуатации поисковой или единичных разведочных скважин 37
Приложение В (справочное) Формы представления информации технического проекта разработки месторождения (объекта разработки месторождения) 48
Библиография 82

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАЗОВЫЕ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ, НЕФТЕГАЗОВЫЕ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ

Требования к техническому проекту разработки

Gas, gas condensate, oil-gas and oil-gas condensate fields.
Requirements for technical project of field development

Дата введения — 2013—11—01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения, кроме месторождений континентального шельфа, а также отдельные объекты разработки в пределах одного месторождения и устанавливает требования к их составу, построению, содержанию и представлению (оформлению) технического проекта разработки и проектной документации на выполнение пробных работ, связанных с разработкой.

Целью стандарта является обеспечение:

- применения достижений научно-технического прогресса при проектировании разработки газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений;
- рационального использования природных ресурсов углеводородного сырья: газа, газового конденсата, нефти, сопутствующих компонентов.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 53710—2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки

ГОСТ 7.32—2001 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **вариант разработки**: Совокупность технологических, технических решений и основных показателей разработки месторождения или его части (объекта разработки месторождения, эксплуатационного объекта).

Издание официальное

Примечания — Для месторождения (объекта разработки) с несколькими эксплуатационными объектами вариант разработки формируют из вариантов разработки отдельных эксплуатационных объектов.

3.2 **ввод месторождения (объекта разработки месторождения) в разработку**: Момент начала добычи углеводородного сырья в соответствии с проектным документом по разработке, предусматривающим длительную (более года) подачу вырабатываемой товарной продукции потребителям.

3.3 **газовое [газоконденсатное, нефтегазовое, нефтегазоконденсатное] месторождение**: Месторождение с преобладающим количеством газообразных углеводородов.

3.4 **завершение разработки месторождения**: Прекращение добычи сырья с обеспечением изоляции продуктивных отложений путем консервации или ликвидации скважин, ликвидации промысловых объектов и рекультивации земель.

3.5 **объект разработки (месторождения):** Совокупность продуктивных отложений (залежей, пластов, участков) месторождения или его части, входящей в лицензионный участок недропользователя, выделенная для проектирования разработки, обустройства и учета добычи углеводородного сырья.

Примечания

1 Близость входящих в объект разработки фильтрационно-емкостных характеристик пластов, термобарических условий, состава и физико-химических свойств пластовых флюидов предопределяют применение единой системы сбора, подготовки, учета продукции.

2 Объект разработки может включать в себя несколько эксплуатационных объектов, разрабатываемых самостоятельными сетками скважин.

3 В техническом проекте разработки рассматривают один объект разработки.

3.6 **система разработки газового (газоконденсатного, нефтегазоконденсатного) месторождения**: Комплекс инженерных решений по технологии и техническим средствам извлечения углеводородного сырья из недр и эксплуатации скважин и промысловых объектов.

Примечания — Систему разработки характеризуют количество и состав эксплуатационных объектов, способ разработки, темпы отбора углеводородов из пластов, размещение добывающих и нагнетательных скважин, технологии и средства контроля и регулирования процессов, происходящих в продуктивном пласте, очередность ввода и технологические режимы эксплуатации скважин и промысловых объектов.

3.7 **технический проект разработки**: Проектный документ, определяющий основные технологические и технические решения по рациональному пользованию участком недр, на основании которого осуществляют разработку месторождения (группы месторождений, объекта разработки месторождения, отдельных залежей или их участков).

Примечания— Технический проект разработки является обобщающим названием для группы проектных документов, перечисленных в 7.1.

3.8

эксплуатационный объект: Продуктивный пласт или группа пластов, разрабатываемые единой сеткой скважин.

[ГОСТ Р 53710—2009, статья 3.4]

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ВНК — водонефтяной контакт;

ГВК — газоводяной контакт;

ГИС — геофизические исследования скважин;

ГКЗ — Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых;

ГНК — газонефтяной контакт;

ГПЗ — газоперерабатывающий завод;

ДКС — дожимная компрессорная станция;

м/(ст. мес.) — метров на станкомесяц при строительстве скважин (в таблицах);

НК — начало кипения;

НКС — нагнетательная компрессорная станция;

НКТ — насосно-компрессорные трубы;

ППД — поддержание пластового давления;

скв. — скважина (в таблицах);

УКПГ — установка комплексной подготовки газа;

УППГ — установка предварительной подготовки газа;

УПН — установка подготовки нефти;

ШГН — штанговый глубинный насос;

ЭЦН — электроцентробежный насос;

% об. — объемный процент;

% масс. — массовый процент;

% мол. — мольный процент;

C_{5+} — группа компонентов пентан + вышекипящие.

5 Общие положения

5.1 Разработку месторождения осуществляют в соответствии с техническим проектом разработки. Технический проект разработки составляют для месторождения в целом или для отдельного объекта разработки этого месторождения при соответствующем обосновании его выделения. Допускается подготовка единого технического проекта разработки для нескольких мелких месторождений, расположенных в пределах выделенного одному недропользователю лицензионного участка недр. При этом в нем должны быть выделены проектные решения и основные показатели разработки для каждого месторождения.

5.2 Организацию подготовки технического проекта разработки месторождения (объекта разработки) осуществляет недропользователь в соответствии с условиями пользования участком недр, определенными лицензией на пользование недрами, требованиями [1] — [4], на основании имеющейся геологической и иной информации о недрах.

5.3 Технический проект разработки месторождения, как правило, составляет научно-исследовательская (проектная) организация на основании технического задания.

5.4 Технический проект разработки месторождения основывают на запасах углеводородного сырья, прошедших государственную экспертизу. Запасы промышленных категорий по [5] должны быть учтены в полном объеме, обоснованы величины запасов и ресурсов, вовлекаемых в разработку, и предусмотрены мероприятия по доразведке для перевода запасов и ресурсов в промышленные категории.

5.5 Решения технического проекта разработки должны быть направлены на достижение максимально возможного экономически целесообразного извлечения из пластов углеводородного сырья и содержащихся в нем сопутствующих компонентов, а также на получение новой информации для снижения риска неподтверждения обосновываемых в нем решений.

5.6 Технический проект разработки согласовывает уполномоченный государственный орган в соответствии с [6], и утверждает недропользователь.

6 Общие требования к техническому проекту разработки месторождения

6.1 Технический проект разработки является основополагающим технологическим документом, обобщающим результаты научно-исследовательских работ для обеспечения возможности и необходимых условий рациональной разработки и проведения опытно-промышленных работ недропользователями. На его основе составляют проектную документацию на строительство скважин и обустройство промысла, осуществляют текущее и перспективное планирование добычи углеводородного сырья, объемов буровых и исследовательских работ, инвестиций в освоение и разработку месторождения (месторождений, объекта разработки месторождения) и эксплуатационных затрат.

6.2 В технический проект разработки, а также в другие виды проектной документации по разработке месторождений (см. раздел 7), включают:

- мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами;
- мероприятия по рациональному использованию и охране недр;
- мероприятия по обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами;

- информацию о сроках и условиях выполнения работ по консервации и/или ликвидации скважин, иных подземных сооружений, а также рекультивации земель.

6.3 В техническом проекте разработки обосновывают:

- основные положения разработки месторождения (стратегию освоения запасов участка недр, выделение объекта разработки);
- выделение эксплуатационных объектов;
- технологические и технические решения, основные показатели разработки.

6.4 Обоснование технологических и технических решений проводят путем сопоставления результатов расчетов нескольких различных в принципиальном отношении вариантов. Варианты могут различаться максимальными уровнями годовой добычи (темпами отбора запасов), способом (технологией) разработки, техникой и технологией строительства скважин, их размещением, количеством и последовательностью ввода эксплуатационных объектов, количеством и мощностью элементов систем сбора и промысловой подготовки и/или переработки сырья, направлениями транспорта углеводородов. Основанием для выбора проектных технологических и технических решений являются полнота извлечения углеводородного сырья из недр и экономические результаты за проектный (прогнозный) период.

6.5 Материалы технического проекта разработки должны включать необходимые исходные и расчетные данные, в том числе по геологическим и гидродинамическим моделям объектов разработки, позволяющие проводить независимую экспертизу предлагаемых решений по рассматриваемому месторождению (объекту разработки).

6.6 В состав технического проекта разработки входят основная часть, текстовые приложения, графические приложения (см. приложение А), а также реферат в виде отдельной книги.

6.7 Технический проект разработки соответствующего вида оформляют с учетом [7] и ГОСТ 7.32 в части размеров шрифта, объема страниц в одном томе (книге), формата рисунков и таблиц, нумерации разделов, рисунков и таблиц и библиографических ссылок. Проектный документ оформляют на бумажных (не менее двух экземпляров) и электронных носителях. Все экземпляры должны быть идентичны по содержанию. На титульном листе проектного документа указывают:

- недропользователя (заказчика проектного документа и недропользователя);
- организацию, составившую проектный документ;
- полное название документа с указанием наименования месторождения (объекта разработки) и его типа (газовое, газоконденсатное, нефтегазовое, нефтегазоконденсатное);
- административный район расположения месторождения;
- год составления.

Титульный лист подписывают должностные лица этих организаций, подписи заверяют печатью.

7 Виды технического проекта разработки месторождения и проектной документации на выполнение пробных работ и сроки их действия

7.1 Виды технического проекта разработки месторождения (объекта разработки):

- проект пробной разработки месторождения (залежи);
- технологическая схема опытно-промышленной разработки месторождения (залежей или участков залежей);
- технологическая схема разработки месторождения;
- технологический проект разработки месторождения, а также дополнения (изменения) к ним.

Кроме того, к проектной документации на выполнение пробных работ, связанных с пользованием участками недр применительно к разработке месторождений углеводородного сырья, относят:

- проект опытной (пробной) эксплуатации поисковой скважины;
- проект пробной эксплуатации единичных разведочных скважин.

7.2 Срок действия технического проекта разработки определяют достижением поставленных в нем целей и задач.

7.3 Проект пробной разработки месторождения (залежи) составляют для уточнения геофизических, добывных и других характеристик коллекторов и насыщающих их флюидов на период до 3 лет. Он является основой для перспективного планирования обустройства месторождения.

7.4 Технологическую схему опытно-промышленной разработки месторождения (залежей или участков залежей) составляют на период до 5 лет для промышленных испытаний новой техники и новых технологий разработки, а также ранее известных технологий, требующих апробации в конкретных геолого-физических условиях рассматриваемого месторождения. Технологическая схема опытно-

промышленной разработки отдельных залежей или участков может быть составлена на любой стадии разработки месторождения.

7.5 Технологическую схему разработки составляют для начальной стадии промышленной разработки месторождения. Она определяет систему разработки месторождения на период его разбуривания основным эксплуатационным фондом скважин.

Для крупных газовых и газоконденсатных месторождений (объектов разработки), недостаточно разведанных и/или со сложным строением, в целях обоснования технологических и технических решений на срок промышленной разработки в составе технологической схемы рекомендуется предусматривать период опытно-промышленной разработки. Технологические и технические решения на период опытно-промышленной разработки и его продолжительность (до 5 лет в соответствии с [2]) обосновывают в технологической схеме разработки либо в отдельном проекте опытно-промышленной разработки на основе принимаемых основных положений разработки месторождения с учетом решения задач доразведки. На период опытно-промышленной разработки в технологической схеме должна быть представлена детальная программа дополнительного изучения, исследований и опытных работ.

7.6 Технологический проект разработки составляют для основной стадии промышленной разработки месторождения после ввода в эксплуатацию не менее 70 % скважин основного фонда по технологической схеме разработки месторождения (объекта разработки) и ввода в эксплуатацию промысловых объектов, предусмотренных в технологической схеме.

Технологический проект разработки основывают на результатах реализации технологической схемы (анализа разработки, оценки запасов по данным эксплуатации, специальных исследований). Используемые в проекте расчетные модели должны быть адаптированы по истории разработки.

В технологическом проекте разработки должны быть:

- обоснованы период рентабельной разработки месторождения и срок ее завершения (с учетом потребителей и экономической ситуации);
- определены коэффициенты извлечения газа и конденсата (нефти) и остаточные запасы углеводородного сырья на момент завершения разработки;
- представлены общие требования для обеспечения экологической безопасности консервации завершенного разработкой месторождения и ликвидации промысловых объектов.

7.7 Проект опытной (пробной) эксплуатации поисковой скважины составляют в целях уточнения промышленной значимости вскрытого этой скважиной продуктивного пласта. Период опытной (пробной) эксплуатации — 1 год.

7.8 Проект пробной эксплуатации единичных разведочных скважин составляют в целях разведки и доразведки месторождения — изучения характеристик залежей, обеспечивающих составление технологической схемы разработки (технологической схемы опытно-промышленной разработки) месторождения (залежи), а также в процессе разработки в целях уточнения промысловых характеристик эксплуатационных объектов на неразрабатываемых участках. Период пробной эксплуатации единичных разведочных скважин — 1 год.

8 Техническое задание на составление технического проекта разработки

8.1 Техническое задание на составление технического проекта утверждает заказчик-недропользователь. Для месторождений на участках недр федерального значения, имеющих стратегическое значение для газовой промышленности страны, в соответствии с [1], техническое задание может быть согласовано уполномоченным органом Российской Федерации по недропользованию (если это оговорено в лицензии). Если заказчиком является сторонняя организация, техническое задание согласовывают с недропользователем.

8.2 В техническом задании должны быть отражены:

- условия лицензии (лицензий) по участку (участкам) недр;
- основные положения разработки месторождения и освоения участка (участков) недр:

а) планируемые сроки начала разработки;

б) предельные (максимальные) годовые уровни отбора углеводородного сырья (газа, конденсата, нефти);

в) способ учета добываемого сырья;

г) перечень (ассортимент) получаемых товарных продуктов и направления их реализации.

Дополнительно могут быть установлены требования, исходя из схем развития промышленной инфраструктуры и систем магистрального транспорта газа и жидких углеводородов в районе располо-

жения месторождения, законодательства субъекта Российской Федерации по промышленной безопасности, экологии и недропользованию.

Недропользователь вправе устанавливать дополнительные требования по:

- соответствию содержания разделов проектного документа по разработке внутренним нормативно-распорядительным документам недропользователя;
- условиям экономических расчетов, исходя из собственных норм рентабельности производства;
- предельным стоимостным и ценовым показателям продукции и услуг;
- учету отдельных технологий добычи и подготовки газа и конденсата (нефти) к транспорту;
- использованию имеющихся промысловых объектов (УКПГ, ДКС, головных сооружений), газоперерабатывающих заводов и газопроводов в районе месторождения;
- приведению в проектном документе минимальных и максимальных уровней суточной добычи, представлению прогнозных показателей разработки помесячно или поквартально.

8.3 В техническом задании указывают условия использования информации (в том числе фактических данных по разрабатываемому месторождению и конфиденциальной), предоставляемой недропользователем проектировщику, и фиксируют дату, по состоянию на которую составлен проектный документ по разработке.

8.4 Ответственность за соответствие требований технического задания на подготовку единого технического проекта разработки для месторождения (объекта разработки), расположенного в пределах нескольких лицензионных участков, законодательным и нормативным документам Российской Федерации несет один из недропользователей, которому другие доверяют исполнение функций координатора.

9 Исходная информация для составления технического проекта разработки

9.1 Для составления технического проекта разработки должна быть использована следующая информация:

- лицензия на пользование недрами;
- техническое задание на проектирование;
- материалы предшествующих утвержденных проектных документов по разработке;
- материалы авторского сопровождения разработки и геолого-технологического аудита состояния разработки месторождения;
- геологическая информация:

а) материалы по подсчету запасов газа и жидких углеводородов;

б) результаты лабораторных исследований керна и пластовых флюидов;

в) геохимические и гидрогеологические данные;

- геофизическая информация:

а) материалы полевых геофизических исследований;

б) ГИС;

в) петрофизические зависимости, увязанные с данными ГИС;

- маркшейдерско-геодезическая информация, в том числе координаты существующих объектов;
- промысловая информация:

а) результаты обработки данных газогидродинамических исследований скважин;

б) материалы исследований на газоконденсатность;

в) данные пробной эксплуатации разведочных и текущей работы эксплуатационных скважин;

г) результаты геолого-технических мероприятий на скважинах, работ по методам ППД и по воздействию на пласт;

д) результаты оценки технического состояния скважин и объектов обустройства, коррозионных исследований;

- нормативно-отраслевая информация:

а) законодательные и юридические акты и положения в области недропользования;

б) законодательные акты и положения в области промышленной безопасности и охраны окружающей среды и недр;

- результаты научных исследований в области разработки месторождений, опубликованные в открытой печати, патентная информация;
- экономическая информация:

а) методики экономической оценки проектов;

б) отраслевые стоимостные и ценовые показатели, мировые цены на газ и нефть;

в) размеры и условия налогов и платежей в соответствии с законодательством Российской Федерации;

- экологическая информация:

а) данные о состоянии окружающей среды;

б) характеристика техники и технологий добычи, подготовки, промыслового транспорта, переработки и хранения (допускается по объектам-аналогам) с позиции воздействия на окружающую среду.

9.2 Геологическая и промысловая информация по лицензионному участку должна быть использована в полном объеме. Для объекта разработки, выделенная совокупность продуктивных отложений которого распространяется за пределы лицензионного участка, при наличии данных используют геологическую модель выделенной совокупности продуктивных отложений всего месторождения.

9.3 При недостатке исходной информации для обоснования проектных решений используют материалы по аналогичным месторождениям (объектам разработки) с соответствующим обоснованием. Аналогию устанавливают по следующим параметрам:

- геологическое строение;
- коллекторские и фильтрационные свойства;
- состав пластового флюида;
- природно-климатические условия;
- географическое положение;
- наличие инфраструктуры;
- технические и технологические решения.

9.4 В проектном документе технические и технологические решения приводят с указанием количественных характеристик и сведений о промышленной апробации на рассматриваемом или аналогичном месторождении.

10 Основные положения проектной документации на выполнение пробных работ

10.1 В проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, — проекте опытной (пробной) эксплуатации поисковой скважины и проекте пробной эксплуатации единичных разведочных скважин — должны быть обоснованы и представлены следующие позиции:

- основные цели опытной (пробной) эксплуатации;
- объект (объекты) пробной эксплуатации, условия и последовательность его (их) ввода;
- обоснование величины запасов, вовлекаемых в разработку;
- темпы отборов газа, конденсата, нефти;
- возможные годовые объемы добычи газа, конденсата, нефти;
- способы эксплуатации скважины, технологические режимы ее работы;
- требования и рекомендации по методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважины, наземному и подземному скважинному оборудованию с учетом выделенных объектов пробной эксплуатации и очередности их ввода;
- технологии интенсификации притоков;
- мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями (водопескопроявления, гидратообразование, коррозия) при эксплуатации скважины, включая рекомендуемые технологии и технические средства, и по контролю за техническим состоянием колонн и затрубного пространства, в том числе геофизическими методами;
- мероприятия по контролю за процессом пробной (опытной) эксплуатации и его регулированию;
- способы разделения на поверхности жидких и газообразных продуктов для дальнейшего их использования, системы сбора, внутрипромыслового транспорта, подготовки (переработки) добываемой продукции с учетом входящих в ее состав сопутствующих ценных и агрессивных компонентов;
- мероприятия по охране недр и окружающей среды, рекомендации по промышленной безопасности, технике безопасности, промышленной санитарии, газовой и пожарной безопасности, организации и проведению мониторинга окружающей среды в соответствии с [8];
- программа исследовательских работ по дополнительному изучению объекта пробной эксплуатации, научно-исследовательским и опытным работам, в том числе комплексы геофизических, газодинамических и газоконденсатных исследований скважины, их объем и периодичность.

11 Основные положения технического проекта разработки

11.1 В техническом проекте разработки должны быть обоснованы и представлены следующие позиции:

- выделение объекта разработки (для многопластовых месторождений и месторождений, входящих в несколько лицензионных участков), при необходимости уточнение границ горного отвода;
- выделение эксплуатационных объектов, условия и последовательность их ввода в разработку;
- геолого-гидродинамические модели объектов проектирования (принципы построения, исходные данные, запасы);
- обоснование величины запасов, вовлекаемых в разработку;
- темпы годовых отборов газа, конденсата, нефти;
- целесообразность применения, способы воздействия на пласты и ППД и необходимые для их реализации технологии, оборудование и агенты (для газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений);
- годовые объемы добычи газа (при необходимости учета сезонной неравномерности допускается поквартальная или помесячная разбивка), конденсата, нефти по месторождению (объекту разработки), эксплуатационным объектам и зонам УКПГ, объемы закачки агентов для воздействия на пласты;
- определение величин конечных коэффициентов извлечения газа, конденсата, нефти;
- системы размещения, количество добывающих, нагнетательных и специальных скважин на каждый эксплуатационный объект, последовательность и сроки ввода скважин в эксплуатацию и вывода их из эксплуатации по годам разработки;
- способы эксплуатации добывающих скважин, технологические режимы работы добывающих и нагнетательных скважин;
- требования и рекомендации по конструкциям скважин (добывающих, нагнетательных, специальных), производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, наземному и подземному скважинному оборудованию с учетом выделенных эксплуатационных объектов и очередности их ввода в разработку;
- технологии вторичного вскрытия пластов и интенсификации притоков;
- мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями (водопескопроявления, гидратообразование, коррозия) при эксплуатации скважин и организации их капитального ремонта, включая рекомендуемые технологии и технические средства, и по контролю за техническим состоянием колонн и затрубного пространства, в том числе геофизическими методами;
- мероприятия по контролю за процессом разработки и его регулированию, размещение наблюдательных и пьезометрических скважин, комплексы геофизических и газодинамических исследований скважин, их объем и периодичность в соответствии с [9];
- основные положения по мониторингу процессов разработки, эксплуатации промысловых объектов, сброса промышленных стоков (с использованием комплекса геофизических и геохимических методов, включая использование геоинформационных систем), в том числе по систематическим наблюдениям за конкретными техногенными проявлениями для данного месторождения (за образованием вторичных залежей в надпродуктивной толще и проседанием земной поверхности);
- способы разделения на поверхности жидких и газообразных продуктов для дальнейшего их использования, системы сбора, внутрипромыслового транспорта, подготовки (переработки) добываемой продукции с учетом входящих в ее состав сопутствующих ценных и агрессивных компонентов;
- товарная продукция, система учета объемов добытого полезного ископаемого и расходов на технологические нужды;
- мероприятия по охране недр и окружающей среды, рекомендации по промышленной безопасности, технике безопасности, промышленной санитарии, газовой и пожарной безопасности, организации и проведению мониторинга окружающей среды в соответствии с [8];
- критерии оценки эффективности рассмотренных вариантов разработки;
- сводные проектные технологические и технические решения и основные показатели разработки;
- рекомендации по опытно-промышленным испытаниям (опытным работам) в целях апробации и внедрения новых технологий и технических разработок, в том числе по вопросам ППД;
- программа по дополнительному изучению месторождения (объекта разработки), научно-исследовательским и опытным работам, в том числе по комплексу, задачам и использованию результатов геофизических и газогидродинамических исследований скважин при их строительстве и эксплуатации.

11.2 Объем и детальность проработки указанных в 11.1 позиций технического проекта разработки зависят от сложности строения месторождения (объекта разработки), количества эксплуатационных объектов и рассматриваемых вариантов разработки, стадии разработки.

11.3 Расчеты основных технико-экономических показателей разработки проводят на весь срок технологически возможной продолжительности разработки для прогнозной оценки максимальных значений суммарной добычи и коэффициентов извлечения газа, конденсата, нефти, сопутствующих компонентов. Результаты расчетов основных технико-экономических показателей приводят по годам на весь период рентабельной разработки. Для технологической схемы при неоднозначности срока ввода месторождения в разработку допускается приводить технико-экономические показатели разработки по порядковым номерам годов эксплуатации.

11.4 Для месторождений с высоким содержанием в пластовых флюидах агрессивных компонентов обосновывают специфические требования к материальному исполнению скважинного и промыслового оборудования, его защите от коррозии, и мероприятия, обеспечивающие экологическую и промышленную безопасность.

11.5 Для месторождений со сложным составом пластовой смеси, добываемую продукцию которых предусматривают направлять в полном объеме на переработку на газохимические комплексы, приводят расчеты потенциальной выработки конечных товарных продуктов и учитывают в экономических расчетах их количество.

11.6 Для газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (объектов разработки) с содержанием в пластовом газе углеводородов C_{5+} более 250 г/м^3 должен быть рассмотрен вариант разработки с поддержанием пластового давления, приведены виды рабочих агентов и объемы их закачки.

11.7 Для нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений (объектов разработки) должен быть рассмотрен вариант опережающей разработки нефтяной части и обоснована система раздельного учета добычи газового конденсата и нефти.

11.8 Для мелких и очень мелких по запасам месторождений в соответствии с [5] при незначительном объеме информации допускается использование упрощенных методов расчета технологических показателей разработки. Должна быть оценена возможность использования добываемых углеводородов на местные нужды.

11.9 Для месторождений, рассматриваемых в едином техническом проекте разработки, приводят общую схему сбора углеводородного сырья и обосновывают систему учета добычи по каждому месторождению. Результаты расчетов приводят по каждому месторождению и суммарно по группе.

12 Содержание разделов проекта пробной эксплуатации поисковой или единичных разведочных скважин

12.1 Структурные элементы проекта:

- титульный лист;
- список исполнителей;
- содержание;
- список таблиц;
- список рисунков;
- список табличных приложений;
- список графических приложений;
- введение;
- сведения о недропользователе;
- геолого-физическая характеристика продуктивных пластов объекта пробной эксплуатации;
- конструкция скважины, ее техническое состояние и методы вскрытия пласта;
- техника и технология добычи углеводородного сырья;
- программа исследовательских работ;
- мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недр;
- мероприятия по охране окружающей среды и обеспечению экологической безопасности при пользовании недрами;
- сроки и условия выполнения работ по консервации или ликвидации скважины и рекультивации земель;
- заключение;
- табличные приложения;
- графические приложения.

12.2 Введение

Во введении содержатся общие сведения об участке недр, историю геологического изучения участка, краткие сведения о районе работ, его обустроенности, основные цели проекта.

12.2.1 Общие сведения об участке недр

В общих сведениях об участке недр указывают административное расположение участка недр, на котором расположена поисковая (разведочная) скважина. В проекте пробной эксплуатации разведочной скважины приводят даты открытия месторождения, для разрабатываемых — дату ввода месторождения в разработку. Приводят условия лицензии, требующие учета при составлении проекта. Отмечают особенности орогидрографии, геоморфологии, климатических условий, геокриологические характеристики (для месторождений в зонах распространения многолетнемерзлых пород), которые имеют важное значение для принятия проектных решений. Приводят схему района участка (месторождения) с нанесением контура месторождения, границ лицензионного участка (участков), элементов гидросети, населенных пунктов, объектов инфраструктуры, газо-, нефте- и продуктопроводов, линий электропередач, газо- и нефтеперерабатывающих заводов, электростанций, близлежащих месторождений газа, нефти и других полезных ископаемых.

12.2.2 История геологического изучения участка

При описании истории геологического изучения участка в хронологическом порядке приводят сведения об изучении участка недр, поиске и разведке месторождения.

12.2.3 Краткие сведения о районе работ, его обустроенности

В кратких сведениях о районе работ, его обустроенности характеризуют размещение и мощности действующих в районе участка (месторождения) газодобывающих и газоперерабатывающих организаций, газопроводов, приводят сведения об автодорогах, подъездных путях, существующих источниках водо- и электроснабжения, наличии жилья, охраняемых природных зон.

12.2.4 Основные цели составления представляемого проектного документа

При указании основных целей составления представляемого проектного документа приводят принципиальные положения технического задания на проектирование, характеризуют роль проекта и объекта опробования в освоении месторождения в целом. Выделяют основной вид добываемого полезного ископаемого.

12.3 Раздел «Сведения о недропользователе»

В разделе «Сведения о недропользователе» приводят полное наименование недропользователя с указанием почтового адреса, данные о лицензии на право пользования недрами (серия, номер, вид, дата выдачи, срок действия).

12.4 Раздел «Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов объекта пробной эксплуатации»

В разделе «Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов объекта пробной эксплуатации» приводят сведения о геофизических исследованиях скважины в процессе бурения, промыслово-геофизических исследованиях скважины, результатах опробования, оценке запасов углеводородного сырья.

Описание разреза приводят в пределах изученных глубин. Для месторождений в зоне многолетнемерзлых пород приводят геокриологическую характеристику. Отмечают особенности залегания продуктивных горизонтов (глубины, распространение по площади, выклинивание и т.п.). Приводят литолого-стратиграфический разрез. В проекте пробной эксплуатации разведочной скважины разрабатываемого месторождения при характеристике газонефтеносности приводят описание типов и структурных особенностей залежей, оценивают положения ГВК (ВНК и ГНК при наличии нефтяной оторочки), на сводном разрезе отмечают выделенные по месторождению продуктивные пласты и предполагаемые (по данным ГИС) горизонты, а на структурной карте наносят контуры газоносности (нефтеносности), тектонические нарушения, линии выклинивания продуктивных отложений или замещения коллекторов плотными породами, границы утвержденных категорий запасов. При построениях учитывают данные сейсмических исследований.

12.4.1 Геофизические исследования скважин в процессе бурения

При описании геофизических исследований скважины в процессе бурения и промыслово-геофизических исследований приводят объемы проведенных геофизических исследований скважины. Анализируют комплекс примененных методов (включая динамические характеристики сейсморазведки 3D), оценивают выполненный комплекс ГИС, его эффективность и информативность для изучения геологического строения объекта, в том числе границ распространения коллекторов, и обоснования критериев выделения реперов, коллекторов, продуктивных пластов, определения эффективных толщин, коэффициентов пористости, газонасыщенности, проницаемости, положения газоводяного (газонефтяного) контакта. Дают оценку точности определения параметров для подсчета запасов.

12.4.2 Промыслово-геофизические исследования скважин

В проекте пробной эксплуатации разведочной скважины разрабатываемого месторождения описывают распределение фильтрационно-емкостных свойств по разрезу, при наличии приводят значения проницаемости, пористости и начальной газонасыщенности (нефтенасыщенности), полученные в результате лабораторных исследований керна. Приводят данные по горизонтам (пластам) об общей, эффективной и газонасыщенной (нефтенасыщенной) толщине и показателях неоднородности. При наличии приводят результаты экспериментальных исследований газогидродинамических характеристик вытеснения углеводородного сырья из пластов-коллекторов. Приводят сведения о методике, экспериментальной установке, условиях экспериментальных исследований процессов вытеснения газа (газового конденсата, нефти) различными агентами на моделях пласта, составленных из представительных образцов керна продуктивных отложений месторождения. Приводят результаты: коэффициенты вытеснения газа (нефти) водой (газом), относительные фазовые проницаемости в системах «газ-вода», «нефть-вода» и «нефть-газ» и их зависимости от водонасыщенности и газонасыщенности модели пласта.

12.4.3 Результаты опробования

При характеристике результатов опробования описывают процесс опробования скважины. Приводят объемы и результаты исследований скважины. Для определения годовой производительности и объемов добычи приводят краткую характеристику продуктивности скважины, результаты опробования скважины, гидрогазодинамических, термометрических, термодинамических исследований пластов по форме таблицы Б.1. При необходимости приводят результаты исследований при неустановившихся режимах фильтрации (оценки гидропроводности, проницаемости, скин-эффекта) в виде отдельных табличных и графических материалов. Результаты промысловых газоконденсатных исследований скважины приводят по форме таблицы Б.2. При двухступенчатой сепарации таблицу Б.1 дополняют данными по второй ступени и суммарными данными по первой и второй ступеням.

Для поисковой (разведочной) скважины на многопластовом месторождении газоконденсатные характеристики приводят отдельно по каждому горизонту (пласту). Приводят оценку представительности полученных газоконденсатных характеристик на основе сведений о режимах работы скважин в процессе исследований (дебиты газа, конденсата, воды, депрессии на пласт, скорости на входе в НКТ, режим работы сепарационных установок), количестве проб газа и конденсата и условиях их отбора. При наличии приводят по форме таблицы Б.3 составы (содержание компонентов и групп компонентов) газов сепарации, дегазации, дебутанизации, пластового газа и конденсата, рассчитанные по результатам газоконденсатных исследований скважины. Приводят также значения коэффициента усадки конденсата, молекулярной массы в пластовом газе групп углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата) и C_{10+}, молярных долей газа сепарации и суммы газовых компонентов пластового газа, молярного соотношения газа сепарации и суммы газовых компонентов пластового газа, потенциального содержания углеводородов C_{5+} на единицу суммы газовых компонентов пластового газа. Потенциальное содержание углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата) определяют на основании состава пластового газа с учетом молекулярной массы этой фракции. Приводят значения коэффициентов сжимаемости газа для начальных пластовых условий и относительной плотности газа по воздуху, необходимых для расчета прочностных характеристик обсадных колонн и ожидаемых давлений по стволу скважин.

При наличии результатов исследований отобранных при опробовании скважины проб конденсата или нефти приводят характеристики фракционного и группового состава и физико-химических свойств стабильного конденсата или нефти по формам таблиц Б.4, Б.5.

При наличии экспериментальных исследований по дифференциальной конденсации пластового флюида, проведенных на установках фазового равновесия (PVT), приводят значения давления начала конденсации, давления максимальной конденсации, количество выпадающей в пласте жидкой углеводородной фазы и ее плотность при различных давлениях в процессе снижении пластового давления, расчетное изменение потенциального содержания в пластовом газе углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), их суммарное извлечение из пласта и содержание их в газовой фазе пластового флюида по форме таблицы Б.6.

В проекте пробной эксплуатации поисковой (разведочной) скважины нефтегазоконденсатного месторождения при наличии результатов исследований проб нефти приводят состав и свойства пластовой и дегазированной нефти по формам таблиц Б.7, Б.8 соответственно.

При наличии материалов промысловых и лабораторных исследований проб воды основные характеристики пластовых вод приводят по форме таблицы Б.9. Приводят оценку влагосодержания пластового газа, газосодержания подстилающих вод, возможности выпадения солей из пластовой воды в процессе пробной эксплуатации скважины.

12.4.4 Оценка запасов углеводородов

Оценку запасов углеводородов в проекте пробной эксплуатации поисковой скважины проводят как предварительную, исходя из значений подсчетных параметров по результатам опробования скважины и геологических представлений о размере структуры. Результаты приводят по форме таблицы Б.10. В проекте пробной эксплуатации разведочной скважины на разрабатываемом месторождении приводят данные о начальных запасах, утвержденных ГКЗ и/или принятых на государственный баланс, а также остаточных запасах газа, углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), нефти с указанием категории запасов.

12.5 Раздел «Конструкция скважины, ее техническое состояние и методы вскрытия пласта»

В разделе «Конструкция скважины, ее техническое состояние и методы вскрытия пласта» приводят сведения о сроках проводки скважины, качестве (надежности) цементирования ствола, об осложнениях при бурении (поглощения бурового раствора, газонефтеводопроявления, обвалы, прихват бурового инструмента), наличии негерметичностей (межколонные давления, межпластовые перетоки и пр.). Данные по скважине приводят по форме таблицы Б.11. Формулируют выводы о возможности проведения пробной эксплуатации скважины и ограничениях, обусловленных ее техническим состоянием.

Приводят конструкцию забоя (открытый ствол либо перфорация), оценивают диаметр лифтовых труб, обеспечивающий проведение капитального ремонта и геофизических работ при исследованиях, перфорации и контроле за отработкой разреза.

Рекомендуют технологию вызова притока газа при пуске скважины в пробную эксплуатацию, основные сведения приводят по форме таблицы Б.12. Обосновывают режим спуска лифтовых труб для ограничения гидродинамического давления на пласт, параметры вызова притока из пласта, способ перфорации и тип перфораторов. Приводят оценку предусматриваемых технологией освоения объемов газа, выпускаемых в атмосферу, при освоении скважины.

12.6 Раздел «Техника и технология добычи углеводородного сырья»

В разделе «Техника и технология добычи углеводородного сырья» приводят обоснование способов эксплуатации скважин и техники добычи углеводородов, решения по обустройству скважины и транспортировке углеводородов, годовую производительность, объемы добычи.

12.6.1 Обоснование способов эксплуатации скважин и техники добычи углеводородов

При обосновании способов эксплуатации скважин и техники добычи углеводородов приводят проектную конструкцию фонтанного подъемника: диаметр и глубину спуска колонны лифтовых труб, пакеров, различных клапанов внутрискважинного и устьевого оборудования скважины. При необходимости приводят результаты расчетов вариантов конструкций. Приводят требования к фонтанной арматуре и оборудованию устья скважин. При необходимости рассматривают возможности и оборудование для одновременно-раздельного дренирования двух и более пластов. Приводят схему компоновки оборудования скважины для проведения пробной эксплуатации. Обосновывают необходимые защитные мероприятия по предупреждению гидратообразования, коррозии, выпадения и отложения парафина и солей во внутрискважинном и устьевом оборудовании, растепления прискважинной зоны (для месторождений в районе вечной мерзлоты) и прорыва подошвенной воды. Обосновывают рекомендации по удалению жидкости (газового конденсата и воды), скапливающейся на забое скважины, а также по предупреждению и борьбе с выносом породы и изоляции вод, указывают необходимые для этих целей технические средства и материалы. Для мероприятий, связанных с выпуском газа в атмосферу, приводят оценку объемов газа в расчете на одно мероприятие. При необходимости предлагают мероприятия по воздействию на призабойную зону пластов и регулированию профиля притока газа (нефти) в скважину.

12.6.2 Обустройство скважины и транспортировка углеводородов

При обосновании решений по обустройству скважины и транспортировке углеводородов приводят требования к продукции и подлежащим утилизации отходам производства. В проекте пробной эксплуатации разведочной скважины на разрабатываемом месторождении приводят структурную схему действующего промысла, указывают наличие и кратко характеризуют УКПГ/УППГ, УПН, станцию охлаждения газа, установки регенерации реагентов, установки промысловой подготовки либо переработки газового конденсата (нефти), ДКС, НКС, головную компрессорную станцию и другие установки. Для скважины на неразрабатываемом месторождении приводят краткую характеристику существующих технико-технологических решений по внутрипромысловому транспорту и промысловой подготовке продукции, определяют аналог, приемлемый для рассматриваемого месторождения и проведения объективного сравнения альтернативных вариантов пробной эксплуатации. Приводят принципиальную схему сбора газа и конденсата (нефти). Дают количественные характеристики потоков в наземных коммуникациях. Проводят выбор проектного

диаметра и способа прокладки шлейфа и коллектора, приводят результаты оценочных расчетов (диапазон давлений, температур и расходов добываемой продукции скважин), для разрабатываемых месторождений приводят фактическую информацию о режимных параметрах эксплуатации шлейфов и коллекторов. Приводят сведения об условиях образования гидратов в наземных коммуникациях. Обосновывают требования к антигидратным реагентам, излагают основные технические решения по схеме их подачи на скважину и в наземные коммуникации. Приводят сведения о коррозионной характеристике добываемой продукции в наземных коммуникациях. Обосновывают требования по защите промыслового оборудования и системы внутрипромыслового обустройства от коррозии с учетом содержания в продукции скважин агрессивных компонентов, скорости потока газа на различных участках системы и применяемых в технологиях реагентов. Обосновывают требования к специальным ингибиторам, материальному исполнению оборудования. Приводят рекомендации по установлению технологических режимов работы скважин, снижающих влияние рассматриваемых явлений.

12.6.3 Годовая производительность, объемы добычи

При определении годовой производительности и объемов добычи приводят краткую характеристику продуктивности скважины, результаты опробования скважины, гидрогазодинамических, термометрических, термодинамических исследований пластов. Оценивают значения допустимых дебитов газа и депрессий с указанием ограничивающих факторов (вынос песка, подтягивание пластовой воды, гидратообразование, скорость потока при наличии агрессивных компонентов и пр.). Обосновывают по результатам анализа исследований и теоретических расчетов ограничения параметров технологического режима работы скважины, учитывают особенности конструкции и технического состояния скважины, системы сбора и промысловой подготовки газа, конденсата, нефти. Приводят расчетное значение начального дебита скважины с учетом ограничений. Для многопластовых месторождений приводят предварительное обоснование объединения пластов в эксплуатационные объекты. При этом должен быть учтен опыт разработки месторождений с аналогичными характеристиками, а также приняты во внимание возможные технические, технологические и экономические последствия. По возможности формируют и характеризуют возможные варианты пробной эксплуатации скважины по условиям объединения продуктивных пластов в эксплуатационные объекты, последовательности их пробной эксплуатации, методам интенсификации притока, способам подготовки и транспортирования продукции и ее реализации, режимам эксплуатации скважины. Обосновывают выбор методик, используемых для расчета показателей пробной эксплуатации скважины. При этом допускается использование балансовой модели. Обосновывают геологические характеристики и промысловые данные, необходимые для технологических расчетов по форме таблицы Б.13.

Рассчитывают технологические показатели пробной (опытной) эксплуатации скважины, включая количество извлекаемых полезных ископаемых, добываемой продукции и выработки товарной продукции, результаты приводят по форме таблицы Б.14.

При проведении вариантных расчетов приводят обобщенную характеристику результатов расчетов вариантов пробной эксплуатации по форме таблицы Б.15. Обосновывают проектные показатели пробной эксплуатации (выбирают рекомендуемый вариант).

12.7 Раздел «Программа исследовательских работ»

В разделе «Программа исследовательских работ» обосновывают цели, задачи и мероприятия по контролю за процессом пробной эксплуатации. Приводят перечень мероприятий и исследований по видам контроля и их периодичности (по форме таблицы Б.16). Обосновывают объемы соответствующих исследований, дают требования к необходимому оборудованию и средствам контроля. Обосновывают цели, комплекс, объемы и периодичность ГИС по контролю за положением газожидкостных контактов. Рассматривают условия проведения ГИС, в т. ч. в газовой среде, техническое обеспечение и технологии скважинных измерений. Указывают требования к газогидродинамическим методам, регистрирующим динамические характеристики скважины и потока флюида (давление, температура, расход, влажность продукции и пр.), в т. ч. к дистанционным методам контроля режимов работы скважины. Обосновывают методы, оборудование и объем газоконденсатных исследований. Приводят оценку объемов газа при исследовании скважины с выпуском газа в атмосферу. Приводят рекомендации по комплексированию рассматриваемых исследований с другими геолого-промысловыми наблюдениями. Рассматривают цели проведения и приводят требования к технологиям ГИС для контроля технического состояния обсадных колонн и цементного камня. Предусматривают контроль за возможными перетоками газа в отложения, расположенные выше эксплуатационных объектов, и образованием техногенных залежей. Обосновывают необходимые виды и объемы гидрохимических исследований, измерений количества и качества вод, выносимых вместе с газом из скважины.

12.8 Раздел «Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недр»

В разделе «Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недр» приводят перечень обязательных для выполнения нормативных документов при проведении работ, формулируют мероприятия, обеспечивающие безопасность обслуживающего персонала, населения.

12.9 Раздел «Мероприятия по охране окружающей среды и обеспечению экологической безопасности при пользовании недрами»

В разделе «Мероприятия по охране окружающей среды и обеспечению экологической безопасности при пользовании недрами» выделяют мероприятия по охране недр и окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с пробной (опытной) эксплуатацией скважины рассматриваемого месторождения. Приводят обзор региональных особенностей природоохранной деятельности. Перечисляют наиболее существенные для района расположения месторождения ограничения на природопользование. Кратко характеризуют экологическую обстановку в районе месторождения с учетом климата, орогидрографии, почв, растительного и животного мира, геокриологических, инженерно-геологических и гидрогеологических условий. Гидрогеологические условия освещают для той части разреза отложений, которая находится в зоне воздействия в процессе эксплуатации скважины. Приводят источники (включая отходы) и виды воздействия на отдельные компоненты окружающей среды. Оценивают возможные изменения ее состояния. Приводят ориентировочные данные о количестве образующихся отходов. Приводят ограничения по условиям водопользования и землепользования. Оценивают возможное влияние процесса пробной (опытной) эксплуатации скважины на изменение инженерно-геологических условий (протаивание грунтов, термокарстовые процессы и др.). Приводят перечень мероприятий по предотвращению и снижению возможных негативных воздействий на компоненты окружающей среды при строительстве объектов и в процессе их эксплуатации как в штатном режиме, так и при аварийных ситуациях.

Приводят мероприятия по охране недр в процессе пробной (опытной) эксплуатации скважины с учетом обеспечения надежности сооружения и предотвращения заколонных и межколонных перетоков (приводящих к утечке газа в атмосферу), скопления газа в межколонных пространствах и в горизонтах выше эксплуатационных объектов, а также возможных осложнений при аварийном фонтанировании, образовании грифонов, возникновении зон растепления и просадки устья скважины, смятии колонн и др. Перечисляют основные мероприятия, обеспечивающие контроль за выработкой запасов газа, конденсата, нефти, учет добываемой продукции и ее технологического использования, контроль за состоянием надпродуктивной части разреза в процессе разработки. Обосновывают способы и мероприятия по утилизации промышленных стоков и пластовых вод. Приводят рекомендации по комплексу мероприятий, системе наблюдений и программе работ по экологическому мониторингу. В конце раздела приводят общую характеристику воздействия в процессе пробной (опытной) эксплуатации скважины на состояние окружающей природной среды — количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу (включая оксиды азота и углерода), необходимое количество воды питьевого и технического качества, количество сточных вод с направлениями их утилизации, размеры санитарно-защитной зоны и оценку площади отчуждаемых и рекультивируемых земель.

12.10 Раздел «Сроки и условия выполнения работ по консервации или ликвидации скважины и рекультивации земель»

В разделе, посвященном завершению пробной (опытной) эксплуатации и консервации (ликвидации) скважины, формулируют требования к выполнению и конкретизируют виды и сроки работ для обеспечения экологической безопасности консервации либо ликвидации скважины. Приводят общую оценку ликвидационных затрат по завершению пробной (опытной) эксплуатации и консервации (ликвидации) скважины, ликвидации промысловых объектов и рекультивации земель.

12.11 Заключение

В заключении в сжатой форме излагают основные положения проекта пробной (опытной) эксплуатации:

- цель пробной эксплуатации и задачи программы исследований;
- отборы газа, конденсата, нефти;
- ограничения на технологический режим работы скважины;
- принципиальные положения по технике и технологии добычи и работе наземных сооружений промысла;
- контроль пробной (опытной) эксплуатации;
- объем исследовательских работ (промыслово-геофизических, газоконденсатных и газогидротермодинамических исследований);
- охрана недр и окружающей среды.

12.12 В табличных приложениях могут быть приведены материалы, дополняющие содержание разделов проекта, в частности:

- состояние запасов нефти месторождения на текущую дату;
- состояние запасов свободного газа, газа газовых шапок месторождения на текущую дату;
- состояние запасов конденсата месторождения на текущую дату;
- прогноз добычи нефти по месторождению;
- прогноз добычи нефтяного и природного газа, газового конденсата по месторождению;
- программа исследовательских работ.

В табличные приложения могут быть вынесены и некоторые таблицы приложения Б.

12.13 В графических приложениях (см. приложение А) могут быть приведены материалы, неотраженные в текстовой части проекта, в частности:

- обзорная схема района работ;
- сводный литолого-стратиграфический разрез;
- структурно-тектоническая карта района;
- схема системы сбора газа, газового конденсата, нефти;
- схема обустройства площадки;
- схема оборудования и обвязки устья скважин;
- схема транспортировки газа, газового конденсата, нефти.

12.14 При необходимости в проекте могут быть приведены показатели экономической оценки.

13 Содержание разделов технического проекта разработки месторождения (объекта разработки месторождения)

13.1 Структурные элементы проекта:

- титульный лист;
- список исполнителей;
- содержание;
- список таблиц;
- список рисунков;
- список табличных приложений;
- список графических приложений;
- введение;
- общие сведения о месторождении и участке (участках) недр, предоставленном (предоставленных) в пользование;
- геолого-физическая характеристика месторождения;
- цифровые модели месторождения;
- состояние разработки месторождения;
- проектирование разработки месторождения;
- методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов;
- экономический анализ вариантов разработки;
- технико-экономический анализ вариантов разработки;
- конструкция и технология бурения скважин, методы вскрытия и освоения пластов;
- техника и технология добычи углеводородов;
- обеспечение водоснабжения (при необходимости согласования проектной документации на добычу подземных вод для технологического обеспечения водой для собственных нужд газового промысла);
- контроль и регулирование разработки месторождения;
- программа доразведки и исследовательских работ;
- маркшейдерско-геодезические работы;
- мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недр;
- мероприятия по рациональному использованию и охране недр;
- мероприятия по охране окружающей среды и обеспечению экологической безопасности при пользовании недрами;
- сроки и условия выполнения работ по консервации или ликвидации скважин, промысловых объектов, рекультивации земель;
- заключение;
- список использованных источников;

- табличные приложения;
- графические приложения;
- реферат;
- техническое задание.

13.2 Введение

Во введении приводят полное наименование недропользователя (для единого технического проекта разработки месторождения, входящего в несколько лицензионных участков — всех недропользователей) с указанием почтового адреса, данные о лицензии на право пользования недрами (серия, номер, вид, дата выдачи, срок действия). Характеризуют роль месторождения (объекта разработки месторождения) в обеспечении газоснабжения района и страны в целом, формулируют стратегию освоения выделяемого объекта разработки, роль объекта в освоении месторождения в целом. Выделяют основной вид добываемого полезного ископаемого, характеризуют товарную продукцию и направления ее реализации. Формулируют цель проектного документа.

13.3 Раздел «Общие сведения о месторождении и участке (участках) недр, предоставленном (предоставленных) в пользование»

В разделе «Общие сведения о месторождении и участке (участках) недр, предоставленном (предоставленных) в пользование» указывают его (их) административное расположение (в едином техническом проекте разработки месторождения, входящего в несколько лицензионных участков, указывают по всем участкам). Приводят дату открытия месторождения, а для разрабатываемого месторождения — дату его ввода в разработку. Включают информацию об иных видах полезных ископаемых, залегающих в пределах месторождения. Приводят условия лицензии, требующие учета при составлении проекта.

Кратко характеризуют размещение и мощности действующих в районе месторождения газодобывающих и газоперерабатывающих организаций, газопроводов, приводят сведения об автодорогах, подъездных путях к площади месторождения, существующих источниках водо- и электроснабжения, месторождениях общераспространенных полезных ископаемых и подземных вод, наличии жилья, охраняемых природных зон.

Отмечают особенности орогидрографии, геоморфологии, климатических условий, геокриологические характеристики (для месторождений в зонах распространения многолетнемерзлых пород), которые имеют важное значение для принятия проектных решений. Приводят схему района месторождения с нанесением контура месторождения, границ лицензионного участка (участков), элементов гидросети, населенных пунктов, объектов инфраструктуры, газо-, нефте- и продуктопроводов, линий электропередач, газо- и нефтеперерабатывающих заводов, электростанций, близлежащих месторождений газа, нефти и других полезных ископаемых. Приводят оценку потребности в персонале и основных объектах инфраструктуры для разработки.

Для разрабатываемых месторождений указывают стадию разработки. Приводят степень выработанности запасов лицензионного участка, месторождения (объекта разработки месторождения) в пределах лицензионного участка. Характеризуют выполнение ранее принятых проектных решений по месторождению и объекту разработки.

13.4 Раздел «Геолого-физическая характеристика месторождения»

Раздел «Геолого-физическая характеристика месторождения» включает в себя геологическое строение месторождения и залежей, гидрогеологические и инженерно-геологические условия, характеристику режима водонапорного бассейна, физико-гидродинамическую характеристику продуктивных пластов, свойства и состав пластовых флюидов, сводную геолого-физическую характеристику продуктивных пластов, запасы углеводородов, оценку исходной информации для проектирования.

13.4.1 Геологическое строение месторождения и залежей

В геологическом строении месторождения и залежей приводят описание разреза в пределах изученных глубин. Для месторождений в зоне многолетнемерзлых пород приводят геокриологическую характеристику. Отмечают особенности залегания продуктивных горизонтов (глубины, распространение по площади, выклинивание и т. п.). Приводят литолого-стратиграфический разрез. Характеризуя газонефтеносность, приводят описание структурных особенностей залежей, типы и размеры залежей приводят по форме таблицы В.1. Отмечают наличие тектонических нарушений и дают оценку их возможного влияния на разработку месторождения. Обосновывают положения ГВК (ВНК и ГНК при наличии нефтяной оторочки), соответствующие данные приводят по форме таблицы В.2. На сводном раз-

резе отмечают выделенные по месторождению продуктивные пласты и предполагаемые (по данным ГИС) горизонты. На структурной карте наносят контуры газоносности (нефтеносности), тектонические нарушения, линии выклинивания продуктивных отложений или замещения коллекторов плотными породами, границы утвержденных категорий запасов. При наличии на месторождении нескольких продуктивных горизонтов приводят совмещенную карту с нанесением контуров и линий выклинивания выделенных горизонтов. Схемы корреляции разрезов скважин и геологические профили по характерным направлениям (участкам) приводят с учетом выделенных геологических закономерностей. При построениях учитывают данные сейсмических исследований.

13.4.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия. Характеристика режима водонапорного бассейна

При описании гидрогеологических и инженерно-геологических условий, характеристики режима водонапорного бассейна приводят общую характеристику водонапорного бассейна (размеры, стратиграфическая приуроченность), сведения о степени его изученности (количество исследованных скважин, распределение их по площади, достоверность исследований). Характеристику водоносных комплексов в районе месторождения и/или в пределах лицензионного участка приводят по формам таблиц В.3 и В.4. Для иллюстрации приводят схему водонапорного бассейна с нанесенными контурами месторождений (залежей) и скважинами, в которых опробованы водоносные комплексы. Характеризуют выделенные гидрогеологические этажи, комплексы и водоупоры, приводят ионно-солевой состав, минерализацию вод, характеристику растворенного газа, термобарические условия. Для иллюстрации приводят гидрогеологический разрез. С учетом типа залежи, строения продуктивной толщи, характеристики зоны контакта «газ-вода» («нефть-вода») дают оценку ожидаемого проявления упруговодонапорного режима в процессе разработки.

13.4.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Для характеристики параметров продуктивных пластов (горизонтов) приводят объемы проведенных геофизических исследований скважин при разведке и разработке месторождения. Анализируют комплекс примененных методов (включая динамические характеристики трехмерной сейсморазведки), методик и результатов интерпретации в свете подготовки данных для составления моделей залежи. Оценивают выполненный комплекс ГИС, его эффективность и информативность для изучения геологического строения объекта, в том числе границ распространения коллекторов, обоснования критериев выделения реперов, коллекторов, продуктивных пластов, определения эффективных толщин, коэффициентов пористости, газонасыщенности, проницаемости, положения газоводяного (газонефтяного) контакта. Дают оценку точности определения параметров для подсчета запасов.

Описывают распределение фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу. Значения проницаемости, пористости и начальной газонасыщенности (нефтенасыщенности), полученные в результате лабораторных исследований керна, геофизических и газогидродинамических исследований скважин приводят по форме таблицы В.5. Указывают (при наличии) сведения об анизотропии проницаемости в горизонтальном и вертикальном направлениях. Средние величины параметров по данным геофизических определений рассчитывают как средневзвешенные по толщине, а для других методов — средние по числу определений. Обосновывают значения параметров, принятые для создания расчетных моделей.

Приводят объемы проведенных газогидродинамических исследований скважин при разведке и разработке месторождения. Результаты исследований скважин для анализа приводят по форме таблицы В.6, при большом числе скважин приводят по характерным скважинам.

13.4.4 Свойства и состав пластовых флюидов

В описании физико-химической характеристики газа, конденсата, нефти, воды приводят объемы промысловых и лабораторных газоконденсатных исследований. Результаты промысловых газоконденсатных исследований скважин приводят по форме таблицы В.7. При двухступенчатой сепарации таблицу В.7 дополняют данными по второй ступени и суммарными данными по первой и второй ступеням. Приводят графики фактического и расчетного выхода дегазированного (стабильного) конденсата в зависимости от давления и температуры сепарации газа. Для многопластовых месторождений газоконденсатные характеристики приводят отдельно по каждому горизонту (пласту). Приводят оценку представительности полученных газоконденсатных характеристик на основе сведений о режимах работы скважин в процессе исследований (дебиты газа, конденсата, воды, депрессии на пласт, скорости на входе в НКТ, режим работы сепарационных установок), количестве проб газа и конденсата и условиях их отбора (учитывают при обосновании объема исследовательских работ при контроле за разработкой).

Приводят составы (содержание компонентов и групп компонентов) газов сепарации, дегазации, дебутанизации, пластового газа и конденсата, рассчитанные по результатам газоконденсатных ис-

следований скважин. Приводят также значения коэффициента усадки конденсата, молекулярной массы в пластовом газе групп углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата) и C_{10+}, молярных долей газа сепарации и суммы газовых компонентов пластового газа, молярного соотношения газа сепарации и суммы газовых компонентов пластового газа, потенциального содержания углеводородов C_{5+} на единицу суммы газовых компонентов пластового газа. Потенциальное содержание углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата) определяют на основании состава пластового газа с учетом молекулярной массы этой фракции. Приводят значения коэффициентов сжимаемости газа для начальных пластовых условий и относительной плотности газа по воздуху, необходимых для расчета прочностных характеристик обсадных колонн и ожидаемых давлений по стволу скважин. Представляют осредненные данные по каждому выделяемому эксплуатационному объекту по форме таблицы В.8. Для многопластовых месторождений формулируют выводы о возможности использования газа отдельных пластов в качестве рабочих агентов для воздействия на другие пласты. Для месторождений, добываемую продукцию которых планируется направлять на переработку, приводят характеристики фракционного и группового состава и физико-химических свойств стабильного конденсата и нефти, приведенные по формам таблиц В.9, В.10. Приводят оценку товарных качеств газа и конденсата, потенциальных товарных продуктов, которые могут быть выработаны из добываемого углеводородного сырья.

Для оценки количества выпадающей в пласте жидкой углеводородной фазы (конденсата) и степени ее извлечения по материалам экспериментальных исследований по дифференциальной конденсации пластового флюида, осуществляемых на установках фазового равновесия (PVT), определяют давление начала конденсации, давление максимальной конденсации, количество выпадающей в пласте жидкой углеводородной фазы и ее плотность при различных давлениях в процессе снижения пластового давления. Рассчитывают изменение потенциального содержания в пластовом газе углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), их суммарное извлечение из пласта и содержание их в газовой фазе пластового флюида. Результаты приводят по форме таблицы В.11 или графически. При недостаточности, неоднозначности экспериментальных данных или их отсутствии, в проекте пробной разработки (эксплуатации) участка (залежи) месторождения, технологической схеме опытно-промышленной разработки участка (залежи) месторождения, технологической схеме разработки месторождения (объекта разработки месторождения) приводят результаты прогнозирования изменения газоконденсатных характеристик на основе аналитических методов.

Для нефтегазоконденсатных месторождений (объектов разработки месторождений) состав и свойства пластовой и дегазированной нефти приводят по формам таблиц В.12, В.13 соответственно. Для высокопарафинистых нефтей дополнительно приводят оценку возможности выпадения твердой фазы из нефти при изменении пластовых условий и при применении специальных технологий разработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин. При проектировании разработки на режиме истощения дополнительно приводят зависимости газосодержания, объемного коэффициента, плотности и вязкости пластовой нефти и выделяющегося из нее газа от давления при пластовой температуре. При применении тепловых методов дополнительно приводят зависимости вязкости пластовых жидкостей от давления и температуры, растворимость пара в пластовых жидкостях (при закачке пара), теплофизические свойства пластовых флюидов (средняя плотность, коэффициенты температуропроводности, теплопроводности, удельная теплоемкость). При обнаружении в породе-коллекторе высокомолекулярного сырья (матричной нефти) и металлорганических соединений приводят результаты их геохимических исследований.

При описании физико-химической характеристики пластовых вод приводят основные характеристики по форме таблицы В.14. На основе анализа количества и состава пластовых, конденсационных, связанных и других вод продуктивных горизонтов, выше- и нижележащих отложений, обосновывают начальные гидрохимические коррелятивы вод различных типов (пластовая, конденсационная, связанная, техногенная). Приводят оценку влагосодержания пластового газа и газосодержания подстилающих и контурных вод. Дают оценку возможности выпадения солей из пластовой воды в процессе эксплуатации скважин и промысловых объектов. В технологической схеме и технологическом проекте разработки на основе сведений о содержании в воде брома, йода, бора, лития, стронция, рубидия, цезия приводят обобщенную оценку ценности и возможности использования пластовых вод в промышленных или лечебных целях.

13.4.5 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Данные по горизонтам (пластам) об общей, эффективной и газонасыщенной (нефтенасыщенной) толщине и показателях неоднородности приводят по форме таблицы В.15. Осреднение проводят по всем скважинам. По разрабатываемым месторождениям аналогично характеризуют выделенные эксплуатационные объекты. Распределение толщин по площади, в т. ч. по отдельным зонам, приводят графически на картах эффективных толщин и газонасыщенных (нефтенасыщенных) толщин.

Приводят результаты экспериментальных исследований газогидродинамических характеристик вытеснения углеводородного сырья из пластов-коллекторов. Приводят сведения о методиках, экспериментальных установках, условиях экспериментальных исследований процессов вытеснения газа (газового конденсата, нефти) различными агентами на моделях пласта, составленных из представительных образцов керна продуктивных отложений месторождения. Описывают полученные коэффициенты вытеснения газа (нефти) водой (газом), относительные фазовые проницаемости в системах «газ-вода», «нефть-вода» и «нефть-газ» и их зависимости от водонасыщенности и газонасыщенности модели пласта. Результаты экспериментальных исследований приводят в виде таблиц и графиков. При недостаточности сведений о коэффициентах вытеснения газа (нефти) водой (газом) и относительных фазовых проницаемостях для систем «газ-вода», «нефть-вода» и «нефть-газ» обосновывают использование данных по аналогичным месторождениям или по аналитическим зависимостям.

Характеризуя добывные возможности скважин, приводят краткую характеристику продуктивности скважин, результаты геолого-промыслового изучения и гидрогазодинамических, термометрических, термодинамических исследований пластов в разведочных, добывающих и нагнетательных скважинах, результаты пробной эксплуатации разведочных скважин, а также опытно-промышленных испытаний (опытных работ) по апробации и внедрению технологических и технических инноваций. Проводят анализ достаточности исследований и определяют необходимость проведения дополнительных работ. Обосновывают значения начальных пластовых давлений и температур в разрезе продуктивных отложений, геотермический градиент, коэффициенты проницаемости, пьезопроводности, упругоемкости, гидропроводности, продуктивности, результаты приводят по форме таблицы В.16. Для неразрабатываемых месторождений при отсутствии фактических данных указывают методы расчета или приводят аналоги. Оценивают значения допустимых дебитов газа и депрессий с указанием ограничивающих факторов (вынос песка, подтягивание пластовой воды, гидратообразование, скорость потока при наличии агрессивных компонентов и пр.). При наличии приводят данные профилей притока. Обосновывают по результатам анализа исследований и теоретических расчетов ограничения параметров технологического режима работы добывающих скважин, включая минимальные и максимальные дебиты скважин.

При необходимости обосновывают конструкцию забоя (вертикальное, горизонтальное, многозабойное расположение стволов в продуктивных отложениях), степень и характер вскрытия продуктивных отложений в проектных скважинах. Приводят расчетное значение среднего дебита проектных скважин с учетом ограничений.

13.4.6 Запасы углеводородов

Характеризуя запасы углеводородного сырья приводят данные о начальных запасах, утвержденных ГКЗ и/или принятых на государственный баланс, а также остаточных запасах газа, углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), нефти, сопутствующих компонентов по форме таблицы В.17. Сведения приводят по категориям, установленным [5], по залежам (пластам), эксплуатационным объектам (для разрабатываемых месторождений) и месторождению (объекту разработки месторождения) в целом.

При определении накопленного отбора углеводородного сырья учитывают фактическую добычу (по промысловым данным), расход добытого сырья при исследованиях, эксплуатации и ремонте скважин, в системе сбора, подготовки, транспорта и переработки, а также потери в результате аварий.

Для разрабатываемых месторождений анализируют данные разбуривания и исследований скважин с позиций уточнения запасов углеводородного сырья. При извлечении более 10 % геологических запасов газа приводят результаты оценки начальных запасов газа по падению давления. Выполняют оценку текущего распределения запасов по условиям их дренирования и вовлечения в разработку. Дают сопоставление значений утвержденных запасов, запасов на государственном балансе и соответствующих подсчетных параметров с оцененными по результатам разбуривания или по падению давления по форме таблицы В.18, соответствующие изменения указывают в относительных единицах либо процентах.

13.4.7 Оценка исходной информации для проектирования

В конце раздела дают обобщенную оценку достаточности имеющейся геологической и промысловой информации для проектирования разработки, необходимости пересчета запасов углеводородного сырья.

13.5 Раздел «Цифровые модели месторождения»

В разделе «Цифровые модели месторождения» обосновывают выбор методик, используемых для расчета основных показателей разработки, адаптации к истории и прогноза разработки на долгосрочную перспективу. Приводят математическое описание методик и/или сведения о программах (программных комплексах) геологического и гидродинамического моделирования, реализующих выбранные методики.

13.5.1 Цифровая геологическая модель месторождения

По неразрабатываемым месторождениям выбор расчетных моделей проводят на основании информации, имеющейся на дату составления проекта, и опыта проектирования разработки аналогичных залежей. В проекте по разрабатываемому месторождению (объекту разработки) при построении моделей учитывают фактическую геологическую и промысловую информацию, накопленную в процессе разбуривания и разработки, характеризуют распределения параметров в объеме залежи для обоснования возможности (целесообразности) использования двумерных или трехмерных моделей.

Излагают принципы построения структурного каркаса модели. Приводят данные о геометрических параметрах области моделирования, шагах сетки и количестве ячеек. Приводят результаты подсчета геологических запасов углеводородного сырья по геологической модели.

13.5.2 Цифровая фильтрационная модель месторождения

Для разрабатываемых месторождений приводят описание созданных для каждого эксплуатационного объекта расчетных геолого-гидродинамических моделей и их основные характеристики. Для мелких и очень мелких по запасам месторождений по [5] допускается использование балансовых моделей. Для двумерных и трехмерных цифровых моделей приводят принципы и результаты ремасштабирования геологической модели, сопоставление адаптируемых параметров модели (толщина, пористость, проницаемость, газонасыщенность, нефтенасыщенность, коэффициенты песчанистости и расчлененности) с параметрами исходной геологической модели, принятой при подсчете запасов. Приводят критерии адекватности при адаптации моделей по истории разработки. Приводят результаты воспроизведения на имеющихся моделях (программах) истории разработки. Адаптацию моделей проводят по скважинам и эксплуатационным объектам по основным технологическим показателям: дебиты, пластовые и забойные давления, водонасыщенность продуктивного пласта и обводненность добываемой продукции нефтяных скважин. Формулируют заключение о возможности использования модели для расчета (прогноза) показателей разработки.

13.6 Раздел «Состояние разработки месторождения»

Раздел «Состояние разработки месторождения» включает в себя основные этапы проектирования разработки месторождения, характеристику текущего состояния разработки месторождения в целом, текущее состояние разработки эксплуатационного объекта, анализ выполнения решений предыдущего проектного документа, анализ выполнения программы исследовательских работ.

13.6.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения

Приводят перечень проектной документации, на основании которых проводилась разработка.

13.6.2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

Раздел составляют для разрабатываемых месторождений. Приводят оценку текущего состояния разработки, включая достигнутый уровень годовой добычи газа (конденсата, нефти) и закачки рабочих агентов, количество введенных добывающих и нагнетательных скважин, коэффициенты извлечения газа (конденсата, нефти) на текущую дату. Дают сравнение проектных и фактических показателей разработки по эксплуатационным объектам и месторождению (объекту разработки) в целом по форме таблицы В.19. Для длительно разрабатываемых месторождений допускается приводить сопоставление за последние 5 лет.

Характеризуют фонд скважин месторождения (объекта разработки) и отдельных эксплуатационных объектов на дату составления проектного документа по форме таблицы В.20. Характеризуют техническое состояние фонда скважин по результатам анализа, приводимого в разделе, посвященном технике и технологии добычи углеводородного сырья.

Рассматривают в динамике за прошедший период с начала разработки состояние фонда скважин, изменение по скважинам дебитов газа, конденсата, нефти, жидкости, количества добываемой воды, коэффициентов фильтрационных сопротивлений. Приводят текущее распределение скважин по значению рабочего дебита. Указывают условия освоения и дебиты новых скважин, наличие и характер межпластовых перетоков газа.

Анализируют изменение текущих и накопленных отборов газа, конденсата, нефти и воды, пластовых, забойных и устьевых давлений. При извлечении более 10 % геологических запасов газа выполняют расчеты для определения запасов газа по падению пластового давления на основе уравнения материального баланса. Приводят в динамике оценку дренируемых запасов газа, для нефтяных объектов — изменение плотности запасов нефти.

Приводят рисунки (в тексте или отдельными графическими приложениями):

- динамика фонда добывающих и нагнетательных скважин, их дебитов и приемистости;

- карта изобар;
- характерные профили давлений;
- карта разработки с нанесением начальных и текущих контуров, скважин (с указанием дебитов газа, конденсата, воды по ним на дату проведения анализа), УКПГ (УППГ), ДКС, НКС;
- динамика годовых отборов газа, конденсата (нефти), добычи воды, объемов закачки различных агентов в пласты, пластовых давлений, содержания пластовой воды в продукции скважин.

В технологическом проекте разработки месторождений с несколькими эксплуатационными объектами проводят по каждому из них анализ (при выделении нескольких площадей, отдельных залежей, зон УКПГ — по каждому выделенному элементу). Рассматривают условия работы пластов (горизонтов), объединенных в эксплуатационных объектах, для оценки необходимости объединения либо разукрупнения ранее выделенных эксплуатационных объектов.

Если по результатам анализа разработки и адаптации расчетной геолого-гидродинамический модели фактические и проектные технологические показатели разработки различны, выявляют и указывают причины.

Обосновывают для последующих расчетов максимально возможные дебиты газа (нефти) и допускаемые депрессии по добывающим скважинам, приемистость и допускаемые репрессии по нагнетательным скважинам. При этом приводят количественные оценки допускаемых величин:

- скорости потока газа по условиям коррозии;
- депрессии на пласт, исходя из устойчивости пласта-коллектора, возможности разрушения призабойной зоны пласта и образования песчаных пробок в скважинах;
- депрессии на пласт, исходя из предупреждения проникновения подошвенных и законтурных вод к забоям скважин;
- забойного давления и скорости потока на башмаке колонны лифтовых труб, исходя из выпадения конденсата в призабойной зоне и обеспечения выноса жидкости с забоев скважин;
- диапазона устьевых температуры и давления, исходя из условий гидратообразования;
- забойного давления в нефтяных скважинах, исходя из условий разгазирования пластовой нефти.

При этом учитывают особенности конструкции и технического состояния скважин, систем сбора и промысловой подготовки газа, конденсата, нефти, необходимость поддержания устьевых давлений на уровнях, обеспечивающих наиболее полное извлечение конденсата в установках подготовки газа.

Строят зависимости средневзвешенного приведенного пластового давления от суммарного отбора пластового газа из пласта, по которым оценивают режим залежи (залежей) эксплуатационного объекта, и уточняют начальные геологические запасы газа. Обязателен учет всего объема извлеченного газа, включая отбор при испытаниях разведочных скважин.

По результатам ГИС приводят динамику ГВК, дают оценку текущей газонасыщенности обводненной зоны.

По данным наблюдений геофизическими методами и оценочных расчетов анализируют степень продвижения пластовых вод в эксплуатационный объект. С учетом данных гидрохимических и промысловых наблюдений по скважинам рассматривают состояние их обводнения с выяснением возможных причин (геологических, технических и пр.). При наличии данных приводят карту внедрения пластовых вод.

Дают общую оценку эффективности реализуемой системы разработки месторождения (объекта разработки) и направления ее совершенствования. Для крупных и многопластовых месторождений оценивают эффективность использования пластовой энергии по эксплуатационным объектам и зонам УКПГ (УППГ). Для систем разработки с закачкой рабочих агентов в пласт анализируют выработку пластов с оценкой продвижения фронта закачиваемого агента (при наличии проведенных трассерных исследований — по их результатам), обосновывают и приводят рекомендации по совершенствованию системы и технологии ППД.

13.6.3 Текущее состояние разработки эксплуатационного объекта

Для разрабатываемых месторождений с несколькими эксплуатационными объектами приводят результаты анализа для каждого объекта в соответствии с 13.12.2.

13.6.4 Анализ выполнения решений предыдущего проектного документа

Приводят результаты анализа выполнения решений ранее утвержденного технического проекта разработки.

13.6.5 Анализ выполнения программы исследовательских работ

Приводят результаты анализа выполнения программы исследовательских работ ранее утвержденного технического проекта разработки. Формулируют оценку информативности и обоснованности результатов реализованной программы.

13.7 Раздел «Проектирование разработки месторождения»

Раздел «Проектирование разработки месторождения» включает в себя обоснование выделения эксплуатационных объектов, обоснование вариантов разработки, обоснование выбора агентов воздействия на пласты и способов поддержания пластового давления, обоснование выбора системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин, технологические показатели разработки по вариантам.

13.7.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов

Для многопластовых месторождений на основании комплексного геолого-промыслового изучения, возможностей техники и технологии эксплуатации скважин, показателей предшествующей разработки и моделирования (для разрабатываемых месторождений) приводят обоснование объединения пластов в эксплуатационные объекты либо разукрупнения ранее выделенных эксплуатационных объектов. При этом должен быть учтен опыт разработки месторождений с аналогичными характеристиками, а также приняты во внимание возможные технические, технологические и экономические последствия.

Обосновывают очередность ввода эксплуатационных объектов в разработку. Рекомендуется рассмотреть возможное использование энергии газа эксплуатационных объектов с высоким пластовым давлением для бескомпрессорного транспорта газа эксплуатационных объектов с низким пластовым давлением.

Указывают методы контроля за разработкой отдельных пластов, объединяемых в эксплуатационном объекте.

13.7.2 Обоснование вариантов разработки

В соответствии с основными положениями разработки месторождения, исходными данными и проведенными обоснованиями формируют и характеризуют возможные варианты разработки. Они отличаются между собой условиями объединения продуктивных пластов в эксплуатационные объекты, выделением самостоятельных площадей (зон УКПГ) разработки, технологией разработки объектов (на истощение или с ППД), конструктивными особенностями скважин, количеством проектных добывающих и нагнетательных скважин, системами размещения скважин на эксплуатационных объектах и режимами эксплуатации скважин.

Для месторождений (объектов разработки) с несколькими эксплуатационными объектами возможные варианты рассматривают для каждого из них. Приводят оценку взаимовлияния решений по вариантам и их взаимосвязи по промысловым объектам и коммуникациям на поверхности. При необходимости приводят результаты оценочных технико-экономических расчетов.

Обосновывают положения и характеристики основного (на полное развитие) и/или базового (продолжение ранее принятых проектных решений) и альтернативного (альтернативных) вариантов разработки для последующих технологических и технико-экономических расчетов.

13.7.3 Обоснование выбора агентов воздействия на пласты и способов поддержания пластового давления

Обоснование способов воздействия на пласт и методов ППД для газоконденсатных залежей проводят на основе анализа результатов промысловых исследований скважин и пластов с учетом результатов исследований кернов, материалов петрофизических анализов пород-коллекторов, других промысловых и экспериментальных данных, а также гидродинамического моделирования и технико-экономических расчетов, подтверждающих целесообразность применения указанных методов.

Для газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (объектов разработки) с содержанием в пластовом газе углеводородов C_{5+} более 250 г/м^3 рассматривают обратную закачку добытого газа в пласт после отделения жидких углеводородов (сайклинг-процесс). Приводят оценку возможности поддержания пластового давления закачкой воды, инертного газа, кислого газа, комбинацией указанных способов.

Приводят результаты экспериментальных исследований и аналитических расчетов по оценке возможной углеводородоотдачи и влияния на нее различных технологических факторов, таких как давление закачки, размер оторочки растворителя. Учитывают данные о возможном взаимодействии закачиваемых агентов с породами-коллекторами и пластовыми флюидами при различных значениях давления и температуры.

Рассматривают технические и технологические возможности осуществления предлагаемого метода воздействия на пласт в условиях данного объекта (месторождения, залежи) с учетом обеспечения требований охраны недр и окружающей среды, прежде всего по предотвращению межпластовых перетоков закачиваемого агента через литологические окна или по заколонному пространству.

Указывают возможные источники получения агентов с оценкой их ресурсов и условий доставки на промысел. Приводят основные характеристики возможных агентов.

Приводят оценку приемистости скважин на основе результатов газогидродинамических исследований пластов месторождения или аналогичных объектов. Дают оценку возможных технологических осложнений при реализации методов воздействия на пласт: образование твердых отложений (парафин, гипс и пр.), кристаллогидратов, разбухание цемента в пласте и т. д.

Приводят программу необходимых дополнительных исследований и опытных работ для более надежного обоснования рекомендуемой технологии и оценку затрат на ее реализацию.

13.7.4 Обоснование выбора системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин

Для каждого выделенного эксплуатационного объекта, а при необходимости для отдельных его зон (зоны УКПГ для крупных залежей), обосновывают геологические характеристики и промысловые данные, необходимые для технологических расчетов по формам таблиц В.21, В.22. Эти характеристики и параметры могут быть использованы для проведения прогнозных расчетов на долгосрочную перспективу на основе балансовой модели.

Для двумерных сеточных моделей используют информацию в виде карт параметров (толщина, пористость, проницаемость), средние значения которых приводят в таблице В.21. Информация может быть представлена также в виде таблиц, содержащих значения соответствующих параметров по скважинам.

Для трехмерных сеточных моделей дополнительно используют геолого-геофизические профили, иллюстрирующие закономерности изменения параметров по вертикали, или табличные данные их значений по отдельным пропласткам на основе схематизации разрезов скважин.

Приводят предельные значения технологических параметров для прекращения расчета (дебит скважины, устьевое давление, обводненность продукции).

Для нефтегазоконденсатных месторождений и отдельных нефтяных залежей или частей залежей приводят обоснование плотности сетки и систему размещения добывающих и нагнетательных скважин на основе использования трехмерных моделей.

13.7.5 Технологические показатели разработки по вариантам

По сформированным вариантам с использованием обоснованных расчетных моделей рассчитывают технологические показатели разработки по эксплуатационным объектам (для крупных месторождений — и по зонам УКПГ) и месторождению (объекту разработки) в целом, результаты приводят по формам таблиц В.23 и В.24 (для нефтяных залежей и оторочек допускается по формам ГОСТ Р 53710). Приводят суммарные показатели по добыче углеводородного сырья за период расчета и степень выработанности запасов.

Приводят обобщенную характеристику результатов расчетов вариантов: максимальные уровни годовой добычи газа, конденсата, нефти; число добывающих и нагнетательных скважин, установок комплексной (предварительной) подготовки газа, дожимных (нагнетательных) компрессорных и насосных станций; продолжительность периодов нарастающей, постоянной и падающей добычи, суммарные показатели добычи за период расчета и коэффициенты извлечения газа, конденсата, нефти по форме таблицы В.25. Указывают число скважин специального назначения в соответствии с 13.14. Для нефтяных объектов результаты приводят по ГОСТ Р 53710.

Для многопластовых месторождений (объектов разработки) на основе расчетов вариантов по эксплуатационным объектам формируют и дают обобщенную характеристику вариантов по месторождению (объекту разработки) в целом.

Приводят карту размещения пробуренных и проектных скважин (кустов скважин) по месторождению (объекту разработки) с нанесенным текущим контуром газоносности (нефтеносности) и контуром горного отвода, а также расположением УКПГ (УППГ), ДКС, НКС, указывают также границы участков (зон УКПГ). Для многопластовых месторождений дополнительно приводят карты по эксплуатационным объектам. Рекомендуется эти карты приводить в виде графических приложений в качестве основного графического материала.

При необходимости приводят карты изобар и газонасыщенности (нефтенасыщенности) на характерные годы прогнозируемого периода.

Обосновывают выбор основного и уточняют число альтернативных вариантов разработки.

13.8 Раздел «Методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов»

Раздел «Методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов» включает в себя анализ эффективности применяемых методов, обоснование применения методов повышения

извлечения и интенсификации добычи углеводородов, программу применения методов на проектный период, опытно-промышленные работы на месторождении.

13.8.1 Анализ эффективности применяемых методов

Для разрабатываемых месторождений приводят результаты анализа применяющихся методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов с выделением наиболее эффективных для геолого-физических условий эксплуатационных объектов.

13.8.2 Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов

Приводят перечень и объем работ по следующим направлениям: совершенствование методов перфорации обсадных колонн; отработка технологий по воздействию на призабойные зоны пластов; разработка способов регулирования профиля притока газа (нефти) в скважину. По разрабатываемым месторождениям на основе анализа эффективности апробированных технологий уточняют необходимые объемы работ, характеристики требуемых материалов и оборудования.

13.8.3 Программа применения методов на проектный период

Приводят виды, объемы, ориентировочные сроки внедрения и обосновывающие их результаты расчетов технологической и экономической эффективности новых, ранее на месторождении не опробованных решений по совершенствованию систем разработки для обоснования возможности их использования в последующем. К таким решениям относят:

- строительство скважин новой конструкции;
- использование нового оборудования для эксплуатации скважин;
- опробование закачки в пласт новых рабочих агентов;
- изменение технологий сбора и подготовки газа, конденсата, нефти к транспорту и использованию.

13.8.4 Опытно-промышленные работы на месторождении

При выделении периода опытно-промышленной разработки приводят в динамике основные технологические показатели разработки выделенного участка опытно-промышленной разработки.

Оценивают стоимость работ по опробованию новых технологических и технических решений.

13.9 Раздел «Экономический анализ вариантов разработки»

Раздел «Экономический анализ вариантов разработки» включает в себя экономические показатели, оценку капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат, налоговую систему.

13.9.1 Экономические показатели

Приводят сведения о методиках экономических расчетов. Для месторождений, разрабатываемых на условиях соглашения о разделе продукции, приводят исходные условия этого соглашения.

13.9.2 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат

Приводят необходимые обоснования капитальных вложений и эксплуатационных затрат по основному и альтернативным вариантам разработки по месторождению (объекту разработки), результаты представляют по форме таблицы В.26. Для оценки технико-экономических показателей неразрабатываемых месторождений приводят обоснование выбора месторождений-аналогов.

Капитальные вложения приводят в соответствии со структурой технологических объектов промысла (скважины, коммуникации, промысловые установки подготовки газа, конденсата, нефти, дожимные компрессорные станции, объекты системы поддержания пластового давления). При расчете допускается использование удельных показателей капитальных вложений (на скважину, на километр трубопровода, на установку).

Обоснование капитальных затрат в строительство скважин и обустройство промысла осуществляют: для неразрабатываемых месторождений на основе удельных показателей стоимости строительства объектов месторождений-аналогов (при необходимости с учетом определяемых экспертно поправочных коэффициентов), для разрабатываемых — на основе проектно-сметной документации и/или анализа фактических данных.

Эксплуатационные затраты рассчитывают по основным элементам затрат: материальные затраты (вспомогательные материалы, топливо, энергия); заработная плата с отчислениями; амортизация (по скважинам и объектам обустройства); затраты на капитальный ремонт, природоохранные объекты; прочие расходы, а также налоги, включаемые в себестоимость.

Для обоснования эксплуатационных затрат за основу принимают проектную или фактическую смету затрат на производство.

При разработке месторождений со сложным составом пластовой смеси, когда промысел и газоперерабатывающий завод объединяют в едином газохимическом комплексе, при оценке экономических показателей капитальные вложения и эксплуатационные затраты приводят с учетом производств

по переработке углеводородного сырья, а выручку от реализации определяют по конечным продуктам переработки с учетом затрат на их получение.

При обосновании исходных данных для экономических показателей разрабатываемого месторождения проводят анализ фактических технико-экономических данных.

Приводят цены реализации продукции газодобывающих предприятий. Указывают основания принятых цен (сценарные условия, действующие в газодобывающей компании, другие источники — утвержденные текущие прейскуранты оптовых цен, договорные, мировые). Приводят цену покупки агентов для закачки в пласт при ППД.

13.9.3 Налоговая система

Налоговые платежи и отчисления представляют отдельным перечнем по форме таблицы В.27, соответствующим ассортименту товарной продукции газодобывающего предприятия и его налоговой политике в соответствии с [10]. Выделяют федеральные, субъектов Российской Федерации и местные налоги на дату составления проектного документа.

13.10 Раздел «Технико-экономический анализ вариантов разработки»

Раздел «Технико-экономический анализ вариантов разработки» включает в себя обоснование коэффициентов извлечения углеводородов, технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта, анализ чувствительности проекта.

На основании технологических показателей разработки и подготовленных исходных данных по направлениям затрат рассчитывают основные технико-экономические показатели по каждому из вариантов по месторождению (объекту разработки).

Результаты расчетов капитальных вложений и эксплуатационных затрат по вариантам приводят по форме таблиц В.28 — В.30.

Рассчитывают основные показатели экономической оценки по каждому из вариантов по месторождению (объекту разработки) по форме таблицы В.31.

13.10.1 Обоснование коэффициентов извлечения углеводородов

Формируют систему показателей, необходимых для сравнения и оценки этих вариантов, по форме таблицы В.32. Выделяют полученные в результате расчетов коэффициенты извлечения газа, конденсата, нефти.

13.10.2 Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта

На основе анализа и сопоставления совокупности критериев технологической и экономической эффективности обосновывают утверждаемое решение по проекту в целом (выбирают рекомендуемый к утверждению вариант разработки). Для иллюстрации приводят в графической форме структуру затрат на реализацию проекта и диаграмму чистого денежного потока.

По выбранному варианту приводят результаты расчетов дохода государства, распределения отчислений в федеральный бюджет и бюджеты субъектов Российской Федерации и местные бюджеты по формам таблиц В.33, В.34.

13.10.3 Анализ чувствительности проекта

Рассматривают ситуации, связанные с влиянием рисков при реализации, и проводят анализ чувствительности показателей эффективности к изменению основных параметров, находящихся в рамках наибольшей неопределенности цен на продукцию, объемов производства, капитальных вложений, эксплуатационных затрат. Результаты представляют графически в форме диаграммы чувствительности критериев эффективности либо по форме таблицы В.35.

Учитывают возможные факторы, влияющие на повышение доходности инвестиций — прогноз цен на товарную продукцию, изменение налоговых условий, улучшение ассортимента товарной продукции. Приводят выводы об устойчивости к изменению основных параметров.

13.11 Раздел «Конструкция и технология бурения скважин, методы вскрытия и освоения пластов»

Раздел «Конструкция и технология бурения скважин, методы вскрытия и освоения пластов» включает в себя пространственное профилирование стволов скважин, конструкции и крепления скважин, требования к технологии бурения скважин и буровым растворам, геофизические и геолого-технологические исследования в процессе бурения скважин, методы вскрытия продуктивных пластов, освоение добывающих и нагнетательных скважин.

Освещают опыт проводки, вскрытия и освоения поисковых, разведочных, оценочных и других скважин, пробуренных на месторождении. Указывают особенности применения рациональных технических решений при бурении скважин. Данные по пробуренным скважинам приводят по форме табли-

цы В.36. Приводят сведения о сроках проводки скважин, качестве цементирования ствола, об осложнениях при бурении — поглощениях бурового раствора, газонефтеводопроявлениях, обвалах, прихватах бурового инструмента, а также о наличии в пробуренных на месторождении скважинах межколонного давления и межпластовых перетоков.

13.11.1 Пространственное профилирование стволов скважин

При кустовом разбуривании приводят обоснование профилей ствола проектных эксплуатационных скважин, характеризуют каждый из основных видов профилей.

13.11.2 Конструкции и крепление скважин

Приводят типовые конструкции добывающих и нагнетательных скважин, а при необходимости — и наблюдательных и пьезометрических скважин, для их учета в проектной документации на строительство скважин. Для скважин в подгазовой зоне нефтяных оторочек формулируют требования к конструкции исходя из отработки нефтяных, а в последующем газовых пластов. Обосновывают конструкции забоя, предусматривая возможность заканчивания открытым стволом либо необходимость перекрытия колонной для последующей перфорации, диаметры и глубины спуска обсадных колонн, требования к типам и плотности тампонажных растворов исходя из требований по предотвращению осложнений при проводке скважины и надежного разобщения пластов. Учитывают диаметр НКТ, обеспечивающий проектный дебит добывающих и приемистость нагнетательных скважин, проведение капитального ремонта скважин и геофизических работ при исследованиях, перфорации и контроле за разработкой.

Приводят рекомендации по спуску и цементированию обсадных колонн, требования к типам эксплуатационных труб и центрирующих элементов, рекомендации по методам контроля качества крепления скважины и периодичности контроля состояния крепи скважины при эксплуатации и консервации.

13.11.3 Требования к технологии бурения скважин и буровым растворам

Рекомендуют способ бурения, обеспечивающий при проводке скважин заданного профиля наилучшие технико-экономические показатели. Выделяют требования противофонтанной и газовой безопасности, учитывающие специфику месторождения.

Указывают рекомендуемый тип противовыбросового оборудования и приводят схему его обвязки на устье. Приводят схему размещения оборудования на точках бурения.

Приводят требования к параметрам и характеристикам буровых растворов по интервалам глубин бурения.

13.11.4 Геофизические и геолого-технологические исследования в процессе бурения скважин

Обосновывают объемы и комплексы ГИС и геолого-технологических исследований в процессе бурения вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

В технологической схеме разработки для крупных месторождений и при сложном разрезе на период опытно-промышленной разработки намечают опорно-технологические скважины для проведения специальных исследований по совершенствованию техники и технологии бурения скважин на месторождении. Исследования приводят по форме таблицы В.37. Рекомендуют технологию и условия проведения исследований пластоиспытателем в открытом стволе, методики их геофизического сопровождения. Указывают способ и оборудование для отбора кернов в целях обеспечения максимального их выноса.

13.11.5 Методы вскрытия продуктивных пластов

Анализируют влияние твердой и жидкой фаз бурового раствора, а также растворенных в нем химических реагентов на продуктивные пласты. Приводят рекомендуемые характеристики жидкостей для вскрытия продуктивных отложений исходя из их влияния на качество вскрытия продуктивного пласта и достоверность информации ГИС по форме таблицы В.38. Приводят допускаемые условия гидростатической и гидродинамической репрессии на продуктивный пласт. Определяют методы и технологии вскрытия продуктивных пластов с учетом их геолого-геофизической характеристики.

13.11.6 Освоение добывающих и нагнетательных скважин

Рекомендуют технологию вызова притока газа после вскрытия пласта (после проведения перфорации эксплуатационной колонны в зоне продуктивных отложений), основные сведения приводят по форме таблицы В.39. Обосновывают: режим спуска лифтовых труб для ограничения гидродинамического давления на пласт, параметры вызова притока из пласта, способ перфорации и тип перфораторов. Приводят оценку предусматриваемых технологией освоения объемов газа, выпускаемых в атмосферу, при освоении средней скважины. Устанавливают виды и режимы наземных и глубинных измерений, указывают типы контрольно-измерительных приборов.

В конце раздела приводят оценку стоимости работ по строительству типовых скважин (добывающих, нагнетательных, других категорий).

13.12 Раздел «Техника и технология добычи углеводородов»

Раздел «Техника и технология добычи углеводородов» включает в себя анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования, мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин и борьбы с ними, анализ и обоснование технологии и технических решений организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции, анализ, требования и рекомендации к системе поддержания пластового давления, подготовке закачиваемых рабочих агентов, обоснование геологических объектов и конструкции поглощающих скважин для утилизации попутно добываемых вод, мероприятия по обеспечению использования и утилизации попутного нефтяного газа, годовую производительность, объемы добычи.

13.12.1 Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования

Приводят анализ технического состояния пробуренных на месторождении разведочных и добывающих скважин, условий работы внутрискважинного оборудования, а также эффективности мероприятий по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин. Для разрабатываемых месторождений рассматривают техническое состояние шлейфов, коллекторов, оборудования УКПГ, ДКС, НКС.

Обосновывают конструкции фонтанных подъемников: диаметры и глубины спуска лифтовых труб, пакеров, различных клапанов внутрискважинного и устьевого оборудования скважин. При необходимости приводят результаты расчетов вариантов конструкций. Приводят требования к фонтанной арматуре и оборудованию устья скважин. Для многопластовых месторождений рассматривают возможности и оборудование для одновременно-раздельного дренирования двух и более пластов. При обосновании учитывают геолого-технические условия, величины максимальных и минимальных дебитов скважин, устьевых давлений и температур, полученных при их испытаниях и исследованиях. Отмечают особенности оборудования нагнетательных скважин. Приводят схемы компоновки оборудования добывающих, нагнетательных, наблюдательных и специальных скважин. При кустовом расположении скважин приводят схему размещения оборудования на кустовых площадках.

13.12.2 Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин и борьбы с ними

Обосновывают необходимые защитные мероприятия по предупреждению гидратообразования, коррозии, выпадения и отложения парафина и солей во внутрискважинном и устьевом оборудовании, растепления прискважинных зон (для месторождений в районе вечной мерзлоты) и прорывов подошвенной воды, мероприятия приводят по форме таблицы В.40. Анализируют результаты промысловых и лабораторных исследований по условиям коррозионной агрессивности, гидратообразованию, выпадению парафина и солей в процессе эксплуатации скважин и закачки агентов при ППД, а также по изучению влияния зоны многолетнемерзлых пород на месторождении или месторождениях-аналогах. Рассматривают условия эксплуатации скважин с пластовой водой в добываемой продукции, обосновывают рекомендации по удалению жидкости (конденсат и вода), скапливающейся на забоях скважин, а также по предупреждению и борьбе с выносом породы и изоляции вод. Указывают необходимые для этих целей технические средства и материалы. Для мероприятий, связанных с выпуском газа в атмосферу, приводят оценку объемов газа в расчете на одно мероприятие. В случае реализации ППД рассматривают проблемы, связанные с работой нагнетательных скважин.

По разрабатываемым месторождениям на основе анализа эффективности опробованных технологий уточняют необходимые объемы работ по ремонту скважин, характеристики требуемых материалов и оборудования. Приводят рекомендации по ремонту скважин и обеспечению закачки агентов в нагнетательные скважины.

13.12.3 Анализ и обоснование технологии и технических решений организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции

Приводят структурную схему основного производства промысла, включающую УППГ, УКПГ, УПН, станцию охлаждения газа, установки регенерации реагентов, установки промысловой подготовки (переработки) газового конденсата (нефти), ДКС, НКС, головную компрессорную станцию и другие установки, относящиеся к основному производству. Приводят требования к продукции промысла и подлежащим утилизации отходам производства. Для неразрабатываемых месторождений приводят краткую характеристику существующих технико-технологических решений по основному производству промысла, определяют аналог, приемлемый для рассматриваемого месторождения и проведения объективного сравнения альтернативных вариантов разработки месторождения.

Приводят принципиальные схемы сбора газа и конденсата (нефти). Дают количественные характеристики потоков в наземных коммуникациях. Проводят выбор проектных диаметров и способов про-

кладки шлейфов и коллекторов, приводят результаты оценочных расчетов шлейфов и коллекторов (диапазон давлений, температур и расходов добываемой продукции скважин). Приводят схему газосборной (нефтесборной) системы с местоположением скважин (кустовых площадок скважин), УКПГ (головных сооружений), УПН и ДКС. Приводят сведения об условиях образования гидратов в наземных коммуникациях. Обосновывают требования к ингибиторам гидратообразования, дают основные технические решения по схеме их подачи на скважины (кусты скважин) и в наземные коммуникации. Для разрабатываемых месторождений приводят фактическую информацию о параметрах эксплуатации шлейфов и коллекторов.

Приводят принципиальные технологические схемы установок подготовки газа и газового конденсата, а также системы предупреждения гидратообразования. Дают рекомендации по производительности и количеству технологических линий.

Представляют расчетный материальный баланс УКПГ (УПН) по годам разработки месторождения с указанием объемов добычи углеводородного сырья, валовых объемов подготовленного газа и жидкой продукции (без учета потребления газа и конденсата для технологических нужд промысла), содержание в них углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата) и других целевых компонентов и фракций для каждого рассматриваемого варианта разработки.

Представляют оценки потребления газа на технологические цели по годам эксплуатации, объемы потребления реагентов по годам эксплуатации, объемы реагентов, подлежащих регенерации, и их краткую характеристику.

Приводят объемы воды, подлежащей закачке в поглощающий пласт или иному способу утилизации по годам эксплуатации.

Определяют срок ввода ДКС, приводят давление нагнетания, степени сжатия, суммарную потребляемую мощность, потребление топливного газа для привода ДКС по годам эксплуатации, оснащение дожимного комплекса газоперекачивающими агрегатами с учетом резерва.

Обосновывают способ охлаждения газа, холодопроизводительность станции охлаждения газа, ее мощность и потери хладагента по годам эксплуатации.

Для месторождений, продукцию которых направляют на газоперерабатывающий завод или газохимический комплекс, расположенные на территории деятельности недропользователя, приводят по годам эксплуатации месторождения по каждому из рассматриваемых вариантов разработки:

- структурные схемы переработки углеводородного сырья;
- краткое описание технологических процессов;
- номенклатуру товарной продукции;
- ожидаемые количества товарной продукции.

Приводят сведения о коррозионной характеристике добываемой продукции в наземных коммуникациях. Обосновывают требования по защите промыслового оборудования и системы внутрипромыслового обустройства от коррозии с учетом содержания в продукции скважин агрессивных компонентов, скорости потока газа на различных участках системы и применяемых в технологиях реагентов. Обосновывают требования к специальным ингибиторам, материальному исполнению оборудования. Приводят рекомендации по установлению технологических режимов работы скважин, снижающих влияние рассматриваемых явлений. Приводят потребление рекомендуемого антикоррозионного реагента по годам эксплуатации для каждого рассматриваемого варианта разработки.

13.12.4 Анализ, требования и рекомендации к системе поддержания пластового давления, подготовке закачиваемых рабочих агентов

Приводят принципиальную схему закачки агентов в пласт. Обосновывают требования к закачиваемому агенту, основные параметры системы ППД. Приводят перечень и основные технологические характеристики элементов системы ППД (компрессорные и насосные станции, аппараты воздушного охлаждения, коллекторы для нагнетаемого рабочего агента и др.). Приводят количество закачиваемого агента по годам эксплуатации для каждого рассматриваемого варианта разработки. При использовании для ППД подземных вод приводят сведения о проектной документации на добычу подземных вод.

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

Приводят описание геологических объектов, пригодных для утилизации попутно добываемых вод. Приводят типовую конструкцию поглощающей скважины.

13.12.6 Мероприятия по обеспечению использования и утилизации попутного нефтяного газа

Приводят для нефтегазоконденсатных месторождений. Перечисляют мероприятия по обеспечению установленного норматива использования попутного нефтяного газа.

13.12.7 Годовая производительность, объемы добычи

Приводят информацию по следующим материальным потокам по годам разработки месторождения и для каждого рассматриваемого варианта разработки:

- отбор пластового газа (нефти);
- удельное содержание углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата) в добываемом сырье;
- количество углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата) в добываемом сырье;
- объемы технологического использования газа при освоении скважин, в т. ч. углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата);
- объемы технологического использования газа при исследовании скважин, в т. ч. углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата);
- количество газа, поступающего непосредственно на УКПГ, в т. ч. углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата);
- количество подготовленного газа, в т. ч. углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата);
- расход газа на технологические цели проведения процессов подготовки и компримирования газа, в т. ч. углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата);
- количество закачиваемого агента при проведении процесса ППД;
- объемы товарного газа, подлежащего поставкам в газотранспортную систему, в т. ч. углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата);
- количество товарного газового конденсата (нефти), в т. ч. углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата).

При составлении материальных балансов учитывают статьи расходования газа (нефти), характерные для рассматриваемого месторождения. Для действующих промыслов учитывают фактическое расходование газа (нефти), отраженное в отчетной документации по данному месторождению.

13.13 Раздел «Обеспечение водоснабжения (при необходимости согласования проектной документации на добычу подземных вод для технологического обеспечения водой для собственных нужд газового промысла)»

Раздел «Обеспечение водоснабжения (при необходимости согласования проектной документации на добычу подземных вод для технологического обеспечения водой для собственных нужд газового промысла)» включает в себя обоснование выбора источника водоснабжения, расчет потребности в воде и обеспеченность ее запасами подземных вод, требования к качеству воды, проектируемую конструкцию водозаборных скважин, способы бурения и опробование скважин, рекомендации по эксплуатации водозабора, программу гидрогеологических режимных наблюдений в процессе эксплуатации водозабора.

Раздел включают при необходимости согласования проектной документации на добычу подземных вод (для технологического обеспечения водой) для собственных нужд газового промысла.

13.13.1 Обоснование выбора источника водоснабжения

Описывают горизонты (пласты) с подземной водой и обосновывают выбор источника водоснабжения.

13.13.2 Расчет потребности в воде и обеспеченность ее запасами подземных вод

Приводят результаты расчета потребности в воде и сведения о запасах подземных вод для оценки обеспеченностью ею.

13.13.3 Требования к качеству воды

Приводят требования к качеству воды по направлениям ее использования в процессе разработки месторождения и эксплуатации промысловых объектов.

13.13.4 Проектируемая конструкция водозаборных скважин, способы бурения и опробование скважин

Приводят типовую конструкцию водозаборной скважины, рекомендуют способы бурения и опробования скважин.

13.13.5 Рекомендации по эксплуатации водозабора

Приводят рекомендации по эксплуатации водозабора.

13.13.6 Программа гидрогеологических режимных наблюдений в процессе эксплуатации водозабора

Приводят программу гидрогеологических режимных наблюдений.

13.14 Раздел «Контроль и регулирование разработки месторождения»

Раздел «Контроль и регулирование разработки месторождения» включает в себя обоснование сети наблюдательных и пьезометрических скважин, состав и объем исследовательских работ по контролю за разработкой, рекомендации по регулированию разработки.

13.14.1 Обоснование сети наблюдательных и пьезометрических скважин

Обосновывают цели, задачи и мероприятия по контролю за процессом разработки. Для разрабатываемых месторождений анализируют эффективность реализуемой системы наблюдений и применяемых методов контроля и, в случае необходимости, вносят уточнения и дополнения в ранее принятые решения. При кустовом расположении скважин указывают скважины, на которых проводятся систематические текущие исследования. Для крупных месторождений обосновывают требования к опорным сетям наблюдений по видам контроля.

Приводят перечень мероприятий и исследований по видам контроля и их периодичности по форме таблицы В.41. Обосновывают объемы соответствующих исследований, дают требования к необходимому оборудованию и средствам контроля. Обосновывают необходимое количество контрольных скважин различных типов (наблюдательных, пьезометрических, геофизических) и сроки их строительства, их размещение приводят на картах размещения эксплуатационных скважин. Предусматривают систему обеспечения фоновых измерений по новым скважинам.

13.14.2 Состав и объем исследовательских работ по контролю за разработкой

Обосновывают цели, комплекс, объемы и периодичность ГИС по контролю за процессом разработки залежей, положением газожидкостных контактов и работой отдельных скважин. Рассматривают условия проведения ГИС, в т. ч. в газовой среде, техническое обеспечение и технологии скважинных измерений.

Указывают требования к газогидродинамическим методам исследования скважин и периодичности регистрации динамических характеристик потока флюида (давление, температура, расход продукции), в т. ч. к дистанционным методам контроля режимов работы скважин. Обосновывают методы, оборудование и объем газоконденсатных исследований. Приводят оценку объемов газа при исследовании средней скважины с выпуском газа в атмосферу.

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

Рассматривают цели проведения ГИС в процессе капитального ремонта скважин и приводят требования к технологиям ГИС для контроля технического состояния.

Предусматривают контроль за возможными перетоками газа в отложения, расположенные выше эксплуатационных объектов, и образованием техногенных залежей. Для разрабатываемых месторождений при выявлении перетоков и техногенных залежей обосновывают мероприятия по предотвращению перетоков газа и по контролю эффективности проведенных мероприятий. Для выявленных техногенных залежей газа приводят предложения по оценке их промышленной значимости и целесообразности разработки.

Обосновывают необходимые виды исследований по пьезометрическим скважинам (наблюдения за статическими уровнями, отборы проб), объемы гидрохимических исследований, измерений количества и качества вод, выносимых вместе с газом из скважин, а также систему наблюдений (мониторинг) за водонапорным бассейном и продвижением воды в залежи.

13.14.3 Рекомендации по регулированию разработки

Приводят рекомендации по регулированию разработки и установлению технологических режимов работы скважин.

13.15 Раздел «Программа доразведки и исследовательских работ»

Раздел «Программа доразведки и исследовательских работ» включает в себя доразведку месторождения, отбор и исследование керна, промыслово-геофизические исследования скважин, промыслово-гидродинамические исследования скважин, физико-химические исследования пластовых флюидов.

В разделе выделяют недостаточно разведанные участки и/или пласты и обосновывают необходимость их доразведки. Приводят программу работ по доразведке.

13.15.1 Доразведка месторождения

Обосновывают количество, расположение и очередность бурения скважин, необходимых для доразведки, и возлагаемые на них задачи. Их местоположение указывают на картах размещения пробуренных и проектных скважин.

13.15.2 Отбор и исследование керна

Приводят рекомендации по объемам отбора керна по скважинам, пластам, а также по определению характеристик фильтрационно-емкостных свойств.

13.15.3 Промыслово-геофизические исследования скважин

Приводят рекомендации по стандартным и специальным комплексам ГИС.

13.15.4 Промыслово-гидродинамические исследования скважин

Обосновывают специальные исследования скважин для уточнения геологического строения и фильтрационно-емкостных характеристик пластов.

13.15.5 Физико-химические исследования пластовых флюидов

Приводят рекомендации по объему и периодичности газоконденсатных исследований и физико-химическим исследованиям пластовых флюидов.

В конце раздела дают оценку стоимости работ по доразведке. Для крупных месторождений сложного геологического строения и сложного состава пластового флюида приводят программу необходимых научно-исследовательских работ.

13.16 Раздел «Маркшейдерско-геодезические работы»

Раздел «Маркшейдерско-геодезические работы» включает в себя маркшейдерские работы при буровых и добывных работах, маркшейдерско-геодезические работы на земной поверхности, исходную и исполнительную маркшейдерскую документацию, систему наблюдений за геодинамическими процессами, обоснование границ горного отвода.

13.16.1 Маркшейдерские работы при буровых и добывных работах

Обосновывают комплекс маркшейдерских работ в соответствии с [11], [12] и действующих стандартов.

13.16.2 Маркшейдерско-геодезические работы на земной поверхности

Приводят перечень маркшейдерско-геодезических работ в соответствии с [12], [13] и соответствующих стандартов.

13.16.3 Исходная и исполнительная маркшейдерская документация

Приводят перечень маркшейдерской горной графической документации с указанием ее масштабов, принятой системы координат и картографической проекции с учетом специфики месторождения.

13.16.4 Система наблюдений за геодинамическими процессами

Обосновывают общие принципы создания системы наблюдений за геомеханическими, геодинамическими и другими процессами на основе дистанционных (аэрокосмической съемки) и других методов.

13.16.5 Обоснование границ горного отвода

Приводят при включении проекта горного отвода в технический проект разработки. Приводят установленные границы горного отвода. Обосновывают уточненные границы в соответствии с [11].

13.17 Раздел «Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недр»

В разделе «Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недр приводят мероприятия, обеспечивающие безопасность обслуживающего персонала и населения от возможных вредных воздействий, связанных с разработкой рассматриваемого месторождения, с учетом [8].

13.18 Раздел «Мероприятия по рациональному использованию и охране недр»

В разделе «Мероприятия по рациональному использованию и охране недр» приводят типовые мероприятия по охране недр в процессе бурения скважин с учетом обеспечения надежности их сооружения и предотвращения заколонных и межколонных перетоков (приводящих к утечке газа в атмосферу), скопления газа в межколонных пространствах и в горизонтах выше эксплуатационных объектов, а также возможных осложнений при аварийном фонтанировании, образовании грифонов, возникновении зон растепления и просадки устьев скважин, смятии колонн и др. Приводят решения по утилизации буровых отходов при бурении скважин. Перечисляют основные мероприятия, обеспечивающие контроль за выработкой запасов газа, конденсата, нефти, учет добываемой продукции и ее технологического использования, контроль за состоянием надпродуктивной части разреза в процессе разработки. Для разрабатываемых месторождений приводят мероприятия по борьбе с осложнениями, возникающими при эксплуатации месторождения и отрицательно влияющими на состояние недр.

13.19 Раздел «Мероприятия по охране окружающей среды и обеспечению экологической безопасности при пользовании недрами»

В разделе «Мероприятия по охране окружающей среды и обеспечению экологической безопасности при пользовании недрами» приводят обзор региональных особенностей природоохранной деятельности. Указывают принципы и направления природоохранной деятельности недропользователя (недропользователей), взаимодействия с региональными органами власти и взаимоотношений с местным населением. Перечисляют наиболее существенные для района расположения месторождения ограничения. Приводят карту экологических ограничений.

Кратко характеризуют экологическую обстановку в районе месторождения с учетом климата, орогидрографии, почв, растительного и животного мира, геокриологических, инженерно-геологических и гидрогеологических условий. Гидрогеологические условия описывают для той части разреза отложений, которая находится в зоне воздействия в процессе строительства и эксплуатации скважин и промысловых объектов рассматриваемого объекта разработки и/или подземного захоронения сточных вод.

При наличии приводят фоновые характеристики компонентов окружающей среды.

Приводят источники (включая отходы) и виды воздействия на отдельные компоненты окружающей среды (по неразрабатываемым месторождениям — по объектам-аналогам). Оценивают возможные изменения ее состояния. Приводят ориентировочные данные о количестве образующихся отходов.

При необходимости или по требованию заказчика приводят результаты расчетов по выбросам и рассеиванию загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы. На карте указывают возможные источники выброса вредных веществ и дают распределение их максимальных концентраций с учетом неблагоприятных метеоусловий.

Приводят ограничения по условиям водопользования и землепользования. Ориентировочно оценивают потребности в земельных ресурсах.

Оценивают возможное влияние процесса разработки на изменение инженерно-геологических условий (протаивание грунтов, термокарстовые процессы, просадка земной поверхности, сейсмические явления и др.).

Приводят перечни мероприятий по предотвращению и снижению возможных негативных воздействий на компоненты окружающей среды при строительстве объектов и в процессе их эксплуатации как в штатном режиме, так и при аварийных ситуациях.

Обосновывают мероприятия:

- по охране атмосферного воздуха;
- по очистке сточных вод и утилизации обезвреженных элементов, по предотвращению аварийных сбросов сточных вод;
- по охране водных объектов, а также сохранению водных биологических ресурсов (в том числе предотвращение попадания рыб и других водных биологических ресурсов в водозаборные сооружения) и среды обитания;
- по охране и рациональному использованию земельных ресурсов и почвенного покрова, в том числе по рекультивации нарушенных или загрязненных земельных участков и почвенного покрова;
- по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке и размещению опасных отходов;
- по охране объектов растительного и животного мира и среды их обитания.

При наличии объектов растительного и животного мира, занесенных в Красную книгу Российской Федерации, отдельно указывают мероприятия по охране таких объектов.

Приводят принципиальные положения мониторинга окружающей среды в пределах лицензионного участка. Определяют цели и задачи его проведения с учетом специфики проектируемого объекта разработки. Приводят рекомендации по комплексу мероприятий, системе наблюдений и программе работ по экологическому мониторингу. Определяют перечень затрат на реализацию природоохранных мероприятий и компенсационных выплат.

В конце раздела приводят общую характеристику воздействия в процессе разработки на состояние окружающей природной среды:

- количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу (включая оксиды азота и углерода);
- количество сточных вод с направлениями их утилизации;
- размеры санитарно-защитной зоны;
- оценку площади отчуждаемых и рекультивируемых земель.

Для разрабатываемых месторождений приводят общую оценку эффективности реализованных природоохранных мероприятий. Дают оценку стоимости работ по экологическому мониторингу.

13.20 Раздел «Сроки и условия выполнения работ по консервации или ликвидации скважин, промысловых объектов, рекультивации земель»

В разделе «Сроки и условия выполнения работ по консервации или ликвидации скважин, промысловых объектов, рекультивации земель» формулируют требования к выполнению работ по консервации, последующей расконсервации и ликвидации скважин. Приводят рекомендации по проведению ликвидационных работ на скважинах, выполнивших свое назначение либо подлежащих ликвидации по другим причинам.

В технологическом проекте разработки приводят результаты анализа мероприятий по продлению рентабельной разработки: внедрение методов повышения углеводородоотдачи пласта; осуществление мероприятий по повышению эффективности эксплуатации скважин; проведение реконструкции и технического перевооружения наземных промысловых объектов.

Обосновывают продолжительность завершающей стадии разработки и периода ликвидационных работ. Приводят оценку остаточных запасов углеводородного сырья и коэффициентов их извлечения. Конкретизируют виды работ для обеспечения экологической безопасности консервации месторождения. Рассматривают варианты диверсификации производства — выработки новых товарных продуктов (в том числе на имеющихся газохимических комплексах), электроэнергии, либо использования недр для хранения газа, отходов производства. Дают предложения по консервации месторождения до момента внедрения новых технологий.

Приводят общую оценку ликвидационных затрат по завершению разработки, ликвидации промысловых объектов и рекультивации земель.

13.21 Заключение

В заключении приводят сводную характеристику проектных решений и мероприятий по их реализации.

13.21.1 Характеристика рекомендуемого варианта разработки и достигаемые в результате его внедрения коэффициенты извлечения углеводородного сырья по эксплуатационным объектам

Указывают характерные особенности, формулируют основные проблемы и намечают конкретные мероприятия по реализации проектных решений.

Характеризуют расположение скважин, порядок разбуривания, очередность ввода и выбытия объектов обустройства (в т. ч. наземных промысловых сооружений). При выделении зон УКПГ указывают очередность их ввода в разработку. Для многопластовых месторождений указывают порядок ввода в разработку эксплуатационных объектов.

В технологической схеме разработки выделяют коэффициенты извлечения углеводородов для использования в качестве технико-экономического обоснования при подсчете запасов.

Для неразрабатываемых месторождений приводят перечень научно-исследовательских работ по оптимизации рекомендуемых технико-технологических решений: по строительству скважин; системам сбора; внутрипромыслового транспорта газа (нефти); подготовки либо переработки газа и конденсата (нефти); предупреждения гидратообразования.

Для разрабатываемых месторождений (залежей) приводят рекомендации по реконструкции объектов добычи углеводородного сырья с указанием объемов и сроков работ.

В сжатой форме излагают основные положения технического проекта разработки:

- отборы газа, конденсата, нефти, объемы закачки рабочего агента;
- фонд добывающих, нагнетательных и специальных скважин, в т. ч. подлежащих бурению;
- конструкцию скважин;
- систему разработки — эксплуатационные объекты, порядок их ввода, размещение скважин;
- продолжительность периодов нарастающей, постоянной и падающей добычи;
- сроки ввода УКПГ, ДКС, НКС;
- ограничения на технологический режим работы эксплуатационных и нагнетательных скважин;
- фонд наблюдательных, контрольно-геофизических, пьезометрических скважин;
- принципиальные положения по технике и технологии добычи и работе наземных сооружений промысла;
- доразведку месторождения;
- контроль за разработкой;
- объем газогидротермодинамических, газоконденсатных исследований и ГИС;
- уточнение эксплуатационной характеристики скважин;
- основные требования к строительству скважин, вскрытию пластов и освоению скважин;
- технологию и технику добычи газа, конденсата, нефти;
- систему внутрипромыслового сбора и подготовки газа и конденсата к транспорту;
- систему поддержания пластового давления;
- охрану недр и окружающей среды;
- показатели экономической оценки;
- новые научно-технические решения с оценкой их эффективности;
- возможности повышения эффективности разработки.

13.21.2 Оценка общих перспектив месторождения

Приводят оценку общих перспектив месторождения.

13.22 В табличных приложениях приводят данные, дополняющие материалы текстовых разделов технического проекта разработки. Данные по запасам углеводородного сырья в пластах, их геолого-физические характеристики, результаты расчетов технологических показателей разработки приводят в соответствии с требованиями, установленными в [14]. В табличные приложения могут быть вынесены и некоторые из таблиц приложения В.

13.23 В графические приложения по приложению А помещают иллюстрации, рисунки, схемы, приведение которых в текстовых разделах нецелесообразно из-за несоответствия требованию их четкого воспроизведения на листах формата А4 и А3. Графические материалы выполняют в соответствии с требованиями, установленными для составления горной графической документации.

13.24 Реферат оформляют в виде отдельной книги объемом от 10 до 20 страниц. В нем приводят сведения об объеме технического проекта разработки, количестве иллюстраций, таблиц, приложений, книг (томов), использованных источников, перечень ключевых слов. Текстовую часть оформляют в соответствии с разделом 14.

13.25 Техническое задание приводят в форме копии, заверенной недропользователем.

13.26 При необходимости приводят сведения о лицензии (лицензиях) на пользование недрами в форме копии (копий), заверенных недропользователем (недропользователями), другие документы, использованные при проектировании по требованиям технического задания.

14 Содержание реферата технического проекта разработки месторождения

14.1 В текстовую часть реферата включают в краткой (тезисной) форме следующие описания:

- месторождение (объект разработки), ранее принятые проектные решения и текущее состояние их выполнения;
- геологическую модель, необходимость пересчета запасов;
- геолого-технологическую основу для проектирования;
- расчетные математические модели;
- основные критерии при выборе расчетных вариантов;
- подготовку (переработку) добываемого сырья;
- экологическое обеспечение;
- направления повышения эффективности разработки;
- оценку экономической эффективности вариантов разработки;
- характеристику проектных решений.

14.2 Приводят основные сведения, проектные решения и показатели, по пунктам:

- отборы газа сепарации, нестабильного конденсата, нефти;
- объемы закачки рабочего агента;
- фонд добывающих и нагнетательных скважин;
- фонд скважин, подлежащих бурению;
- конструкция скважин, их профиль;
- технология разработки;
- сроки ввода УКПГ;
- сроки ввода ДКС, НКС;
- технологический режим работы эксплуатационных скважин;
- фонд наблюдательных, контрольно-геофизических и пьезометрических скважин;
- принципиальные положения по технике и технологии добычи;
- принципиальные положения по работе наземных сооружений промысла;
- новые технологические решения;
- методы повышения компонентоотдачи;
- показатели экономической оценки;
- основные положения по выполнению особых требований технического задания;
- программа доразведки месторождения;
- рекомендации по выполнению промыслово-геофизических исследовательских работ;
- рекомендации по выполнению газоконденсатных исследовательских работ;
- рекомендации по выполнению газогидротермодинамических исследовательских работ;
- уточнение эксплуатационной характеристики скважин;

- бурение, вскрытие пластов и особенности освоения скважин;
- контроль за разработкой;
- система внутрипромыслового сбора и подготовки газа и конденсата к транспорту;
- система поддержания пластового давления;
- охрана недр и окружающей среды;
- новые научно-технические решения с оценкой их эффективности;
- возможности повышения эффективности разработки по рекомендуемому варианту.

14.3 В табличной форме представляют следующие показатели:

- сопоставление технологических и технико-экономических показателей вариантов разработки;
- основные проектные технологические показатели по формам таблиц В.42 и В.43;
- основные проектные экономические показатели по форме таблицы В.44.

14.4 Приводят схему размещения скважин.

14.5 Приводят информацию по вопросам технологического режима и условий работы эксплуатационных скважин, необходимую для подготовки проектов обустройства:

- максимальное статическое давление на устье эксплуатационных скважин при начальных условиях освоения месторождения и условия восстановления давления при их остановке;
- максимально возможное давление при глушении скважин или проведении работ по интенсификации притока газа;
- динамику устьевой температуры газа по эксплуатационным скважинам в зависимости от рабочих дебитов;
- коэффициент резерва эксплуатационных скважин и принимаемое число дней их работы в году;
- прогноз количества и характеристики механических примесей, выносимых при эксплуатации скважин.

Приложение А
(рекомендуемое)

Перечень основных рисунков (графических приложений) в техническом проекте разработки

В техническом проекте разработки приводят следующие рисунки или графические приложения:

- Схему района месторождения;
- Литолого-стратиграфический разрез;
- Сводный разрез;
- Структурную карту;
- Схему корреляции разрезов скважин;
- Геологический профиль;
- Карту эффективных толщин;
- Карту газонасыщенных (нефтенасыщенных) толщин;
- Схему водонапорного бассейна;
- Гидрогеологический разрез;
- График фактического и расчетного выхода дегазированного (стабильного) конденсата в зависимости от давления сепарации газа;
- График фактического и расчетного выхода дегазированного (стабильного) конденсата в зависимости от температуры сепарации газа;
- Карту размещения пробуренных и проектных скважин;
- Динамику фонда добывающих и нагнетательных скважин, их дебитов и приемистости;
- Карту изобар;
- Характерные профили давлений;
- Карту разработки;
- Динамику годовых отборов газа, конденсата (нефти), добычи воды, объемов закачки различных агентов в пласты, пластовых давлений, содержания пластовой воды в продукции скважин;
- Зависимости средневзвешенного приведенного пластового давления от суммарного отбора пластового газа из пласта;
- Карту состояния внедрения пластовых вод;
- Карту размещения пробуренных и проектных скважин по месторождению (объекту разработки);
- Типовые конструкции добывающих, нагнетательных, наблюдательных и пьезометрических скважин;
- Схему размещения оборудования на точках бурения;
- Схему обвязки устья;
- Схему компоновки оборудования добывающей скважины;
- Схему компоновки оборудования нагнетательной скважины;
- Принципиальную схему сбора газа и конденсата (нефти);
- Схему газосборной системы и нагнетательных сетей;
- Принципиальную схему подготовки газа и конденсата (нефти) к внешнему транспорту;
- Принципиальную схему переработки добываемой продукции (газа, нестабильного конденсата, нефти) и выработки товарной продукции;
- Принципиальную схему закачки агентов в пласт;
- Карту экологических ограничений;
- Карту рассеивания вредных веществ в приземном слое атмосферы;
- Структуру затрат на реализацию проекта;
- Диаграмму чистого денежного потока;
- Диаграмму чувствительности критериев эффективности проекта.

Приложение Б
(справочное)

Формы представления информации проекта пробной эксплуатации поисковой или единичных разведочных скважин

Таблица Б.1 — Результаты опробования и исследования скважины

Характеристика, показатель	Режим		
	1	2	...
Горизонт (эксплуатационный объект)			
Интервал перфорации, м			
Дата исследования			
Дебит газа, тыс. $м^3$/сут.			
Дебит конденсата, $м^3$/сут.			
Дебит нефти*, $м^3$/сут.			
Дебит воды, $м^3$/сут.			
Температура на устье скважины, °С			
Давление устьевое, МПа			
Давление пластовое, МПа			
Давление забойное, МПа			
Давление затрубное, МПа			
Конденсатогазовый фактор, $см^3/м^3$			
Содержание воды в продукции скважин, $г/м^3$			
Содержание твердых частиц в продукции скважин, $г/м^3$			
Обводненность продукции нефтяной скважины*, % масс.*			
Депрессия, МПа			
Абсолютно свободный дебит газа, тыс. $м^3$/сут.			
Максимальный дебит газа, тыс. $м^3$/сут.			
Температура пластовая, °С			
Температура на устье скважины, °С			
Коэффициент фильтрационного сопротивления А, $МПа^2$/(тыс. $м^3 \cdot сут.^{-1}$)			
Коэффициент фильтрационного сопротивления В, $(МПа/(тыс.\ м^3 \cdot сут.^{-1}))^2$			
Коэффициент продуктивности нефтяной скважины*, т/(сут.·МПа)			
Гидропроводность, $(10^{-2} мкм^2 \cdot м)/(мПа \cdot с)$			
Проницаемость по исследованиям на установившихся режимах, $мкм^2$			
Проницаемость по кривым восстановления (стабилизации) давления, $мкм^2$			
Скин-эффект			
* Приводят для месторождений с нефтяными частями.			

Таблица Б.2 — Результаты промысловых газоконденсатных исследований скважины

Дата и время исследования	Характеристика работы скважины					Характеристика сепарации				
	Номер режима	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Устьевое давление, МПа	Дебит газа, тыс. $м^3$/сут	Давление, МПа	Температура, °С	Конденсатогазовый фактор, $см^3/м^3$	Коэффициент усадки конденсата по объему	Плотность дегазированного конденсата, $г/см^3$

Таблица Б.3 — Средний компонентный состав и свойства газа и конденсата горизонта (пласта)

Показатель	Газ			Конденсат			Пластовый газ	
	сепарации	дегазации	дебутанизации	дебутанизированный	нестабильный		в % мол.	в % масс.
					в % мол.	в % масс.		
Содержание компонента, % 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 компонентов в составе, % мол. (% масс.)	100	100	100	100	100	100	100	100
Расчетное количество компонентов (при условии количества компонентов газа сепарации 1000 моль), моль	1000							

Окончание таблицы Б.3

Показатель	Газ			Конденсат			Пластовый газ	
	сепарации	дегазации	дебутанизации	дебутанизированный	нестабильный		в % мол.	в % масс.
					в % мол.	в % масс.		
Свойство:								
молекулярная масса, г/моль;								
плотность, кг/м^3;								
содержание пентана + вышекипящих C_{5+}, % мол.;								
молекулярная масса C_{5+}, г/моль;								
плотность C_{5+}, кг/м^3;								
Условия определения:								
среднее давление, МПа;								
средняя температура, °С								
число скважин								
число определений								

Таблица Б.4 — Средний фракционный состав и физико-химические свойства стабильного конденсата (нефти)

Показатель	Горизонт (пласт)		
	1	2	...
Фракционный состав:			
начало кипения (НК), °С;			
10 % об. перегоняют при температуре, °С;			
20 % об. перегоняют при температуре, °С;			
30 % об. перегоняют при температуре, °С;			
40 % об. перегоняют при температуре, °С;			
50 % об. перегоняют при температуре, °С;			
60 % об. перегоняют при температуре, °С;			
70 % об. перегоняют при температуре, °С;			
80 % об. перегоняют при температуре, °С;			
90 % об. перегоняют при температуре, °С;			
конец кипения, °С.			
Отгон, % об.			
Остаток, % об.			
Потери при перегонке, % об.			
Плотность при 20 °С, кг/м^3			
Молекулярная масса, г/моль			

Окончание таблицы Б.4

Показатель	Горизонт (пласт)		
	1	2	...
Температура помутнения, °С			
Температура застывания конденсата, °С			
Температура застывания нефти, °С			
Температура плавления парафина, °С			
Температура начала кипения нефти, °С			
Вязкость конденсата при минус 20 °С, мПа·с			
Вязкость конденсата при минус 10 °С, мПа·с			
Вязкость конденсата при 20 °С, мПа·с			
Вязкость конденсата при 40 °С, мПа·с			
Вязкость нефти при 20 °С, мПа·с			
Вязкость нефти при 50 °С, мПа·с			
Содержание общей серы, % масс.			
Содержание твердых парафинов, % масс.			
Содержание смол, % масс.			
Содержание асфальтенов, % масс.			
Содержание в нефти воды, % масс.			
Содержание в нефти механических примесей, % масс.			
Содержание в нефти ванадия, г/т			
Содержание в нефти никеля, г/т			
Число определений			

Таблица Б.5 — Средний групповой состав стабильного конденсата (нефти) горизонта (пласта)

Показатель	Выход фракций, % масс.	Содержание углеводородов, % масс., на:					
		фракцию			конденсат (нефть)		
		ароматических	нафтеновых	метановых	ароматических	нафтеновых	метановых
Температурные пределы отбора фракций, °С:							
до 60;							
60...95;							
95...122;							
122...150;							
150...200;							
200...250;							
250...300;							
300...350;							

Окончание таблицы Б.5

Показатель	Выход фракций, % масс.	Содержание углеводородов, % масс., на:					
		фракцию			конденсат (нефть)		
		ароматических	нафтеновых	метановых	ароматических	нафтеновых	метановых
350…400;							
400…450;							
450…500;							
более 500.							
Фракция НК-200							
Фракция НК-300							
Фракция НК-400							
Фракция НК-500							
Суммарно на конденсат (нефть)	100						
Число определений							

Таблица Б.6 — Количество выпадающих в пласте углеводородов C_{5+} и конденсатоотдача при снижении пластового давления по эксплуатационному объекту

Давление, МПа	Количество выпадающих в пласте углеводородов C_{5+}, г/м^3	Потенциальное содержание C_{5+} в добываемом газе, г/м^3	Суммарное извлечение C_{5+} из пласта, г/м^3	Содержание C_{5+} в газовой фазе пластового флюида, г/м^3	Коэффициент извлечения C_{5+} из недр

Таблица Б.7 — Компонентный состав растворенного газа, дегазированной и пластовой нефти горизонта (пласта)

Показатель	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	дегазированная нефть	выделившийся газ	дегазированная нефть	
Содержание компонента, % мол.:					
- 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};					

Окончание таблицы Б.7

Показатель	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	дегазированная нефть	выделившийся газ	дегазированная нефть	
- 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 компонентов	100	100	100	100	100
Молекулярная масса, г/моль					
Плотность, кг/м^3					
Относительная плотность газа (по воздуху)					
Среднее давление, МПа					
Средняя температура, °С					
Число определений					

Таблица Б.8 — Свойства пластовой нефти горизонта (пласта)

Показатель		Диапазон изменения		Среднее значение
		от	до	
Пластовое давление, МПа				
Пластовая температура, °С				
Давление насыщения, МПа				
Газосодержание, м^3/т				
Рабочее давление, МПа				
Рабочая температура, °С				
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м^3/т				
Плотность в условиях пласта, кг/м^3				
Вязкость в условиях пласта, мПа·с				
Коэффициент объемной упругости, 10^{-4}·1/МПа				
Плотность дегазированной нефти при 20 °С, кг/м^3, при разгазировании	однократном стандартном			
	дифференциальном			
Плотность попутного нефтяного газа при 20 °С, кг/м^3, при разгазировании	однократном стандартном			
	дифференциальном			
Число определений				

Таблица Б.9 — Характеристики пластовой воды горизонта (пласта)

Показатель	Число определений	Диапазон изменения		Среднее значение
		от	до	
Газосодержание, $10^{-3} \cdot м^3/м^3$				
Содержание в составе водорастворенного газа, % об.:				
- сероводорода;				
- двуокиси углерода;				
- углеводородов				
Объемный коэффициент				
Вязкость, мПа·с				
Общая минерализация, $г/дм^3$				
Плотность, $кг/м^3$				
Водородный показатель, pH				
Содержание ионов, $мг/дм^3$:				
- Cl^-;				
- SO_4^{--};				
- HCO_3^-;				
- Ca^{++};				
- Mg^{++};				
- $Na^+ + K^+$				
Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)				

Таблица Б.10 — Оценка запасов газа, углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), нефти и сопутствующих компонентов

Показатель	Горизонт (пласт)			По месторождению (объекту разработки)
	1	2	...	
Площадь газоносности, $км^2$				
Площадь нефтеносности, $км^2$				
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м				
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина*, м				
Объем газонасыщенных пластов, тыс. $м^3$				
Объем нефтенасыщенных пластов*, тыс. $м^3$				
Пористость, %				
Газонасыщенность				
Нефтенасыщенность*				
Пластовое давление, МПа				
Пластовая температура, °С				
Коэффициент сверхсжимаемости				
Пересчетный коэффициент*				
Плотность нефти*, $кг/м^3$				
Содержание растворенного в нефти газа*, $м^3/т$				
Геологические запасы пластового газа, млн $м^3$				

Окончание таблицы Б.10

Показатель	Горизонт (пласт)			По месторождению (объекту разработки)
	1	2	...	
Потенциальное содержание углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), г/м^3				
Геологические запасы суммы газовых компонентов пластового газа, млн м^3				
Геологические запасы углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), тыс. т				
Геологические запасы нефти*, тыс. т				
Геологические запасы растворенного в нефти газа*, млн м^3				
Начальные запасы:				
- метана, млн м^3;				
- этана, тыс. т;				
- пропана, тыс. т;				
- бутанов, тыс. т;				
- сероводорода, тыс. т;				
- диоксида углерода, млн м^3;				
- гелия, тыс. м^3				
* Приводят для месторождений с нефтяными частями. Примечание — При наличии указываются запасы по категории С2.				

Таблица Б.11 — Данные по скважине

Характеристика, показатель		Данные
Название площади		
Цель бурения		
Глубина скважины по пробуренному стволу, м		
Глубина скважины по вертикали, м		
Интервал залегания продуктивного пласта по пробуренному стволу, м	от	
	до	
Интервал залегания продуктивного пласта по вертикали, м	от	
	до	
Вид профиля (вертикальный, наклонный, горизонтальный)		
Конструкция скважины		
Направление:	диаметр труб, мм	
	глубина спуска, м	
Кондуктор:	диаметр труб, мм	
	глубина спуска, м	
Техническая (промежуточная) колонна:	диаметр труб, мм	
	глубина спуска, м	
Эксплуатационная колонна:	диаметр труб, мм	
	глубина спуска, м	
Интервал бурения роторным способом, м		

Окончание таблицы Б.11

Характеристика, показатель	Данные
Интервал бурения турбинным способом, м	
Интервал бурения прочими способами, м	
Тип бурового раствора до продуктивной толщи	
Плотность бурового раствора до продуктивной толщи, кг/м^3	
Тип бурового раствора для вскрытия продуктивных отложений	
Плотность бурового раствора для вскрытия продуктивных отложений, кг/м^3	
Тип буровой установки	
Коммерческая скорость, м/(ст.·мес)	

Таблица Б.12 — Режимы освоения скважины

Интервал перфорации, м	Допустимая депрессия на пласт, МПа	Допустимая репрессия на пласт, МПа	Способ вызова притока	Число режимов исследования притока	Время работы на каждом режиме, ч

Таблица Б.13 — Промысловые данные для технологических расчетов

Показатель	Эксплуатационный объект		
	1	2	...
Коэффициент фильтрационного сопротивления А, МПа^2/(тыс. м^3·сут.$^{-1}$)			
Коэффициент фильтрационного сопротивления В, (МПа/(тыс. м^3·сут.$^{-1}$))^2			
Коэффициент продуктивности нефтяной скважины*, т/(сут.·МПа)			
Коэффициент гидравлического сопротивления лифтовой колонны скважины			
Коэффициент гидравлического сопротивления шлейфа			
Коэффициент гидравлического сопротивления внутрипромыслового коллектора			
Давление на входе в УКПГ (УППГ), МПа			
Предельное давление на устье при отключении скважины, МПа			
Допускаемая депрессия на пласт, МПа			
Предельная обводненность при отключении скважины*, %			
Минимальный дебит нефти*, м^3/сут.			
Максимальный газовый фактор*, м^3/т			
Допускаемое забойное давление в скважине, МПа			
Коэффициент эксплуатации скважины, единиц			

* Приводят для месторождений с нефтяными частями.

Примечание — При различиях в вариантах приводят по каждому варианту.

Таблица Б.14 — Технологические показатели пробной (опытной) эксплуатации скважины

Показатель	Месяц			
	1	2	...	12
Отбор пластового газа, млн $м^3$				
Отбор пластового газа с начала пробной (опытной) эксплуатации, млн $м^3$				
Масса извлеченных углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), тыс. т				
Масса извлеченных углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата) с начала пробной (опытной) эксплуатации, тыс. т				
Среднегодовая масса углеводородов C_{5+} в пересчете на кубометр пластового газа, $г/м^3$				
Отбор пластовой нефти*, тыс. т				
Отбор пластовой нефти с начала пробной (опытной) эксплуатации*, тыс. т				
Добыча пластовой воды, тыс. т				
Добыча пластовой воды с начала пробной (опытной) эксплуатации, тыс. т				
Среднегодовая масса воды в пересчете на кубометр пластового газа, $г/м^3$				
Добыча пластовой жидкости*, тыс. т				
Добыча пластовой жидкости с начала пробной (опытной) эксплуатации*, тыс. т				
Весовая обводненность*, %				
Добыча попутного газа*, млн $м^3$				
Добыча попутного газа с начала пробной (опытной) эксплуатации*, млн $м^3$				
Использование газа сепарации в технологиях освоения, исследования, ремонта скважины и сбора углеводородного сырья, млн $м^3$				
Использование нестабильного конденсата (нефти) в технологиях освоения, исследования, ремонта скважины и сбора углеводородного сырья, тыс. т				
Использование товарного газа в технологиях подготовки углеводородного сырья, млн $м^3$				
Реализация товарного газа, млн $м^3$				
Выработка стабильного конденсата, тыс. т				
Реализация товарной нефти*, тыс. т				
Депрессия, МПа				
Средний дебит скважины по пластовому газу, тыс. $м^3$/сут.				
Средний дебит скважины по жидким углеводородам пластового газа, т/сут.				
Дебит скважины по пластовой нефти*, т/сут.				
Дебит скважины по пластовой жидкости*, т/сут.				
Пластовое давление, МПа				
Давление на устье, МПа				
Температура на устье, °С				

* Приводят для месторождений с нефтяными частями.

Примечание — При различиях в вариантах приводят по каждому варианту.

Таблица Б.15 — Сопоставление технологических показателей вариантов пробной (опытной) эксплуатации

Характеристика, показатель	Вариант		
	основной	альтернативный (базовый)	альтернативный
Выделенный эксплуатационный объект			
Последовательность пробной эксплуатации выделенных эксплуатационных объектов			
Метод интенсификации притока			
Способ эксплуатации скважины			
Способ подготовки и транспортирования продукции			
Технологии интенсификации притока (забуривание боковых стволов, гидроразрыв пласта, другие)			
Максимальный уровень годового отбора пластового газа, млн $м^3$/год			
Максимальный уровень годового извлечения углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), тыс. т/год			
Максимальный уровень годового отбора нефти*, тыс. т/год			
Накопленная добыча газа за расчетный период, млн $м^3$/год			
Накопленная добыча углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата) за расчетный период, млн т			
Накопленная добыча нефти за расчетный период*, млн т			
* Приводят для месторождений с нефтяными частями.			

Таблица Б.16 — Необходимые способы и объемы контроля за разработкой

Цель и задачи	Вид контроля, комплекс исследований	Периодичность	Примечание (этапность, комплексирование)

Приложение В
(справочное)

Формы представления информации технического проекта разработки месторождения (объекта разработки месторождения)

Таблица В.1 — Характеристика залежей

Залежь	Тип залежи	Размеры (длина, ширина), км		Средняя глубина залегания кровли, м	Высота залежи, м	
		общие	в том числе газовой части		общая	в том числе газовая

Таблица В.2 — Средние абсолютные отметки контактов

Горизонт (пласт)	Номер скважины	Отметка ГВК			Отметка ГНК			Отметка ВНК		
		по геофизическим данным	по опробованию скважин	принятая для построения	по геофизическим данным	по опробованию скважин	принятая для построения	по геофизическим данным	по опробованию скважин	принятая для построения

Таблица В.3 — Сведения о водонапорном бассейне

Показатель	Число определений	Среднее значение	Диапазон изменения	
			от	до
Открытая пористость пласта, %				
Проницаемость пласта, мкм^2				
Газонасыщенность пластовой воды в бассейне, см^3/дм^3				
Начальное давление на ГВК, МПа				
Температура, °С				
Объемный коэффициент пластовой воды				
Вязкость пластовой воды, мПа·с				
Общая минерализация пластовой воды, г/дм^3				
Плотность пластовой воды, кг/м^3				

Таблица В.4 — Результаты исследований скважин, вскрывших водоносные комплексы

Характеристика, показатель	Номер скважины		
	1	2	…
Дата исследования			
Горизонт			
Интервал перфорации, м			
Метод исследования			

Окончание таблицы В.4

Характеристика, показатель	Номер скважины		
	1	2	...
Диаметр эксплуатационной колонны, мм			
Диаметр НКТ, мм			
Глубина спуска НКТ, м			
Статический уровень от устья* (стол ротора), м			
Избыточное давление на устье скважины (по переливающим скважинам), МПа			
Пластовое давление, МПа			
Глубина (абсолютная отметка) замера пластового давления, м			
Плотность воды (средняя по стволу), кг/м^3			
Суммарная минерализация, г/дм^3			
Количество растворенного в пластовой воде газа, см^3/дм^3			
Относительная плотность растворенного газа (по воздуху), единиц			
Наличие или признаки присутствия в растворенном газе сероводорода			
Гидропроводность, (10^{-2}мкм^2·м)/(мПа·с)			
Пьезопроводность, м^2/с			
Проницаемость, мкм^2			

Т а б л и ц а В.5 — Статистические характеристики параметров пласта (горизонта)

Метод исследования	Показатель	Параметры пласта					
		Проницаемость при давлении, мкм^2		открытая пористость, %	начальная газонасыщенность, %	остаточная водонасыщенность, %	остаточная нефтенасыщенность, %
		атмосферном	пластовом				
Лабораторные исследования керна	Число скважин						
	Число определений						
	Среднее значение						
	Минимальное значение						
	Максимальное значение						
Геофизические исследования скважин	Число скважин						
	Число определений						
	Среднее значение						
	Минимальное значение						
	Максимальное значение						

Окончание таблицы В.5

Метод исследования	Показатель	Параметры пласта					
		Проницаемость при давлении, мкм^2		открытая пористость, %	начальная газонасыщенность, %	остаточная водонасыщенность, %	остаточная нефтенасыщенность, %
		атмосферном	пластовом				
Газогидродинамические исследования	Число скважин						
	Число определений						
	Среднее значение						
	Минимальное значение						
	Максимальное значение						
Принятые для проектирования	Среднее значение						

Таблица В.6 — Результаты опробования и исследования скважины

Характеристика, показатель	Номер скважины		
	1		...
	Режим		Режим
	1	...	...
Горизонт (эксплуатационный объект)			
Интервал перфорации, м			
Дата исследования			
Дебит газа, тыс. м^3/сут.			
Дебит конденсата, м^3/сут.			
Дебит нефти*, м^3/сут.			
Дебит воды, м^3/сут.			
Давление устьевое, МПа			
Давление пластовое, МПа			
Давление забойное, МПа			
Давление затрубное, МПа			
Конденсатогазовый фактор, см^3/м^3			
Содержание воды в продукции скважин, г/м^3			
Содержание твердых частиц в продукции скважин, г/м^3			
Обводненность продукции нефтяной скважины*, % масс.*			
Депрессия, МПа			
Абсолютно свободный дебит газа, тыс. м^3/сут.			
Максимальный дебит газа, тыс. м^3/сут.			

Окончание таблицы В.6

Характеристика, показатель	Номер скважины		
	1		...
	Режим		Режим
	1	...	...
Температура пластовая, °С			
Температура на устье скважины, °С			
Коэффициент фильтрационного сопротивления А, $МПа^2/(тыс.\ м^3/сут.^{-1})$			
Коэффициент фильтрационного сопротивления В, $(МПа/(тыс.\ м^3/сут.^{-1}))^2$			
Коэффициент продуктивности нефтяной скважины*, т/(сут.·МПа)			
Гидропроводность, $(10^{-2}мкм^2 \cdot м)/(мПа \cdot с)$			
Проницаемость по исследованиям на установившихся режимах, $мкм^2$			
Проницаемость по кривым восстановления (стабилизации) давления, $мкм^2$			
* Приводят для месторождений с нефтяными частями.			

Таблица В.7 — Результаты промысловых газоконденсатных исследований скважин по горизонту (пласту)

Номер скважины	Дата исследования	Характеристика работы скважины					Характеристика сепарации				
		Номер режима	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Устьевое давление, МПа	Дебит газа, тыс. $м^3$/сут.	Давление, МПа	Температура, °С	Конденсатогазовый фактор, $10^{-3}\ м^3/м^3$	Коэффициент усадки конденсата по объему	Плотность дегазированного конденсата, $г/см^3$
1											
...											
Среднее значение											
Минимальное значение											
Максимальное значение											

Таблица В.8 — Средний компонентный состав газа и конденсата пласта (горизонта)

Показатель	Газ			Конденсат			Пластовый газ	
	сепарации	дегазации	дебутанизации	дебутанизированный	нестабильный		в % мол.	в % масс.
					в % мол.	в % масс.		
Содержание компонента, % мол. (% масс.):								
- метан CH_4;								
- этан C_2H_6;								
- пропан C_3H_8;								
- изобутан $i\text{-}C_4H_{10}$;								
- нормальный бутан $n\text{-}C_4H_{10}$;								
- изопентан $i\text{-}C_5H_{12}$;								

Окончание таблицы В.8

Показатель	Газ			Конденсат			Пластовый газ	
	сепарации	дегазации	дебутанизации	дебутанизированный	нестабильный		в % мол.	в % масс.
					в % мол.	в % масс.		
- 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 компонентов в составе, % мол. (% масс.)	100	100	100	100	100	100	100	100
Расчетное количество (при условии количества компонентов газа сепарации 1000 моль), моль	1000							
Свойство:								
молекулярная масса, г/моль;								
плотность, кг/м^3;								
содержание пентана + вышекипящих C_{5+}, % мол.;								
молекулярная масса C_{5+}, г/моль;								
плотность C_{5+}, кг/м^3								
Условия определения:								
среднее давление, МПа;								
средняя температура, °С								
Число скважин								
Число определений								

Т а б л и ц а В.9 — Средний фракционный состав и физико-химические свойства стабильного конденсата (нефти) пласта (горизонта)

Показатель	Эксплуатационный объект		
	1	2	...
Фракционный состав:			
начало кипения (НК), °С;			

Окончание таблицы В.9

Показатель	Эксплуатационный объект		
	1	2	...
10 % об. перегоняется при температуре, °С;			
20 % об. перегоняется при температуре, °С;			
30 % об. перегоняется при температуре, °С;			
40 % об. перегоняется при температуре, °С;			
50 % об. перегоняется при температуре, °С;			
60 % об. перегоняется при температуре, °С;			
70 % об. перегоняется при температуре, °С;			
80 % об. перегоняется при температуре, °С;			
90 % об. перегоняется при температуре, °С;			
конец кипения, °С.			
Отгон, %			
Остаток, %			
Потери при перегонке, %			
Плотность при 20 °С, кг/м^3			
Молекулярная масса, г/моль			
Температура помутнения, °С			
Температура застывания конденсата, °С			
Температура застывания нефти, °С			
Температура плавления парафина, °С			
Температура начала кипения нефти, °С			
Вязкость конденсата при минус 20 °С, мПа·с			
Вязкость конденсата при минус 10 °С, мПа·с			
Вязкость конденсата при 20 °С, мПа·с			
Вязкость конденсата при 40 °С, мПа·с			
Вязкость нефти при 20 °С, мПа·с			
Вязкость нефти при 50 °С, мПа·с			
Содержание общей серы, % масс.			
Содержание твердых парафинов, % масс.			
Содержание смол, % масс.			
Содержание асфальтенов, % масс.			
Содержание в нефти воды, % масс.			
Содержание в нефти механических примесей, % масс.			
Содержание в нефти ванадия, г/т			
Содержание в нефти никеля, г/т			
Число скважин			
Число определений			

Т а б л и ц а В.10 — Средний групповой состав стабильного конденсата (нефти) пласта (горизонта)

Показатель	Выход фракций, % масс.	Содержание углеводородов, % масс., на:					
		фракцию			конденсат (нефть)		
		ароматических	нафтеновых	метановых	ароматических	нафтеновых	метановых
Температурные пределы отбора фракций, °С:							
до 60;							
60...95;							
95...122;							
122...150;							
150...200;							
200...250;							
250...300;							
300...350;							
350...400;							
400...450;							
450...500;							
более 500.							
Фракция НК-200							
Фракция НК-300							
Фракция НК-400							
Фракция НК-500							
Суммарно на конденсат (нефть)	100						
Число скважин							
Число определений							

Т а б л и ц а В.11 — Количество выпадающих в пласте углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата) и конденсатоотдача при снижении пластового давления по пласту (горизонту)

Давление, МПа	Количество выпадающих в пласте углеводородов C_{5+}, г/м^3	Потенциальное содержание C_{5+} в добываемом газе, г/м^3	Суммарное извлечение C_{5+} из пласта, г/м^3	Содержание C_{5+} в газовой фазе пластового флюида, г/м^3	Коэффициент извлечения C_{5+} из недр

Т а б л и ц а В.12 — Компонентный состав растворенного газа, дегазированной и пластовой нефти пласта (горизонта)

Показатель	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	дегазированная нефть	выделившийся газ	дегазированная нефть	
Содержание компонента, % мол.:					
- метан CH_4;					

Окончание таблицы В.12

Показатель	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	дегазированная нефть	выделившийся газ	дегазированная нефть	
- 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 компонентов	100	100	100	100	100
Молекулярная масса, г/моль					
Плотность, кг/м^3					
Относительная плотность газа (по воздуху)					
Среднее давление, МПа					
Средняя температура, °С					
Число скважин					
Число определений					

Таблица В.13 — Свойства пластовой нефти пласта (горизонта)

Показатель	Диапазон изменения		Среднее значение
	от	до	
Пластовое давление, МПа			
Пластовая температура, °С			
Давление насыщения, МПа			
Газосодержание, м^3/т			
Рабочее давление, МПа			

Окончание таблицы В.13

Показатель		Диапазон изменения		Среднее значение
		от	до	
Рабочая температура, °С				
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, $м^3/т$				
Плотность в условиях пласта, $кг/м^3$				
Вязкость в условиях пласта, мПа·с				
Коэффициент объемной упругости, $10^{-4} \cdot 1/МПа$				
Плотность дегазированной нефти при 20 °С, $кг/м^3$, при разгазировании	однократном стандартном			
	дифференциальном			
Плотность попутного нефтяного газа при 20 °С, $кг/м^3$	однократном стандартном			
	дифференциальном			
Число скважин				
Число определений				

Таблица В.14 — Характеристики пластовой воды месторождения (залежи)

Характеристика, показатель	Число скважин	Число определений	Диапазон изменения		Среднее значение
			от	до	
Газосодержание, 10^{-3} $м^3/м^3$					
Содержание в составе водорастворенного газа сероводорода, % об.					
Содержание в составе водорастворенного газа двуокиси углерода, % об.					
Содержание в составе водорастворенного газа углеводородов, % об.					
Объемный коэффициент					
Вязкость, мПа·с					
Общая минерализация, $г/дм^3$					
Плотность, $кг/м^3$					
Водородный показатель, pH					
Содержание ионов, $мг/дм^3$:					
- Cl^-;					
- SO_4^{--};					
- HCO_3^-;					
- Ca^{++};					
- Mg^{++};					
- $Na^+ + K^+$					
Химический тип воды, преимущественный (по В. А. Сулину)					

Таблица В.15 — Характеристика толщин и неоднородности продуктивного пласта (горизонта)

Параметр	Показатель		Зона пласта					Пласт в целом
			газовая	газо-водяная	газо-нефтяная	газо-водо-нефтяная	водо-нефтяная	
Общая толщина, м	Число скважин							
	среднее значение							
	диапазон изменения	от						
		до						
Эффективная газонасыщенная толщина, м	Число скважин							
	среднее значение							
	диапазон изменения	от						
		до						
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Число скважин							
	среднее значение							
	диапазон изменения	от						
		до						
Водонасыщенная толщина, м	Число скважин							
	среднее значение							
	диапазон изменения	от						
		до						
Коэффициент песчанистости	Число скважин							
	среднее значение							
	диапазон изменения	от						
		до						
Коэффициент расчлененности	Число скважин							
	среднее значение							
	диапазон изменения	от						
		до						

Таблица В.16 — Результаты исследований скважин и пластов эксплуатационного объекта

Показатель	Число		Интервал изменения		Среднее значение по пласту	Примечание
	скважин	определений	от	до		
Начальное пластовое давление, МПа						
Статическое давление, МПа						
Давление на устье работающей скважины, МПа						
Температура на устье работающей скважины, °С						

Окончание таблицы В.16

Показатель	Число		Интервал изменения		Среднее значение по пласту	Примечание
	скважин	определений	от	до		
Депрессия на пласт, МПа						
Дебит газа, тыс. $м^3$/сут.						
Дебит нестабильного конденсата, т/сут.						
Дебит нефти*, т/сут.						
Конденсатогазовый фактор, $г/м^3$						
Газовый фактор*, $м^3/т$						
Количество выносимой воды, $м^3$/сут.						
Коэффициент фильтрационного сопротивления А, $МПа^2$/(тыс. $м^3 \cdot сут.^{-1}$)						
Коэффициент фильтрационного сопротивления В, $(МПа/(тыс.\ м^3 \cdot сут.^{-1}))^2$						
Коэффициент продуктивности*, т/(сут.·МПа)						
Пластовая температура, °С						
Геотермический градиент, °С/100 м						
Упругоемкость, 1/МПа						
Гидропроводность, $(10^{-2}мкм^2/м)/(мПа \cdot с)$						
Пьезопроводность, $м^2/с$						
Проницаемость пласта в газовой зоне, $мкм^2$						
Проницаемость пласта в нефтяной зоне*, $мкм^2$						
Проницаемость пласта в законтурной зоне, $мкм^2$						
* Приводят для месторождений с нефтяными частями.						

Таблица В.17 — Запасы газа, углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), нефти и сопутствующих компонентов

Показатель	Значение по горизонтам (пластам)		Значение по месторождению (объекту разработки)
	горизонт 1	горизонт 2	
Начальные геологические запасы пластового газа, млн $м^3$			
Накопленный отбор пластового газа на дату проектирования, млн $м^3$			
Остаточные геологические запасы пластового газа на дату проектирования, млн $м^3$			
Начальные геологические запасы суммы газовых компонентов пластового газа, млн $м^3$			
Накопленный отбор суммы газовых компонентов пластового газа на дату проектирования, млн $м^3$			

Окончание таблицы В.17

Показатель	Значение по горизонтам (пластам)		Значение по месторождению (объекту разработки)
	горизонт 1	горизонт 2	
Остаточные геологические запасы суммы газовых компонентов пластового газа на дату проектирования, млн $м^3$			
Начальные геологические запасы углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), тыс. т			
Начальные извлекаемые запасы углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), тыс. т			
Накопленный отбор углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), тыс. т			
Остаточные геологические запасы углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), тыс. т			
Начальные геологические запасы нефти*, тыс. т			
Накопленный отбор нефти на дату проектирования*, тыс. т			
Остаточные геологические запасы нефти на дату проектирования*, тыс. т			
Начальные геологические запасы растворенного в нефти газа*, млн $м^3$			
Накопленный отбор растворенного в нефти газа на дату проектирования*, млн $м^3$			
Остаточные геологические запасы растворенного в нефти газа на дату проектирования*, млн $м^3$			
Начальные запасы:			
- метана, млн $м^3$;			
- этана, тыс. т;			
- пропана, тыс. т;			
- бутанов, тыс. т;			
- сероводорода, тыс. т;			
- диоксида углерода, млн $м^3$;			
- гелия, тыс. $м^3$			
Организация, утвердившая запасы (дата утверждения, номер протокола)			

* Приводят для месторождений с нефтяными частями.

Примечание — Для разрабатываемых месторождений приводят по эксплуатационным объектам.

Таблица В.18 — Сопоставление значений подсчетных параметров, запасов газа, C_{5+} (углеводородного конденсата), нефти пласта (горизонта)

Показатель	Значения			
	утвержденные ГКЗ	на государственном балансе	оцененные по результатам разбуривания или по падению давления*	отклонения от утвержденных*, %
Подсчетные параметры:				
- площадь газоносности, $км^2$;				
- площадь нефтеносности, $км^2$;				

Окончание таблицы В.18

Показатель	Значения			
	утвержденные ГКЗ	на государственном балансе	оцененные по результатам разбуривания или по падению давления*	отклонения от утвержденных*, %
- средняя эффективная газонасыщенная толщина, м;				
- средняя эффективная нефтенасыщенная толщина**, м;				
- объем газонасыщенных пластов, тыс. $м^3$;				
- объем нефтенасыщенных пластов**, тыс. $м^3$;				
- пористость, %;				
- газонасыщенность;				
- нефтенасыщенность**;				
- пластовое давление, МПа;				
- пластовая температура, °С;				
- коэффициент сверхсжимаемости;				
- пересчетный коэффициент;				
- плотность нефти**, кг/$м^3$;				
- содержание растворенного в нефти газа**, $м^3$/т;				
- потенциальное содержание углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), г/$м^3$				
Геологические запасы:				
- пластового газа, млн $м^3$;				
- суммы газовых компонентов пластового газа, млн $м^3$;				
- углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), тыс. т;				
- нефти**, тыс. т;				
- растворенного в нефти газа**, млн $м^3$				
*Для разрабатываемых месторождений с указанием метода расчета. **Приводят для месторождений с нефтяными частями.				

Таблица В.19 — Сравнение проектных и фактических показателей разработки эксплуатационного объекта/зоны УКПГ (УППГ)/месторождения

Показатель	Значения по годам					
	календарный год		последующий календарный год		последующий календарный год	
	проектное	фактическое	проектное	фактическое	проектное	фактическое
Отбор пластового газа, млн $м^3$/год						
Отбор пластового газа с начала разработки, млн $м^3$/год						
Темп отбора пластового газа от начальных геологических запасов, %						
Степень выработанности запасов, %						
Добыча газа сепарации, млн $м^3$/год						

Окончание таблицы В.19

Показатель	Значения по годам					
	календарный год		последующий календарный год		последующий календарный год	
	проектное	фактическое	проектное	фактическое	проектное	фактическое
Суммарная добыча газа сепарации, млн $м^3$						
Конденсатогазовый фактор, $г/м^3$						
Добыча нестабильного конденсата, тыс. т/год						
Суммарная добыча нестабильного конденсата, тыс. т						
Количество воды в продукции скважин, $г/м^3$						
Добыча нефти*, тыс. т/год						
Добыча нефти с начала разработки*, тыс. т						
Темп отбора нефти от начальных утвержденных извлекаемых запасов*, %						
Добыча жидкости*, тыс. т/год						
Добыча жидкости с начала разработки*, тыс. т						
Средняя обводненность продукции действующего фонда нефтяных скважин*, %						
Добыча воды, тыс. $м^3$/год						
Накопленная добыча воды, тыс. $м^3$						
Ввод скважин, шт.:						
- эксплуатационных газовых;						
- эксплуатационных нефтяных*;						
- нагнетательных**						
Фонд скважин на конец года, шт.:						
- добывающих газовых;						
- добывающих нефтяных*;						
- нагнетательных**						
Выбытие добывающих скважин всего, шт.						
Средняя депрессия на добывающих газовых скважинах, МПа						
Средний дебит газа одной скважины, тыс. $м^3$/сут.						
Скорость газа на устье скважин, м/с						
Давление на устье газовых скважин, МПа, в т. ч.:						
- максимальное;						
- минимальное						
Давление на приеме УКПГ, МПа						
Пластовое давление в зоне отбора газа, МПа						

Окончание таблицы В.19

Показатель	Значения по годам					
	календарный год		последующий календарный год		последующий календарный год	
	проектное	фактическое	проектное	фактическое	проектное	фактическое
Коэффициент фильтрационного сопротивления А, $МПа^2/(тыс.\ м^3 \cdot сут.^{-1})$						
Коэффициент фильтрационного сопротивления В, $(МПа/(тыс.\ м^3 \cdot сут.^{-1}))^2$						
Коэффициент продуктивности нефтяных скважин*, т/(сут·МПа)						
Средний дебит действующих нефтяных скважин по нефти*, т/сут.						
Средний дебит действующих нефтяных скважин по жидкости*, т/сут.						
Коэффициент эксплуатации скважин						
Коэффициент использования фонда скважин						
Годовая закачка агента в пласт*, млн $м^3$ (млн $м^3$)						
Средняя приемистость по закачиваемому агенту*, тыс. $м^3$/сут.($м^3$/сут.) или ($м^3$/сут.)/МПа						
Давление нагнетания на устье скважин**, МПа						
Доля обратной закачки агента от добываемого газа**, %						
Компенсация отбора закачкой текущая**, %						

*Приводят для месторождений с нефтяными частями.
**Приводят в случаях применения методов ППД или воздействия на пласт путем обратной закачки газа.

Таблица В.20 — Характеристика фонда скважин

Наименование		Характеристика фонда скважин			Число скважин			
					эксплуатационный объект			по месторождению (объекту разработки)
					1	2	...	
Эксплуатационный фонд	Фонд добывающих скважин	Пробурено						
		Переведены из других объектов или категорий						
		Переведены на другие объекты или в другую категорию						
		Всего						
		Газовые	действующие					
			бездействующие					
			в освоении после бурения					
		Нефтяные*	действующие	фонтанные				
				ЭЦН				
				ШГН				
				газлифт				
			бездействующие					
			в освоении после бурения					

Окончание таблицы В.20

Наименование		Характеристика фонда скважин		Число скважин			
				эксплуатационный объект			по месторождению (объекту разработки)
				1	2	...	
Эксплуатационный фонд	Фонд нагнетательных скважин**	Пробурено					
		Переведены из других объектов или категорий					
		Переведены на другие объекты или в другую категорию					
		Всего					
		Закачка газа	под закачкой				
			бездействующие				
			в освоении после бурения				
			в отработке на газ				
		Закачка воды	под закачкой				
			бездействующие				
			в освоении				
			в отработке на нефть*				
	Фонд контрольных и специальных скважин	Контрольные и наблюдательные	за продуктивными отложениями				
			за вышележащими отложениями				
			пьезометрические				
		Специальные и технологические	для закачки промстоков				
			водозаборные				
		В консервации					
		В ожидании ликвидации					
Ликвидированные под наблюдением							
Всего на балансе							

*Приводят для месторождений с нефтяными частями.
**Приводят в случаях применения методов ПГД или воздействия на пласт путем обратной закачки газа (воды).

Таблица В.21 — Геологические характеристики для технологических расчетов

Показатель	Эксплуатационный объект			
	1		2	
	УКПГ 1	...	УКПГ 1	...
Средняя глубина залегания пластов объекта, м				
Размеры объекта (длина/ширина), м				
Площадь газоносности (нефтеносности), м^2				
Абсолютная отметка ГВК (ГНК), м				
Абсолютная отметка ВНК*, м				
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м				
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина*, м				
Средняя водонасыщенная толщина, м				
Средняя газонасыщенность				
Средняя нефтенасыщенность*				

Окончание таблицы В.21

Показатель	Эксплуатационный объект			
	1		2	
	УКПГ 1	...	УКПГ 1	...
Средняя водонасыщенность				
Пористость				
Проницаемость, мкм^2				
Начальное пластовое давление, МПа				
Пластовое давление на дату составления проекта, МПа				
Пластовая температура, °С				
Плотность газа в пластовых условиях, кг/м^3				
Плотность нефти в пластовых условиях*, кг/м^3				
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м^3				
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с				
Вязкость нефти в пластовых условиях*, мПа·с				
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с				
Объемный коэффициент нефти				
Давление начала конденсации, МПа				
Давление насыщения нефти газом*, МПа				
Начальные геологические запасы пластового газа, млн м^3				
Потенциальное содержание углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата) на кубометр пластового газа, г/м^3				
Геологические запасы углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), тыс. т				
Начальные геологические запасы нефти*, млн т				
Начальные извлекаемые запасы нефти*, млн т				
Начальное газосодержание пластовой нефти*, м^3/т				
Начальные геологические запасы газа, растворенного в пластовой нефти*, млн м^3				
Коэффициент сверхсжимаемости для начальных пластовых условий (давления и температуры)				
Сжимаемость нефти*, 10^{-4}·1/МПа				
Сжимаемость воды, 10^{-4}·1/МПа				
Сжимаемость породы, 10^{-4}·1/МПа				
* Приводят для месторождений с нефтяными частями.				

Таблица В.22 — Промысловые данные для технологических расчетов

Показатель	Эксплуатационный объект			
	1		2	
	УКПГ 1	УКПГ 2	УКПГ 1	УКПГ 2
Система размещения скважин				
Расстояние между скважинами, м (плотность сетки скважин, га/скв.)				
Коэффициент фильтрационного сопротивления А, МПа^2/(тыс. м^3·сут.$^{-1}$)				

Окончание таблицы В.22

Показатель	Эксплуатационный объект			
	1		2	
	УКПГ 1	УКПГ 2	УКПГ 1	УКПГ 2
Коэффициент фильтрационного сопротивления В, (МПа/(тыс. $м^3 \cdot сут.^{-1}$))^2				
Коэффициент продуктивности нефтяных скважин*, т/(сут·МПа)				
Коэффициент гидравлического сопротивления лифтовой колонны скважины				
Коэффициент гидравлического сопротивления шлейфа				
Коэффициент гидравлического сопротивления внутрипромыслового коллектора				
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				
Допускаемая депрессия на пласт, МПа				
Предельная обводненность при отключении добывающих скважин*, %				
Минимальный дебит нефти*, $м^3$/сут.				
Максимальный газовый фактор*, $м^3$/т				
Соотношение добывающих и нагнетательных скважин**				
Допускаемое забойное давление в добывающих скважинах, МПа				
Допускаемое забойное давление в нагнетательных скважинах**, МПа				
Коэффициент эксплуатации скважин				
Коэффициент использования скважин				

*Приводят для месторождений с нефтяными частями.
**Приводят в случаях применения методов ППД или воздействия на пласт путем обратной закачки газа.
Примечание — При различиях в вариантах приводят по каждому варианту.

Таблица В.23 — Технологические показатели разработки эксплуатационного объекта/зоны УКПГ (УППГ) по основному (базовому, альтернативному) варианту

Показатель	Год и период		
	календарный год	последующий календарный год	последующий календарный год
Отбор пластового газа, млн $м^3$			
Годовой темп отбора пластового газа от начальных запасов, %			
Отбор пластового газа с начала разработки, млн $м^3$			
Отбор пластового газа от начальных запасов, %			
Масса извлеченных углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), тыс. т			
Масса извлеченных углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата) с начала разработки, тыс. т			
Среднегодовая масса углеводородов C_{5+} в пересчете на кубометр пластового газа, г/$м^3$			
Отбор пластовой нефти, тыс. т			

Окончание таблицы В.23

Показатель	Год и период		
	календарный год	последующий календарный год	последующий календарный год
Отбор пластовой нефти с начала разработки, тыс. т			
Текущий коэффициент нефтеизвлечения			
Добыча пластовой воды, тыс. т			
Добыча пластовой воды с начала разработки, тыс. т			
Среднегодовая масса воды в пересчете на кубометр пластового газа, г/м^3			
Добыча пластовой жидкости, тыс. т			
Добыча пластовой жидкости с начала разработки, тыс. т			
Весовая обводненность, %			
Добыча попутного газа, млн м^3			
Добыча попутного газа с начала разработки, млн м^3			
Закачка газа, млн м^3			
Закачка воды, тыс. м^3			
Число вводимых добывающих газовых скважин за период			
Фонд добывающих газовых скважин на конец периода, шт.			
Число вводимых добывающих нефтяных скважин за период			
Фонд добывающих нефтяных скважин на конец периода, шт.			
Фонд нагнетательных скважин на конец периода, шт.			
Депрессия, МПа			
Средний дебит скважины по пластовому газу, тыс. м^3/сут.			
Средний дебит скважины по жидким углеводородам пластового газа, т/сут.			
Дебит скважины по пластовой нефти, т/сут.			
Дебит скважины по пластовой жидкости, т/сут.			
Средняя приемистость скважин по газу, тыс. м^3/сут.			
Средняя приемистость скважин по воде, м^3/сут.			
Пластовое давление по добывающим газовым скважинам, МПа			
Давление на устье добывающих газовых скважин, МПа			
Температура на устье добывающих газовых скважин, °С			
Пластовое давление в зоне отбора нефти, МПа			
Давление на забое добывающих нефтяных скважин, МПа			
Пластовое давление в зоне закачки, МПа			
Давление на забое нагнетательных скважин, МПа			
Давление на устье нагнетательных скважин, МПа			
Фонд специальных скважин на конец периода, шт.			

Примечания

1 Допускается составление раздельных таблиц по газовым и нефтяным объектам, при этом часть строк может быть исключена;

2 Для неразрабатываемых месторождений допускается приводить по порядковым номерам года реализации проекта.

Таблица В.24 — Технологические показатели разработки месторождения (объекта разработки) по основному (базовому, альтернативному) варианту

Показатель	Год и период		
	календарный год	последующий календарный год	последующий календарный год
Отбор пластового газа, млн $м^3$			
Годовой темп отбора пластового газа от начальных запасов, %			
Отбор пластового газа с начала разработки, млн $м^3$			
Степень выработанности запасов пластового газа, %			
Масса извлеченных углеводородов C_{5+} (добыча углеводородного конденсата), тыс. т			
Масса извлеченных углеводородов C_{5+} (добыча углеводородного конденсата) с начала разработки, тыс. т			
Отбор пластовой нефти*, тыс. т			
Отбор пластовой нефти с начала разработки*, тыс. т			
Текущий коэффициент нефтеизвлечения*			
Добыча пластовой воды, тыс. т			
Добыча пластовой воды с начала разработки, тыс. т			
Добыча пластовой жидкости*, тыс. т			
Добыча пластовой жидкости с начала разработки*, тыс. т			
Добыча попутного газа*, млн $м^3$			
Добыча попутного газа с начала разработки*, млн $м^3$			
Закачка газа**, млн $м^3$			
Закачка воды**, тыс. $м^3$			
Число вводимых добывающих газовых скважин за период			
Фонд добывающих газовых скважин на конец периода, шт.			
Число вводимых добывающих нефтяных скважин за период*			
Фонд добывающих нефтяных скважин на конец периода*, шт.			
Фонд нагнетательных скважин на конец периода**, шт.			
Фонд специальных скважин на конец периода, шт.			

*Приводят для месторождений с нефтяными частями.
**Приводят в случаях применения методов ППД или воздействия на пласт путем обратной закачки газа.
Примечание — Для неразрабатываемых месторождений допускается приводить по порядковым номерам года реализации проекта.

Таблица В.25 — Сопоставление технологических показателей расчетных вариантов разработки эксплуатационного объекта/месторождения (объекта разработки)

Показатель	Вариант		
	основной	альтернативный (базовый)	альтернативный
Технология (естественный режим или ППД)			
Агент для ППД (вода, газ)*			
Конструктивные особенности скважин (вертикальные, горизонтальные)			

Окончание таблицы В.25

Показатель	Вариант		
	основной	альтернативный (базовый)	альтернативный
Технологии интенсификации притока (забуривание боковых стволов, гидроразрыв пласта, другие)			
Максимальный уровень годового отбора пластового газа, млн $м^3$/год			
Максимальный уровень годового извлечения углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), тыс. т/год			
Максимальный уровень годового отбора нефти**, тыс. т/год			
Продолжительность периода нарастающей добычи, лет			
Продолжительность периода постоянной добычи, лет			
Продолжительность разработки (расчетный период), лет			
Проектный уровень закачки рабочих агентов для ППД*, млн $м^3$/год			
Фонд добывающих скважин за весь период разработки, шт.			
Фонд нагнетательных скважин за весь период разработки*, шт.			
Фонд специальных скважин, шт.			
Накопленная добыча газа за расчетный период, млн $м^3$			
Накопленная добыча углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата) за расчетный период, млн т			
Накопленная добыча нефти за расчетный период**, млн т			
Суммарная закачка рабочего агента за расчетный период**, млн $м^3$			
Коэффициент извлечения газа			
Коэффициент извлечения углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата)			
Коэффициент извлечения нефти**			
*Приводят в случаях применения методов ППД или воздействия на пласт путем обратной закачки газа. **Приводят для месторождений с нефтяными частями.			

Таблица В.26 — Исходные данные для технико-экономических расчетов

Показатель	Эксплуатационный объект			Значение по месторождению (объекту разработки)
	1	2	...	
Капитальные вложения				
Строительство добывающих и нагнетательных скважин, млн руб./скв.				
Строительство контрольных (наблюдательных, пьезометрических) и скважин специального назначения, млн руб./скв.				
Обустройство, обвязка и оборудование устьев добывающих скважин, млн руб./скв.				
Выкидные линии (шлейфы) и параллельные им коммуникации (ингибиторопроводы и пр.) от добывающих скважин (или кустов скважин)[1)], млн руб./км				
Газосборные коллекторы[1)], млн руб./км				
Конденсатосборные коллекторы[1)], млн руб./км				
Выкидные линии нефтяных скважин[2)], млн руб./км				
Нефтяные коллекторы[2)], млн руб./км				

Продолжение таблицы В.26

Показатель	Эксплуатационный объект			Значение по месторождению (объекту разработки)
	1	2	...	
Установка комплексной подготовки газа, млн руб./шт.				
Установка предварительной подготовки газа, млн руб./шт.				
Заводнение нефтяных пластов в пересчете на одну нагнетательную скважину[2)], млн руб./скв.				
Конденсатосборные коллекторы[1)], млн руб./км				
Установка стабилизации конденсата, млн руб.				
Установка сероочистки, млн руб.				
Технологическая установка подготовки нефти[2)], тыс. руб./шт.				
Дожимная компрессорная станция (ДКС) из расчета на мощность или один агрегат, млн руб./МВт (млн руб./шт.)				
Нагнетательная компрессорная станция (НКС) из расчета на мощность или один агрегат, млн руб./МВт (млн руб./шт.)				
Установка и оборудование для закачки агента в пласт, млн руб.				
Трубопроводы для закачки рабочего агента в пласт[1)], млн руб./км				
Обустройство, обвязка и оборудование устья нагнетательной скважины[1)], млн руб./скв.				
Дороги[3)], млн руб./км				
Газопровод подключения[1)], млн руб./км				
Конденсатопровод, млн руб./км				
Объекты производственной инфраструктуры и инженерного обеспечения, % стоимости объектов обустройства				
Природоохранные объекты, % суммарных капитальных вложений				
Прочие объекты, млн руб.				
Реконструкция скважин, млн руб./скв.				
Реконструкция, модернизация, техническое перевооружение объектов обустройства, % стоимости объектов обустройства				
Эксплуатационные затраты				
Вспомогательные материалы, топливо, энергия, тыс. руб./1000 м^3				
Среднемесячная заработная плата, тыс. руб./чел.				
Количество человек в расчете на одну скважину эксплуатационного фонда				
Затраты по эксплуатации установки стабилизации конденсата (без амортизационных отчислений), тыс. руб./т				
Затраты по эксплуатации установки сероочистки (без амортизационных отчислений), тыс. руб./1000 м^3				
Затраты по эксплуатации ДКС (НКС) без амортизационных отчислений из расчета на один агрегат, тыс. руб./шт.				
Затраты по эксплуатации установок для закачки агента в пласт, тыс. руб./шт.				
Норма амортизации, % стоимости основных средств, по группам:				
- скважины;				
- объекты обустройства				

Окончание таблицы В.26

Показатель	Эксплуатационный объект			Значение по месторождению (объекту разработки)
	1	2	...	
Затраты на ремонт основных средств объектов обустройства, % стоимости основных средств				
Затраты на капитальный ремонт скважин, тыс. руб./скв.				
Сбор и транспорт нефти[2], руб./т				
Затраты на природоохранные мероприятия, % суммарных эксплуатационных затрат				
Прочие, % суммарных эксплуатационных затрат				
Налог на имущество (в зависимости от среднегодовой остаточной стоимости основных фондов)				
Затраты на текущую ликвидацию скважин и объектов обустройства, млн руб./скв.; млн руб./объект				
Ликвидационные затраты при завершении разработки[4]				
Ликвидационные затраты на скважины, млн руб./скв.				
Ликвидационные затраты на объекты обустройства, млн руб./шт.				
Затраты на рекультивацию земли, млн руб./га				
Налоги				
Налог на добавленную стоимость, %				
Налог на добычу полезных ископаемых, руб./т, руб./тыс. $м^3$, %				
Налог на имущество, % остаточной стоимости основных фондов				
Налог на прибыль, %				
Обязательные страховые платежи, % фонда оплаты труда				
Расчетные цены реализации продукции				
Газ, руб./1000 $м^3$				
Конденсат, руб./т				
Нефть, руб./т				
Продукция переработки ГПЗ, руб./т (руб./1000 $м^3$)				
Дополнительные данные				
Норма дисконта, единиц				

[1] Приводят с указанием способа прокладки (наземный, подземный) и/или по диаметрам.
[2] Приводят для месторождений с нефтяными частями.
[3] Приводят с указанием категорийности.
[4] Приводят в технологическом проекте разработки.

Таблица В.27 — Ставки налоговых платежей и отчислений

Наименование налога или отчисления	База расчета	Ставка	Обоснование
Налог на добавленную стоимость	Цена реализации, объем реализации продукции, капитальные вложения		
Акцизный сбор	Цена реализации без налога на добавленную стоимость		
Налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции			
Налог на добычу полезных ископаемых (газ)	Количество добытого газа за вычетом нормативных технологических потерь		

Окончание таблицы В.27

Наименование налога или отчисления	База расчета	Ставка	Обоснование
Налог на добычу полезных ископаемых (конденсат)	Выручка от реализации нестабильного конденсата по цене добывающего предприятия		
Налог на добычу полезных ископаемых (нефть)	Количество добытой нефти, мировая цена на нефть		
Налог на имущество	Среднегодовая остаточная стоимость основных фондов		
Отчисления на социальное страхование			
Обязательные страховые платежи	Фонд оплаты труда		
Местные налоги			
Плата за пользование природными ресурсами	Устанавливается местными органами в денежном выражении		
Налоги, относимые на финансовые результаты			
Налог на прибыль	Налогооблагаемая прибыль		

Таблица В.28 — Исходные параметры для расчета капитальных вложений и выручки от реализации по основному (базовому, альтернативному) варианту

Показатель		Всего за расчетный период	Год и период		
			календарный год	последующий календарный год	последующий календарный год
Добыча:	- газа сепарации, млн м^3;				
	- нестабильного конденсата, тыс. т;				
	- нефти*, тыс. т				
Закачка агента**, млн м^3					
Реализация товарного газа, млн м^3					
Выработка стабильного конденсата, тыс. т					
Реализация товарной нефти*, тыс. т					
Реализация продуктов переработки углеводородного сырья (по ассортименту)					
Ввод скважин:	- добывающих;				
	- нагнетательных**;				
	- контрольных (наблюдательных, пьезометрических) и скважин специального назначения				
Ввод мощностей по:	- подготовке газа, млн м^3;				
	- стабилизации конденсата, тыс. т;				
	- сероочистке, млн м^3;				
	- подготовке нефти*, тыс. т;				
	- переработке углеводородного сырья, тыс. т;				
	- ДКС (НКС), тыс. кВт;				
	- установкам для закачки агента**, млн м^3				
Ввод шлейфов и параллельных им коммуникаций, км					
Ввод газосборных коллекторов, км					
Ввод конденсатосборных коллекторов, км					

Окончание таблицы В.28

Показатель	Всего за расчетный период	Год и период		
		календарный год	последующий календарный год	последующий календарный год
Ввод дорог, км				

* Приводят для месторождений с нефтяными частями.

** Приводят в случаях применения методов ППД или воздействия на пласт путем обратной закачки газа.

Примечание — Для неразрабатываемых месторождений допускается приводить по порядковым номерам года реализации проекта с отрицательными значениями для инвестиционного периода.

Таблица В.29 — Расчет капитальных вложений в добычу газа и конденсата (нефти) по основному (базовому, альтернативному) варианту

В миллионах рублей

Показатель		Всего за расчетный период	Год и период		
			календарный год	последующий календарный год	последующий календарный год
Строительство скважин[1)]					
Обустройство, обвязка и оборудование устьев скважин:	- добывающих;				
	- нагнетательных				
Шлейфы и параллельные им коммуникации по скважинам:	- добывающим;				
	- нагнетательным				
УКПГ (УППГ)					
Газосборные коллекторы					
Конденсатосборные коллекторы					
Установки:	- стабилизации конденсата;				
	- сероочистки;				
	- подготовки нефти[2)];				
	- ДКС;				
	- НКС;				
	- оборудование для закачки агента				
Объекты промводоснабжения					
Объекты электроснабжения и связи					
Дороги					
Общепромысловые объекты					
Итого по промысловым объектам					
Переработка углеводородного сырья[3)]					
Газопровод подключения					
Конденсатопровод					
Объекты производственной инфраструктуры и инженерного обеспечения					
Природоохранные объекты					
Непредвиденные расходы					

Окончание таблицы В.29

Показатель	Всего за расчетный период	Год и период		
		календарный год	последующий календарный год	последующий календарный год
Прочие объекты и затраты				
Всего капиталовложений				
Реконструкция скважин				
Реконструкция, модернизация, техническое перевооружение объектов обустройства				
Ликвидационные затраты при завершении разработки[4)]				

[1)] Приводят в зависимости от конструкции (вертикальные, наклонно-направленные, субгоризонтальные).
[2)] Приводят для месторождений с нефтяными частями.
[3)] Приводят в проектном документе, предусматривающем переработку добываемой продукции.
[4)] Приводят в технологическом проекте разработки.

Примечание — Для неразрабатываемых месторождений допускается приводить по порядковым номерам года реализации проекта с отрицательными значениями для инвестиционного периода.

Таблица В.30 — Расчет эксплуатационных затрат на добычу газа и конденсата (нефти) по основному (базовому, альтернативному) варианту

В миллионах рублей

Показатель		Всего за расчетный период	Год и период		
			календарный год	последующий календарный год	последующий календарный год
Материальные затраты					
Заработная плата с отчислениями					
Затраты по эксплуатации (без амортизационных отчислений):	- установок стабилизации конденсата;				
	- установок сероочистки;				
	- ДКС;				
	- НКС;				
	- установки для закачки агента в пласт				
Затраты на капитальный ремонт:	- скважин;				
	- промысловых объектов				
Затраты на текущую ликвидацию скважин					
Прочие					
Затраты на природоохранные мероприятия					
Затраты на переработку углеводородного сырья*					
Итого текущих затрат (без налогов, сборов и платежей)					
Налог на добычу полезных ископаемых:	- газ;				
	- конденсат;				
	- нефть				
Налог на имущество					

Окончание таблицы В.30

Показатель		Всего за расчетный период	Год и период		
			календарный год	последующий календарный год	последующий календарный год
Амортизационные отчисления на:	- скважины;				
	- объекты обустройства				
Всего полных затрат					
* Приводят в проектном документе, предусматривающем переработку добываемой продукции. Примечание — Для неразрабатываемых месторождений допускается приводить по порядковым номерам года реализации проекта.					

Таблица В.31 — Расчет показателей экономической оценки по основному (базовому, альтернативному) варианту

В миллионах рублей

Показатель	Всего за расчетный период	Год и период		
		календарный год	последующий календарный год	последующий календарный год
Выручка от реализации продукции				
Капитальные вложения				
Остаточная стоимость основных фондов				
Эксплуатационные затраты в т. ч.:				
- амортизационные отчисления;				
- налоги и платежи, включаемые в себестоимость				
Внереализационные расходы (статья «Расходы на ликвидацию выводимых из эксплуатации основных средств»)				
Налоги, относимые на финансовые результаты				
Налогооблагаемая прибыль				
Налог на прибыль				
Чистая прибыль				
Чистый денежный поток				
Чистый дисконтированный денежный поток				
Чистый доход				
Чистый дисконтированный доход				
Внутренняя норма доходности, %				
Индекс доходности, единиц				
Индекс доходности с учетом дисконтирования, единиц				
Недисконтированный период окупаемости, лет				
Дисконтированный период окупаемости, лет				
Примечание — Для неразрабатываемых месторождений допускается приводить по порядковым номерам года реализации проекта с отрицательными значениями для инвестиционного периода.				

Таблица В.32 — Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки

Характеристика, показатель	Вариант		
	основной	альтер-нативный (базовый)	альтер-нативный
Технология (естественный режим или ППД)			
Агент для ППД (вода, газ)*			
Конструктивные особенности скважин (вертикальные, горизонтальные)			
Технологии интенсификации притока (забуривание боковых стволов, гидроразрыв пласта, другие)			
Максимальный уровень годовой добычи газа сепарации, млн $м^3$/год			
Максимальный уровень годовой добычи нестабильного конденсата, тыс. т/год			
Максимальный уровень годовой добычи нефти**, тыс. т/год			
Продолжительность периода нарастающей добычи, лет			
Продолжительность периода постоянной добычи, лет			
Продолжительность разработки (расчетный период), лет			
Проектный уровень закачки рабочих агентов для ППД*, млн $м^3$/год			
Фонд добывающих скважин за весь период разработки, шт.			
Фонд нагнетательных скважин за весь период разработки*, шт.			
Накопленная добыча газа за расчетный период, млн $м^3$/год			
Накопленная добыча конденсата за расчетный период, млн т			
Накопленная добыча нефти за расчетный период**, млн т			
Суммарная закачка рабочего агента за расчетный период*, млн $м^3$			
Коэффициент извлечения газа			
Коэффициент извлечения углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата)			
Коэффициент извлечения нефти**			
Период расчета, лет			
Продолжительность периода рентабельной разработки, лет			
Выручка от реализации, всего, млн руб. в т. ч.:			
- товарного газа;			
- стабильного конденсата;			
- товарной нефти**;			
- продуктов переработки			
Капитальные вложения, млн руб.			
Эксплуатационные затраты, млн руб., в т. ч. амортизационные отчисления			
Чистая прибыль, млн руб.			
Чистый доход, млн руб.			
Чистый дисконтированный доход, млн руб.			
Чистый дисконтированный доход государства, млн руб.			
Внутренняя норма доходности, %			
Индекс доходности			

Окончание таблицы В.32

Характеристика, показатель	Вариант		
	основной	альтернативный (базовый)	альтернативный
Индекс доходности с учетом дисконтирования			
Недисконтированный период окупаемости, лет			
Дисконтированный период окупаемости, лет			
Норма дисконта			
* Приводят в случаях применения методов ППД или воздействия на пласт. ** Приводят для месторождений с нефтяными частями.			

Таблица В.33 — Поступления в бюджет государства

В миллионах рублей

Показатель	Всего за расчетный период	Год и период		
		календарный год	последующий календарный год	последующий календарный год
Налог на добавленную стоимость				
Вывозная таможенная пошлина (нефть, конденсат, продукты переработки)				
Налог на имущество организации				
Налоги и платежи, включаемые в себестоимость				
Налог на прибыль				
Примечание — Для неразрабатываемых месторождений допускается приводить по порядковым номерам года реализации проекта.				

Таблица В.34 — Распределение поступлений от налогов и платежей по бюджетам

В миллионах рублей

Показатель	Всего за расчетный период	Год и период		
		календарный год	последующий календарный год	последующий календарный год
Федеральный бюджет				
Налог на добавленную стоимость				
Налог на добычу полезных ископаемых				
Налог на прибыль				
Вывозная таможенная пошлина				
Всего				
Бюджеты субъектов Российской Федерации и местные бюджеты				
Налог на добавленную стоимость				
Налог на добычу полезных ископаемых				
Налог на прибыль				

Окончание таблицы В.34

Показатель	Всего за расчетный период	Год и период		
		календарный год	последующий календарный год	последующий календарный год
Налог на имущество				
Прочие налоги и платежи				
Всего				
Обязательные страховые платежи				
Всего по всем бюджетам				
Примечание — Для неразрабатываемых месторождений допускается приводить по порядковым номерам года реализации проекта.				

Таблица В.35 — Анализ чувствительности

Варьируемый показатель	Колебание показателя, %								
	–20	–15	–10	–5		5	10	15	20
Чистый дисконтированный доход, млн руб.									
Добыча газа (конденсата, нефти)									
Цена газа (конденсата, нефти)									
Капитальные затраты									
Эксплуатационные затраты									
Одновременное изменение цены газа (конденсата, нефти) и затрат (капитальных или эксплуатационных)									
Внутренняя норма доходности, %									
Добыча газа (конденсата, нефти)									
Цена газа (конденсата, нефти)									
Капитальные затраты									
Эксплуатационные затраты									
Одновременное изменение цены газа (конденсата, нефти) и затрат (капитальных или эксплуатационных)									

Таблица В.36 — Данные по пробуренным скважинам

Характеристика, показатель		Номер скважины		
		1	2	...
Название площади				
Цель бурения				
Глубина скважины по пробуренному стволу, м				
Глубина скважины по вертикали, м				
Интервал залегания продуктивного пласта по пробуренному стволу, м:	от			
	до			
Интервал залегания продуктивного пласта по вертикали, м:	от			
	до			
Вид профиля (вертикальный, наклонный, горизонтальный)				
Конструкция скважины				

Окончание таблицы В.36

Характеристика, показатель		Номер скважины		
		1	2	...
Направление:	диаметр труб, мм;			
	глубина спуска, м			
Кондуктор:	диаметр труб, мм;			
	глубина спуска, м			
Техническая (промежуточная) колонна:	диаметр труб, мм;			
	глубина спуска, м			
Эксплуатационная колонна:	диаметр труб, мм;			
	глубина спуска, м			
Интервал бурения, м, способом:	роторным;			
	турбинным;			
	прочими			
Тип бурового раствора до продуктивной толщи				
Плотность бурового раствора до продуктивной толщи, кг/м^3				
Тип бурового раствора для вскрытия продуктивных отложений				
Плотность бурового раствора для вскрытия продуктивных отложений, кг/м^3				
Тип буровой установки				
Коммерческая скорость, м/(ст.·мес)				

Таблица В.37 — Исследования на опорно-технологических скважинах

Наименование исследования	Интервал исследования, м	Цель исследования

Таблица В.38 — Жидкости для вскрытия продуктивных отложений

Технологическая жидкость	Тип жидкости	Технологические характеристики
Буровой раствор для бурения продуктивных отложений		
Буферная жидкость при цементировании эксплуатационной колонны		
Цементный раствор в интервале продуктивного горизонта		
Жидкость для перфорации эксплуатационной колонны		

Таблица В.39 — Режимы освоения скважин

Интервал перфорации, м	Допускаемая депрессия на пласт, МПа	Допускаемая репрессия на пласт, МПа	Способ вызова притока	Число режимов исследования притока	Время работы на каждом режиме, ч

Таблица В.40 — Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации газовых скважин и закачке агентов для ППД

Наименование мероприятия	Периодичность	Число

Таблица В.41 — Необходимые способы и объемы контроля за разработкой

Цель и задачи	Вид контроля, комплекс исследований	Периодичность, охват	Примечание (этапность, комплексирование)

Таблица В.42 — Проектные технологические показатели разработки эксплуатационного объекта

Показатель разработки	Год и период		
	календарный год	последующий календарный год	последующий календарный год
Отбор пластового газа, млн $м^3$			
Годовой темп отбора пластового газа от начальных запасов, %			
Отбор пластового газа от начальных запасов, %			
Масса извлеченных углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), тыс. т			
Текущий коэффициент извлечения углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата)			
Добыча пластовой воды, тыс. т			
Отбор пластовой нефти*, тыс. т			
Текущий коэффициент нефтеизвлечения*			
Добыча газа сепарации, млн $м^3$			
Добыча нестабильного конденсата, тыс. т			
Добыча нефти*, тыс. т			
Добыча пластовой жидкости*, тыс. т			
Весовая обводненность, %			
Добыча попутного газа*, млн $м^3$			
Закачка газа**, млн $м^3$			
Закачка воды**, тыс. $м^3$			
Число вводимых добывающих газовых скважин			
Фонд добывающих газовых скважин на конец года (периода), шт.			
Число вводимых добывающих нефтяных скважин*			
Фонд добывающих нефтяных скважин на конец года (периода) *, шт.			
Фонд нагнетательных скважин на конец года (периода) **, шт.			
Фонд специальных скважин на конец года (периода), шт.			
Депрессия, МПа			
Средний дебит скважины по пластовому газу, тыс. $м^3$/сут.			
Средний дебит скважины по жидким углеводородам пластового газа, т/сут.			
Дебит скважины по пластовой нефти*, т/сут.			
Дебит скважины по пластовой жидкости*, т/сут.			

Окончание таблицы В.42

Показатель разработки	Год и период		
	календарный год	последующий календарный год	последующий календарный год
Средняя приемистость скважин по газу, тыс. $м^3$/сут.			
Средняя приемистость скважин по воде, $м^3$/сут.			
Пластовое давление по добывающим газовым скважинам, МПа			
Давление на устье добывающих газовых скважин, МПа			
Температура на устье добывающих газовых скважин, °С			
Давление на входе в ДКС, МПа			
Мощность вводимых ДКС, тыс. кВт			
Пластовое давление в зоне отбора нефти*, МПа			
Давление на забое добывающих нефтяных скважин*, МПа			
Пластовое давление в зоне закачки**, МПа			
Давление на забое нагнетательных скважин**, МПа			
Давление на устье нагнетательных скважин**, МПа			
Мощность вводимых НКС**, тыс. кВт			

* Приводят для месторождений с нефтяными частями.

** Приводят в случаях применения методов ППД или воздействия на пласт путем обратной закачки газа.

Примечание — Для неразрабатываемых месторождений допускается приводить по порядковым номерам года реализации проекта.

Таблица В.43 — Проектные технологические показатели разработки месторождения (объекта разработки)

Показатель разработки	Год и период		
	календарный год	последующий календарный год	последующий календарный год
Отбор пластового газа, млн $м^3$			
Годовой темп отбора пластового газа от начальных запасов, %			
Отбор пластового газа от начальных запасов, %			
Масса извлеченных жидких углеводородов пластового газа (добыча конденсата), тыс. т			
Текущий коэффициент извлечения жидких углеводородов пластового газа			
Добыча пластовой воды, тыс. т			
Отбор пластовой нефти*, тыс. т			
Текущий коэффициент нефтеизвлечения*, единиц			
Добыча газа сепарации, млн $м^3$			
Добыча нестабильного конденсата, тыс. т			
Добыча нефти*, тыс. т			
Добыча пластовой жидкости*, тыс. т			

Окончание таблицы В.43

Показатель разработки	Год и период		
	календарный год	последующий календарный год	последующий календарный год
Весовая обводненность*, %			
Добыча попутного газа*, млн $м^3$			
Закачка газа**, млн $м^3$			
Закачка воды**, тыс. $м^3$			
Число вводимых добывающих газовых скважин			
Фонд добывающих газовых скважин на конец года (периода), шт.			
Число вводимых добывающих нефтяных скважин			
Фонд добывающих нефтяных скважин на конец года (периода)*, шт.			
Фонд нагнетательных скважин на конец года (периода) **, шт.			
Фонд специальных скважин на конец года (периода), шт.			
Мощность вводимых ДКС, тыс. кВт			
Мощность вводимых НКС**, тыс. кВт			

*Приводят для месторождений с нефтяными частями.
**Приводят в случаях применения методов ППД или воздействия на пласт путем обратной закачки газа.
Примечание — Для неразрабатываемых месторождений допускается приводить по порядковым номерам года реализации проекта.

Таблица В.44 — Основные проектные экономические показатели

Показатель	Значение
Период расчета, лет	
Капитальные вложения, млн руб.	
Эксплуатационные затраты, млн руб.	
Выручка от реализации, млн руб.	
Чистая прибыль, млн руб.	
Чистый доход, млн руб.	
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	
Внутренняя норма доходности, %	
Индекс доходности	
Индекс доходности с учетом дисконтирования	
Недисконтированный период окупаемости, лет	
Дисконтированный период окупаемости, лет	

Библиография

[1] Закон Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. №2395-1 «О недрах»

[2] Правила охраны недр Госгортехнадзора России ПБ 07-601-03 — Правила охраны недр

[3] Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 08-624-03 — Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности

[4] Федеральный закон от 10 января 2002 г. №7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

[5] Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (утверждена приказом Минприроды России от 1 ноября 2005 г. №298)

[6] 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 (утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. №118)

[7] Требования к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья (утверждены приказом Минприроды России от 8 июля 2010 г. №254)

[8] Руководящий документ Госгортехнадзора России РД 153-39.0-109-01 — Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений

[9] Постановление Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»

[10] Федеральный закон от 5 августа 2000 г. №117-ФЗ «Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая)»

[11] Инструкция о порядке предоставления горных отводов для разработки газовых и нефтяных месторождений (утверждена Постановлением Госгортехнадзора России от 11 сентября 1996 г. №35)

[12] Руководящий документ Госгортехнадзора России РД 07-603-03 — Инструкция по производству маркшейдерских работ

[13] Строительные нормы и правила Российской Федерации СНиП 3.01.03—84 — Геодезические работы в строительстве

[14] Положение о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации (утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 31 октября 2009 г. №879)

УДК 622.276:006.354 ОКС 75.180

Ключевые слова: месторождение, газ, конденсат, разработка, проект, технологическая схема, скважина

Редактор *А.Ю. Томилин*
Технический редактор *А.И. Белов*
Корректор *Н.В. Каткова*
Компьютерная верстка *А.С. Шаповаловой*

Сдано в набор 26.02.2014. Подписано в печать 19.03.2014. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 9,76. Уч.-изд. л. 7,80. Тираж 60 экз. Зак. 1025.

Набрано в Издательском доме «Вебстер»
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru
Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru