ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 53710— 2009

МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОНЕФТЯНЫЕ

Правила проектирования разработки

Издание официальное

Б3 1—2010/1041

Москва
Стандартинформ
2010

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения национальных стандартов Российской Федерации — ГОСТ Р 1.0—2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения»

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Научно-исследовательским и проектным институтом нефти и газа Российской академии естественных наук, Тюменским отделением «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», Всероссийским нефтегазовым научно-исследовательским институтом имени академика А.П. Крылова, Некоммерческим Партнерством «Саморегулируемая организация «Национальная ассоциация по экспертизе недр» (НП «НАЭН»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации «Геологическое изучение, использование и охрана недр» ТК 431

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2009 г. № 1152-ст

4 В настоящем стандарте реализованы нормы Закона Российской Федерации «О недрах»

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок — в ежемесячно издаваемых информационных указателях «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет

© Стандартинформ, 2010

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 . . . 2
6 Виды проектных документов . . . 3
7 Техническое задание . . . 5
8 Основные требования к проектированию разработки месторождения . . . 6
8.1 Требования к выделению эксплуатационных объектов . . . 6
8.2 Геолого-технологические основы выбора вариантов разработки . . . 7
8.3 Экономическая оценка вариантов разработки . . . 9
9 Правила построения и изложения проектного документа . . . 10
9.1 Титульный лист . . . 10
9.2 Список исполнителей . . . 10
9.3 Введение . . . 10
9.4 Общие сведения о месторождении и лицензионном участке . . . 11
9.5 Геолого-физическая характеристика месторождения . . . 11
9.5.1 Геологическое строение месторождения . . . 11
9.5.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия . . . 11
9.5.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов . . . 12
9.5.4 Свойства и состав пластовых флюидов . . . 12
9.5.5 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов . . . 12
9.5.6 Запасы углеводородов . . . 12
9.6 Цифровые модели месторождения . . . 13
9.6.1 Цифровая геологическая модель месторождения . . . 13
9.6.2 Цифровая фильтрационная модель месторождения . . . 13
9.7 Состояние разработки месторождения . . . 13
9.7.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения . . . 13
9.7.2 Характеристика состояния разработки месторождения в целом . . . 13
9.7.3 Текущее состояние разработки эксплуатационного объекта . . . 14
9.8 Проектирование разработки месторождения . . . 14
9.8.1 Выделение эксплуатационных объектов . . . 14
9.8.2 Технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки . . . 14
9.9 Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов . . . 15
9.9.1 Анализ эффективности применяемых методов . . . 15
9.9.2 Программа применения методов . . . 15
9.10 Экономический анализ вариантов разработки . . . 15
9.10.1 Экономические показатели . . . 15
9.10.2 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат . . . 16

9.10.3 Налоговая система . . . 16
9.10.4 Технико-экономический анализ вариантов разработки . . . 16
9.10.5 Анализ чувствительности проекта . . . 16
9.11 Требования к производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин . 16
9.11.1 Производство буровых работ . . . 16
9.11.2 Методы вскрытия продуктивных пластов . . . 16
9.11.3 Освоение добывающих и нагнетательных скважин . . . 16
9.12 Техника и технология добычи нефти и газа . . . 16
9.12.1 Анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин . . . 16
9.12.2 Обоснование способов подъема жидкости в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования . . . 17
9.12.3 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин . . . 17
9.12.4 Требования и рекомендации к системе внутрипромыслового сбора и подготовки продукции скважин . . . 17
9.12.5 Требования и рекомендации к системе поддержания пластового давления . . . 17
9.13 Программа доразведки и исследовательских работ . . . 18
9.13.1 Доразведка месторождения . . . 18
9.13.2 Отбор и исследование керна . . . 18
9.13.3 Промысловые и гидродинамические исследования скважин . . . 18
9.13.4 Промыслово-геофизические исследования скважин . . . 18
9.13.5 Физико-химический анализ нефти, газа, конденсата и воды . . . 18
9.13.6 Гидропрослушивание и индикаторные исследования . . . 18
9.14 Охрана недр на месторождении . . . 19
9.15 Охрана окружающей среды и безопасное ведение работ . . . 19
9.16 Заключение . . . 19
10 Правила оформления проектного документа . . . 19
Приложение А (обязательное) Форма титульного листа проектного документа . . . 20
Приложение Б (обязательное) Геолого-физическая характеристика месторождения . . . 21
Приложение В (обязательное) Свойства и состав флюидов . . . 26
Приложение Г (обязательное) Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов . . 29
Приложение Д (обязательное) Сведения о запасах углеводородов . . . 31
Приложение Е (обязательное) Подсчет геологических запасов углеводородов при построении цифровых моделей . . . 34
Приложение Ж (обязательное) Состояние разработки месторождения . . . 35
Приложение И (обязательное) Расчеты вариантов разработки . . . 38
Приложение К (обязательное) Эффективность применения геолого-технических мероприятий (ГТМ) . 44
Приложение Л (обязательное) Технико-экономические показатели вариантов разработки . . . 45
Приложение М (обязательное) Программа доразведки и исследовательских работ . . . 52

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОНЕФТЯНЫЕ

Правила проектирования разработки

Oil and gas-oil fields. Rules for reservoir engineering

Дата введения — 2011—07—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает виды, структуру, содержание и порядок оформления проектных документов на разработку нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений (далее — месторождения) и требования к ним.

1.2 Настоящий стандарт предназначен для применения при составлении, экспертизе, согласовании и утверждении проектных документов на разработку месторождений.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующий стандарт:

ГОСТ 8.417—2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

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 ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **залежь (углеводородов)**: Естественное единичное скопление углеводородов в недрах Земли, заполняющее ловушку полностью или частично.

Примечание — Рассматриваются залежи по количеству, качеству и условиям залегания, пригодные для промышленной разработки.

3.2 **месторождение (углеводородов)**: Совокупность залежей углеводородов, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, контролируемым единым структурным элементом и расположенным на одной локальной площади.

3.3 **пласт**: Геологическое тело относительно однородного состава, ограниченное практически параллельными поверхностями — подошвой и кровлей.

Примечание — Толщина пласта во много раз меньше протяженности.

Издание официальное

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

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:
- ВНК — водонефтяной контакт;
- ГДИ — гидродинамические исследования (скважин и пластов);
- ГИС — геофизические исследования скважин;
- ГКЗ — государственная комиссия по запасам полезных ископаемых;
- ГНК — газонефтяной контакт;
- ГРП — гидравлический разрыв пласта;
- КИН — коэффициент извлечения нефти;
- КИК — коэффициент извлечения конденсата;
- ОПЗ — обработка призабойной зоны;
- ППД — поддержание пластового давления;
- УВС — углеводородное сырье;
- ЦГМ — цифровая геологическая модель;
- ЦФМ — цифровая фильтрационная модель;
- ЧДД — чистый дисконтированный доход.

5 Общие положения

5.1 Разработку месторождения необходимо проводить в соответствии с утвержденным в установленном порядке проектным документом. Вид проектного документа определяют в зависимости от стадии разработки месторождения. По этому документу осуществляют комплекс технологических и технических мероприятий по извлечению нефти и газа из недр, а также контроль процесса разработки.

5.2 Подготовку проектного документа проводит пользователь недр в соответствии с условиями, определенными лицензией на пользование недрами. Проектные решения должны быть основаны на имеющейся геологической и иной информации о недрах, в том числе на результатах расчетов технологических и экономических показателей разработки с применением ЦГМ и ЦФМ эксплуатационных объектов.

При составлении проектного документа учитывают:
- современные достижения в области технологии эксплуатации скважин и воздействия на продуктивные пласты;
- результаты анализа разработки месторождения;
- мероприятия по охране недр.

5.3 Проектный документ составляют по заданию организации — пользователя недр. Основанием для разработки является лицензия на пользование недрами, выданная в порядке, установленном законодательством Российской Федерации о недрах, на базе запасов, числящихся на государственном балансе на начало года составления проектного документа или прошедших государственную экспертизу на дату представления документа на рассмотрение в федеральный орган управления государственным фондом недр или его территориальные органы.

5.4 Исходная информация для составления проектных документов на разработку месторождений:
- данные разведки, подсчета запасов, пробной эксплуатации разведочных скважин или первоочередных участков;
- требования технического задания на проектирование;
- нормативная база;
- лицензия на право пользования недрами и лицензионное соглашение;
- техническое задание на проектирование;
- составленные ранее проектные документы и протоколы их рассмотрения;
- результаты сейсмических, геофизических и промысловых исследований скважин и пластов;
- результаты бурения разведочных и эксплуатационных скважин;
- последний отчет по подсчету запасов УВС;
- ежемесячные сведения по эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин с начала разработки месторождения;

- результаты лабораторных исследований керна и пластовых флюидов;
- результаты лабораторных и промысловых исследований различных технологий воздействия на пласты;
- гидрогеологические, инженерно-геологические условия, включая геокриологические условия в районах распространения многолетнемерзлых пород;
- прогнозные цены реализации нефти и газа, предложенные уполномоченным органом исполнительной власти на соответствующий период.

5.5 Предлагаемые в проектном документе решения должны быть направлены на достижение максимально возможного извлечения из пластов углеводородов и содержащихся в них сопутствующих компонентов при выполнении условий экономической целесообразности для государства и пользователя недр.

Положения проектного документа должны обеспечивать выполнение основных требований по рациональному использованию и охране недр, по охране окружающей среды и безопасному ведению работ.

В проектных документах обосновывают следующие положения:
- выделение эксплуатационных объектов;
- системы размещения и плотности сеток скважин, а также уровни, темпы и динамику добычи нефти, газа, жидкости из пластов, закачку в них вытесняющих агентов по годам;
- выбор способов и агентов воздействия на пласты на основе анализа коэффициентов вытеснения при воздействии на породы газом, паром, водой, водой с добавками загустителей и др.;
- мероприятия по повышению эффективности реализуемых систем разработки, применению гидродинамических, физико-химических, газовых, тепловых методов повышения степени извлечения и интенсификации добычи нефти и газа;
- опытно-промышленные работы по испытаниям и отработке новых технологий и технических решений;
- мероприятия по обеспечению установленного норматива использования попутного газа;
- требования к конструкции скважин, рекомендации по их проводке, закачиванию и освоению;
- требования к способам подъема жидкости из скважин;
- рекомендации по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин;
- основные требования к системам сбора и подготовки нефти;
- основные требования к системам поддержания пластового давления;
- объемы и виды работ по доразведке и изучению месторождения;
- мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки;
- опытно-промышленные работы по испытаниям и отработке новых технологий и технических решений;
- порядок освоения месторождения, исключающий выборочную отработку запасов;
- рекомендации по охране недр при бурении и эксплуатации скважин.

5.6 При разработке месторождения несколькими пользователями недр проектный документ должен быть единым, с выделением показателей по месторождению в целом и по каждому пользователю недр.

При составлении проектного документа в случае, когда часть месторождения находится в нераспределенном фонде, проектный документ также должен быть единым, с выделением показателей по месторождению в целом, по лицензионной части и по нераспределенному фонду.

При наличии лицензий на часть (части) месторождения в разных субъектах Российской Федерации проектный документ должен быть единым, с выделением показателей как по месторождению в целом, так и отдельно по каждому субъекту Российской Федерации.

5.7 Порядок согласования и утверждения проектных документов устанавливает Правительство Российской Федерации по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами.

6 Виды проектных документов

6.1 На различных этапах и стадиях изучения, освоения и разработки месторождений составляют следующие виды проектных документов:
- проект пробной эксплуатации месторождения (залежи) и дополнения к нему;
- технологическая схема опытно-промышленной разработки месторождения (залежей или участков залежей) и дополнения к ней;
- технологическая схема разработки месторождения и дополнения к ней;
- технологический проект разработки месторождения и дополнения к нему.

6.2 Проект пробной эксплуатации составляют по данным разведки месторождения при недостатке исходных данных для составления технологической схемы разработки.

Основным содержанием проекта пробной эксплуатации является программа работ по изучению месторождения в целях получения всей необходимой информации для составления технологической схемы разработки.

Основные задачи проекта пробной эксплуатации:

- составление и реализация программы изучения месторождения и исследовательских работ;
- предварительное выделение эксплуатационных объектов и составление их первых геологических и фильтрационных моделей;
- оценка добычных возможностей эксплуатационных объектов;
- определение перспектив добычи углеводородов;
- оценка перспектив использования попутного газа и других сопутствующих компонентов;
- оценка эффективности техники и технологии строительства скважин, добычи нефти, обустройства промыслов, методов повышения нефтеотдачи пластов и дебитов скважин.

Проект пробной эксплуатации служит основанием для своевременного оформления разрешительных документов на право ведения разработки на лицензионном участке недр, проектирования и строительства объектов промыслового обустройства.

Для перспективного планирования обустройства месторождения и объектов внешнего транспорта составляют один вариант разработки на полное развитие.

Проект пробной эксплуатации составляют на срок не более пяти лет с начала промышленной разработки месторождения — получения нефти из скважин эксплуатационной сетки.

6.3 Технологическую схему опытно-промышленной разработки составляют для отдельных залежей, эксплуатационных объектов, участков или месторождений в целом, находящихся на любой стадии разработки, для проведения промышленных испытаний новой для данных геолого-физических условий технологии разработки.

Технологическую схему опытно-промышленной разработки составляют на срок не более семи лет.

6.4 Технологическая схема разработки является проектным документом, определяющим систему разработки месторождения на период его разбуривания.

В технологической схеме рассматривают мероприятия по повышению коэффициента извлечения УВС гидродинамическими, физико-химическими, газовыми, тепловыми методами, рекомендуют мероприятия по достижению установленного норматива использования попутного газа.

Коэффициенты извлечения УВС, обоснованные в технологических схемах, подлежат дальнейшему уточнению по результатам разработки месторождений.

6.5 Проект разработки месторождения составляют после завершения бурения не менее 70 % скважин основного фонда по технологической схеме разработки.

В проекте разработки анализируют осуществляемую систему разработки и предлагают мероприятия, направленные на достижение максимально возможного экономически целесообразного КИН и установленного норматива использования попутного газа.

6.6 Дополнения к проектным документам составляют в случаях существенного различия геологического строения эксплуатационных объектов, несовпадения условий реализации систем разработки, более низкой эффективности технологий извлечения УВС по сравнению с утвержденной в проектных документах.

В дополнениях анализируют выполнение проектного документа за рассматриваемый отчетный период, обосновывают необходимость изменения условий разработки, уточнения проектных решений и технологических показателей.

Дополнения являются неотъемлемой составной частью утвержденных технологических схем и проектов разработки. Рассмотрение и утверждение дополнений производят в установленном порядке.

6.7 Дополнения составляют по мере необходимости на следующие сроки: для проектов пробной эксплуатации — до пяти лет, для технологических схем опытно-промышленной разработки — до семи лет, для других проектных документов — без ограничения сроков.

6.8 Новый проектный документ составляют в следующих случаях:

- истечение срока действия предыдущего проектного документа;
- существенное изменение представлений о геологическом строении эксплуатационных объектов при их разбуривании и разработке;
- необходимость изменения эксплуатационных объектов;
- необходимость совершенствования запроектированной системы размещения и плотности сетки скважин;

- необходимость совершенствования реализуемой технологии воздействия на продуктивные пласты;
- завершение выработки запасов УВС по действующему проектному документу и необходимость применения на месторождении новых методов дополнительного извлечения запасов;
- отклонение фактического годового отбора нефти от проектного уровня более допустимого.

Сроки составления новых проектных документов определяют федеральный орган управления государственным фондом недр или его территориальные органы.

Со дня утверждения нового проектного документа утрачивают силу проектные показатели разработки из ранее утвержденных проектных документов.

6.9 Для всех видов проектных документов показатели разработки рекомендуется рассчитывать на весь проектный период, определяемый в данном документе.

6.10 Организация — пользователь недр совместно с авторами проектного документа могут принимать в течение года оперативные решения по вопросам практической реализации проектного фонда скважин в конкретных геолого-технологических условиях разработки, в том числе:

- распространение ранее утвержденной проектной системы разработки и сетки скважин на участках расширения границ залежей (увеличение скважин основного фонда);
- отмена ранее утвержденной сетки проектных скважин на участках сокращения границ залежей (сокращение скважин основного фонда);
- вовлечение в разработку на отдельных участках залежей запасов категории C_2.

Примечание — Разделение запасов по категориям производят по степени изученности месторождения в соответствии с действующей классификацией запасов;

- организация очагового заводнения на отдельных участках залежей;
- изменение местоположения и назначения скважин на локальных участках залежей по результатам уточнения геологического строения;
- перевод скважин с одного эксплуатационного объекта на другой;
- одновременно-раздельная эксплуатация скважин;
- бурение горизонтальных и многозабойных скважин;
- зарезка боковых и боковых горизонтальных стволов;
- изменение порядка и направления разбуривания по горно-геологическим условиям и организационным причинам;
- увеличение объемов бурения;
- уменьшение объемов бурения по горно-геологическим и иным причинам;
- уточнение видов и объемов применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти (в том числе применение гидроразрывов пластов);
- корректировка программ пробной эксплуатации, опытно-промышленной разработки, доразведки, исследовательских работ;
- корректировка технологических показателей разработки.

Изменения учитывают в последующем проектном документе.

7 Техническое задание

7.1 Для составления проектных документов пользователь недр выдает исполнителю работы техническое задание, в котором указывает:

- вид проектного документа;
- запасы УВС, числящиеся на государственном балансе на начало года составления проектного документа, и сведения об экспертизе запасов в текущем году;
- сведения о ранее выполненных подсчетах запасов и проектных документах;
- год ввода в разработку (для нового месторождения), а если он не определен, то технико-экономические показатели разработки выдают по порядковым номерам годов эксплуатации;
- вид используемых ЦГМ, ЦФМ, их постоянное уточнение в процессе работ;
- намечаемые объемы эксплуатационного и разведочного бурения по годам с разделением на эксплуатационные объекты;
- порядок освоения месторождения, исключающий выборочную отработку запасов;
- исходную информацию, на основе которой в прогнозном периоде проводят расчет экономических показателей;
- объекты инфраструктуры в районе работ (их краткое описание);

- источники рабочих агентов для воздействия на пласты, мощность водо-, газо- и электроснабжения;
- дополнительные сведения, влияющие на проектирование разработки и технологию добычи УВС на месторождениях с особыми природно-климатическими условиями (наличие водоохранных зон, заповедников и заказников, зон приоритетного природопользования, населенных пунктов, участков ценных лесов, пахотных земель и т.д.);
- факторы, влияющие на обоснование способов эксплуатации скважин;
- коэффициенты использования эксплуатационного фонда скважин;
- информацию по использованию попутного газа;
- сроки составления проектного документа;
- условия и цены реализации нефти и газа, материалы для формирования нормативов капитальных и текущих затрат.

7.2 Для месторождений, расположенных на континентальном шельфе Российской Федерации, дополнительно указывают:
- глубину моря, расстояния до берега, ледовую обстановку;
- возможное количество платформ, их тип, емкость резервуаров (танков) на платформе, количество буровых станков на них, срок службы платформы;
- вид транспорта продукции (танкеры, трубопровод на берег);
- другие ограничения, влияющие на уровень добычи нефти, газа, жидкости, объемы закачки агентов в пласт и ввод месторождения в разработку.

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

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

7.3 Техническое задание согласовывают в установленном порядке с уполномоченными органами исполнительной власти и проектирующей организацией.

8 Основные требования к проектированию разработки месторождения

8.1 Требования к выделению эксплуатационных объектов

8.1.1 При проектировании разработки новых месторождений на первом этапе в качестве эксплуатационных объектов рассматривают подсчетные объекты (пласты), запасы УВС которых числятся на государственном балансе.

8.1.2 При выделении эксплуатационных объектов, состоящих из нескольких пластов, должны быть учтены следующие геологические критерии:

1) объединяемые для совместной разработки пласты должны принадлежать единому этажу нефтеносности, что предопределяет их расположение на близких глубинах, небольшие различия в начальном пластовом давлении и температуре и т.д.;

2) природные режимы пластов должны быть одинаковыми;

3) пласты должны быть идентичными по литологии и типу коллекторов во избежание различий в характере перемещения жидкости в пластах с разной структурой пустотного пространства, в степени разрушения прискважинной зоны пластов при эксплуатации скважин и т.д.;

4) пласты не должны значительно различаться по проницаемости и неоднородности для приемистости всех пластов в нагнетательных скважинах и притоку нефти из всех пластов при общем забойном давлении;

5) между выделяемыми эксплуатационными объектами должны быть разделы из непроницаемых пород во избежание перетоков жидкости между соседними по разрезу объектами;

6) вязкость нефти в пластовых условиях должна быть в объединяемых пластах практически одинаковой, что обеспечит общие закономерности процесса вытеснения нефти;

7) нефть пластов должна иметь одинаковые товарные качества во избежание смеси нефтей, требующих разной технологии промысловой подготовки и переработки;

8) эксплуатационный объект должен иметь значительные запасы на единицу своей площади (удельные запасы) для обеспечения продолжительной эксплуатации скважин.

8.1.3 При ожидаемой низкой технологической эффективности или экономической нецелесообразности разработки отдельных пластов самостоятельными сетками скважин могут быть рассмотрены

совместная эксплуатация пластов или комбинированные варианты, например: совместная эксплуатация пластов в добывающих скважинах при организации раздельной закачки воды в каждый пласт через самостоятельные нагнетательные скважины; создание дифференцированного давления нагнетания в высоко- и низкопроницаемые пласты (группы пластов); применение оборудования для одновременно-раздельной добычи и одновременно-раздельной закачки.

Технологическая и экономическая эффективность совместной эксплуатации нескольких пластов должна быть подтверждена технико-экономическими расчетами.

При экономической нецелесообразности разработки продуктивного пласта, совмещенного в плане с другими объектами, самостоятельной сеткой скважин и невозможности объединения его с другими пластами по геолого-физическим причинам, этот пласт может быть рассмотрен в качестве возвратного (временно законсервированного) объекта.

8.1.4 При составлении первой технологической схемы разработки по результатам пробной эксплуатации или опытно-промышленной разработки предварительно выделенные эксплуатационные объекты могут быть уточнены. Уточнение (укрупнение, разукрупнение) эксплуатационных объектов допускается и в последующих проектных документах по геологическим или технологическим причинам (изменение подсчетных объектов по результатам доразведки, установление возможности или невозможности совместной эксплуатации пластов на отдельных участках залежей в связи с изменением представлений о геологическом строении и др.).

8.2 Геолого-технологические основы выбора вариантов разработки

8.2.1 Проектный документ должен содержать несколько расчетных вариантов выделения и разработки каждого эксплуатационного объекта.

Число расчетных вариантов по эксплуатационным объектам должно составлять: не менее трех — в технологической схеме, не менее двух — в проектах разработки и в дополнениях ко всем видам проектных документов.

В проекте пробной эксплуатации и технологической схеме опытно-промышленной разработки количество расчетных вариантов не устанавливают.

8.2.2 При незначительных размерах участков залежей с запасами категории C_1 или дефиците геолого-физической информации, необходимой для сравнительной оценки нескольких вариантов, может быть рассмотрен один вариант разработки. При достаточной изученности залежей число расчетных вариантов может быть увеличено.

Во всех расчетных вариантах предусматривают применение методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи.

8.2.3 Расчетные варианты по технологическим критериям могут различаться способами и агентами воздействия на пласт, системами размещения и плотностью сеток скважин, годовым объемом эксплуатационного бурения, порядком разбуривания скважин основного фонда, способами их эксплуатации, набором и объемами применения методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации дебитов скважин.

На газонефтяных месторождениях расчетные варианты могут различаться объемами совместного отбора нефти и газа из газовой шапки через добывающие нефтяные скважины.

На разрабатываемом месторождении один вариант рассматривают в качестве базового. Им является вариант, утвержденный действующим проектным документом, адаптированный к уточненной геологической основе.

8.2.4 Для залежей значительных размеров в вариантах разработки рекомендуется рассматривать известные регулярные системы размещения добывающих и нагнетательных скважин: пяти-, трех- и однорядные, площадные пятиточечные, обращенные семиточечные и девятиточечные.

Выбор традиционных регулярных систем размещения скважин должен быть осуществлен с учетом опыта эксплуатации подобных залежей. Для залежей сложной конфигурации, незначительных размеров рассматривают, как правило, нерегулярные (избирательные) системы размещения скважин.

8.2.5 При проектировании следует рассматривать различные типы скважин: традиционные (вертикальные, наклонно-направленные) и нетрадиционные (многоствольные скважины, многоствольно-разветвленные, многозабойные, горизонтальные, многозабойные горизонтальные) вскрывающие пласты как на репрессии, так и на депрессии.

Примечание — Применение нетрадиционных скважин позволит модифицировать известные регулярные системы размещения и использовать их для проектирования разработки.

8.2.6 Для низкопродуктивных залежей рекомендуется предусматривать в проектном документе проведение ГРП как в традиционных, так и в нетрадиционных скважинах.

8.2.7 Плотность сетки скважин определяется геологическим строением залежи, свойствами пластовых флюидов и экономическими условиями разработки.

С учетом накопленного опыта проектирования и разработки отечественных месторождений рекомендуются плотности сеток в диапазоне от 4 до 64 га/скв.

Для исключения значительных временных затрат на перебор всех вариантов из указанного диапазона на первом этапе следует ориентироваться на средние плотности сеток скважин, апробированные на подобных месторождениях (залежах) данного района.

8.2.8 При рассмотрении вариантов с различной плотностью сеток скважин особое внимание следует обратить на два основных параметра: степень прерывистости коллекторов и плотность начальных геологических запасов нефти. Повышенная прерывистость коллекторов потребует применения более плотных сеток скважин, низкая плотность геологических запасов — более редких сеток скважин.

Рациональную плотность сетки скважин в конкретных геолого-технологических условиях разработки уточняют на основании экономических расчетов.

8.2.9 На недостаточно изученных участках залежей проектные скважины могут быть отнесены к зависимым. Бурение этих скважин производят по результатам уточнения геологического строения.

8.2.10 В вариантах разработки эксплуатационных объектов на участках с запасами категории C_2 скважины размещают по сетке, обоснованной для участков с запасами категории C_1. Допускается размещение скважин не по всей площади участков с запасами категории C_2, а только в зонах достаточно надежного подтверждения геологических запасов категории C_2.

8.2.11 Для залежей со значительными по площади участками распространения коллекторов, резко различных по продуктивности, целесообразно рассмотреть варианты разработки отдельно по этим участкам. Если рассматривать такие залежи в целом, то доход от эксплуатации более продуктивных участков может не компенсировать убытки от эксплуатации низкопродуктивного участка, что приведет к ошибочному выводу об экономической нецелесообразности разработки всей залежи.

8.2.12 По мере разбуривания и накопления геолого-промысловой информации о состоянии выработки запасов нефти на всех стадиях проектирования предусматривают мероприятия по вовлечению в активную разработку запасов нефти, слабодренируемых имеющейся сеткой скважин (ГРП, зарезка боковых стволов, бурение дополнительных скважин, переход на отдельных участках на очаговое заводнение, применение физико-химических методов воздействия и др.).

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

8.2.14 Технологические показатели вариантов рассчитывают на проектный срок разработки, как правило, с применением ЦГМ и ЦФМ, учитывающих:

- основные особенности геологического строения залежей;
- типы коллекторов;
- неоднородность строения, емкостные и фильтрационные характеристики продуктивных пластов;
- физико-химические свойства насыщающих и закачиваемых в пласты флюидов;
- механизм проектируемых процессов разработки;
- геометрию размещения скважин и возможность изменения их режимов.

Примечание — Под проектным сроком разработки понимается период времени, за который средняя обводненность продукции добывающих скважин достигает примерно 98 % или средний дебит скважин по нефти снижается до 0,5 т/сут и менее.

8.2.15 Расчетные цифровые модели выполняют в соответствии с действующими нормативными документами по созданию моделей месторождений.

Для построения моделей, проектирования и экспертизы проектов используют программное обеспечение, сертифицированное в системе сертификации ГОСТ Р.

8.2.16 Вариант разработки месторождения в целом является совокупностью вариантов разработки эксплуатационных объектов. Технологические показатели разработки месторождения в целом определяют суммированием показателей рациональных вариантов разработки эксплуатационных объектов.

8.2.17 При составлении проектов пробной эксплуатации или технологических схем опытно-промышленной разработки новых месторождений в программе исследовательских работ следует пред-

усмотреть целевые мероприятия по изучению геолого-физических параметров, определяющих возможность объединения нескольких пластов в один эксплуатационный объект.

8.2.18 Программа доразведки месторождения должна быть ориентирована на уточнение корреляции продуктивных интервалов и установление закономерностей распределения начальной насыщенности коллекторов нефтью (газом) и водой по площади и разрезу залежей.

8.3 Экономическая оценка вариантов разработки

8.3.1 Анализ вариантов разработки проводят в соответствии с действующими методическими рекомендациями по экономической оценке эффективности инвестиционных проектов.

В проекте должны быть приведены все исходные данные, необходимые для расчета экономических показателей.

8.3.2 Прогнозирование экономических показателей расчетных вариантов выполняют за рентабельный и проектный периоды разработки с использованием: прогнозных цен реализации нефти и газа, предложенных уполномоченным органом исполнительной власти на соответствующий период; долей нефти, поступающей на внешний и внутренний рынки; исходной информации по капитальным и эксплуатационным затратам, подготовленной недропользователем.

Рентабельным является период получения максимального положительного накопленного ЧДД недропользователя.

8.3.3 Эффективность проектных решений оценивают с применением системы следующих основных расчетных показателей:

- чистый доход недропользователя;
- ЧДД недропользователя;
- внутренняя норма рентабельности;
- индекс доходности затрат;
- индекс доходности инвестиций;
- срок окупаемости;
- капитальные вложения в разработку месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу углеводородов;
- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджеты различных уровней и внебюджетные фонды Российской Федерации).

Следует приводить прогнозируемые цены реализации углеводородов на внутреннем и внешнем рынках, условия сбыта добываемой продукции, возможные источники финансирования проектных работ.

8.3.4 При анализе разработки следует оценивать влияние следующих факторов риска, изменение которых отражается на эффективности проекта:

- объем добычи нефти;
- цены реализации нефти на внутреннем и внешнем рынках;
- объем капитальных вложений;
- объем текущих затрат.

Определяют предельные значения факторов риска (отклонения от принятых в расчетах), при которых ЧДД недропользователя еще остается положительным.

8.3.5 В случае отрицательного значения ЧДД недропользователя при затратах и ценах реализации УВС, принятых в расчетах, подбирают условия без убыточности разработки: увеличение добычи нефти и дебитов скважин за счет применения новых технологий, налоговое стимулирование, увеличение продажной цены нефти, дотация государства. На период до наступления выявленных условий безубыточности запасы нефти эксплуатационного объекта могут быть законсервированы.

8.3.6 Капитальные вложения определяют с учетом затрат на природоохранные мероприятия по следующим направлениям:

- строительство новых скважин;
- нефтепромысловое строительство;
- ввод объектов для транспортирования попутного газа или выработки электроэнергии;
- оборудование, не входящее в сметы строек.

8.3.7 Эксплуатационные затраты на добычу нефти, увеличение нефтеотдачи пластов и дебитов скважин, подготовку и транспортирование попутного газа определяют в соответствии с имеющимися методиками учета и расчета себестоимости добычи нефти и газа.

8.3.8 Ликвидационные затраты рассчитывают на ликвидацию скважин, объектов нефтепромыслового обустройства и рекультивацию земли.

8.3.9 Для всех эксплуатационных объектов и месторождения в целом дают краткую характеристику технологических показателей вариантов разработки. Определяют оценочные показатели и показатели эффективности по каждому расчетному варианту.

8.3.10 Для каждого эксплуатационного объекта рекомендуемые варианты выбирают по результатам сравнения основных технико-экономических показателей разработки запасов категорий $АВС_1$.

8.3.11 Из рекомендуемых вариантов разработки эксплуатационных объектов для запасов категорий $АВС_1С_2$ формируют вариант разработки на полное развитие месторождения.

Технологические показатели варианта разработки на полное развитие месторождения используют для проектирования обустройства месторождения, развития инфраструктуры, планирования объемов буровых работ и добычи углеводородов.

8.3.12 В вариантах на любой стадии разработки месторождения могут быть выделены опытные участки для проведения работ по испытанию новых технических средств и технологий извлечения УВС. Технико-экономические показатели разработки таких участков рассчитывают в динамике на весь проектный период и представляют в проектном документе как отдельно, так и в составе технико-экономических показателей разработки эксплуатационного объекта и месторождения.

8.3.13 Фактические годовые уровни отбора нефти в реализуемом варианте разработки месторождения могут отличаться от проектных величин из-за неточности подсчета запасов нефти и определения геолого-физических параметров пластов, погрешностей геологического и гидродинамического моделирования, конъюнктуры цен нефти на мировом и внутреннем рынках, невозможности точной оценки эффективности применяемых методов воздействия на пласты, изменения темпов ввода скважин в эксплуатацию и по другим объективным причинам.

Допускаемые отклонения фактических годовых отборов нефти от проектных уровней определяют по таблице 1.

Таблица 1

Уровень годовой добычи нефти, млн т	Допускаемое отклонение, %	Уровень годовой добычи нефти, млн т	Допускаемое отклонение, %
До 0,025	50	От 5 до 10	15
От 0,025 до 0,05	40	» 10 » 15	12
» 0,05 » 0,1	30	» 15 » 20	10
» 0,1 » 1	27	» 20 » 25	8,5
» 1 » 5	20	» 25 » 30 и выше	7,5

Отклонения уровня добычи для проекта пробной эксплуатации и технологической схемы опытно-промышленных работ не устанавливают.

9 Правила построения и изложения проектного документа

9.1 Титульный лист

На титульном листе указывают: названия организации — пользователя недр и организации, составившей проектный документ, полное название документа с указанием наименования месторождения, его типа и района расположения, место и год составления документа, установленный гриф допуска.

Титульный лист подписывают ответственные должностные лица организации, составившей проектный документ, руководитель работы, утверждает руководитель организации — пользователя недр. Титульный лист оформляют в соответствии с приложением А.

9.2 Список исполнителей

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

9.3 Введение

Во введении обосновывают цель составления проектного документа и приводят следующие сведения:

- административное расположение месторождения;

- данные о лицензионном участке, на территории которого находится месторождение;
- организация — пользователь недр лицензионного участка с указанием почтового адреса;
- данные о лицензии на право пользования недрами (серия, номер, вид, дата выдачи, срок действия);
- даты открытия и ввода месторождения в разработку;
- принципиальные положения и основные технологические показатели разработки, предусмотренные последними проектными документами (в объеме, необходимом для обоснования цели составления нового проектного документа);
- условия лицензионного соглашения, требующие учета при составлении проектного документа;
- принципиальные положения технического задания на проектирование.

9.4 Общие сведения о месторождении и лицензионном участке

Приводят обзорную схему района рассматриваемого месторождения с указанием лицензионного участка, ближайших месторождений и объектов инфраструктуры (населенные пункты, железнодорожные станции, аэропорты, речные пристани, морские порты, автомобильные дороги, линии электропередачи, магистральные нефте- и газопроводы). Выделяют особо охраняемые территории и территории с повышенным режимом природопользования.

В разделе дают краткую характеристику климатических условий, гидрографии, почвенно-растительного покрова.

9.5 Геолого-физическая характеристика месторождения

9.5.1 Геологическое строение месторождения

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

Раздел содержит структурно-тектоническую карту района. Характеризуют основные структурно-тектонические элементы в пределах площади рассматриваемого месторождения.

Дают сводный литолого-стратиграфический разрез района. Разрез характеризуют в стратиграфических границах продуктивных отложений рассматриваемого месторождения.

Приводят общие сведения о нефтегазоносности: этаж нефтегазоносности, продуктивные пласты, общее число залежей нефти и газа. Сведения о продуктивных залежах представляют в соответствии с таблицей Б.1 (приложение Б).

Для многопластовых месторождений рекомендуется представлять схемы совмещения залежей в плане в границах месторождения.

Для характеристики геологического строения продуктивных пластов рекомендуется привести характерные геологические разрезы, геолого-статистические разрезы, карты геологических параметров.

В графических приложениях рекомендуется дать карты эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин по подсчетным объектам и по утвержденным эксплуатационным объектам.

Характеристику продуктивных залежей по результатам интерпретации ГИС представляют в соответствии с таблицей Б.2 (приложение Б).

Детальность представления материалов определяется особенностями геологического строения.

После изложения фактических данных формулируют выводы по состоянию изученности геологического строения.

9.5.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия

Дают краткую характеристику:

- водоносных горизонтов и комплексов (глубина залегания, напорность, водообильность, минерализация и тип воды, содержание основных химических компонентов);
- инженерно-геологических и геоэкологических условий в границах месторождения.

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

9.5.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

По результатам лабораторного изучения керна приводят литологическую характеристику пород — описание типа коллектора, его состава, особенностей литологического строения.

Оценивают возможность учета литологической характеристики пород при анализе текущего состояния и проектировании разработки.

Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным исследований образцов керна должны быть даны в соответствии с таблицей Б.3 (приложение Б).

Формулируют выводы по состоянию изученности фильтрационно-емкостных свойств пород по керну.

Приводят обобщенные результаты лабораторных исследований по определению фазовых проницаемостей, остаточной нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения. При недостаточном объеме исследований приводят данные по пластам-аналогам.

Результаты определения коэффициентов остаточной нефтенасыщенности и вытеснения представляют в соответствии с таблицей Б.4 (приложение Б).

Делают выводы по состоянию изученности характеристик вытеснения флюидов по данным лабораторных исследований керна.

Характеризуют используемый комплекс ГИС по выделению коллекторов, приводят сведения по определению их фильтрационно-емкостных свойств и насыщению.

Результаты ГДИ залежей и пластов в целом (при большом количестве охваченных исследованиями скважин) представляют в соответствии с таблицей Б.5 (приложение Б).

Для новых месторождений, по которым составляют первые проектные документы, дополнительно дают сведения о результатах опробования и ГДИ разведочных скважин в соответствии с таблицей Б.6 (приложение Б).

Для месторождений, которые находятся на стадии пробной эксплуатации или опытно-промышленной разработки, дополнительно приводят результаты ГДИ эксплуатационных скважин в соответствии с таблицей Б.7 (приложение Б).

Формулируют выводы по состоянию изученности пластов гидродинамическими методами.

Сравнение фильтрационно-емкостных свойств, определенных различными методами (керн, ГИС, ГДИ), представляют в соответствии с таблицей Б.8 (приложение Б). Приводят выводы по результатам сравнения.

9.5.4 Свойства и состав пластовых флюидов

В разделе приводят следующие сведения:

- свойства пластовой и дегазированной нефти в соответствии с таблицей В.1 (приложение В).
- компонентный состав нефти и растворенного газа в соответствии с таблицей В.2 (приложение В);
- для залежей с газовыми шапками или газовых залежей: свойства, состав газа газовых шапок (или свободного газа) и конденсата в соответствии с таблицей В.3 (приложение В);
- для месторождений высокопарафинистых нефтей: оценка возможности выпадения твердой фазы из нефти при изменении пластовых условий и при применении специальных технологий разработки и эксплуатации нефтяных месторождений;
- для залежей, по которым рассматривают варианты разработки на режиме истощения: зависимости газосодержания, объемного коэффициента, плотности и вязкости пластовой нефти и нефтяного газа от давления при пластовой температуре;
- для месторождений, разрабатываемых с применением тепловых методов: зависимости вязкости пластовых жидкостей от давления и температуры; растворимость пара в пластовых жидкостях (при закачке пара); теплофизические свойства пластовых флюидов;
- свойства и химический состав пластовых вод в соответствии с таблицей В.4 (приложение В).

9.5.5 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Для нефтяных месторождений сводную геолого-физическую характеристику продуктивных пластов представляют в соответствии с таблицей Г.1 (приложение Г), для газонефтяных — в соответствии с таблицей Г.2 (приложение Г).

Данные могут быть детализированы по залежам или обобщены по ранее выделенным эксплуатационным объектам.

9.5.6 Запасы углеводородов

Для нефтяных месторождений сведения о запасах нефти, растворенного газа и подсчетных параметрах приводят в соответствии с таблицами Д.1, Д.2, Д.3 (приложение Д). Для газонефтяных месторождений дополнительно в соответствии с таблицами Д.4, Д.5, Д.6 (приложение Д) приводят сведения о запасах свободного газа, газа газовых шапок, конденсата.

9.6 Цифровые модели месторождения

9.6.1 Цифровая геологическая модель месторождения

Приводят краткое описание исходных данных, используемых для построения геологической модели, обосновывают границы участков моделирования.

Излагают принципы построения структурного каркаса модели. Обосновывают выбор реперных поверхностей и схем напластования. Указывают способ использования в модели утвержденной структурной основы подсчетных объектов. Приводят данные о геометрических параметрах области моделирования, шагах сетки в плоскостях X, Y, Z и количество ячеек.

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

Дают краткое описание принципов построения модели насыщения. Приводят положения ВНК, ГНК. Указывают сведения о методах определения значений насыщенности в скважинах и межскважинном пространстве. При необходимости приводят явный вид используемых зависимостей насыщенности от других параметров модели.

Приводят способ подсчета геологических запасов углеводородов в терминах построения геологической модели.

Сопоставление запасов, числящихся на государственном балансе и рассчитанных на основе геологического моделирования, представляют в соответствии с таблицей Е.1 (приложение Е). Расхождение полученных результатов анализируют.

9.6.2 Цифровая фильтрационная модель месторождения

При изложении требований к ЦФМ месторождения приводят краткое описание исходных данных, используемых для ее построения.

Приводят принципы и результаты ремасштабирования ЦГМ, если таковое осуществлялось. Сопоставление запасов, числящихся на государственном балансе и рассчитанных на основе ЦФМ, представляют в соответствии с таблицей Е.1 (приложение Е).

Обосновывают выбор основных параметров ЦФМ при воспроизведении истории разработки (временной шаг, граничные условия, режимы работы скважин). Определяют перечень варьируемых и контролируемых параметров.

По итогам воспроизведения истории сопоставляют фактические и расчетные контролируемые параметры в соответствии с таблицей Е.2 (приложение Е) и анализируют имеющиеся расхождения.

Обосновывают выбор основных параметров ЦФМ при прогнозе технологических показателей разработки (временной шаг, граничные условия, режимы работы скважин).

На рисунках или в графических приложениях рекомендуется представлять основные результаты моделирования:

- схемы расположения границ ЦГМ и контуров нефтеносности;
- характерные вертикальные разрезы кубов параметров (проницаемость, насыщенность);
- поля распределения параметров по объекту в целом или интервалам разреза;
- функции модифицированных относительных фазовых проницаемостей;
- поля распределения параметров, характеризующих плотность запасов нефти на начало прогнозного периода.

Детальность представления материалов определяют авторы в зависимости от сложности геологического строения и сроков эксплуатации месторождения.

9.7 Состояние разработки месторождения

9.7.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения

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

Для последнего проектного документа представляют постановляющую часть протокола заседания комиссии при федеральном органе управления государственным фондом недр и ее территориальных отделений, согласованного в установленном порядке.

9.7.2 Характеристика состояния разработки месторождения в целом

Характеризуют динамику основных технологических показателей за историю разработки (добыча нефти, жидкости, газа, обводненность, закачка воды, дебиты нефти и жидкости). Выделяют основные этапы освоения месторождения.

Основные технологические показатели разработки на дату проектирования представляют в соответствии с таблицей Ж.1 (приложение Ж).

Приводят сведения об использовании попутного газа.

Состояние реализации и использования проектного фонда скважин по эксплуатационным объектам и месторождению в целом представляют в соответствии с таблицами Ж.2, Ж.3 (приложение Ж). Приведенные данные анализируют.

Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом за срок действия последнего проектного документа представляют в соответствии с таблицей Ж.4 (приложение Ж). При необходимости могут быть приведены дополнительные данные. Указывают основные причины имеющихся расхождений проектных и фактических показателей разработки.

9.7.3 Текущее состояние разработки эксплуатационного объекта

Приводят и анализируют фактическую динамику основных технологических показателей разработки по эксплуатационному объекту.

На дату проектирования характеризуют:

- КИН;
- текущие и накопленные отборы нефти, жидкости, газа;
- обводненность, текущий и накопленный водонефтяной фактор;
- дебиты скважин по нефти и жидкости.

Приводят распределения фонда скважин по обводненности, дебитам нефти и жидкости, накопленной добычи нефти и жидкости и др. Отдельно выделяют показатели по возвратным и совместным скважинам, горизонтальным скважинам, скважинам с боковыми стволами, уплотняющему фонду скважин и другим группам скважин.

В графических приложениях к отчету рекомендуется представлять:

- карты текущего состояния разработки;
- карты накопленных отборов нефти, жидкости и объемов воды, закачиваемой в пласт.

Проектные и фактические показатели за весь отчетный период приводят в соответствии с таблицей Ж.4 (приложение Ж). Указывают причины имеющихся отклонений фактических показателей от проектных.

На основе анализа распределения текущего пластового давления по площади залежи выделяют участки с максимальным снижением пластового давления в зонах отбора. Характеризуют текущую и накопленную компенсацию отборов жидкости (и газа газовых шапок) закачкой воды.

В графических приложениях к отчету рекомендуется представлять карты изобар.

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

- профили притока и приемистости по разрезу скважин и их изменение во времени;
- изменение нефтегазонасыщенности во времени;
- данные о распределении отборов и закачки при совместном и раздельном вскрытии пластов;
- источники обводнения скважин.

Материалы представляют в табличном и графическом виде.

По промысловым данным анализируют достигнутый коэффициент извлечения нефти по эксплуатационным блокам, участкам залежи с различными системами разработки.

По данным гидродинамического моделирования приводят карты, характеризующие состояние выработки запасов на дату проектирования (плотности остаточных запасов, текущей нефтенасыщенности или др.). Строят профили выработки запасов. Оценивают согласованность результатов изучения структуры остаточных запасов различными методами.

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

9.8 Проектирование разработки месторождения

9.8.1 Выделение эксплуатационных объектов

Обосновывают выделение эксплуатационных объектов, их геолого-физические характеристики представляют в соответствии с приложением Б.

9.8.2 Технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки

Основные исходные характеристики расчетных вариантов представляют в соответствии с таблицей И.1 (приложение И).

Основные технико-экономические показатели вариантов разработки эксплуатационных объектов и рекомендуемого варианта по месторождению в целом для запасов категорий $АВС_1$ приводят в соответствии с таблицей И.2 (приложение И).

Сравнение расчетных извлекаемых запасов категорий $АВС_1$ и КИН с числящимися на государственном балансе по рекомендуемому варианту приводят в соответствии с таблицей И.3 (приложение И).

Технологические показатели по расчетным вариантам разработки эксплуатационных объектов для запасов категорий $АВС_1$ представляют в табличных приложениях в соответствии с таблицей И.4 (приложение И). Если проектный срок разработки превышает 25 лет, то в таблице И.4 после первых 25 лет показатели разработки могут быть представлены по пятилетиям, причем последний год разработки должен быть выделен отдельно.

Технологические показатели по рекомендуемому варианту разработки по месторождению и эксплуатационным объектам представляют:

- для запасов категорий $АВС_1$ и категорий $АВС_1С_2$ нефтяных месторождений в соответствии с таблицей И.5 (приложение И);
- для запасов категорий $АВС_1$ и категорий $АВС_1С_2$ газонефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений в соответствии с таблицей И.6 (приложение И).

Схемы размещения проектного фонда скважин по основным вариантам и эксплуатационным объектам дают в графических приложениях.

На рисунках или в графических приложениях приводят карты, характеризующие состояние выработки запасов по эксплуатационным объектам на последний год разработки (плотность остаточных запасов, текущей нефтенасыщенности и др.).

9.9 Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов

9.9.1 Анализ эффективности применяемых методов

Анализ эффективности применяемых методов должен содержать:

- краткую характеристику применяемых технологий по видам воздействия;
- объемы применения методов воздействия (видов воздействия, технологий) по годам разработки;
- результаты применения методов по видам воздействия или технологиям с приведением характерных графиков, зависимостей, таблиц;
- выводы и рекомендации по объемам применения методов, совершенствованию технологий, видам воздействия на пласты, частоте их применения;
- оценку эффективности применения методов;
- оценку влияния применения методов (технологий) на темпы отбора запасов и нефтеотдачу пластов.

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

9.9.2 Программа применения методов

Программа применения методов увеличения нефтеотдачи включает:

- наименование рекомендуемых к применению технологий по видам воздействия;
- геолого-физические граничные условия применения технологий и их ожидаемую эффективность;
- объемы применения методов по видам воздействия и технологиям, по пластам (объектам) месторождения, включая поскважинную программу применения методов на ближайшие два-три года;
- оценку эффективности применения методов и видов воздействия по годам разработки за проектный период;
- программу испытания или внедрения новых для месторождения технологий воздействия на пласты на основании отечественного и мирового опыта.

Эффективность применения геолого-технических мероприятий интенсификации добычи нефти представляют в соответствии с таблицей К.1 (приложение К).

9.10 Экономический анализ вариантов разработки

9.10.1 Экономические показатели

В разделе приводят характеристику основных экономических критериев эффективности проектных решений. Обосновывают цены реализации углеводородов на внутреннем и внешнем рынках, условия сбыта добываемой продукции, указывают возможные источники финансирования проектных работ.

Исходные данные для расчета экономических показателей представляют в соответствии с таблицей Л.1 (приложение Л).

9.10.2 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат

Обосновывают удельные значения капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затрат в соответствии с приложением Л.

9.10.3 Налоговая система

Характеризуют систему налогообложения, действующую на дату составления проектного технологического документа. Приводят перечень налоговых отчислений.

9.10.4 Технико-экономический анализ вариантов разработки

Технико-экономический анализ проводят в соответствии с разделами 8, 9.

Основные технико-экономические показатели вариантов разработки представляют в соответствии с таблицей Л.2 (приложение Л). Оценочные показатели и показатели эффективности рекомендуемого варианта разработки представляют в соответствии с таблицами Л.3 — Л.9 (приложение Л).

9.10.5 Анализ чувствительности проекта

Приводят результаты исследования технико-экономических показателей рекомендуемого к применению варианта разработки месторождения на их чувствительность к отклонению исходных данных от первоначально предполагаемых значений. Для этого проводят серию расчетов, показывающих отклонение показателей эффективности в зависимости от изменения одного из факторов риска (при неизменных значениях всех других).

Анализ чувствительности проекта представляют в соответствии с таблицей Л.10 (приложение Л).

9.11 Требования к производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин

9.11.1 Производство буровых работ

Приводят следующие сведения о производстве буровых работ:

- проектные данные о конструкциях скважин в табличной или графической форме (диаметры и глубина спуска обсадных колонн, высота подъема цемента, типы эксплуатационных забоев);
- основные профили (вертикальные, наклонные, горизонтальные, пологие, многоствольные и др.) скважин и боковых стволов, технико-технологические ограничения.

Оценивают возможность реализации принятой схемы размещения скважин.

9.11.2 Методы вскрытия продуктивных пластов

Приводят рекомендации по методам первичного вскрытия пластов с учетом их геолого-физических характеристик и мерам по предупреждению ухудшения свойств призабойной зоны пласта в процессе бурения как на репрессии, так и на депрессии.

9.11.3 Освоение добывающих и нагнетательных скважин

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

9.12 Техника и технология добычи нефти и газа

9.12.1 Анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин

Приводят статистическую информацию о фактических режимах работы добывающих скважин, в том числе:

- дебиты по нефти и жидкости;
- глубины спуска оборудования;
- динамические уровни;
- пластовые и забойные давления, депрессии;
- конструкции скважинного оборудования;
- коэффициент использования фонда скважин;
- межремонтный период работы скважин.

Оценивают соответствие фактических и проектных параметров, предлагают геолого-технические мероприятия по повышению эффективности использования скважин.

9.12.2 Обоснование способов подъема жидкости в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования

Дают обоснование следующих параметров:

- давления на устьях добывающих скважин;
- предельные давления фонтанирования и условия перевода скважин на механизированную добычу.

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

Для каждого способа обосновывают конструкции лифтов, выбор основного внутрискважинного и наземного оборудования, которое должно удовлетворять конкретным условиям эксплуатации, особенностям применения методов повышения нефтеизвлечения, требованиям контроля за процессом разработки.

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

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

Предлагают технику и технологии сохранения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны скважин при их глушении.

9.12.3 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

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

- вынос песка и образование песчаных пробок;
- коррозия оборудования;
- отложение парафина, смол, асфальтенов и солей на подземном и наземном оборудовании;
- гидратообразование в насосно-компрессорных трубах и напорных линиях скважин;
- высокий газовый фактор продукции;
- застывание нефти в стволе скважины и системе сбора продукции;
- замерзание устьев и стволов нагнетательных и добывающих скважин, напорных и выкидных линий.

9.12.4 Требования и рекомендации к системе внутрипромыслового сбора и подготовки продукции скважин

Проводят анализ процессов подготовки продукции скважин и установленных мощностей технологического оборудования. В соответствии с перспективой развития месторождения уточняют требования к процессу и техническим средствам. При необходимости дают предложения по расширению и реконструкции системы.

9.12.5 Требования и рекомендации к системе поддержания пластового давления

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

На основании проектных забойных давлений и приемистости нагнетательных скважин определяют устьевые давления нагнетания воды в пласты.

С учетом геолого-физических характеристик продуктивных пластов, состава и свойств пород и насыщающих флюидов формулируют требования к качеству закачиваемых вод в соответствии с действующими нормативными документами.

В соответствии с перспективой развития системы ППД месторождения рассчитывают баланс проектных объемов закачки различных типов вод. Уточняют или обосновывают существующие источники водоснабжения, мощности системы водоподготовки и кустовых насосных станций. Мощности объектов системы ППД рассчитывают на проектный объем максимальной годовой закачки воды. При необходимости дают предложения по расширению системы ППД.

Формулируют требования к конструкции нагнетательных скважин и внутрискважинному оборудованию, в том числе для одновременно-раздельной закачки.

Проводят необходимые расчеты, дают рекомендации по применению других технологий ППД (например, водогазового воздействия, физико-химического воздействия, закачки пара или горячей воды).

9.13 Программа доразведки и исследовательских работ

9.13.1 Доразведка месторождения

По доразведке месторождения приводят следующую информацию:

- отчет о выполнении программы доразведки и исследовательских работ, предусмотренной действующим проектным документом;
- обоснование необходимости проведения сейсмических исследований, определение объемов и сроков их проведения;
- виды и объемы работ по переводу запасов из категории C_2 в категорию C_1;
- обоснование бурения поисковых и разведочных скважин.

Программу доразведки и исследовательских работ представляют в соответствии с таблицей М.1 (приложение М).

9.13.2 Отбор и исследование керна

Указывают продуктивные горизонты и скважины для отбора керна в целях получения петрофизических зависимостей «керн-керн» и «керн-ГИС» для пластов.

Приводят объемы исследования фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) образцов керна по задачам, виды и сроки стандартных и специальных исследований образцов керна. Отдельно приводят результаты исследования коэффициента вытеснения различными агентами, строят графики зависимости фазовых проницаемостей от насыщенности.

9.13.3 Промысловые и гидродинамические исследования скважин

Определяют периодичность и объемы промысловых и гидродинамических исследований для решения следующих задач:

- изучение гидродинамической связи по разрезу и площади;
- исследование интенсивности падения пластового давления от отбора жидкости;
- определение гидродинамических параметров пласта;
- определение коэффициента продуктивности скважин;
- определение обводненности продукции скважин;
- измерение газового фактора;
- определение давления в газовых шапках газонефтяных месторождений;
- контроль изменения температуры пласта.

Определяют опорную сеть скважин (пьезометрических, добывающих и нагнетательных) для контроля энергетического состояния залежи.

9.13.4 Промыслово-геофизические исследования скважин

Обосновывают объемы, методы, периодичность и охват скважин промыслово-геофизическими исследованиями по определению профилей притока и приемистости, оценке технического состояния скважин.

Дают рекомендации по исследованию процесса вытеснения нефти и газа из пласта, определению текущей нефтегазонасыщенности, положений водонефтяного и газожидкостного контактов.

Обосновывают:

- объемы бурения специальных неперфорированных наблюдательных скважин для определения текущей нефтенасыщенности и газонасыщенности пластов;
- сеть опорных скважин из числа наблюдательных, добывающих и нагнетательных по контролю за текущей нефтегазонасыщенностью пластов, в которых контролируемый пласт не перфорирован;
- объемы, методы и периодичность исследований скважин опорной сети.

9.13.5 Физико-химический анализ нефти, газа, конденсата и воды

Приводят требования по объему и видам физико-химических исследований поверхностных и глубинных проб нефти, газа, конденсата и воды.

9.13.6 Гидропрослушивание и индикаторные исследования

Обосновывают мероприятия по изучению межскважинного пространства методами гидропрослушивания и индикаторных исследований.

Оценивают объем исследований методом гидропрослушивания, рассчитывают необходимое количество закачиваемых индикаторных жидкостей в целях определения направления и скорости перемещения пластовых флюидов, уточнения геологического строения и степени неоднородности продуктивных пластов.

9.14 Охрана недр на месторождении

Дают краткую характеристику основных источников воздействия на недра (включая изъятие подземных вод и закачку жидкостей в поглощающие горизонты), рекомендуют мероприятия по охране недр при реализации основных процессов разработки месторождений (для эксплуатируемого месторождения — по результатам анализа этих мероприятий за предшествующий период разработки).

9.15 Охрана окружающей среды и безопасное ведение работ

Приводят физико-географическую характеристику территории месторождения, анализируют воздействие проектируемых объектов нефтегазодобычи на окружающую среду, излагают требования и рекомендации по охране окружающей среды и безопасному ведению работ, оценивают затраты на природоохранные мероприятия.

9.16 Заключение

В заключении формулируют принципиальные положения и приводят основные технологические показатели рекомендуемого варианта разработки.

10 Правила оформления проектного документа

10.1 Материалы проектного документа на разработку месторождения должны включать: текст документа, таблицы, рисунки, табличные и графические приложения.

Рисунки, графические приложения, а также необходимые дополнительные таблицы и табличные приложения нумеруют по усмотрению авторов отчета.

Объем каждой книги проектного документа не должен превышать 300 страниц.

10.2 После титульного листа книги 1 помещают: список исполнителей, содержание всех книг отчета и списки всех материалов. После титульного листа каждой последующей книги помещают только содержание этой книги.

10.3 Объем и детальность проработки разделов определяют авторы проектного документа в зависимости от сложности строения залежей, количества эксплуатационных объектов и рассматриваемых вариантов их разработки, стадии проектирования. В дополнениях к проектному документу допускается делать ссылки на его неизмененные разделы либо помещать их в кратком изложении.

10.4 Материалы проектного документа на разработку месторождения представляют в бумажном и электронном форматах. Проектный документ должен содержать все данные, позволяющие проводить экспертизу проектных решений без личного участия авторов.

10.5 К проектному документу прилагают реферат объемом не более 30 страниц, оформленный в виде отдельной книги.

10.6 Проектные документы хранят в специальных архивах, организованных при федеральном органе управления государственным фондом недр и его территориальных органах.

Приложение А
(обязательное)

Форма титульного листа проектного документа

Предприятие — пользователь недр

Организация, составившая проектный документ (исполнитель)

Инв. № Экз. №

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель
предприятия — пользователя недр

_____ И.И. Иванов

« _____ »_____ 20 __ г.

(подпись, дата, печать)

НАЗВАНИЕ ПРОЕКТНОГО ДОКУМЕНТА

_____

_____ республики (края, области, автономного округа)

Руководитель
организации-исполнителя,
ученая степень, ученое звание

_____ А.А. Степанов

« _____ » _____ 20 __ г.
(подпись, дата, печать)

Руководитель работы,
ученая степень, ученое звание

_____ П.П. Петров

Город, год

Приложение Б
(обязательное)

Геолого-физическая характеристика месторождения

Таблица Б.1 — Характеристика продуктивных залежей
_____ месторождение

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, м × м	Площадь залежи, $10^3 м^2$	Абсолютная отметка кровли (интервал измерения), м	Абсолютная отметка ВНК (интервал измерения), м	Высота залежи, м
Пласт 1	Залежь 1 ... Залежь M_1						
...	...						
Пласт N	Залежь 1 ... Залежь M_N						
Примечание — Для залежей с газовыми шапками или газовых залежей дополнительно приводят абсолютную отметку ГНК и размеры газовых шапок.							

Таблица Б.2 — Характеристики продуктивных залежей по результатам интерпретации ГИС
_____ месторождение, пласт _____

Параметр	Залежь 1	...	Залежь М	Пласт в целом
1 Общая толщина				
1.1 Количество скважин				
1.2 Минимальное значение, м				
1.3 Максимальное значение, м				
1.4 Среднее значение, м				
2 Эффективная толщина				
2.1 Количество скважин				
2.2 Минимальное значение, м				
2.3 Максимальное значение, м				
2.4 Среднее значение, м				
3 Эффективная нефтенасыщенная толщина				
3.1 Количество скважин				
3.2 Минимальное значение, м				
3.3 Максимальное значение, м				
3.4 Среднее значение, м				
4 Коэффициент песчанистости				
4.1 Количество скважин				
4.2 Минимальное значение, единиц				
4.3 Максимальное значение, единиц				
4.4 Среднее значение, единиц				

Окончание таблицы Б.2

Параметр	Залежь 1	. . .	Залежь М	Пласт в целом
5 Коэффициент расчлененности				
5.1 Количество скважин				
5.2 Минимальное значение, единиц				
5.3 Максимальное значение, единиц				
5.4 Среднее значение, единиц				
6 Коэффициент проницаемости				
6.1 Количество скважин				
6.2 Минимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
6.3 Максимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
6.4 Среднее значение, 10^{-3} мкм^2				
7 Коэффициент пористости				
7.1 Количество скважин				
7.2 Минимальное значение, единиц				
7.3 Максимальное значение, единиц				
7.4 Среднее значение, единиц				
8 Коэффициент начальной нефтенасыщенности				
8.1 Количество скважин				
8.2 Минимальное значение, единиц				
8.3 Максимальное значение, единиц				
8.4 Среднее значение, единиц				
Примечание — Для залежей с газовыми шапками или газовых залежей дополнительно приводят сведения об эффективных газонасыщенных толщинах и коэффициенте газонасыщенности.				

Таблица Б.3 — Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным исследований образцов керна _____ месторождение, пласт_____

Параметр	Залежь 1	. . .	Залежь М	Пласт в целом
1 Коэффициент пористости				
1.1 Количество скважин				
1.2 Охарактеризованная эффективная толщина, м				
1.3 Количество определений				
1.4 Минимальное значение, единиц				
1.5 Максимальное значение, единиц				
1.6 Среднее значение, единиц				
2 Коэффициент проницаемости				
2.1 Количество скважин				
2.2 Охарактеризованная эффективная толщина, м				
2.3 Количество определений				
2.4 Минимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
2.5 Максимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
2.6 Среднее значение, 10^{-3} мкм^2				

Таблица Б.4 — Результаты определения коэффициентов остаточной нефтенасыщенности и вытеснения _____ месторождение, пласт_____

Опыт, образец	Коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм^2	Коэффициент пористости, единиц	Коэффициент начальной нефтенасыщенности, единиц	Коэффициент остаточной нефтенасыщенности, единиц	Коэффициент вытеснения, единиц
1					
2					
. . .					
N					
Средние значения					

Таблица Б.5 — Результаты гидродинамических исследований залежей и пластов _____ месторождение, пласт _____

Параметр	Залежь 1	. . .	Залежь М	Пласт в целом
1 Начальное пластовое давление				
1.1 Количество скважин				
1.2 Количество определений				
1.3 Минимальное значение, МПа				
1.4 Максимальное значение, МПа				
1.5 Среднее значение, МПа				
2 Начальная пластовая температура				
2.1 Количество скважин				
2.2 Количество определений				
2.3 Минимальное значение, °С				
2.4 Максимальное значение, °С				
2.5 Среднее значение, °С				
3 Коэффициент продуктивности				
3.1 Количество скважин				
3.2 Количество определений				
3.3 Минимальное значение, м^3/(сут · МПа)				
3.4 Максимальное значение, м^3/(сут · МПа)				
3.5 Среднее значение, м^3/(сут · МПа)				
4 Удельный коэффициент продуктивности				
4.1 Количество скважин				
4.2 Количество определений				
4.3 Минимальное значение, м^3/(сут · МПа · м)				
4.4 Максимальное значение, м^3/(сут · МПа · м)				
4.5 Среднее значение, м^3/(сут · МПа · м)				
5 Гидропроводность				
5.1 Количество скважин				
5.2 Количество определений				
5.3 Минимальное значение, (10^{-2}мкм^2 · м)/(мПа · с)				
5.4 Максимальное значение, (10^{-2}мкм^2 · м)/(мПа · с)				
5.5 Среднее значение, (10^{-2}мкм^2 · м)/(мПа · с)				
6 Коэффициент проницаемости				
6.1 Количество скважин				
6.2 Количество определений				
6.3 Минимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
6.4 Максимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
6.5 Среднее значение, 10^{-3} мкм^2				

Таблица Б.6 — Результаты опробования и гидродинамических исследований разведочных скважин
_____ месторождение, пласт_____

Номер скважины	Дата исследования	Интервал перфорации, м	Эффективная толщина, м		Дебит нефти, $м^3$/сут	Обводненность, %	Динамический уровень, м / Депрессия, МПа	Коэффициент продуктивности, $м^3/(сут \cdot МПа)$	Удельный коэффициент продуктивности, $м^3/(сут \cdot МПа \cdot м)$	Гидропроводность, $\frac{10^{-2}\ мкм^2 \cdot м}{мПа \cdot с}$	Коэффициент проницаемости, $10^{-3} мкм^2$	Вид исследования
			нефтенасыщенная	перфорированная								
Залежь 1												
Среднее значение												
...												
Залежь М												
Среднее значение												

Таблица Б.7 — Результаты гидродинамических исследований эксплуатационных скважин
_____ месторождение, пласт_____

Номер скважины	Дата исследования	Интервал перфорации, м	Эффективная толщина, м		Обводненность, %	Коэффициент продуктивности, $м^3/(сут \cdot МПа)$	Удельный коэффициент продуктивности, $м^3/(сут \cdot МПа \cdot м)$	Гидропроводность, $\frac{10^{-2}\ мкм^2 \cdot м}{мПа \cdot с}$	Коэффициент проницаемости, $10^{-3} мкм^2$	Вид исследования
			нефтенасыщенная	перфорированная						
Залежь 1										
Среднее значение										
...										
Залежь М										
Среднее значение										

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

Параметры, метод определения	Залежь 1	...	Залежь М	Пласт в целом
1 Коэффициент пористости				
1.1 керн				
- количество скважин				
- охарактеризованная эффективная толщина, м				
- количество определений				
- минимальное значение, единиц				
- максимальное значение, единиц				
- среднее значение, единиц				
1.2 ГИС				
- количество скважин				
- минимальное значение, единиц				
- максимальное значение, единиц				
- среднее значение, единиц				
2 Коэффициент проницаемости				
2.1 керн (по газу)				
- количество скважин				
- охарактеризованная эффективная толщина, м				
- количество определений				
- минимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
- максимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
- среднее значение, 10^{-3} мкм^2				
2.2 ГИС (по газу)				
- количество скважин				
- минимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
- максимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
- среднее значение, 10^{-3} мкм^2				
2.3 ГДИ (по нефти)				
- количество скважин				
- количество определений				
- минимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
- максимальное значение, 10^{-3} мкм^2				
- среднее значение, 10^{-3} мкм^2				

Приложение В
(обязательное)

Свойства и состав флюидов

Таблица В.1 — Свойства пластовой и дегазированной нефти
_____ месторождение, пласт_____

Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
1 Свойства пластовой нефти		
2 Давление пластовое, МПа		
3 Температура пластовая, °С		
4 Давление насыщения нефти газом, МПа		
5 Газосодержание нефти (стандартная сепарация), $м^3/т$		
6 Газовый фактор нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, $м^3/т$		
7 Плотность нефти в условиях пласта, $кг/м^3$		
8 Вязкость нефти в условиях пласта, мПа · с		
9 Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10^{-4}/МПа		
10 Плотность растворенного газа в стандартных условиях, $кг/м^3$: - при однократном (стандартном) разгазировании - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
11 Плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, $кг/м^3$: - при однократном (стандартном) разгазировании - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
12 Пересчетный коэффициент, единиц		
13 Количество исследованных глубинных проб (скважин)		
14 Свойства дегазированной нефти		
15 Плотность дегазированной нефти по поверхностным пробам, $кг/м^3$		
16 Вязкость дегазированной нефти по поверхностным пробам, мПа · с: - при 20 °С - при 50 °С		
17 Температура застывания дегазированной нефти, °С		
18 Массовое содержание, %: - серы - смол силикагелевых - асфальтенов - парафинов		
19 Содержание микрокомпонентов, г/т: - ванадий - никель		
20 Температура начала кипения, °С		
21 Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %. - до 100 °С - до 150 °С - до 200 °С - до 250 °С - до 300 °С		
22 Количество исследованных поверхностных проб (скважин)		

Таблица В.2 — Компонентный состав нефти и растворенного газа
_____ месторождение, пласт _____

Наименование параметров, компонентов	Численные значения				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	Выделившийся газ	Нефть	Выделившийся газ	Нефть	
Молярная концентрация компонентов, %: - сероводород - двуокись углерода - азот + редкие газы (в т.ч. гелий) - метан - этан - пропан - изобутан - нормальный бутан - изопентан - нормальный пентан - гексаны - гептаны - октаны - остаток C_8+					
Молекулярная масса					
Плотность: - газа, кг/м^3 - газа относительная (по воздуху), единиц - нефти, кг/м^3					

Таблица В.3 — Свойства, состав газа газовых шапок (свободного газа) и конденсата
_____ месторождение, пласт _____

Параметр	Численное значение (среднее)
1 Давление пластовое, МПа	
2 Температура пластовая, °С	
3 Давление начала конденсации, МПа	
4 Давление максимальной конденсации, МПа	
5 Коэффициент сверхсжимаемости z, единиц	
6 Плотность газа в условиях пласта, кг/м^3	
7 Вязкость газа в условиях пласта, мПа · с	
8 Потенциальное содержание стабильного конденсата C_{5+}, 10^{-3} кг/м^3	
9 Объемный коэффициент газа, единиц	
10 Молярная концентрация компонентов пластового газа, %: - сероводород - двуокись углерода - азот + редкие газы (в т.ч. гелий) - метан - этан - пропан - изобутан - нормальный бутан - изопентан - нормальный пентан - гексаны - гептаны - октаны - остаток C_{8+}	

Окончание таблицы В.3

Параметр	Численное значение (среднее)				
11 Молярная масса пластового газа, г/моль					
12 Стабильный (дебутанизированный) конденсат: - плотность в стандартных условиях, кг/м^3 - вязкость в стандартных условиях, мПа · с - молярная масса, г/моль					
13 Количество исследованных скважин					

Таблица В.4 — Свойства и химический состав пластовых вод
_____ месторождение, пласт _____

Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
1 Газосодержание, м^3/м^3		
2 Плотность воды, кг/м^3: - в стандартных условиях - в условиях пласта		
3 Вязкость в условиях пласта, мПа · с		
4 Коэффициент сжимаемости, $10^{-4} \cdot МПа^{-1}$		
5 Объемный коэффициент, единиц		
6 Химический состав вод, мг/дм^3: - $Na^+ + K^+$ - Ca^{+2} - Mg^{+2} - Cl^- - HCO_3^- - CO_3^{-2} - SO_4^{-2} - NH_4^+ - Br^- - J^- - B^{+3} - Li^+ - Sr^{+2} - Rb^+ - Cs^+		
7 Общая минерализация, г/дм^3		
8 Водородный показатель, pH		
9 Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)		
10 Количество исследованных проб (скважин)		

Приложение Г
(обязательное)

Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Таблица Г.1 — Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов (нефтяные месторождения)
_____ месторождение

Параметры	Пласт 1	...	Пласт N
1 Абсолютная отметка кровли (интервал изменения), м			
2 Абсолютная отметка ВНК (интервал изменения), м			
3 Тип залежей			
4 Тип коллектора			
5 Площадь нефтеносности, 10^3 м^2			
6 Средняя общая толщина, м			
7 Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м			
8 Коэффициент песчанистости, единиц			
9 Коэффициент расчлененности, единиц			
10 Средний коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм^2			
11 Средний коэффициент пористости, единиц			
12 Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, единиц			
13 Начальная пластовая температура, °С			
14 Начальное пластовое давление, МПа			
15 Давление насыщения нефти газом, МПа			
16 Газовый фактор нефти, м^3/т			
17 Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м^3			
18 Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м^3			
19 Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с			
20 Объемный коэффициент нефти, единиц			
21 Плотность воды в пластовых условиях, кг/м^3			
22 Вязкость воды в пластовых условиях, мПа · с			
23 Удельный коэффициент продуктивности, м^3/(сут · МПа · м)			
24 Коэффициент вытеснения нефти водой (газом), единиц			

Примечания
1 Подсчетные параметры приводят для запасов категорий $АВС_1$.
2 При необходимости могут быть приведены подсчетные параметры для запасов категории $С_2$ и категорий $АВС_1С_2$.

Таблица Г.2 — Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов (газонефтяные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные месторождения)
_____ месторождение

Параметры	Пласт 1	...	Пласт N
1 Абсолютная отметка кровли (интервал изменения), м			
2 Абсолютная отметка ВНК (интервал изменения), м			
3 Абсолютная отметка ГНК (интервал изменения), м			
4 Тип залежей			
5 Тип коллектора			
6 Площадь нефтеносности, $10^3 м^2$			
7 Площадь газоносности, $10^3 м^2$			
8 Средняя общая толщина, м			
9 Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м			
10 Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м			
11 Коэффициент песчанистости, единиц			
12 Коэффициент расчлененности, единиц			
13 Средний коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм^2			
14 Средний коэффициент пористости, единиц			
15 Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, единиц			
16 Средний коэффициент начальной газонасыщенности, единиц			
17 Начальная пластовая температура, °С			
18 Начальное пластовое давление, МПа			
19 Давление насыщения нефти газом, МПа			
20 Газовый фактор нефти, $м^3/т$			
21 Давление начала конденсации, МПа			
22 Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (C_{5+}), $г/м^3$			
23 Плотность нефти в пластовых условиях, $кг/м^3$			
24 Плотность нефти в поверхностных условиях, $кг/м^3$			
25 Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с			
26 Объемный коэффициент нефти, единиц			
27 Плотность воды в пластовых условиях, $кг/м^3$			
28 Вязкость воды в пластовых условиях, мПа · с			
29 Удельный коэффициент продуктивности, $м^3/(сут \cdot МПа \cdot м)$			
30 Коэффициент вытеснения нефти водой (газом), единиц			

Примечания

1 Подсчетные параметры приводят для запасов категорий $АВС_1$.

2 При необходимости могут быть приведены подсчетные параметры для запасов категории $С_2$ и категорий $АВС_1С_2$.

Приложение Д
(обязательное)

Сведения о запасах углеводородов

Таблица Д.1 — Состояние запасов нефти на 01.01.20 __ г.
_____ месторождение

Пласт	Утвержденные ГКЗ, _____ год						На государственном балансе							
	Начальные геологические запасы, 10^3т		Начальные извлекаемые запасы, 10^3т		КИН, единиц		Начальные геологические запасы, 10^3т		Начальные извлекаемые запасы, 10^3т		КИН, единиц		Остаточные извлекаемые запасы, 10^3т	
	$АВС_1$	$С_2$	$АВС_1$	$С_2$	$АВС_1$	$С_2$	$АВС_1$	$С_2$	$АВС_1$	$С_2$	$АВС_1$	$С_2$	$АВС_1$	$С_2$
Пласт 1														
...														
Пласт N														
Всего по месторождению														

Таблица Д.2 — Состояние запасов растворенного газа на 01.01.20 __ г.
_____ месторождение

Пласт	Утвержденные ГКЗ, _____ год		На государственном балансе на 01.01.20 ___ г.			
	Начальные извлекаемые запасы, $10^6м^3$		Начальные извлекаемые запасы, $10^6м^3$		Остаточные извлекаемые запасы, $10^6м^3$	
	$АВС_1$	$С_2$	$АВС_1$	$С_2$	$АВС_1$	$С_2$
Пласт 1						
...						
Пласт N						
Всего по месторождению						

Таблица Д.3 — Сводная таблица подсчетных параметров, начальных запасов нефти и растворенного газа
_____ месторождение

Пласт, залежь	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь нефтеносности, $10^3м^2$	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, $10^3м^3$	Коэффициенты			Плотность нефти, кг/$м^3$	Начальные геологические запасы нефти, 10^3т	Газовый фактор нефти, $м^3/т$	Начальные геологические запасы растворенного газа, $10^6м^3$
						открытой пористости, единиц	нефтенасыщенности, единиц	пересчетный, единиц				
Пласт 1												
...												
Пласт N												
Всего по месторождению												

Таблица Д.4 — Состояние запасов свободного газа, газа газовых шапок на 01.01.20 __ г.
_____ месторождение

Пласт	Утвержденные ГКЗ, _____ год		На государственном балансе			
	Начальные геологические запасы, $10^6 м^3$		Начальные геологические запасы, $10^6 м^3$		Остаточные геологические запасы, $10^6 м^3$	
	$АВС_1$	$С_2$	$АВС_1$	$С_2$	$АВС_1$	$С_2$
Свободный газ						
Пласт 1						
...						
Пласт N						
Всего по месторождению						
Газ газовых шапок						
Пласт 1						
...						
Пласт N						
Всего по месторождению						
Свободный газ + газ газовых шапок						
Пласт 1						
...						
Пласт N						
Всего по месторождению						

Таблица Д.5 — Состояние запасов конденсата на 01.01.20 __ г.
_____месторождение

Пласт	Утвержденные ГКЗ, _____ год						На государственном балансе							
	Начальные геологические запасы, 10^3т		Начальные извлекаемые запасы, 10^3т		КИК, единиц		Начальные геологические запасы, 10^3т		Начальные извлекаемые запасы, 10^3т		КИК, единиц		Остаточные извлекаемые запасы, 10^3т	
	ABC_1	C_2	ABC_1	C_2	ABC_1	C_2	ABC_1	C_2	ABC_1	C_2	ABC_1	C_2	ABC_1	C_2
Конденсат свободного газа														
Пласт 1														
...														
Пласт N														
Всего по месторождению														
Конденсат газа газовых шапок														
Пласт 1														
...														
Пласт N														
Всего по месторождению														
Конденсат свободного газа + газа газовых шапок														
Пласт 1														
...														
Пласт N														
Всего по месторождению														

Таблица Д.6 — Сводная таблица подсчетных параметров, начальных запасов газа газовой шапки и конденсата
_____месторождение

Пласт, залежь	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь газоносности, 10^3м^2	Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, 10^3м^3	Коэффициент открытой пористости, единиц	Коэффициент газонасыщенности, единиц	Геологические запасы жирного газа, 10^6м^3	Коэффициент сухости газа, единиц	Геологические запасы сухого газа, 10^6м^3	Потенциальное содержание конденсата (по сухому газу), г/м^3	Геологические запасы конденсата, 10^3т
Пласт 1												
...												
Пласт N												

Приложение Е
(обязательное)

Подсчет геологических запасов углеводородов при построении цифровых моделей

Таблица Е.1 — Сопоставление начальных запасов нефти
Модель _____
геологическая, фильтрационная
_____ месторождение, эксплуатационный объект

Параметр	Подсчет запасов	Модель _____ ЦГМ, ЦФМ	Расхождение			
			абсолютное		в процентах	
			ЦГМ	ЦФМ	ЦГМ	ЦФМ
Запасы категорий $АВС_1$						
Начальные геологические запасы нефти, 10^3т						
Объем нефтенасыщенных пород, $10^3м^3$						
Площадь нефтеносности, $10^3м^2$						
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м						
Средний коэффициент пористости, единиц						
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, единиц						
Запасы категорий $АВС_1С_2$						
Начальные геологические запасы нефти, 10^3т						
Объем нефтенасыщенных пород, $10^3м^3$						
Площадь нефтеносности, $10^3м^2$						
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м						
Средний коэффициент пористости, единиц						
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, единиц						
Примечание — Для залежей с газовыми шапками дополнительно приводят сравнение запасов газа газовых шапок.						

Таблица Е.2 — Сопоставление фактических и расчетных показателей
_____
за историю разработки за последний год истории
_____ месторождение, эксплуатационный объект _____

Номер скважины	Накопленная добыча нефти, 10^3т				Накопленная добыча жидкости, 10^3т				Накопленная закачка воды, $10^3м^3$			
	Факт	Расчет	Расхождение		Факт	Расчет	Расхождение		Факт	Расчет	Расхождение	
			10^3т	%			10^3т	%			10^3т	%
ИТОГО по скважинам, перебывавшим в эксплуатации с начала разработки												
Примечание — При количестве скважин более ста могут быть приведены обобщенные данные, сгруппированные по интервалам расхождений.												

Приложение Ж
(обязательное)

Состояние разработки месторождения

Таблица Ж.1 — Основные технологические показатели разработки по состоянию на 01.01.20 ___ г.
_____ месторождение

Основные показатели разработки	Объект 1	...	Объект N	Месторождение
Год ввода в разработку				
Максимальная добыча нефти, 10^3т Год достижения максимальной добычи				
Годовая добыча нефти, 10^3т/год Доля в общей добыче, %				
Накопленная добыча нефти, 10^3т Доля в общей добыче, %				
Начальные извлекаемые запасы нефти (НИЗ), 10^3т Доля НИЗ объекта в общем объеме запасов, % Отбор от НИЗ, % Остаточные извлекаемые запасы нефти (ОИЗ), 10^3т Доля ОИЗ объекта в общем объеме запасов, % Темп отбора от ОИЗ, %				
Текущий КИН, единиц Утвержденный КИН, единиц Начальные геологические запасы (НГЗ) нефти, 10^3т Доля НГЗ объекта в общем объеме запасов нефти, %				
Годовая добыча жидкости, 10^3т/год Накопленная добыча жидкости, 10^3т Среднегодовая обводненность, % Текущий водонефтяной фактор, единиц Накопленный водонефтяной фактор, единиц				
Фонд добывающих скважин*				
Средний дебит нефти, т/сут Средний дебит жидкости, т/сут				
Годовая закачка воды, 10^3м^3/год Накопленная закачка воды, 10^3м^3 Годовая компенсация отборов жидкости закачкой воды, % Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды, %				
* Скважины, перебывавшие в эксплуатации в последнем году.				

Таблица Ж.2 — Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.01.20__ г.
_____ месторождение

Состояние реализации проектного фонда скважин	Объект 1	...	Объект N	Месторождение
Утвержденный проектный фонд — всего В т.ч.: - добывающие - нагнетательные - контрольные - водозаборные				
Утвержденный проектный фонд для бурения — всего В т.ч.: - добывающие - нагнетательные - контрольные - водозаборные				
Фонд скважин на 01.01.20 ___ г. — всего В т.ч.: - добывающие - нагнетательные - контрольные - водозаборные				
Фонд скважин для бурения на 01.01.20 ___ г. — всего В т.ч.: - добывающие - нагнетательные - контрольные - водозаборные				
Примечание — При необходимости дополнительно приводят данные о реализации утвержденного проектного фонда скважин других категорий (газовые, поглощающие, резервные).				

Таблица Ж.3 — Использование фонда скважин по состоянию на 01.01.20 ___ г.
_____ месторождение

Категория скважин	Использование фонда скважин	Объект 1	...	Объект N	Месторождение
Добывающие	Действующие В освоении после бурения Бездействующие В консервации Пьезометрические Ликвидированные и в ожидании ликвидации Всего				
Нагнетательные	Под закачкой В освоении после бурения В отработке на нефть Бездействующие В консервации Пьезометрические Ликвидированные и в ожидании ликвидации Всего				
Контрольные	Наблюдательные Пьезометрические				

Окончание таблицы Ж.3

Категория скважин	Использование фонда скважин	Объект 1	...	Объект N	Месторождение
Водозаборные	Действующие В освоении после бурения Бездействующие В консервации Пьезометрические Ликвидированные и в ожидании ликвидации Всего				
Общий фонд	Действующие В освоении после бурения Бездействующие В консервации Пьезометрические Наблюдательные Ликвидированные и в ожидании ликвидации Всего				
Примечание — При необходимости дополнительно приводят данные об использовании фонда скважин других категорий (газовые, поглощающие).					

Таблица Ж.4 — Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки _____ месторождение (объект_____)

Показатели	___ год		...		___ год	
	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
Добыча нефти, 10^3т Добыча нефти с начала разработки, 10^3т						
Ввод добывающих скважин Выбытие добывающих скважин Фонд добывающих скважин на конец года Действующий фонд добывающих скважин на конец года						
Ввод нагнетательных скважин Выбытие нагнетательных скважин Фонд нагнетательных скважин на конец года Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года						
Средний дебит по нефти действующей скважины, т/сут Средний дебит жидкости добывающих скважин, т/сут						
Средняя обводненность продукции добывающих скважин, %						
Добыча жидкости, 10^3т Добыча жидкости с начала разработки, 10^3т						
Закачка воды, $10^3м^3$ Закачка воды с начала разработки, $10^3м^3$						
Компенсация отбора жидкости закачкой воды, % Компенсация отбора жидкости закачкой воды с начала разработки, %						
Отбор растворенного (попутного) газа — всего, $10^6м^3$ Использование растворенного (попутного) газа, $10^6м^3$ Процент использования растворенного (попутного) газа, %						
Примечания 1 Если на месторождении через нефтяные скважины совместно с нефтью отбирается газ из газовых шапок, приводят дополнительные данные по объемам и использованию попутного газа в целом. 2 При необходимости в таблице приводят дополнительные данные.						

Приложение И
(обязательное)

Расчеты вариантов разработки

Таблица И.1 — Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки
_____ месторождение

Характеристики	Варианты			
	1	2	...	N
Эксплуатационный объект				
Режим разработки Система размещения скважин Расстояние между скважинами, м Плотность сетки, 10^4м^2/скв. Забойное давление, МПа: - добывающих - нагнетательных Коэффициент использования эксплуатационного фонда скважин, единиц: - добывающих - нагнетательных Коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин, единиц: - добывающих - нагнетательных				

Таблица И.2 — Основные технико-экономические показатели разработки
_____ месторождение, запасы категорий $АВС_1$

Показатели	Эксплуатационные объекты/варианты							Месторождение/рекомендуемый вариант
	Объект 1			...	Объект N			
	1	2*	3		1	2	3	
1 Технологические показатели вариантов разработки								
Плотность сетки скважин, 10^4м^2/скв.								
Проектные уровни. - добычи нефти, 10^3 т								
- добычи жидкости, 10^3 т								
- отбора попутного газа, 10^6м^3								
- закачки воды, 10^3 м^3								
Проектный срок разработки, годы								
Накопленная добыча нефти за проектный период, 10^3 т								
Накопленная добыча нефти с начала разработки, 10^3 т								
Коэффициент извлечения нефти, единиц								
Обводненность в последний год разработки, %								
Фонд скважин за весь срок разработки — всего								
В т.ч.: - добывающих								
- нагнетательных								

Окончание таблицы И.2

Показатели	Эксплуатационные объекты/варианты							Месторождение/рекомендуемый вариант
	Объект 1			...	Объект N			
	1	2*	3		1	2	3	
- водозаборных								
- контрольных								
Фонд скважин с боковыми стволами								
Фонд скважин для бурения — всего								
В т.ч.: - добывающих								
- нагнетательных								
- водозаборных								
- контрольных								
Фонд скважин для зарезки боковых стволов								
2 Экономические показатели эффективности вариантов разработки								
Чистый доход недропользователя, млн руб.								
Чистый дисконтированный доход недропользователя, млн руб.								
Индекс доходности затрат, единиц								
3 Оценочные показатели								
Капитальные вложения на освоение месторождения — всего, млн руб.								
В т.ч.: - на бурение скважин								
- на оборудование, не входящее в сметы строек								
- на нефтепромысловое строительство								
Эксплуатационные затраты на добычу нефти — всего, млн руб.								
В т.ч. без амортизации и налогов								
Доход государства (налоги и платежи), млн руб.								
Дисконтированный доход государства (налоги и платежи), млн руб.								
* Рекомендуемый вариант								

Таблица И.3 — Сравнение расчетных извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти с числящимися на государственном балансе

_____ месторождение, запасы категорий $АВС_1$, рекомендуемый вариант

Эксплуатационный объект	На государственном балансе			Расчетные показатели			Изменения		
	Начальные геологические запасы, 10^3т	Начальные извлекаемые запасы, 10^3т	КИН, единиц	Начальные извлекаемые запасы, 10^3т	КИН, единиц	$К_{выт}$*, единиц	$К_{охв}$**, единиц	Начальные извлекаемые запасы, 10^3т	КИН, единиц
Объект 1									
...									
Объект N									
Месторождение									
* Коэффициент вытеснения нефти водой (рабочим агентом). ** Коэффициент охвата пласта вытеснением.									

Таблица И.4 — Динамика основных технологических показателей разработки
_____ месторождение (объект _____)

Годы	Добыча, 10^3т						Весовая обводненность, %	КИН, единиц
	нефти		воды		жидкости			
	текущая	накопленная	текущая	накопленная	текущая	накопленная		

Окончание таблицы И.4

Годы	Закачка воды, $10^3м^3$		Фонд скважин на конец года			Дебит, т/сут		Приемистость по воде, $м^3$/сут
	текущая	накопленная	всего	добывающих	нагнетательных	нефти	жидкости	

Таблица И.5 — Технологические показатели разработки, запасы категорий $АВС_1$ ($АВС_1С_2$) (нефтяные месторождения)
_____ месторождение (объект _____)

Показатели	... год	.. год	... год	... год
Добыча нефти — всего, 10^3т В т.ч.: - из перешедших скважин - из новых скважин, введенных из бурения - из скважин, введенных зарезкой боковых стволов - из скважин, переведенных с других объектов (из других категорий)				
Ввод добывающих скважин — всего В т.ч.: - новых из бурения - зарезкой боковых стволов - переводом с других объектов (из других категорий)				
Средний дебит нефти введенных скважин, т/сут - то же новых из бурения - то же с боковыми стволами - то же переведенных с других объектов (из других категорий)				
Среднее число дней работы скважин, введенных в текущем году, сут				
Средняя глубина новой скважины из бурения, м				
Объем бурения — всего, 10^3м В т.ч.: - добывающих скважин - нагнетательных скважин				
Расчетное время работы скважин, введенных в предыдущем году, сут				
Расчетная добыча нефти из скважин, введенных в предыдущем году, 10^3т				
Расчетная добыча нефти из перешедших скважин предыдущего года, 10^3т				
Расчетная добыча нефти из перешедших скважин — всего, 10^3т				
Ожидаемая добыча нефти из перешедших скважин, 10^3т				
Изменение добычи нефти из перешедших скважин, 10^3т				

Окончание таблицы И.5

Показатели	... год	.. год	... год	... год
Изменение добычи нефти из перешедших скважин, %				
Выбытие добывающих скважин — всего В т.ч. под закачку				
Фонд добывающих скважин на конец года В т.ч. нагнетательных в отработке				
Действующий фонд добывающих скважин на конец года				
Ввод нагнетательных скважин				
Выбытие нагнетательных скважин				
Фонд нагнетательных скважин на конец года				
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года				
Средний дебит жидкости добывающих скважин, т/сут - то же перешедших - то же новых из бурения - то же с боковыми стволами - то же переведенных с других объектов (из других категорий)				
Средний дебит нефти добывающих скважин, т/сут - то же перешедших				
Газовый фактор нефти, $м^3/т$				
Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3/сут$				
Средняя обводненность продукции добывающих скважин, % - то же перешедших - то же новых из бурения - то же с боковыми стволами - то же переведенных с других объектов (из других категорий)				
Добыча жидкости — всего, $10^3т$ В т.ч.: - из перешедших скважин - из новых скважин, введенных из бурения - из скважин, введенных зарезкой боковых стволов - из скважин, переведенных с других объектов (из других категорий)				
Добыча жидкости с начала разработки, $10^3т$				
Добыча нефти с начала разработки, $10^3т$				
Коэффициент извлечения нефти, единиц				
Отбор от начальных извлекаемых запасов, %				
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %				
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %				
Закачка воды, $10^3м^3$ Закачка воды с начала разработки				
Компенсация отбора жидкости закачкой воды, % Компенсация с начала разработки				
Отбор попутного (растворенного) газа — всего, $10^6м^3$ - с начала разработки — всего				
Использование попутного газа, $10^6м^3$				
Коэффициент использования попутного газа, %				

Таблица И.6 — Технологические показатели разработки, запасы категорий $АВС_1$ ($АВС_1С_2$) (газонефтяные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные месторождения)
_____ месторождение (объект _____)

Показатели	... год	... год	... год	... год
Добыча нефти — всего, 10^3 т В т.ч.: - из перешедших скважин - из новых скважин, введенных из бурения - из скважин, введенных зарезкой боковых стволов - из скважин, переведенных с других объектов (из других категорий)				
Ввод добывающих скважин — всего				
В т.ч.: - новых из бурения - зарезкой боковых стволов - переводом с других объектов (из других категорий)				
Средний дебит нефти введенных скважин, т/сут - то же новых из бурения - то же с боковыми стволами - то же переведенных с других объектов (из других категорий)				
Среднее число дней работы скважин, введенных в текущем году, сут				
Средняя глубина новой скважины из бурения, м				
Объем бурения — всего, 10^3м В т.ч.: - добывающих скважин - нагнетательных скважин				
Расчетное время работы скважин, введенных в предыдущем году, сут				
Расчетная добыча нефти из скважин, введенных в предыдущем году, 10^3т				
Расчетная добыча нефти из перешедших скважин предыдущего года, 10^3т				
Расчетная добыча нефти из перешедших скважин — всего, 10^3т				
Ожидаемая добыча нефти из перешедших скважин, 10^3т				
Изменение добычи нефти из перешедших скважин, 10^3т				
Изменение добычи нефти из перешедших скважин, %				
Выбытие добывающих скважин — всего В т.ч. под закачку				
Фонд добывающих скважин на конец года В т.ч. нагнетательных в отработке				
Действующий фонд добывающих скважин на конец года				
Ввод нагнетательных скважин				
Выбытие нагнетательных скважин				
Фонд нагнетательных скважин на конец года				
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года				
Средний дебит жидкости добывающих скважин, т/сут - то же перешедших - то же новых, введенных из бурения - то же введенных зарезкой боковых стволов - то же введенных переводом с других объектов (из других категорий)				
Средний дебит нефти добывающих скважин, т/сут				
- то же перешедших скважин, т/сут				
Газовый фактор нефти, $м^3/т$				
Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут				

Окончание таблицы И.6

Показатели	... год	... год	... год	... год
Средняя обводненность продукции добывающих скважин, % - то же перешедших - то же новых, введенных из бурения - то же введенных зарезкой боковых стволов - то же введенных переводом с других объектов (из других категорий)				
Добыча жидкости — всего, 10^3т				
В т.ч.: - из перешедших скважин - из новых скважин, введенных из бурения - из скважин, введенных зарезкой боковых стволов - из скважин, переведенных с других объектов (из других категорий)				
Добыча жидкости с начала разработки, 10^3т				
Добыча нефти и конденсата с начала разработки — всего, 10^3т В т.ч.: - нефти - конденсата				
КИН, единиц				
Отбор от начальных извлекаемых запасов, %				
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %				
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %				
КИК, единиц				
Закачка воды, 10^3м^3				
- то же с начала разработки, 10^3м^3				
Компенсация отбора жидкости и газа газовых шапок закачкой воды, %				
- то же с начала разработки, %				
Отбор попутного газа — всего, 10^6м^3 В т.ч.: - растворенного газа - газа газовых шапок				
Отбор попутного газа с начала разработки — всего, 10^6м^3 В т.ч.: - растворенного газа - газа газовых шапок				
Использование попутного газа, 10^6м^3				
Использование попутного газа, %				
Примечание — В среднесуточных (дебиты нефти и жидкости) и годовых (добыча нефти и жидкости) показателях учитывают отборы конденсата.				

Приложение К
(обязательное)

Эффективность применения геолого-технических мероприятий (ГТМ)

Таблица К.1 — Эффективность применения методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи

_____ месторождение

Вид ГТМ, объем применения, эффективность	Всего с начала разработки, факт	Первые пять лет прогноза с шагом в один год	Далее с шагом 5—10 лет на проектный срок разработки	Всего за прогнозный период	Всего с начала разработки
ГРП:					
- количество проведенных операций					
- дополнительная добыча нефти, 10^3т					
Горизонтальные скважины (ГС).					
- количество скважин					
- добыча нефти из ГС, 10^3т					
Зарезка боковых стволов (БС):					
- количество проведенных операций					
- добыча нефти из БС, 10^3т					
Физико-химические ОПЗ:					
- количество проведенных операций					
- дополнительная добыча нефти, 10^3т					
Потокоотклоняющие технологии:					
- количество проведенных операций					
- дополнительная добыча нефти, 10^3т					
Прочие методы					
Всего дополнительно добыто нефти, 10^3т					
Всего добыто нефти, 10^3т					
Примечание — Указывают только методы, рекомендуемые для применения.					

Приложение Л
(обязательное)

Технико-экономические показатели вариантов разработки

Таблица Л.1 — Исходные данные для расчета экономических показателей
_____ месторождение

Показатели	Значения
1 ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ - нефти, руб./т	
- попутного газа, руб./$10^3м^3$	
- природного газа, руб./$10^3м^3$	
- конденсата, руб./т	
2 НАЛОГИ И ПЛАТЕЖИ НДС, %	
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), руб./т, руб./$10^3м^3$, %	
Налог на имущество, %	
Налог на прибыль, %	
Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды, %	
Тариф на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, %	
Вывозная таможенная пошлина, руб./т, %	
Прочие налоги, тыс.руб./скв.	
3 КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ Эксплуатационное бурение скважин, руб./м	
Оборудование, не входящее в сметы строек, млн руб./скв. доб.	
Промысловое обустройство:	
- сбор и транспорт нефти и газа, млн руб./скв. доб.	
- заводнение и промводоснабжение, млн руб./скв. нагн.	
- электроснабжение, млн руб./скв. доб.	
- телемеханика и связь, млн руб./скв. доб.	
- базы производственного обслуживания, млн руб./скв. доб.	
- автодорожное строительство, млн руб./скв. доб.	
- технологическая подготовка нефти, тыс. руб./т	
- специальное оборудование и установки для методов повышения нефтеизвлечения, руб./шт.	
- специальные трубопроводы для закачки рабочего агента метода повышения нефтеизвлечения, млн руб./км	
- установки подготовки газа и конденсата, млн руб./уст.	
- газосборные коллекторы, млн руб./км	
- конденсатосборные коллекторы, млн руб./км	
- установки стабилизации конденсата, млн руб./уст.	
- прочие, %	
- природоохранные мероприятия, %	
4 ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ (по статьям калькуляции) Обслуживание нефтяных и нагнетательных скважин:	
- заработная плата, тыс. руб./чел. в мес.	
- удельные затраты на содержание и эксплуатацию оборудования, руб./т, тыс. руб./скв.	
- удельные затраты на капитальный ремонт добывающей скважины, тыс. руб./скв.	

Окончание таблицы Л.1

Показатели	Значения
- удельные цеховые расходы, тыс. руб./скв.	
- удельные общепроизводственные расходы, руб./т, тыс. руб./скв.	
Энергия по извлечению жидкости:	
- на добычу жидкости штанговым глубинным насосом, руб./т	
- на добычу жидкости электрическим центробежным насосом, руб./т	
- на добычу жидкости прочими насосами, руб./т	
- на добычу жидкости газлифтным способом, руб./т	
Искусственное воздействие на пласт, руб./м^3	
Технологическая подготовка нефти, руб./т жидкости	
Сбор и транспорт нефти, руб./т жидкости	
Сбор и транспорт газа, руб./ м^3	
Прочие производственные расходы, руб./т нефти	
Методы повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи (ГРП, БС, ОПЗ и др.), тыс. руб./опер.	
Или	
4 ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ (по элементам затрат)	
Вспомогательные материалы, руб./т жидкости	
Топливо, руб./т жидкости	
Электроэнергия:	
- на добычу жидкости, руб./т	
- на закачку воды, руб./м^3	
- на подготовку и перекачку жидкости, руб./т	
- на транспортирование и прочие нужды, руб./т нефти	
Заработная плата, тыс. руб./чел. в мес.	
Капитальный ремонт основных фондов, тыс.руб./скв. (доб.+ нагн.)	
Прочие эксплуатационные расходы (с учетом природоохранных мероприятий):	
- условно-постоянные, тыс. руб./скв. (доб. + нагн.)	
- условно-переменные, руб./т нефти	
Методы повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи (ГРП, БС, ОПЗ и др.), тыс. руб./опер.	
5 ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ	
Транспортные расходы при экспортной реализации нефти, руб./т	
Затраты на ликвидацию скважин, тыс. руб./скв.	
Затраты на рекультивацию земли, тыс. руб./га	
Затраты на ликвидацию объектов промыслового обустройства, %	
Норма амортизации, %:	
- скважины	
- основных объектов обустройства	
- прочих объектов обустройства	
- оборудования, не входящего в сметы строек	
Норматив приведения разновременных затрат (норма дисконта), %	
Курс доллара США, руб./$	
Доля реализации нефти на внутреннем рынке, %	
Удельная численность, чел./скв.	

Таблица Л.2 — Основные технико-экономические показатели вариантов разработки _____ месторождение (объект _____)

Показатели	Варианты		
	1	...	n
1 Продолжительность разработки — всего, лет - проектного периода - рентабельного периода			
2 Накопленная добыча нефти с начала разработки, 10^3 т - за проектный период - за рентабельный период			
3 Накопленная добыча жидкости с начала разработки, 10^3 т - за проектный период - за рентабельный период			
4 Среднегодовая обводненность (весовая), % - к концу проектного периода - к концу рентабельного периода			
5 Утвержденный КИН, единиц - КИН за проектный период - КИН за рентабельный период			
6 Процент использования попутного газа, %			
7 Выручка от реализации продукции, млн руб. - за проектный период - за рентабельный период			
8 Транспортные расходы за проектный период, млн руб. - за рентабельный период			
9 Внереализационные расходы, млн руб. - за проектный период - за рентабельный период			
10 Капитальные затраты за проектный период, млн руб. - за рентабельный период			
11 Эксплуатационные затраты за проектный период, млн руб. - за рентабельный период			
12 Эксплуатационные затраты без амортизации, налогов и транспортных расходов, млн.руб. - за проектный период - за рентабельный период			
13 Чистый доход недропользователя, млн руб. - за проектный период - за рентабельный период			
14 Чистый дисконтированный доход недропользователя, млн руб. - за проектный период - за рентабельный период			
15 Индекс доходности затрат, единиц			
16 Индекс доходности инвестиций, единиц			
17 Срок окупаемости (без дисконтирования), годы			
18 Срок окупаемости (с дисконтированием), годы			
19 Внутренняя норма рентабельности, %			
20 Доход государства (налоги и платежи), млн руб. - за проектный период - за рентабельный период			
21 Дисконтированный доход государства, млн руб. - за проектный период - за рентабельный период			

Таблица Л.3 — Капитальные вложения
_____ месторождение (объект _____)

Годы и периоды	Бурение скважин, млн руб.			Оборудование, не входящее в сметы строек, млн руб.	Промысловое строительство, млн руб.									Капитальные вложения, млн руб.		
	всего	в т ч			Сбор, транспорт и подготовка нефти и газа	Телемеханика и связь	Заводнение и промводоснабжение	Методы повышения нефтеизвлечения	Электроснабжение	Базы производственного обслуживания	Автодорожное строительство	Очистные сооружения	Прочие направления	Всего	годовые	
		добывающих	нагнетательных												всего	в т ч. природоохранные мероприятия	накопленные

Таблица Л.4 — Эксплуатационные затраты по статьям калькуляции
_____ месторождение (объект _____)

Годы и периоды	Текущие затраты, млн руб.											
	Обслуживание скважин					Энергия по извлечению нефти	Искусственное воздействие на пласт	Сбор и транспорт нефти и газа	Технологическая подготовка нефти	Прочие производственные расходы	Методы повышения нефтеотдачи	Всего
	Заработная плата ППП, основная и дополнительная	Содержание и эксплуатация оборудования	Капитальный ремонт нефтяных скважин	Цеховые расходы	Общепроизводственные расходы							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Продолжение таблицы Л 4

Транспортные расходы при экспортной реализации, млн руб	Амортизация основных фондов, млн руб.	Налоги, включаемые в себестоимость, млн руб				Эксплуатационные затраты — всего, млн руб.	
		Всего	в т.ч.			годовые	накопленные
			страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	налог на добычу полезных ископаемых	прочие налоги		
14	15	16	17	18	19	20	21

Таблица Л.5 — Эксплуатационные затраты по элементам затрат

_____ месторождение (объект _____)

Годы и периоды	Текущие затраты, млн руб								Транспортные расходы при экспортной реализации, млн руб.	Амортизация основных фондов, млн руб.	Налоги, включаемые в себестоимость, млн руб.			Эксплуатационные затраты — всего,млн руб.	
	Вспомогательные материалы	Топливо	Энергетические затраты	Заработная плата ППП, основная и дополнительная	Капитальный ремонт основных фондов	Методы повышения нефтеотдачи	Прочие затраты	Всего			Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	Налог на добычу полезных ископаемых	Прочие налоги	годовые	накопленные

Таблица Л.6 — Прибыль от реализации продукции

_____ месторождение (объект _____)

Годы и периоды	Добыча		Выручка от реализации,млн руб.			Налог на добавленную стоимость, млн руб	Вывозная таможенная пошлина, млн руб	Эксплуатационные затраты с учетом амортизации, млн руб.	Налог на имущество организации, млн руб.	Внереализационные расходы, млн руб.	Прибыль — всего, млн руб.	Налог на прибыль, млн руб.	Чистая прибыль, млн руб		Дисконтированная чистая прибыль, млн руб.	
	нефти, 10^3 т	газа, 10^6 м^3	всего	в т ч									годовая	накопленная	годовая	накопленная
				нефти	газа											

Таблица Л.7 — Чистый доход недропользователя
_____ месторождение (объект _____)

Годы и периоды	Выручка от реализации продукции, млн руб.	Эксплуатационные затраты, налоги и отчисления, млн руб	Внереализационные расходы, млн руб.	Чистый результат, млн руб	Амортизационные отчисления, млн руб.	Поступление финансов, млн руб	Капитальные вложения, млн руб	Чистый доход, млн руб		Чистый дисконтированный доход, млн руб.	
								годовой	накопленный	годовой	накопленный

Таблица Л.8 — Доход государства
_____ месторождение (объект _____)

Годы и периоды	Налог на добавленную стоимость, млн руб.	Вывозная таможенная пошлина, млн руб	Налог на имущество организации, млн руб.	Налоги и платежи, включаемые в себестоимость, млн руб	Налог на прибыль, млн руб.	Доход государства, млн руб.		Дисконтированный доход государства, млн руб.	
						годовой	накопленный	годовой	накопленный

Таблица Л.9 — Распределение поступлений от налогов и платежей по бюджетам
_____ месторождение (объект _____)

Годы и периоды	Федеральный бюджет, млн руб.					Бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты, млн руб					Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды, млн руб.	Всего по всем бюджетам, млн руб
	Налог на добавленную стоимость	Налог на добычу полезных ископаемых	Налог на прибыль	Вывозная таможенная пошлина	Всего	Налог на добычу полезных ископаемых	Налог на прибыль	Налог на имущество	Прочие налоги и платежи	Всего		

Таблица Л.10 — Анализ чувствительности проекта.
Рекомендуемый вариант
_____ месторождение

Показатели	Чистый дисконтированный доход недропользователя, млн руб.	Коэффициент эластичности
При: 1 Добыче нефти по проекту > на *n* % < на *n* % предельное изменение		
2 Цене нефти по проекту > на *n* % < на *n* % предельное изменение		
3 Капитальных затратах по проекту > на *n* % < на *n* % предельное изменение		
4 Текущих затратах по проекту > на *n* % < на *n* % предельное изменение		

Приложение М
(обязательное)

Программа доразведки и исследовательских работ

Таблица М.1

_____ месторождение

Цель проводимых работ, контролируемые параметры	Способы и методы исследований	Охват и периодичность исследований	Сроки выполнения

УДК 622.276, 622.279:006.354 Группа Т58 ОКС 73.020

Ключевые слова: месторождение, разработка, углеводородное сырье, нефть, газ, конденсат, проект, проектный документ, технологическая схема

Редактор *А.Д. Чайка*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *В.И. Варенцова*
Компьютерная верстка *А.Н. Золотаревой*

Сдано в набор 13.12.2010. Подписано в печать 24.12.2010. Формат 60 × 84 1/8. Бумага офсетная. Гарнитура Ариал.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 6,51. Уч.-изд. л. 5,40. Тираж 104 экз. Зак. 1070.

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru
Набрано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» на ПЭВМ.
Отпечатано в филиале ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» — тип. «Московский печатник», 105062 Москва, Лялин пер., 6.

gost.e-ecolog.ru