ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 59265— 2020

ПРОЕКТНАЯ (ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ) ДОКУМЕНТАЦИЯ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ, НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Основные требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2021

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Публичным акционерным обществом «Газпром» (ПАО «Газпром») и Акционерным обществом «Центральное конструкторское бюро нефтеаппаратуры» (АО «ЦКБН») с участием Открытого акционерного общества «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 023 «Нефтяная и газовая промышленность»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2020 г. № 1321-ст

4 В настоящем стандарте реализованы нормы Закона Российской Федерации «О недрах» от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 (редакция от 13 июля 2015 г.)

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «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 (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, оформление, 2021

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 2
4 Сокращения 3
5 Общие положения 3
6 Виды проектных технологических документов 4
7 Техническое задание 5
8 Общие требования к разработке проектного технологического документа 5
9 Требования к содержанию проектного документа 7
9.1 Общие требования к составу проектного документа 7
9.2 Общие сведения о месторождении и участке недр, предоставленном в пользование, включая информацию об иных видах полезных ископаемых, залегающих в пределах месторождения 7
9.3 Геолого-физическая характеристика месторождения 8
9.4 Состояние разработки месторождения 10
9.5 Модели месторождения 11
9.6 Проектирование разработки месторождения 12
9.7 Методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов 14
9.8 Экономический анализ вариантов разработки 15
9.9 Конструкция и технология бурения скважин, методы вскрытия и освоения пластов 16
9.10 Техника и технология добычи углеводородов 18
9.11 Контроль и регулирование разработки месторождения 20
9.12 Программа доразведки и исследовательских работ 21
9.13 Мероприятия по рациональному использованию и охране недр, обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами 21
9.14 Сроки и условия выполнения работ по консервации и (или) ликвидации скважин, промысловых объектов 22
9.15 Заключение 22
10 Требования к оформлению проектного документа 22
Приложение А (обязательное) Формы для включения в проектный технологический документ 23
Библиография 53

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРОЕКТНАЯ (ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ) ДОКУМЕНТАЦИЯ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ, НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Основные требования

Project (technological) documentation for the development of offshore oil, gas, gas-condensate, oil-gas-condensate fields. Basic requirements

Дата введения — 2021—09—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает требования к видам, составу, структуре, содержанию и порядку оформления технологических проектов разработки морских месторождений (отдельных залежей, участков залежей) углеводородного сырья, полностью или частично расположенных в пределах континентального шельфа и внутренних вод Российской Федерации, а также российской части Каспийского моря.

1.2 Настоящий стандарт предназначен для применения при составлении, экспертизе, согласовании и утверждении проектных технологических документов на разработку морских месторождений (отдельных залежей, участков залежей) углеводородов, полностью или частично расположенных в недрах континентального шельфа и внутренних вод Российской Федерации, а также российской части Каспийского моря.

Примечание — В зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений в недрах морские месторождения (отдельные залежи, участки залежей) нефти и газа подразделяются:

- на нефтяные, содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;
- газонефтяные, в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему нефтяную часть залежи;
- нефтегазовые, к которым относятся газовые залежи с нефтяной оторочкой и залежи, в которых газовая шапка превышает по объему нефтяную часть залежи;
- газовые, содержащие только газ;
- газоконденсатные, содержащие газ с конденсатом;
- нефтегазоконденсатные, содержащие нефть, газ и конденсат.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использована нормативная ссылка на следующий стандарт:

ГОСТ Р 55414 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Требования к техническому проекту разработки

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

Издание официальное

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.

[ГОСТ Р 53710—2009, пункт 3.1]

3.2 **морское месторождение углеводородов:** Совокупность залежей углеводородов, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, контролируемым единым структурным элементом и расположенным (полностью или частично) в пределах континентального шельфа и российской части Каспийского моря.

3.3 **морской добычной комплекс;** МДК: Совокупность надводных и/или подводных нефтегазопромысловых инженерных сооружений и оборудования, обеспечивающих добычу углеводородов на морском месторождении.

3.4

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

Примечание — Толщина пласта во много раз меньше протяженности.

[ГОСТ Р 53710—2009, пункт 3.3]

3.5

система подводной добычи (Нрк. *подводная добычная система; подводный добычной комплекс*): Комплекс подводных сооружений, оборудования, систем и устройств, предназначенный для обеспечения добычи пластовой продукции на морских месторождениях углеводородов с использованием скважин с подводным расположением устьев.

[ГОСТ Р 55311—2012, пункт 33]

Примечание — Не рекомендуемые к применению термины-синонимы приведены в круглых скобках после стандартизованного термина и обозначены пометой «Нрк.».

3.6

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

[ГОСТ Р 53710—2009, пункт 3.4]

3.7 **жизненный цикл месторождения:** Разработка и эксплуатация месторождения от момента его открытия до ликвидации (консервации) объектов обустройства месторождения.

3.8 **территория с особым режимом природопользования и охраны:** Территория Российской Федерации, где для обеспечения сохранности исконной природной среды обитания и традиционного природопользования коренных малочисленных народов и иных этнических общностей, а также сохранности объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) законодательно установлены ограничения хозяйственной деятельности.

3.9

освоение месторождения (объекта разработки месторождения): Комплекс мероприятий по подготовке, вводу в разработку месторождения (объекта разработки), вводу в эксплуатацию предусмотренных техническим проектом разработки и проектом обустройства промысловых объектов и их выводу на проектную мощность.

[ГОСТ Р 55415—2013, пункт 3.8]

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ВНК — водонефтяной контакт;

ВСП — верхнее строение платформы,

ГВК — газоводяной контакт;

ГДИ — гидродинамическое исследование (скважин и пластов);

ГДМ — гидродинамическая модель,

ГИС — геофизические исследования скважин;

ГНК — газонефтяной контакт;

ГМ — геологическая модель;

ДКС — дожимная компрессорная станция;

ДНС — дожимная насосная станция;

ДТПР — дополнение к технологическому проекту разработки;

ДТСР — дополнение к технологической схеме разработки;

ЕСН — единый социальный налог;

НБЗ — начальные балансовые запасы;

НДПИ — налог на добычу полезных ископаемых;

НДС — налог на добавленную стоимость;

НКТ — насосно-компрессорные трубы;

ПДК — подводный добычной комплекс;

ПТД — проектный технологический документ;

ППД — поддержание пластового давления;

СПД — система подводной добычи;

ТЗ — техническое задание;

ТПР — технологический проект разработки;

ТСР — технологическая схема разработки;

ФЕС — фильтрационно-емкостные свойства;

ФБУ «ГКЗ» — Федеральное бюджетное учреждение «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых».

5 Общие положения

5.1 Разработку морского нефтяного, газонефтяного, нефтегазового, газового, газоконденсатного и нефтегазоконденсатного месторождения (далее — месторождение) осуществляют в соответствии с утвержденным ПТД на разработку месторождения. Допускается разработка ПТД для группы месторождений с выделением проектных решений и показателей по отдельным месторождениям и группе в целом. Целесообразность составления группового ПТД обосновывают возможностью повышения экономической эффективности.

5.2 Разработку ПТД проводят в соответствии с положениями лицензии на пользование недрами и на основе запасов углеводородов, прошедших государственную экспертизу. При наличии нескольких лицензионных участков в пределах месторождения ПТД содержит показатели по лицензионным участкам и месторождению в целом.

5.3 Вид ПТД определяется стадией освоения месторождения.

5.4 ПТД составляют специализированные научно-исследовательские или проектные организации в соответствии с ТЗ недропользователя.

5.5 Положения ПТД обеспечивают выполнение основных требований:

- по рациональному использованию и охране недр в соответствии с законом [1] и правилами [2];
- по охране окружающей среды согласно Федеральному закону [3];
- по безопасному ведению работ в соответствии с Федеральными нормами и правилами [4] и [5].

5.6 Проектные решения основывают на геологической информации о недрах, оценке геологических запасов по типам углеводородов, природно-климатических условиях, экологических ограничениях и рисках, а также на сведениях о производственной инфраструктуре района.

5.7 Проектные решения направляют на достижение максимально возможного объема извлечения углеводородов из недр с учетом жизненного цикла месторождения, сроков службы объектов обустройства месторождения и при выполнении условий экономической целесообразности.

5.8 При разработке ПТД учитывают апробированные в аналогичных природно-климатических и горно-геологических условиях технико-технологические решения по обустройству и эксплуатации месторождений.

5.9 Обоснование проектных технико-технологических решений выполняют в объеме, необходимом для оценки экономической эффективности их реализации.

5.10 Согласование и утверждение ПТД проводят в порядке, установленном [6].

6 Виды проектных технологических документов

6.1 В зависимости от стадии освоения морских месторождений при разработке ПТД составляется ТСР месторождения или ТПР. При необходимости составляются дополнения к ПТД (ДТСР, ДТПР).

6.2 ТСР составляют по результатам геолого-разведочных работ на месторождении. ТСР содержит обоснование технико-технологических решений по разработке и обустройству месторождения, график разбуривания эксплуатационного фонда скважин, программу доразведки месторождения и исследовательских работ, мероприятия по внедрению рекомендуемого варианта разработки, а также мероприятия по охране недр и экологической безопасности, технико-экономическое обоснование рекомендуемого варианта разработки месторождения.

Проектные технологические показатели разработки, представленные в ТСР, уточняют на основе фактических данных, полученных в процессе разработки месторождения.

6.3 ТПР составляется для месторождения с начальными геологическими запасами категории А более 75 % после ввода в эксплуатацию объектов обустройства и 70 % проектного фонда скважин, предусмотренных в ТСР. В ТПР учитывается геолого-промысловая информация, полученная при бурении, исследовании и эксплуатации скважин. ТПР содержит анализ реализации действующего ПТД, уточнение технико-технологических решений по разработке месторождения и технико-экономических показателей.

6.4 Дополнения к ПТД (ДТСР, ДТПР) составляют в случаях изменения величины начальных геологических запасов, свойств пластовых флюидов, несоответствия фактических и проектных технологических показателей разработки месторождения, а также при необходимости применения современных методов повышения эффективности разработки месторождения. В дополнении приводят анализ выполнения мероприятий действующего ПТД и обоснование нового варианта разработки месторождения на основе технико-технологических показателей.

Дополнения (ДТСР, ДТПР) являются неотъемлемой составной частью утвержденных ПТД, составляются по мере необходимости и без ограничения сроков. Рассмотрение и утверждение дополнений проводят в соответствии с [6].

6.5 В случае необходимости дополнительного изучения, исследований, промышленных испытаний новой техники и новых технологий разработки, требующих апробации в конкретных геолого-физических условиях, в ПТД возможно включение периода опытно-промышленной эксплуатации месторождения с указанием детальной программы работ.

6.6 Новый ПТД составляется в следующих случаях:

- истечения срока действия предыдущего ПТД или завершения выработки запасов углеводородного сырья по действующему ПТД и необходимости применения на месторождении новых методов дополнительного извлечения запасов;
- существенного изменения представлений о геологическом строении эксплуатационных объектов на основании материалов, полученных при их разбуривании и разработке;
- изменения в выборе эксплуатационных объектов;
- необходимости совершенствования системы разработки;
- необходимости совершенствования реализуемой технологии воздействия на продуктивные пласты;
- отклонения уровня фактической годовой добычи углеводородов по месторождению от проектной сверх допустимых значений в соответствии с [7] (пункт 5.6) и [8] (пункт 5.4.3);
- необходимости изменения объемов и динамики отборов углеводородов из месторождения, обусловленной изменением конъюнктуры рынка сбыта.

6.7 Утверждение нового ПТД отменяет проектные показатели разработки, определенные ранее утвержденным ПТД.

7 Техническое задание

7.1 Для составления ПТД недропользователь выдает исполнителю работ утвержденное ТЗ.

7.2 ТЗ на разработку ПТД содержит:

- вид ПТД;
- срок ввода месторождения в разработку согласно лицензионному соглашению;
- законодательную и регламентирующую базу, включая рекомендации по экономической оценке эффективности проектов;
- перечень предоставляемой исходной информации;
- научно-технические требования;
- срок выполнения работы,
- порядок сдачи выполненной работы.

При необходимости в ТЗ указывают:

- программные комплексы для построения геологических и гидродинамических моделей;
- требования к оформлению ПТД, не противоречащие требованиям раздела 10 настоящего стандарта.

7.3 Перечень предоставляемой исходной информации включает:

- общие сведения о месторождении;
- природно-климатические условия, в том числе глубины моря в районе месторождения, гидрометеорологические условия, включая ледовые, ветровые и волновые, расстояние до берега, а также наличие водоохранных зон, заповедников, заказников, участков ценных лесов и пахотных земель для береговых объектов производственной инфраструктуры месторождения. Перечень информации сопровождается батиметрическими картами, картами ледовой обстановки, вечной мерзлоты и т. д.;
- геолого-промысловую основу, включая данные сейсморазведки 2Д и 3Д, а также результаты высокоразрешающей сейсмики, и сведения о запасах углеводородов;
- фактические данные по истории разработки месторождения.

7.4 Дополнительно перечень предоставляемой исходной информации может включать следующее:

- проектный уровень добычи углеводородов;
- факторы, влияющие на разработку месторождения, в том числе ограничивающие уровень добычи пластовых флюидов и объемы закачки рабочих агентов воздействия на пласт, а также определяющие способы эксплуатации скважин;
- период статистически благоприятных погодных условий;
- количество буровых станков (морских буровых установок), намечаемые объемы эксплуатационного и разведочного бурения;
- коэффициент эксплуатации скважин;
- сведения о неравномерности добычи углеводородов;
- источники рабочих агентов воздействия на пласты;
- ограничения по срокам строительства и эксплуатации объектов обустройства;
- вид транспорта продукции;
- использование попутного газа;
- источники энергоснабжения;
- данные о капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затратах;
- экономические условия и цены реализации углеводородов.

7.5 В ТЗ рекомендуется предусмотреть обоснование программы инженерных исследований и изысканий.

8 Общие требования к разработке проектного технологического документа

8.1 В ПТД обосновывают технико-технологические решения по разработке эксплуатационных объектов и обустройству месторождения, а также рекомендуемый вариант разработки месторождения.

При этом технико-технологические решения по разработке эксплуатационных объектов и по обустройству месторождения увязывают между собой и представляют как элементы единой взаимосвязанной системы.

8.2 Геолого-технологическое моделирование процессов разработки месторождения выполняют на основе всех имеющихся исходных данных, в том числе данных сейсморазведки и разведочной геофизики.

Построение ГМ и ГДМ месторождения углеводородов проводят в соответствии с [9].

8.3 При выделении эксплуатационных объектов разработки отдают предпочтение проектным решениям, позволяющим трансформировать систему разработки без существенных изменений в технологической схеме обустройства месторождения (системе сбора, подготовки и транспорта извлекаемой продукции).

8.4 В ПТД формируют группу вариантов разработки, отличающихся:

- проектным уровнем добычи углеводородов и продолжительностью эксплуатации месторождения;
- количеством и составом залежей, объединяемых в единый эксплуатационный объект разработки, а также разрабатываемых отдельно;
- очередностью разбуривания и ввода в разработку эксплуатационных объектов (отдельных участков эксплуатационного объекта);
- схемой размещения кустов скважин и количеством скважин в кусте;
- сроками ввода объектов обустройства в эксплуатацию;
- профилями стволов и характеристиками забоев скважин;
- технологией воздействия на пласт;
- характеристикой подъемного лифта скважин;
- типом и характеристиками морских нефтегазопромысловых инженерных сооружений, способом обустройства устьев скважин;
- местом расположения объектов сбора, подготовки, хранения, отгрузки и транспортировки добываемой продукции;
- характеристикой транспортной системы.

Количество вариантов разработки должно обеспечивать возможность обоснованного выбора рекомендуемого варианта разработки, обоснования коэффициентов извлечения запасов УВС и экономическую целесообразность.

8.5 При формировании группы вариантов разработки учитывают возможность применения различных типов скважин: вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных, многозабойных.

8.6 Для обеспечения проектных уровней добычи углеводородов определяют состав и количество технологического оборудования МДК.

С целью оптимизации массогабаритных характеристик морских нефтегазопромысловых инженерных сооружений, а также рационального использования производственной инфраструктуры, обеспечивают взаимосогласованность технологических показателей систем разработки эксплуатационных объектов, подготовки и транспортировки извлекаемой продукции.

8.7 В ПТД должна быть определена возможность реализации и оценена технико-экономическая эффективность вариантов разработки с учетом различных схем разработки эксплуатационных объектов, подготовки и транспортировки добываемой продукции, в том числе с использованием существующих объектов производственной инфраструктуры.

8.8 Анализ вариантов разработки проводится в соответствии с действующими методическими рекомендациями по экономической оценке эффективности инвестиционных проектов, указанными в ТЗ.

Оценку экономических показателей выполняют за рентабельный период разработки на основе информации о прогнозных ценах реализации углеводородов, налоговом окружении проекта, капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затратах с учетом срока эксплуатации технологического оборудования и инженерных сооружений и с учетом реинвестиций. При этом учитывают доли углеводородов, поступающих на внешний и внутренний рынки.

8.9 Для уточнения геолого-физической характеристики месторождения, в том числе для корреляции продуктивных интервалов и установления закономерностей распределения начальной и текущей насыщенности коллекторов газом, нефтью и водой по площади и разрезу залежей, в проектном документе предусматривают программы исследовательских работ и мероприятий по доразведке месторождения.

8.10 Для контроля выработки запасов месторождения, фильтрационных свойств пласта, состояния и работы эксплуатационных скважин, качества работ по интенсификации добычи, а также уточне-

ния геологической и гидродинамической моделей в ПТД предусматривают мероприятия по контролю за разработкой месторождения.

8.11 Предусмотренные ПТД технико-технологические решения по разработке и обустройству месторождения должны обеспечивать соблюдение норм по экологической безопасности, охране недр и окружающей среды, а также соблюдение норм безопасного ведения работ.

9 Требования к содержанию проектного документа

9.1 Общие требования к составу проектного документа

ПТД представляют для согласования в порядке, установленном законодательством Российской Федерации в виде документа, состоящего из текстовой части, табличных и графических приложений.

ПТД содержит следующие разделы:

- общие сведения о месторождении и участке недр, предоставленном в пользование, включая информацию об иных видах полезных ископаемых, залегающих в пределах месторождения;
- геолого-физическую характеристику месторождения;
- состояние разработки месторождения;
- модели месторождения;
- проектирование разработки месторождения;
- методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов;
- технико-экономический анализ вариантов разработки;
- конструкцию скважин и технологию бурения скважин, методы вскрытия и освоения пластов;
- технику и технологию добычи углеводородов;
- контроль и регулирование разработки месторождения;
- программу доразведки и исследовательских работ;
- мероприятия по рациональному использованию и охране недр, обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами;
- сроки и условия выполнения работ по консервации и (или) ликвидации скважин, промысловых объектов;
- заключение.

9.2 Общие сведения о месторождении и участке недр, предоставленном в пользование, включая информацию об иных видах полезных ископаемых, залегающих в пределах месторождения

В раздел включают следующие данные:

а) географическое и административное положение месторождения, с указанием на обзорной схеме района:

- лицензионного участка;
- расстояния до берега, ближайших месторождений и объектов береговой производственной и иной инфраструктуры (населенных пунктов, железнодорожных станций, аэропортов, речных пристаней, морских портов, автомобильных дорог, линий электропередачи, магистральных нефте- и газопроводов);
- сведений о территориях с особым режимом природопользования и охраны;

б) паспортные данные месторождения:

- год его открытия;
- количество пробуренных поисково-оценочных и разведочных скважин, в том числе законсервированных и ликвидированных;
- отложения, к которым приурочена нефтегазоносность выявленных залежей;
- интервал значений дебитов газа, нефти, полученных при опробовании продуктивных пластов;
- тип выявленных залежей;
- результаты рассмотрения подсчета запасов углеводородов в ФБУ «ГКЗ» или центральной комиссии Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации по государственной экспертизе запасов полезных ископаемых;

в) основные параметры требований лицензии на пользование недрами в реферативной форме;

г) составленные ранее проектные документы, принятые в них основные технико-технологические решения и степени их выполнения;

д) краткие сведения о природно-климатических условиях района работ, в том числе гидрометеорологических, инженерно-геологических, экологических, а также результатах их мониторинга;

е) характеристику гидрометеорологических условий:

- температура воздуха, воды;
- скорость и направление ветра;
- высота, период и длина волнения;
- глубина моря;
- скорость и направление течения;
- продолжительность навигационного периода;

ж) дополнительные сведения для замерзающих морей:

- общая характеристика ледового режима;
- морфометрическая характеристика ледяного покрова и ледяных образований;
- структура и динамическая характеристика ледяного покрова;
- физико-механические свойства льда;
- ледовое пропахивание дна моря для мелководных участков;

и) характеристику инженерно-геологических условий:

- сведения о рельефе дна и берегов;
- диапазон глубин моря;
- наличие характерных форм рельефа,
- орогидрография района;

к) геологическое строение верхней части разреза;

л) геоморфологические и геокриологические условия;

м) характеристику грунтов;

н) опасные геологические процессы и явления (сейсмичность, проседание морского дна, наличие приповерхностных газонасыщенных и газогидратонасыщенных зон и зон высоконапорных пластовых вод);

п) краткие сведения о степени разведанности и состоянии разработки по ближайшим месторождениям.

9.3 Геолого-физическая характеристика месторождения

9.3.1 В разделе приводят следующие сведения:

- геологическое строение месторождения и залежей;
- гидрогеологические и инженерно-геологические условия, с указанием характеристики режима водонапорного бассейна;
- физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов;
- свойства и состав пластовых флюидов;
- сводную геолого-физическую характеристику продуктивных пластов;
- запасы углеводородов;
- оценку исходной информации для проектирования.

9.3.2 Геологическое строение месторождения и залежей

Приводят следующие характеристики геологического строения месторождения и залежей:

а) историю открытия и геологического изучения месторождения;

б) структурно-тектоническую карту (схему) региона с выделением основных тектонических элементов, характерных для рассматриваемого месторождения, краткие комментарии;

в) сводный литолого-стратиграфический разрез района в стратиграфических границах продуктивных отложений рассматриваемого месторождения;

г) общие сведения о нефтегазоносности (этаж нефтегазоносности, продуктивные пласты, общее число залежей нефти и газа и др.);

д) схему совмещения залежей в плане в границах лицензионного участка для многопластовых месторождений;

е) характеристику геологического строения продуктивных пластов (залежей):

- характерные геологические и геолого-статистические разрезы;
- карты геологических параметров;

ж) карту эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин по подсчетным объектам и утвержденным эксплуатационным объектам (в графических приложениях).

Примечание — Детальность представления материалов определяется особенностями геологического строения залежей.

Характеристику продуктивных залежей представляют по форме таблицы А.1.

Сведения о неоднородности геологических параметров по данным ГИС представляют по форме таблицы А.2.

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

Для описания гидрогеологических и инженерно-геологических условий приводят:

- характеристику водоносных горизонтов и комплексов (глубина залегания, размеры, напорность, водообильность, минерализация и тип воды);
- оценку возможности проявления упруговодонапорного режима в процессе разработки.

9.3.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Характеристика продуктивных пластов включает следующие сведения:

а) литологическую характеристику пород по результатам лабораторного изучения керна:

- описание типа коллектора и его состава, особенностей литологического строения;
- расчет средних значений, коэффициентов вариации и статистических рядов распределения параметров пласта по керну в каждой скважине и по пласту в целом;
- значения предела прочности, коэффициентов Пуассона, модуля Юнга, коэффициента упругоемкости пород и насыщающих флюидов;

б) характеристику вытеснения флюидов по данным лабораторных исследований при условиях, моделирующих пластовые;

в) результаты определения пороговых и критических значений водонасыщенности по кривым капиллярного давления;

г) диаграммы относительных фазовых проницаемостей (при недостаточном объеме исследований привести данные по пластам-аналогам);

д) сведения о комплексе ГИС по выделению коллекторов, определению коэффициента пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности;

е) сведения о проведенных ГДИ скважин с указанием количества режимов, рабочих параметров на каждом режиме и характеристики конструкций скважин;

ж) средние значения гидродинамических параметров пластов и интервалы их изменения на основании результатов ГДИ скважин;

и) общую характеристику распределения фильтрационных свойств пласта и обоснование основных результирующих параметров (проницаемости, забойного и пластового давления, скин-фактора, рабочего дебита, предельно допустимой депрессии и т. п.) на основании результатов ГДИ скважин.

Примечание — Результаты ГДИ представляют при стационарных (индикаторные линии) и нестационарных (кривая восстановления давления и гидропрослушивание) режимах фильтрации.

К описанию физико-гидродинамической характеристики продуктивных пластов следует сформулировать выводы о состоянии изученности ФЕС пород по керну, ГИС и ГДИ, о результатах сравнения ФЕС, определенных различными методами, и привести оценку возможности учета результатов исследований при анализе текущего состояния и проектировании разработки месторождения.

Данные по исследованиям образцов керна ФЕС пластов представляют по форме таблицы А.3.

Характеристики вытеснения нефти (газа) рабочим агентом представляют по форме таблиц А.4 и А.5.

Результаты ГДИ залежей и пластов в целом представляют в соответствии с таблицами А.6 и А.7.

Сравнение ФЕС, определенных различными методами, представляют в соответствии с таблицей А.8.

Сводную характеристику коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности представляют по форме таблицы 9.

9.3.5 Свойства и состав пластовых флюидов

При описании свойств и состава пластовых флюидов приводят следующие сведения:

а) компонентный состав и свойства пластовой и дегазированной нефти, а также нефтяного газа в соответствии с таблицами А.10 и А.11;

б) состав и свойства газа и конденсата в соответствии с таблицами А.12 и А.13;

в) свойства и химический состав пластовых вод в соответствии с таблицей А.14;

г) характеристику воды, предлагаемой для заводнения, и совместимость этой воды с пластовой водой;

д) источник, состав и свойства газа, рекомендуемого в качестве рабочего агента при газлифтной эксплуатации скважин на месторождении;

е) оценку возможности выпадения твердой фазы из нефти при изменении пластовых условий и применении специальных технологий разработки и эксплуатации месторождений высокопарафинистых нефтей,

ж) зависимость газосодержания, объемного коэффициента, плотности и вязкости пластовой нефти и нефтяного газа от давления при пластовой температуре в случае разработки залежи на режиме истощения;

и) зависимость вязкости пластовых жидкостей от давления и температуры, растворимость пара в пластовых жидкостях (при закачке пара) в случае разработки месторождения с применением тепловых методов; теплофизические свойства пластовых флюидов по форме, приведенной в таблице А.15.

9.3.6 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Геолого-физическую характеристику нефтяного (нефтяной части нефтегазоконденсатного) и газового (газовой части нефтегазоконденсатного) месторождений приводят в соответствии с таблицами А.16 и А.17.

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

9.3.7 Запасы углеводородов

Сведения о начальных запасах углеводородов и подсчетных параметрах на дату проектирования приводят в соответствии с таблицами А.18—А.23.

Для разрабатываемых месторождений дополнительно приводят текущие запасы углеводородов на дату проектирования.

9.3.8 Оценка исходной информации для проектирования

При оценке исходной информации приводят:

- оценку степени изученности залежи углеводородов по данным сейсмических исследований, результатов бурения, данных ГИС, гидрогеологических и лабораторных исследований, испытаний и газодинамических исследований скважин, а также по данным разработки месторождения;
- обоснование степени подготовленности залежи углеводородов к разработке по результатам оценки изученности;
- краткую характеристику пластов-коллекторов аналогов залежей, хорошо изученных по геолого-геофизическим, петрофизическим и гидродинамическим данным.

Примечание — Для сравнения количественных параметров, как правило, используют корреляционный анализ. Предел отличия величин комплекса параметров коллекторов, выбранных для сравнения, не должен превышать диапазон от 20 % до 30 %.

9.4 Состояние разработки месторождения

9.4.1 Раздел включает:

- основные этапы проектирования;
- характеристику текущего состояния разработки месторождения;
- текущее состояние разработки эксплуатационных объектов;
- анализ выполнения решений предыдущего проектного документа;
- анализ выполнения программы исследовательских работ.

9.4.2 Основные этапы проектирования

Приводят краткие сведения о ранее выполненных проектных документах, а для действующего проектного документа представляют основные технико-технологические решения по разработке и обустройству месторождения.

9.4.3 Характеристика текущего состояния разработки месторождения

Сведения о текущем состоянии разработки месторождения включают:

а) краткие сведения об истории разработки месторождения;

б) схему размещения скважин и объектов обустройства,

в) этапы освоения месторождения;

г) анализ основных технологических показателей разработки (добыча газа, газового конденсата, нефти, жидкости, обводненность, закачка воды) и состояния фонда скважин;

д) состояние и оценку работы технологической схемы сбора и подготовки продукции скважин, используемых для разработки месторождения технических средств, технологического оборудования (подводного, надводного) и системы энергообеспечения объектов обустройства;

е) выводы об эффективности применяемых систем разработки и обустройства на основании анализа текущего состояния освоения месторождения и определения основных направлений их совершенствования.

Состояние реализации фонда скважин и основные технологические показатели разработки приводят в соответствии с таблицами А.24 и А.25.

9.4.4 Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов

Для характеристики текущего состояния разработки эксплуатационных объектов выполняют следующее:

а) приводят сведения об истории разработки эксплуатационных объектов;

б) проводят сопоставление и анализ фактических и проектных показателей разработки по действующему проектному документу;

в) указывают основные причины расхождений;

г) для каждого эксплуатационного объекта представляют и анализируют карты:

- распределения текущего пластового давления и нефтегазонасыщенности;
- подъема ГВК, ГНК, ВНК;
- распределения текущего положения ГВК, ГНК, ВНК;
- текущего состояния разработки;
- накопленных отборов газа, газового конденсата, нефти, жидкости и объемов закачиваемой в пласт воды;

д) указывают места расположения эксплуатационных скважин на картах;

е) характеризуют фонд скважин на эксплуатационном объекте;

ж) анализируют распределение скважин по обводненности, дебитам газа, газового конденсата, нефти и жидкости, а также по накопленной добыче газа, газового конденсата, нефти, жидкости и другим параметрам;

и) указывают основные технологические показатели разработки и использования фонда скважин в соответствии с таблицами А.26 и А.27;

к) приводят и анализируют профили притока и приемистости скважин, источники обводнения (при совместном и раздельном вскрытии пластов необходимо дополнительно привести распределение отборов и закачки);

л) приводят профили выработки запасов газа, газового конденсата, нефти на разрезе эксплуатационного объекта;

м) дают общую оценку эффективности системы разработки эксплуатационного объекта, реализуемой в соответствии с действующим проектным документом и приводят краткие выводы и предложения по совершенствованию.

9.4.5 Анализ выполнения решений предыдущего проектного документа

Оценивают реализацию технико-технологических решений по разработке и обустройству месторождений по действующему проектному документу и дают заключение по результатам оценки.

9.4.6 Анализ выполнения программы исследовательских работ

Оценивают выполнение программы по действующему проектному документу и дают заключение по результатам анализа.

9.5 Модели месторождения

9.5.1 В разделе приводят сведения о ГМ и ГДМ месторождения.

9.5.2 Геологическая модель месторождения

При описании ГМ месторождения выполняют следующее:

а) приводят краткое описание исходных данных, используемых для построения ГМ;

б) обосновывают границы участков моделирования;

в) излагают принципы построения структурного каркаса модели;

г) обосновывают выбор реперных поверхностей и схем напластования;

д) указывают способ использования в модели утвержденной структурной основы подсчетных объектов;

е) приводят данные о геометрических параметрах области моделирования, шагах сетки в плоскостях X, Y, Z и количество ячеек;

ж) дают краткое описание принципов построения литологической модели;

и) указывают способ определения признака коллектор – не коллектор (явное, через граничное значение параметра, прочее);

к) приводят сведения о методах определения значений параметров в скважинах и межскважинном пространстве (при необходимости следует указать фактический вид используемых петрофизических зависимостей);

л) дают краткое описание принципов построения модели насыщения;

м) приводят положения ВНК, ГНК;

н) указывают сведения о методах определения значений насыщенности в скважинах и межскважинном пространстве (при необходимости следует привести фактический вид используемых зависимостей насыщенности от других параметров модели);

п) приводят способ подсчета геологических запасов углеводородов в терминах построения ГМ;

р) сопоставляют запасы числящихся на государственном балансе и рассчитанных на основе геологического моделирования по форме таблицы А.28 и анализируют расхождения полученных результатов.

9.5.3 Гидродинамическая модель месторождения

При описании ГДМ необходимо:

а) привести краткое описание исходных данных, используемых для построения ГДМ;

б) привести принципы и результаты ремасштабирования ГМ, если таковое осуществлялось;

в) сопоставить запасы, числящиеся на государственном балансе и рассчитанные на основе ГДМ, и представить в соответствии с таблицей А.28;

г) обосновать выбор основных параметров ГДМ при воспроизведении истории разработки и при прогнозе технологических показателей разработки (временной шаг, граничные условия, режимы работы скважин);

д) определить перечень варьируемых и контролируемых параметров;

е) сопоставить фактические и расчетные контролируемые параметры по итогам воспроизведения истории в соответствии с таблицей А.29 и проанализировать имеющиеся расхождения;

ж) привести описание модели наземной сети в случае существенного влияния системы сбора, предварительной подготовки и транспорта (оборудование систем сбора, предварительной подготовки и транспорта в «подводном» исполнении) на режимы работы и дебиты скважин.

На рисунках или в графических приложениях при необходимости следует представить основные результаты моделирования:

- схемы расположения границ ГДМ и контуров нефтегазоносности;
- 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 газа, газового конденсата и нефти на начало прогнозного периода.

Примечание — Детальность представления материалов определяют разработчики в зависимости от сложности геологического строения и сроков эксплуатации месторождения.

9.6 Проектирование разработки месторождения

9.6.1 В данном разделе приводят:

- обоснование выделения эксплуатационных объектов;
- обоснование вариантов разработки;
- обоснование агентов воздействия на продуктивные пласты и способов поддержания пластового давления;
- обоснование выбора системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин;
- технологические показатели разработки месторождения по вариантам.

9.6.2 Обоснование выделения эксплуатационных объектов

На основе анализа геолого-физической характеристики продуктивных пластов с учетом технико-технологических возможностей и скорости бурения эксплуатационных скважин и продолжительно-

сти бурового сезона обосновывают выделение и очередность ввода эксплуатационных объектов разработки.

При наличии истории разработки месторождения оценивают эффективность реализации ранее принятых решений по выделению эксплуатационных объектов и обосновать целесообразность их укрупнения или разукрупнения.

9.6.3 Обоснование вариантов разработки

Для оценки степени влияния элементов системы разработки морского месторождения на технико-экономическую эффективность его освоения обоснуют варианты разработки, отличающиеся:

- порядком ввода эксплуатационных объектов;
- проектным уровнем добычи углеводородов;
- технологией воздействия на продуктивные пласты;
- количеством и схемой размещения скважин;
- способом обустройства устьев скважин;
- типом нефтегазопромысловых сооружений;
- системой хранения и транспортирования углеводородов и т. д.

При обосновании вариантов разработки выполняют следующее:

а) определяют очередность и сроки ввода эксплуатационных объектов в разработку на основе расчетной коммерческой скорости бурения скважин, продолжительности бурового сезона и количества буровых станков;

б) обосновывают способ обустройства устьев скважин (надводное или подводное) и тип объектов обустройства [искусственные островные и эстакадные сооружения, стационарные, полупогружные платформы, технологические платформы судового типа, СПД (ПДК) и др.] с учетом анализа мирового опыта освоения месторождений в аналогичных гидрометеорологических условиях;

в) приводят характеристики объектов обустройства, краткое описание техники и технологии транспортировки, установки и подключения морских объектов обустройства к системам транспорта углеводородов;

г) приводят рекомендации по количеству и схеме размещения устьев на сооружении при надводном способе обустройства устьев скважин;

д) определяют места расположения подводного устьевого оборудования, манифольдов, сепараторов, компрессоров и других подводных объектов обустройства;

е) определяют способ заканчивания скважин;

ж) представляют профили стволов и основные параметры конструкций проектных скважин, положение их в интервале залегания эксплуатационного объекта (привести обоснование отхода забоя от вертикали с учетом технологических возможностей);

и) обосновывают принципиальные технологические решения по сбору, подготовке, хранению и транспорту продукции, системе ППД;

к) охарактеризуют оборудование (заколонные пакеры, противопесочные фильтры, метанолопроводы, циркуляционные клапаны, колонны гибких труб, длинномерные безмуфтовые трубы и др.), необходимое для предупреждения осложнений (негерметичность цементного камня, скважинного, внутрискважинного и устьевого оборудования, образование песчано-жидкостных пробок, гидратообразование, абразивный износ оборудования и др.) и регенерации используемых реагентов;

л) формируют предложения по утилизации отходов бурения.

9.6.4 Обоснование агентов воздействия на продуктивные пласты и способов поддержания пластового давления

Обоснование технологии воздействия на продуктивные пласты проводят на основе анализа геолого-геофизической характеристики месторождения, для чего выполняют следующее:

а) приводят основные характеристики агентов воздействия на пласты с указанием источников их получения и условий доставки;

б) оценивают возможность ППД закачкой воды, инертного газа, кислого газа, комбинацией указанных способов;

в) оценивают технико-технологические возможности объектов обустройства и состава технологического оборудования, а также осложнения при реализации предлагаемого метода воздействия на пласт;

г) определяют состав необходимого технологического оборудования для ППД.

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

Для вариантов разработки указывают количество и расположение кустов скважин, количество скважин в кусте и схему размещения забоев скважин.

Количество кустов и схему их размещения, а также схему размещения устьев и забоев скважин обосновывают с учетом геологического строения месторождения и типа морского нефтегазопромыслового сооружения, принятого для проектирования разработки месторождения.

Количество скважин в кусте и схему размещения забоев скважин приводят с учетом геолого-геофизической характеристики эксплуатационного объекта, способа обустройства устьев скважин, возможностей необходимых технических средств для строительства, эксплуатации и ремонта скважин.

Схему размещения устьев и забоев скважин представляют на карте нефтегазонасыщенных толщин продуктивного пласта.

9.6.6 Технологические показатели разработки месторождения по вариантам

Приводят основные технологические показатели разработки эксплуатационного объекта, состав и характеристику систем сбора, подготовки и транспортировки извлекаемой продукции. Объем приводимой информации должен быть достаточным для выполнения оценки экономической эффективности вариантов разработки.

Технологические показатели разработки для кустов скважин, эксплуатационных объектов, по залежам и в целом по месторождению приводят по отдельным видам углеводородов по годам расчетного периода.

Фонд скважин по типу (добывающие, нагнетательные, контрольные) и по виду добываемого углеводородного сырья (нефтяные, газовые, газоконденсатные) представляют по годам разработки.

Приводят график разбуривания и ввода эксплуатационных скважин, синхронизированный с графиком обустройства месторождения, с распределением по способу обустройства устьев и конструкции скважин.

Технологические показатели по вариантам разработки представляют в соответствии с таблицами А.30—А.35.

На основе технологических показателей разработки эксплуатационного объекта обосновывают характеристики промысловых морских и сухопутных объектов основного и вспомогательного назначения.

Приводят параметры ДКС и ДНС, станций охлаждения газа и нагнетательных станций, производительность и количество рабочих и резервных линий и др.

Для дожимного комплекса приводят давление до и после компрессорной (насосной) станции, степень сжатия, мощность компримирования (нагнетания), количество газонефтеперекачивающих агрегатов (рабочих и резервных) по годам эксплуатации.

Для системы ППД обосновывают объемы нагнетания рабочего агента по годам эксплуатации.

Приводят объем воды, подлежащей утилизации, и объемы реагентов по годам эксплуатации.

На основе анализа представленных технологических показателей формируют группу вариантов, рекомендуемых для технико-экономической оценки, составляют сводную таблицу интегральных показателей и график ввода объектов обустройства в эксплуатацию.

9.7 Методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов

9.7.1 В данном разделе приводят следующие сведения о методах повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов на проектный период:

- анализ эффективности применяемых методов;
- обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов;
- программу применения методов на проектный период;
- данные по опытно-промышленным работам на месторождении.

9.7.2 Анализ эффективности применяемых методов

Приводят анализ методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов, предусмотренных действующим проектным документом.

9.7.3 Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов

Приводят выводы и рекомендации по объемам применения методов, совершенствованию технологий, видам воздействия на пласты и частоте их применения, полученные на основе анализа эффективности применяемых методов.

Для вновь вводимых в разработку месторождений необходимо обосновать методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов на проектный период.

9.7.4 Программа применения методов на проектный период

При составлении программы применения методов на проектный период приводят наименование рекомендуемых методов воздействия на продуктивные пласты и геолого-физические условия их применения, объемы применения методов по технологиям и видам воздействия, а также оценивают технико-экономическую эффективность рекомендуемых методов.

9.7.5 Опытно-промышленные работы на месторождении

На период опытно-промышленных работ:

- представляют новые для месторождения технологии добычи, воздействия на пласты, программу испытания или внедрения технологий;
- оценивают эффективность применения технологий;
- приводят технологические показатели.

9.8 Экономический анализ вариантов разработки

9.8.1 В данном разделе отражают данные об экономических показателях, эксплуатационных и ликвидационных затратах, сведения о налоговой системе, оценку капитальных вложений. Представляют оценку экономической эффективности разработки, обоснование коэффициентов извлечения углеводородов, технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта и анализ чувствительности проекта.

9.8.2 Экономические показатели

Для представления экономических показателей выполняют следующее:

а) приводят основные экономические критерии эффективности проектных решений;

б) обосновывают цены реализации углеводородов на внутреннем и внешнем рынках, условия сбыта добываемой продукции и транспортные тарифы для ее доставки до потребителя;

в) обосновывают период жизненного цикла месторождения.

9.8.3 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат

Для оценки и анализа объемов капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат для морских и береговых объектов обустройства выполняют следующее:

а) приводят структуру и динамику строительства морских и береговых объектов обустройства в соответствии с таблицей А.36;

б) приводят объемы капитальных вложений, текущих (производственных) расходов и ликвидационных затрат в целом и по годам освоения месторождения в соответствии с таблицей А.37;

в) представляют удельные стоимостные показатели и структуру капитальных вложений;

г) приводят объемы капитальных вложений, приходящихся на скважины, морские нефтегазопромысловые сооружения, СПД (ПДК), трубопроводы, нефтехранилища, погрузочные терминалы и другие объекты в соответствии с таблицей А.38;

д) для вариантов, предусматривающих приобретение или строительство мобильной буровой установки, учитывают соответствующие дополнительные затраты в объеме капитальных вложений в строительство объектов обустройства месторождений;

е) для вариантов, предусматривающих создание флота для эксплуатации месторождения и вывоза продукции, учитывают соответствующие дополнительные затраты в объеме капитальных вложений в строительство объектов обустройства месторождений;

ж) приводят объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) промысловых установок подготовки углеводородов к транспорту, ДКС, трубопроводов, дорог и других объектов инфраструктуры;

и) раздельно для морского комплекса и береговых объектов обустройства месторождения приводят текущие (производственные) расходы, в том числе затраты на заработную плату персонала, инспекцию, обслуживание и ремонтные работы, материально-техническое снабжение, страховые взносы, накладные расходы и прочие затраты в соответствии с таблицей А.39;

к) приводят оценку затрат на ликвидацию скважин и объектов обустройства в соответствии с таблицей А.40.

9.8.4 Налоговая система

При анализе налоговой системы выполняют следующее:

- указывают условия действующей системы налогообложения;
- учитывают федеральные, региональные и местные налоги, платежи и льготы;
- приводят поступления в бюджет государства и распределение поступлений от налогов и платежей по бюджетам в соответствии с таблицами А.41 и А.42 для каждого варианта;
- представляют налоги, включаемые в себестоимость добычи углеводородов: НДПИ, ЕСН, водным налогом, платежами за недра и землю, налогом на имущество и прочими налогами и платежами;
- систему налогов и платежей определяют в соответствии с методическими рекомендациями [10] в случае соглашений продукции.

9.8.5 Оценка экономической эффективности освоения месторождения

Оценку экономической эффективности месторождения проводят по результатам расчетов экономических показателей, выполненных на основе прогноза технологических показателей разработки, оценки капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат с учетом цен на реализацию добываемой продукции и условий действующей налоговой системы.

Экономические показатели по вариантам разработки представляют в соответствии с таблицей А.43.

9.8.6 Обоснование коэффициентов извлечения углеводородов

Приводят комплекс технико-экономических показателей вариантов разработки, а также представляют в графическом виде распределение чистой прибыли по годам разработки с указанием момента, когда чистая прибыль становится вновь отрицательной.

9.8.7 Технико-экономическое обоснование рекомендуемого варианта освоения месторождения

На основе анализа технико-экономических показателей с учетом рисков, связанных с практической реализацией намеченных технико-технологических решений в прогнозируемые сроки, приводят обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки месторождения и комплекса мероприятий, направленных на повышение технико-экономической эффективности разработки месторождения.

Сводные технико-экономические показатели по вариантам разработки месторождения представляют в соответствии с таблицей А.44.

Объемы выручки при реализации товарной продукции и доход государства представляют с распределением отчислений в федеральный бюджет, бюджеты субъектов Российской Федерации и местные бюджеты.

9.8.8 Анализ чувствительности проекта

Для рекомендуемого варианта разработки приводят результаты анализа чувствительности показателей эффективности к изменению объемов добычи товарной продукции, цен на продукцию, капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

По результатам анализа делают выводы, указывают риски, связанные с практической реализацией проектных технико-технологических решений, в том числе недостаточно апробированных.

Результаты оценки представляют в соответствии с таблицей А.45 и в виде графика зависимости показателей эффективности к изменению исследуемых параметров.

В случае необходимости проводят дополнительный анализ чувствительности рентабельно извлекаемых запасов к изменению других технико-экономических показателей.

9.9 Конструкция и технология бурения скважин, методы вскрытия и освоения пластов

9.9.1 В данном разделе представляют:

- общие требования;
- пространственное профилирование стволов скважин;
- конструкцию и крепление скважин;
- требования к технологии бурения скважин, основным характеристикам используемого бурового оборудования и типам буровых растворов;
- геофизические и геолого-технологические исследования в процессе бурения скважин;
- методы вскрытия продуктивных пластов;
- освоение эксплуатационных скважин.

9.9.2 Общие требования

В общих требованиях:

а) приводят основные сведения о скважинах, пробуренных на месторождении (опыт проводки, вскрытия продуктивных горизонтов, освоения скважин и качество цементирования ствола);

б) анализируют осложнения при бурении скважин, обусловленные геологическими и иными условиями проводки (поглощение бурового раствора, газонефтеводопроявления, обвалы, прихваты бурового инструмента, наличие межколонного давления и межпластовых перетоков, наличие интервалов залегания солей, наличие мелкозалегающего газа с ранжированием по категориям опасности);

в) приводят мероприятия по недопущению возможных осложнений;

г) дают сведения о сроках проводки скважин при бурении;

д) оценивают эффективность новых технических решений в области строительства скважин и дают заключение о целесообразности их применения для проектных скважин;

е) дают сведения о типе буровых установок (морских буровых установок), которые предполагается использовать при строительстве скважин, и заключение об их соответствии условиям проведения буровых работ на месторождении;

ж) определяют затраты времени на операции, входящие в процесс строительства скважины по элементам (подготовительные работы к бурению, бурение, крепление, установка и опрессовка противовыбросового оборудования, заканчивание), и приводят график строительства скважин по результатам расчетов.

Данные по фонду скважин представляют по форме таблицы А.46.

9.9.3 Пространственное профилирование стволов скважин

В данном подразделе приводят обоснование рекомендуемых профилей проектных эксплуатационных скважин с предоставлением графиков и таблиц расчетных нагрузок, как при бурении, так и при спуске обсадных колонн.

Пространственный вид скважин приводят в 3D-координатах с представлением основного и боковых стволов скважины на вертикальную плоскость и горизонтальную проекцию.

Основные параметры профиля представляют по форме таблиц А.47 и А.48.

Примечание — По отдельным скважинам при необходимости представляют профили ствола скважины в интервале залегания эксплуатационного объекта.

9.9.4 Конструкция и крепление скважин

При описании рекомендуемой конструкции и крепления эксплуатационных скважин:

а) обосновывают глубины спуска, диаметры обсадных колонн, конструкции забоя;

б) дают рекомендации по спуску и цементированию обсадных колонн, требования к типам обсадных труб и центрирующих элементов,

в) представляют комплекс рекомендаций по контролю качества крепления скважин;

г) обосновывают диаметр НКТ, обеспечивающий проектный дебит добывающих и приемистость нагнетательных скважин, сроки проведения капитального ремонта скважин и геофизических работ при исследованиях, перфорации и контроле за разработкой;

д) в случае целесообразности применения интеллектуальных скважинных систем приводят их техническую характеристику и технологию установки в процессе строительства скважины;

е) описывают порядок проведения работ при капитальном ремонте скважин с учетом специфики морских месторождений.

Основные параметры конструкции скважин приводят по форме таблиц А.49 и А.50.

9.9.5 Требования к технологии бурения скважин и буровым растворам

При обосновании требований к технологии бурения скважин до кровли и в интервале залегания эксплуатационного объекта:

а) приводят технические характеристики рекомендуемых типов буровых установок, противовыбросового оборудования, бурового оборудования, бурильных труб (в том числе утяжеленных), отклонителей, центрирующих элементов, компоновки низа бурильных колонн, системы контроля и управления технологическими процессами бурения;

б) излагают рекомендации по выбору многозабойной системы с указанием уровня сложности соединения бокового ствола;

в) обосновывают типы смазок, обеспечивающих спуск обсадных колонн в скважины с большим отходом забоев от вертикали и при небольших глубинах залегания продуктивного горизонта;

г) указывают требования к буровым и тампонажным растворам, буферным жидкостям, жидкостям затворения по интервалам глубин бурения;

д) указывают способ и оборудование для отбора керна.

9.9.6 Геофизические и геолого-технологические исследования в процессе бурения скважин

В данном подразделе обосновывают объемы и комплексы ГИС и геолого-технологических исследований.

9.9.7 Методы вскрытия продуктивных пластов

В данном подразделе приводят:

- обоснование технологии и методов вскрытия продуктивных пластов;
- параметры применяемых при вскрытии растворов и их воздействия на пласт, определенные с учетом их геолого-геофизической характеристики и допустимые условия гидростатической и гидродинамической репрессии;
- мероприятия по недопущению ухудшения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов.

9.9.8 Освоение добывающих и нагнетательных скважин

В подразделе обосновывают рекомендации по технологии вызова притока, параметрам обработки призабойной зоны, при интенсификации, отработки скважины на режимах.

9.10 Техника и технология добычи углеводородов

9.10.1 В данном разделе должны быть отражены:

- анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования;
- мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин и борьбы с ними;
- анализ и обоснование технологии и технических решений организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции;
- анализ, требования и рекомендации к системе ППД, подготовке закачиваемых рабочих агентов;
- обоснование геологических объектов и конструкции поглощающих скважин для утилизации попутно добываемой пластовой воды и/или отходов бурения;
- варианты мероприятий по использованию и утилизации попутного нефтяного газа, в том числе для целей повышения нефтеотдачи;
- данные по годовой производительности скважин и объемам добычи.

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

В подразделе:

а) характеризуют технологический режим работы скважин;

б) указывают предельно допустимые значения параметров работы скважины, обусловленные геолого-физической характеристикой залежей и технологией сбора и подготовки продукции;

в) обосновывают условия безгидратного режима работы скважин, предельные значения скоростей потока, обеспечивающих условия выноса жидких и механических примесей из скважины на весь период разработки;

г) представляют диаметр и глубину спуска НКТ;

д) обосновывают тип и характеристику устьевого и внутрискважинного оборудования, комплекс измерительной и регулирующей аппаратуры в зависимости от технологического режима работы и способа обустройства устьев скважин (надводный, подводный);

е) указывают тип, техническую характеристику и глубину спуска насоса при насосном способе эксплуатации нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей.

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

В подразделе:

а) приводят оценку возможности возникновения осложнений, связанных с пескопроявлением, гидратообразованием, обводнением продукции скважин, эрозией и коррозией скважинного оборудования;

б) оценивают возможные осложнения, обусловленные отложением парафинов, смол, асфальтенов и солей в скважинном оборудовании, застыванием нефти в НКТ, рабочего агента на устье нагнетательных скважин, высоким газовым фактором продукции для нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей;

в) обосновывают мероприятия, исключающие негативное влияние на процесс разработки месторождения;

г) указывают необходимые технические средства и материалы.

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

Для рекомендуемого варианта разработки приводят технико-технологические решения и характеристики по системам сбора, промысловой подготовки, транспортировки извлекаемой продукции и системе подачи реагентов в скважины.

Приводят принципиальную схему промысловой подготовки углеводородов и технико-технологические параметры основного оборудования, а также представляют раздельно характеристику морской и береговой частей системы подготовки.

Для газового и газоконденсатного месторождений приводят общую схему и способы прокладки трубопроводов, их основные технические характеристики; представляют основные эксплуатационные показатели на различных стадиях разработки месторождения; с учетом местоположения конкретного месторождения (ледовые условия, способы обустройства и т. д.) определяют возможные осложнения и обосновывают комплекс мер по их предупреждению. При необходимости дополнительно приводят решения по использованию или утилизации газового конденсата, характеристику конденсатного хранилища.

Для нефтяного и нефтегазоконденсатного месторождений приводят внутрипромысловую схему сбора скважинной продукции, систему отгрузки нефти, решения по использованию или утилизации газа и газового конденсата с учетом местоположения конкретного месторождения (ледовые условия, способы обустройства и т. д.).

Приводят принципиальную схему подачи реагентов в скважины, на подводные и надводные добычные комплексы; указывают потребные объемы реагентов по годам эксплуатации и способ поставки реагентов на промысел; характеризуют оборудование по регенерации реагентов.

Необходимо оценить влияние потенциально опасных факторов транспортируемых флюидов на надежность систем сбора, транспорта и нагнетательных трубопроводов; представить результаты термогидравлических расчетов промысловых трубопроводов, выполненных с учетом физико-химических свойств скважинной продукции и термобарических параметров.

Следует обосновать мероприятия, направленные на снижение влияния неблагоприятных факторов (коррозия промысловых труб, отложения гидратов, асфальто-смолистых и парафиновых компонентов, минеральных солей, образование эмульсий) и на предотвращение возможных осложнений вследствие их воздействия.

Необходимо привести предварительное обоснование класса прочности стали промысловых трубопроводов и толщины стенок труб; указать способы прокладки промысловых подводных трубопроводов (по дну акватории или в траншее).

Для морских объектов обустройства приводят перечень мероприятий по обслуживанию, эксплуатации, выводу из эксплуатации и ликвидации.

С учетом необходимых технических средств, природно-климатических и гидрометеорологических условий обосновывают продолжительность операций, по строительству скважин и объектов обустройства месторождения. Следует оценить затраты времени на проектные работы, изготовление и доставку оборудования, строительно-монтажные работы.

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

При анализе системы ППД выполняют следующее:

а) оценивают существующее положение системы ППД на месторождении по действующему проектному документу;

б) делают выводы об эффективности применения ППД;

в) при проектировании перспективного развития системы ППД предоставляют:

- основные технологические показатели;
- принципиальную схему закачки агентов;
- требования к качеству закачиваемых вод с учетом геолого-физических характеристик продуктивных пластов;

г) уточняют существующие или обосновать новые источники водоснабжения, мощности систем кустовой насосной станции и водоподготовки;

д) формулируют рекомендации для обеспечения эффективной работы системы ППД;

е) предлагают рекомендации по реализации системы ППД на месторождении.

9.10.6 Обоснование геологических объектов и конструкции поглощающих скважин для утилизации попутно добываемых пластовых вод и/или отходов бурения

В подразделе приводят:

- описание возможных геологических объектов, пригодных для утилизации попутно добываемых пластовых вод и/или бурового шлама;
- типовую конструкцию поглощающих скважин и их расположение на ВСП.

9.10.7 Варианты мероприятий по использованию и утилизации попутного нефтяного газа, в том числе для целей повышения нефтеотдачи (за исключением газовых и газоконденсатных месторождений)

В подразделе:

а) приводят основные показатели использования попутного газа по истории разработки месторождения;

б) дают анализ эффективности мероприятий, реализуемых в рамках действующего ПТД;

в) для разрабатываемых и вновь вводимых в разработку нефтяных месторождений представляют рекомендации по использованию попутного газа согласно требованиям действующих нормативных документов, в том числе по защите окружающей среды.

9.10.8 Годовая производительность скважин и объемы добычи

Для рекомендуемого варианта разработки месторождения предоставляют сведения:

- о годовой и накопленной добыче углеводородов, количестве газа, газового конденсата, нефти, поступающих в систему подготовки, и объемах товарной продукции;
- об объемах отборов нефти и жидкости, закачки рабочего агента по скважинам добывающего и нагнетательного фонда для нефтяных залежей.

Примечание — Показатели приводят по кустам скважин, эксплуатационным объектам, лицензионным участкам и месторождению в целом, а изменения показателей по годам разработки должны быть представлены в виде таблиц и графическом виде.

9.11 Контроль и регулирование разработки месторождения

9.11.1 В данном разделе приводят обоснование сети наблюдательных и пьезометрических скважин, состав и объем исследовательских работ по контролю над разработкой, а также рекомендации по регулированию разработки.

9.11.2 Обоснование сети наблюдательных и пьезометрических скважин

С учетом специфики обустройства морского месторождения и присущих ограничений, обосновывают необходимое количество наблюдательных и пьезометрических скважин, схему их размещения по площади эксплуатационного объекта, сроки и очередность ввода скважин и сроки их строительства.

9.11.3 Состав и объем исследовательских работ по контролю над разработкой

Подраздел содержит:

- обоснование цели, состава, объема и периодичности ГИС и ГДИ;
- оценку целесообразности проведения сейсмических исследований с целью контроля движения пластовых вод;
- перечень техники и технологии проведения исследований;
- обоснование объемов гидрохимических исследований, необходимости исследований по пьезометрическим скважинам, измерений количества и качества вод и системы мониторинга, наблюдений за водонапорным бассейном и продвижением подошвенных вод;
- анализ эффективности реализуемой системы наблюдений и применяемых методов контроля по действующему проектному документу;
- предложения по контролю за возможными перетоками углеводородов, образованием техногенных залежей;
- обоснование мероприятий по предотвращению перетоков углеводородов и по контролю их эффективности;
- предложения по оценке промышленной значимости и целесообразности разработки выявленных техногенных залежей углеводородов.

9.11.4 Рекомендации по регулированию разработки

На основе расчетов ГДМ дают рекомендации о внесении целесообразных корректив в разработку эксплуатационных объектов по действующему ПТД, включая технологический режим эксплуатации скважин.

9.12 Программа доразведки и исследовательских работ

9.12.1 В данном разделе представляют сведения по доразведке месторождения, отбору и исследованию керна, о промыслово-геофизических и промыслово-гидродинамических исследованиях скважин, а также физико-химических исследованиях пластовых флюидов.

9.12.2 Доразведка месторождения

Программа работ по доразведке месторождения содержит решения, направленные на поиск новых залежей углеводородов, доизучение выявленных залежей углеводородов с целью:

а) уточнения геологического строения и повышения категорийности запасов;

б) уточнения ФЕС (лабораторные исследования керна, геофизические исследования разрезов);

в) уточнения продуктивности пластов;

г) уточнения состава и физико-химических свойств пластовых флюидов.

С учетом специфики морского обустройства месторождения обосновывают необходимость проведения ГИС и бурения дополнительных разведочных скважин, определяют их местоположение, очередность бурения, объекты опробования и т. д.

Данные о доразведке представляют в соответствии с формой таблицы А.51.

9.12.3 Отбор и исследование керна

Следует привести данные о продуктивных горизонтах и скважинах для отбора керна, объемах отбора и видах исследования ФЕС.

9.12.4 Промыслово-геофизические исследования скважин

Необходимо привести данные о фонде скважин для проведения промысловых ГИС, а также дать обоснование сроков их проведения, техники и технологии, объемов и методов, а также периодичности стандартных и специальных исследований.

9.12.5 Промыслово-гидродинамические исследования скважин

Следует привести обоснование объема, периодичности, техники и технологии промысловых ГДИ скважин.

9.12.6 Физико-химические исследования пластовых флюидов

Следует привести требования по объему, видам, техники и технологии и периодичности исследований поверхностных и глубинных проб нефти, газа, конденсата и воды.

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

С учетом специфики освоения морского месторождения:

а) определяют программу мероприятий по рациональному использованию и охране недр, предусматривающую предотвращение перетоков, аварийного фонтанирования, просадки устьев скважин и др. Мероприятия обеспечивают минимизацию негативного влияния на недра в процессе сбора и утилизации отходов;

б) представляют мероприятия по охране окружающей среды и обеспечению экологической безопасности, которые включают:

- краткое описание деятельности, связанной с реализацией проекта, методов и технологий строительства и эксплуатации промысловых объектов, продолжительности и интенсивности их воздействий на элементы природной среды;

- сведения о результатах исследования текущего состояния компонентов окружающей среды (первоочередного мониторинга), включающего наблюдения и параметры, которые предполагается использовать в последующей долгосрочной программе мониторинга;

- обоснование методов производства морских работ, обеспечивающих сохранность живых ресурсов и экосистемы, а также сведение к минимуму неблагоприятных воздействий на них;

- оценку вероятности переноса загрязняющих веществ в окружающую среду;

в) определяют программу мероприятий ликвидации аварийных разливов нефти.

9.14 Сроки и условия выполнения работ по консервации и (или) ликвидации скважин, промысловых объектов

На основе научного и практического опыта с учетом экономической целесообразности и требований по охране окружающей среды:

- представляют мероприятия по консервации и выводу из эксплуатации скважин и объектов обустройства месторождения;
- обосновывают сроки и условия выполнения работ.

9.15 Заключение

В данном разделе:

- приводят принципиальные положения и технико-технологические решения по разработке и обустройству морского месторождения, достигаемые в результате внедрения рекомендуемого варианта, выбранного путем сопоставления технико-экономических показателей;
- оценивают общие перспективы освоения морского месторождения, в том числе вклад в энергетический потенциал и бюджет государства, инвестиционную привлекательность проекта;
- приводят ряд геологических, технических, технологических и экологических факторов, способствующих эффективной разработке месторождения.

10 Требования к оформлению проектного документа

10.1 Оформление ПТД на разработку морского месторождения выполняют в соответствии с ГОСТ Р 55414.

10.2 Объем каждой книги ПТД не должен превышать 300 страниц, если иное не указано в ТЗ.

10.3 На титульном листе указывают:

- названия организации — пользователя недр и организации, составившей ПТД;
- полное название документа с указанием наименования месторождения, его типа и района расположения;
- место и год составления документа;
- установленный гриф допуска.

Титульный лист подписывает руководитель работы, ответственные должностные лица организации, составившей ПТД, и утверждает руководитель организации-недропользователя.

10.4 Во введении обосновывают цель составления ПТД и приводят следующие сведения:

- административное расположение месторождения;
- дату открытия и ввода месторождения в разработку;
- данные о лицензии на право пользования недрами (серия, номер, вид, дата выдачи, срок действия);
- организация-недропользователь с указанием почтового адреса;
- принципиальные положения ТЗ на проектирование.

10.5 Объем и детальность проработки основной части должны быть определены разработчиками ПТД в зависимости от сложности строения залежей, количества эксплуатационных объектов и рассматриваемых вариантов разработки, стадии проектирования. В дополнениях к ПТД допускается делать ссылки на его неизмененные разделы либо помещать их в кратком изложении.

10.6 Материалы ПТД на разработку месторождения необходимо представить в бумажном и электронном видах. ПТД должен содержать все данные, позволяющие проводить экспертизу проектных решений без личного участия разработчиков.

10.7 К ПТД прикладывают реферат объемом не более 35 страниц, оформленный в виде отдельной книги. Реферат к ПТД содержит:

- сведения о месторождении;
- краткую геолого-физическую характеристику;
- параметры ГМ и ГДМ моделей;
- основные технико-технологические решения по разработке и обустройству месторождения;
- сведения о количестве рассмотренных вариантов разработки месторождения и их отличия;
- технико-экономические показатели рекомендуемого варианта разработки;
- программу мероприятий по доразведке и контролю над разработкой месторождения.

10.8 ПТД хранят в специальных архивах, организованных при Федеральном агентстве по недропользованию и его территориальных органах.

Приложение А
(обязательное)

Формы для включения в проектный технологический документ

Таблица А.1 — Характеристика и параметры продуктивных залежей

Пласт	Тип залежи	Размеры залежи км · км	Средняя глубина залегания, м	Абсолютная отметка, м (для наклонного, средняя)			Высота залежи м	Средняя глубина моря, м	Расстояние, км	
				ВНК	ГНК	ГВК			до берега	до ближайшего порта

Таблица А.2 — Статистические показатели характеристик неоднородности

Количество скважин, используемых для определения, шт.	Коэффициент песчанистости, д. е.		Коэффициент расчлененности, д. е.		Характеристика прерывистости	Коэффициент анизотропии пласта, д. е.
	среднее значение	интервал изменения	среднее значение	интервал изменения		

Таблица А.3 — ФЕС пластов по данным исследований образцов керна

Индекс пласта (часть пласта), насыщение, зона	Коэффициент пористости $K_п$, %						Коэффициент проницаемости $K_{гр}$, 10^{-3}, мкм^2						Неснижаемая водонасыщенность $K_{вн}$, %					
	Количество скважин, шт.	Эффективная толщина $h_{эф}$, м	Количество анализов, шт	Значение			Количество скважин, шт	Эффективная толщина $h_{эф}$, м	Количество анализов, шт	Значение			Количество скважин, шт	Эффективная толщина $h_{эф}$, м	Количество анализов, шт	Значение		
				минимальное	максимальное	среднее				минимальное	максимальное	среднее				минимальное	максимальное	среднее

Примечание — Все исследования керна проводятся при идентичных условиях, которые указываются (лабораторные или пластовые).

Таблица А.4 — Характеристики вытеснения нефти рабочим агентом (водой, газом)

Наименование характеристики	Фазовая проницаемость по нефти при несжимаемой водонасыщенности $K_{пр} \cdot 10^{-3}$, мкм^2	Несжимаемая водонасыщенность (содержание связанной воды) $S_{вн}$, д. е.	Начальная нефтенасыщенность ($1 - S_{вн}$), д. е.	Вытесняющий рабочий агент (вода, газ и т. п.)	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, д. е	Коэффициент вытеснения, д. е.	Значения фазовых проницаемостей, д. е.	
							для рабочего агента при коэффициенте остаточной нефтенасыщенности	для нефти при коэффициенте начальной водонасыщенности
Количество определений при каждом значении проницаемости, шт.								
Среднее значение								
Интервал изменения								

Таблица А.5 — Характеристика вытеснения газа рабочим агентом (водой, нефтью)

Наименование характеристики	Проницаемость 10^{-3}, мкм^2	Несжимаемая водонасыщенность (нефтенасыщенность), д. е.	Начальная газонасыщенность, д. е	Вытесняющий рабочий агент (вода, нефть)	Остаточная газонасыщенность при вытеснении газа водой (нефтью), д. е	Коэффициент вытеснения, д. е.	Относительная проницаемость, д. е.	
							для рабочего агента при коэффициенте остаточной газонасыщенности	для газа при коэффициенте начальной водонасыщенности (нефтенасыщенности)
Количество определений при каждом значении проницаемости, шт.								
Среднее значение								
Интервал изменения								

Таблица А.6 — Результаты гидродинамических исследований залежей и пластов. _____ месторождение, пласт _____

Наименование параметра		Количество скважин, шт.	Количество определений, шт.	Значение			
				залежь 1	...	залежь *М*	пласт в целом
Начальное пластовое давление, МПа	минимальное						
	максимальное						
	среднее						

Окончание таблицы А.6

Наименование параметра		Количество скважин, шт.	Количество определений, шт.	Значение			
				залежь 1	...	залежь *M*	пласт в целом
Начальная пластовая температура, °С	минимальная						
	максимальная						
	средняя						
Коэффициент продуктивности, $м^3/(сут·МПа)$	минимальный						
	максимальный						
	средний						
Удельный коэффициент продуктивности, $м^3/(сут·МПа·м)$	минимальный						
	максимальный						
	средний						
Гидропроводность · 10^{-2} $(мкм^2 · м)/(МПа · с)$	минимальная						
	максимальная						
	средняя						
Коэффициент проницаемости · 10^{-3}, $мкм^2$	минимальный						
	максимальный						
	средний						

Таблица А.7 — Результаты опробования и гидродинамических исследований скважин. _____ месторождение, пласт _____

Номер скважины	Дата исследования	Интервал перфорации, м	Номер режима	Дебит, $м^3$/сут				Массовая концентрация твердых частиц, $г/м^3$	Давление, МПа				Температура, °С	
				газ	конденсат	нефть	вода		пластовое	забойное	устьевое	затрубное	пластовая	устьевая
			1											
			2											
			...											
Среднее значение														

Таблица А.8 — Сравнение ФЕС (керн, ГИС, ГДИ). _____ месторождение, пласт _____

Наименование параметра	Метод определения параметра	Характеристики параметра	Количество скважин, шт.	Количество определений, шт.	Значение			
					залежь 1	...	залежь *M*	пласт в целом
Коэффициент пористости, д. е.	по керну	эффективная толщина, м						
		минимальный						
		максимальный						
		средний						
	по ГИС	минимальный						
		максимальный						
		средний						
Коэффициент проницаемости · 10^{-3}, мкм^2	по керну	эффективная толщина, м						
		минимальный						
		максимальный						
		средний						
	по ГИС	минимальный						
		максимальный						
		средний						
	по ГДИ	минимальный						
		максимальный						
		средний						

Таблица А.9 — Характеристика коллекторских свойств и нефтегазоносности

Метод определения	Наименование	Коэффициент проницаемости $K_{пр} \cdot 10^{-3}$, мкм^2	Коэффициент пористости $K_п$, д. е	Начальная		Насыщенность связанной водой, д. е.
				Нефтенасыщенность, д. е	Газонасыщенность, д. е	
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.					
	Количество определений, шт.					
	Среднее значение					
	Коэффициент вариации, д. е.					
	Интервал изменения					
ГИС	Количество скважин, шт.					
	Количество определений, шт.					
	Среднее значение					

Окончание таблицы А.9

Метод определения	Наименование	Коэффициент проницаемости $K_{пр}$ 10^{-3} мкм^2	Коэффициент пористости $K_п$, д. е.	Начальная		Насыщенность связанной водой, д. е
				Нефтенасыщенность, д. е.	Газонасыщенность, д. е.	
ГИС	Коэффициент вариации, д. е.					
	Интервал изменения					
ГДИ	Количество скважин, шт.					
	Количество определений, шт.					
	Среднее значение					
	Коэффициент вариации, д. е.					
	Интервал изменения					
Принятые при проектировании значения параметров						

Таблица А.10 — Компонентный состав нефти и растворенного газа. _____ месторождение, пласт _____

Наименование параметра (компонента)		Компонент				
		при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовой нефти до разгазирования
		выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная доля компонентов, %	метан					
	этан					
	пропан					
	изобутан					
	нормальный бутан					
	изопентан					
	нормальный пентан					
	гексаны					
	гептаны					
	октаны					
	остаток С9+					
	сероводород					
	двуокись углерода					
	азот и редкие газы (в т. ч. гелий)					
Молярная масса, кг/моль						

Окончание таблицы А.10

Наименование параметра (компонента)		Компонент				
		при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовой нефти до разгазирования
		выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Плотность, кг/м^3	газа					
	газа относительная (по воздуху)					
	нефти					

Таблица А.11 — Свойства пластовой и дегазированной нефти. _____ месторождение, пласт _____

Наименование параметра		Значение	Среднее значение
Свойства пластовой нефти			
Давление пластовое, МПа			
Температура пластовая, °С			
Давление насыщения нефти газом, МПа			
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м^3/т			
Газовый фактор нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м^3/т			
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м^3			
Динамическая вязкость нефти в условиях пласта, Па · с			
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, Па$^{-1}$			
Плотность растворенного газа в стандартных условиях, кг/м^3	при однократном (стандартном) разгазировании		
	при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
Пересчетный коэффициент			
Количество исследованных глубинных проб (скважин), шт.			
Свойства дегазированной нефти			
Плотность нефти по поверхностным пробам, кг/м^3			
Динамическая вязкость нефти по поверхностным пробам, Па·с	при температуре 20 °С		
	при температуре 50 °С		
Температура застывания нефти, °С			
Массовая доля, %	серы		
	силикагелевых смол		
	асфальтенов		
	парафинов		
Молярная концентрация компонента, моль/м^3	ванадий		
	никель		

Окончание таблицы А.11

Наименование параметра		Значение	Среднее значение
Температура начала кипения, °С			
Объемная доля выкипающей нефти (фракционный состав), %	при температуре не более 100 °С		
	при температуре не более 150 °С		
	при температуре не более 200 °С		
	при температуре не более 250 °С		
	при температуре не более 300 °С		
Количество исследованных поверхностных проб (скважин), шт.			

Таблица А.12 — Компонентный состав газа и конденсата

Наименование параметра		Газ			Конденсат		Состав пластового газа
		Сепарации	дегазации	дебутанизации	дебутанизированный (стабильный)	сырой	
Молярная доля, %	сероводород						
	двуокись углерода						
	азот и редкие газы, в том числе гелий						
	метан						
	этан						
	пропан						
	изобутан						
	нормальный бутан						
	изопентан						
	нормальный пентан						
	гексан						
	гептан						
	октан						
	остаток C_{9+}						
Молярная масса, кг/моль							
Давление Р, МПа							
Температура *t*, °С							
Плотность, кг/м^3	в стандартных условиях (0,1 МПа, 20 °С)						
	в рабочих условиях (при *P*, *t*)						
Выход пластового газа, кг/т							

Таблица А.13 — Свойства газа и конденсата

Наименование параметра		Значение (среднее)
Газ газовой шапки		
Давление, МПа	пластовое	
	начала конденсации	
	максимальной конденсации	
	псевдокритическое	
Давление приведенное		
Температура, °С	пластовая	
	псевдокритическая	
Температура приведенная		
Коэффициент сверхсжимаемости (z)		
Объемный коэффициент		
Плотность в условиях пласта, кг/м^3		
Динамическая вязкость в условиях пласта, Па · с		
Теплоемкость, Дж/К		
Коэффициент Джоуля—Томсона, К/МПа		
Массовая концентрация конденсата, г/м^3	сырого (нестабильного)	
	стабильного (дебутанизированного)	
Стабильный (дебутанизированный) конденсат		
Плотность (стандартные условия), кг/м^3		
Динамическая вязкость (стандартные условия), Па · с		
Молярная масса, г/моль		
Температура выкипания 90 % объемного конденсата, °С		

Таблица А.14 — Свойства и химический состав пластовых вод

Наименование параметра		Диапазон значений	Среднее значение
Газосодержание, м^3/м^3			
Плотность воды, кг/м^3	в стандартных условиях		
	в условиях пласта		
Динамическая вязкость в условиях пласта, Па·с			
Коэффициент сжимаемости, Па$^{-1}$			
Объемный коэффициент, м^3/м^3			
Массовая концентрация компонентов воды, кг/м^3	Na^+ и K^+		
	Ca^{+2}		
	Mg^{+2}		
	Cl^-		

Окончание таблицы А.14

Наименование параметра		Диапазон значений	Среднее значение
Массовая концентрация компонентов воды, кг/м^3	HCO_3		
	CO_3^{-2}		
	SO_4^{-2}		
	NH_4^+		
	Br^-		
	J^-		
	B^{+3}		
	Li^+		
	Sr^{+2}		
	Rb^+		
	Cs^+		
Общая минерализация, мг/дм^3			
Показатель активности водородных ионов, pH			
Химический тип воды (преимущественный)			
Количество исследованных проб (скважин), шт.			

Таблица А.15 — Теплофизические свойства пород и пластовых жидкостей

Наименование параметра	Горная порода		Пластовая жидкость	
	коллекторы	вмещающая	нефть	вода
Число исследованных образцов, шт.				
Средняя плотность, кг/м^3				
Температуропроводность, м^2/с				
Теплопроводность, Вт/(м · К)				
Удельная теплоемкость, Дж/(кг · К)				

Таблица А.16 — Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов нефтяного (нефтяной части нефтегазоконденсатного) месторождения

Наименование параметра		Залежь			
		1	2	...	*M*
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м					
Тип	залежи				
	коллектора				
Площадь нефтегазоносности, тыс.м^2					
Средняя общая толщина, м					
Средняя эффективная толщина, м	нефтенасыщенная				
	водонасыщенная				

Окончание таблицы А.16

Наименование параметра		Залежь			
		1	2	...	*M*
Коэффициент пористости, д. е.					
Коэффициент нефтенасыщенности, д. е.	нефтяной зоны				
	водонефтяной зоны				
	пласта				
Средняя проницаемость · 10^{-3}, мкм^2	по керну				
	по ГДИ скважин				
Коэффициент песчанистости, д. е.					
Расчлененность, д. е.					
Начальная пластовая температура, °С					
Начальное пластовое давление, МПа					
Динамическая вязкость в пластовых условиях, Па · с	нефти				
	воды				
Плотность нефти, т/м^3	в пластовых условиях				
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м^3					
Абсолютная отметка контакта, м	ГВК				
	ВНК				
Объемный коэффициент нефти, м^3/м^3					
Давление насыщения нефти газом, МПа					
Газовый фактор, м^3/т					
Сжимаемость, Па$^{-1}$	нефти				
	воды				
	породы				
Коэффициент продуктивности, т/(сут · МПа)					
Коэффициент вытеснения (агент), м^3/м^3					

Таблица А.17 — Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов газового (газовой части нефтегазоконденсатного) месторождения

Наименование параметра		Залежь			
		1	2	...	*M*
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м					
Тип	залежи				
	коллектора				
Площадь газоносности · 10^3, м^2					
Средняя общая толщина, м					
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м					

Окончание таблицы А.17

Наименование параметра		Залежь			
		1	2	...	*М*
Коэффициент пористости, д. е.					
Коэффициент газонасыщенности пласта, д. е.					
Средняя проницаемость·10^{-3},мкм^2	по керну				
	по ГДИ скважин				
Коэффициент песчанистости, д. е.					
Расчлененность, д. е.					
Начальная пластовая температура, °С					
Начальное пластовое давление, МПа					
Динамическая вязкость в пластовых условиях, Па · с	газа				
	воды				
Плотность газа в пластовых условиях, кг/м^3					
Абсолютная отметка ГВК контакта, м					
Коэффициент сверхсжимаемости газа					
Сжимаемость, Па$^{-1}$	воды				
	породы				
Коэффициенты фильтрационного сопротивления	А, МПа/(10^3 м^3/сут)				
	В, МПа^2/(10^3 м^3/сут)^2				
Абсолютно свободный дебит·10^3, м^3/сут					

Таблица А.18 — Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа нефтяного (нефтяной части нефтегазоконденсатного) месторождения

Пласт	Зона*	Категория запасов	Площадь нефтеносности · 10^3, м^2	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород · 10^3 м^3	Коэффициент пористости, д. е.	Коэффициент нефтенасыщенности, д. е.	Пересчетный коэффициент	Плотность нефти, кг/м^3	Начальные геологические запасы нефти · 10^3, т	Газовый фактор, м^3/т	Начальные геологические запасы растворенного газа 10^6, м^3
* Под зоной следует понимать регион, участок, часть запасов категорий и т. д.												

Таблица А.19 — Сводная таблица подсчетных параметров, запасов газа и газового конденсата газового (газоконденсатного, газовой части нефтегазоконденсатного) месторождения

Пласт	Зона*	Категория запасов	Площадь газоносности $\cdot 10^3$, $м^2$	Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород $\cdot 10^3$, $м^3$	Коэффициент пористости, д. е	Коэффициент газонасыщенности, д. е	Начальное пластовое давление МПа	Поправка на температуру, °С	Поправка на отклонение от закона Бойля—Мариотта	Начальные геологические запасы свободного газа (газоконденсата) 10^6, $м^3$

* Под зоной следует понимать регион, участок, часть запасов категорий и т. д.

Таблица А.20 — Состояние запасов нефти нефтяного (нефтяной части нефтегазоконденсатного) месторождения

Объект, месторождение в целом	Начальные запасы нефти										Текущие запасы нефти				
	принятые ФБУ «ГКЗ»					на государственном балансе									
	геологические 10^3, т		извлекаемые $\cdot 10^3$, т		коэффициент извлечения нефти C_1/C_2	геологические 10^3, т		извлекаемые $\cdot 10^3$, т		коэффициент извлечения нефти C_1/C_2	геологические 10^3, т		извлекаемые 10^3, т		текущий коэффициент извлечения нефти
	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2		$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2		$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2	

Таблица А.21 — Состояние запасов нефти нефтяного (нефтяной части нефтегазоконденсатного) месторождения при коэффициенте извлечения нефти, принятом в проектном технологическом документе

Объект, месторождение в целом	Начальные геологические запасы нефти, числящиеся на государственном балансе, 10^3, т		Принятые ФБУ «ГКЗ»			Изменение начальных извлекаемых запасов, 10^3, т		Текущие запасы нефти 10^3, т				
			коэффициент извлечения нефти, д. е.	начальные извлекаемые запасы $\cdot 10^3$, т				геологические		извлекаемые		коэффициент извлечения нефти, д. е.
	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2	

Таблица А.22 — Состояние запасов газа газового (газоконденсатного, газовой части нефтегазоконденсатного) месторождения на 01.01.20 _____

Залежь	Принятые ФБУ «ГКЗ»		На государственном балансе			
	начальные геологические запасы 10^9, м^3		начальные геологические запасы 10^9, м^3		текущие геологические запасы · 10^9, м^3	
	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2
газ						
Всего по месторождению						

Таблица А.23 — Состояние запасов конденсата газоконденсатного (газовой части нефтегазоконденсатного) месторождения на 01.01.20 _____

Объект	Принятые ФБУ «ГКЗ»						На государственном балансе									
	начальные геологические запасы 10^3, т		начальные извлекаемые запасы · 10^3, т		коэффициент извлечения конденсата, д. е.		начальные геологические запасы 10^3, т		начальные извлекаемые запасы 10^3, т		коэффициент извлечения конденсата. д. е.		Текущие извлекаемые запасы 10^3, т		текущий коэффициент извлечения конденсата, д. е.	
	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2
Всего по месторождению																

Таблица А.24 — Состояние реализации проектного фонда скважин по состоянию на 01.01.20 _____

Состояние реализации проектного фонда скважин			Объект 1	...	Объект *N*	по месторождению в целом
Утвержденный	общий, ед.	добывающих				
		нагнетательных				
		контрольных				
		водозаборных				
		всего				
	для бурения, ед.	добывающих				
		нагнетательных				
		контрольных				
		водозаборных				
		всего				
Реализованный	общий на 01.01.20___, ед.	добывающих				
		нагнетательных				
		контрольных				
		водозаборных				
		всего				

Окончание таблицы А.24

Состояние реализации проектного фонда скважин			Объект 1	...	Объект *N*	по месторождению в целом
Реализованный	для бурения на 01.01.20___, ед.	добывающих				
		нагнетательных				
		контрольных				
		водозаборных				
		всего				
Примечание — При необходимости дополнительно приводят данные о реализации утвержденного проектного фонда скважин других категорий.						

Таблица А.25 — Основные технологические показатели разработки на начало года

Основные показатели разработки		Объект 1	...	Объект *N*
Фонд скважин, ед.	добывающие			
	нагнетательные			
	контрольные			
	водозаборные			
	всего			
Годовой отбор	нефти · 10^3, т			
	конденсата · 10^3, т			
	газа · 10^9, $м^3$			
	воды, тыс. $м^3$			
Накопленный отбор	нефти · 10^3, т			
	конденсата · 10^3, т			
	газа · 10^6, $м^3$			
	воды · 10^3, $м^3$			
Закачка воды · 10^3, $м^3$				
Закачка воды с начала разработки · 10^3, $м^3$				
Компенсация отбора жидкости закачкой воды, %				
Компенсация отбора жидкости закачкой воды с начала разработки, %				
Коэффициент нефтеизвлечения, д. е.				
Массовая доля обводненности продукции, %				
Забойное давление, МПа				
Депрессия, МПа				
Устьевое давление, МПа				

Окончание таблицы А.25

Основные показатели разработки		Объект 1	...	Объект *N*
Отбор от НБЗ, %	нефти			
	конденсата			
	газа			
Дебит	нефти, т/сут			
	конденсата, т/сут			
	газа, тыс.м^3/сут			
	воды, м^3/сут			

Таблица А.26 — Использование фонда скважин

Категория скважин	Использование фонда скважин	Объект 1	...	Объект *N*	Месторождение
Добывающие, ед.	действующие				
	в освоении после бурения				
	бездействующие				
	в консервации				
	пьезометрические				
	ликвидированные				
	в ожидании ликвидации				
	всего				
Нагнетательные, ед.	действующие (под закачкой)				
	в освоении после бурения				
	в отработке на нефть				
	бездействующие				
	в консервации				
	пьезометрические				
	ликвидированные				
	в ожидании ликвидации				
	всего				
Контрольные, ед.	наблюдательные				
	пьезометрические				
Водозаборные, ед.	действующие				
	в освоении после бурения				
	бездействующие				
	в консервации				
	пьезометрические				
	ликвидированные				

Окончание таблицы А.26

Категория скважин	Использование фонда скважин	Объект 1	. .	Объект *N*	Месторождение
Водозаборные, ед.	в ожидании ликвидации				
	всего				
Общий фонд, ед.	действующие				
	в освоении после бурения				
	бездействующие				
	в консервации				
	пьезометрические				
	наблюдательные				
	ликвидированные				
	в ожидании ликвидации				
	всего				
Примечание — При необходимости дополнительно приводят данные об использовании фонда скважин других категорий.					

Таблица А.27 — Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки. _____ месторождение (объект)

Год		1		...		*n*	
Наименование показателя		проект	факт	проект	факт	проект	факт
Фонд скважин, ед.	добывающих						
	нагнетательных						
	контрольных						
	водозаборных						
	всего						
Годовой отбор	нефти · 10^3, т						
	конденсата · 10^3, т						
	газа · 10^6, м^3						
	воды · 10^3, м^3						
Накопленный отбор	нефти · 10^3, т						
	конденсата · 10^3, т						
	газа · 10^6, м^3						
	воды · 10^3, м^3						
Закачка воды · 10^3, м^3							
Закачка воды с начала разработки · 10^3, м^3							
Компенсация отбора жидкости закачкой воды, %							

Окончание таблицы А.27

Год		1		...		n	
Наименование показателя		проект	факт	проект	факт	проект	факт
Компенсация отбора жидкости закачкой воды с начала разработки, %							
Коэффициент нефтеизвлечения							
Массовая доля обводненности продукции, %							
Отбор от НБЗ, %	нефти						
	конденсата						
	газа						
Дебит	нефти, т/сут						
	конденсата, т/сут						
	газа, тыс. $м^3$/сут						
	воды, $м^3$/сут						
Забойное давление, МПа							
Депрессия, МПа							
Устьевое давление, МПа							

Таблица А.28 — Сопоставление начальных запасов углеводородов

Наименование параметра		Подсчет запасов	ГМ, ГДМ	Расхождение			
				ГМ	ГДМ	ГМ, %	ГДМ, %
Запасы категорий $АВС_1$							
Начальные геологические запасы	газа · 10^9, $м^3$						
	нефти · 10^3, т						
	конденсата · 10^3, т						
Объем насыщенных пород · 10^3, $м^3$							
Площадь нефтегазоносности · 10^3, $м^2$							
Средняя эффективная нефтегазонасыщенная толщина, м							
Средний коэффициент пористости, д. е.							
Средний коэффициент начальной нефтегазонасыщенности, д. е.							
Запасы категорий $АВС_1С_2$							
Начальные геологические запасы	газа · 10^9, $м^3$						
	нефти · 10^3, т						
	конденсата · 10^3, т						
Объем насыщенных пород · 10^3, $м^3$							
Площадь нефтегазоносности · 10^3, $м^2$							

Окончание таблицы А.28

Наименование параметра	Подсчет запасов	ГМ, ГДМ	Расхождение			
			ГМ	ГДМ	ГМ, %	ГДМ, %
Средняя эффективная нефтегазонасыщенная толщина, м						
Средний коэффициент пористости, д. е.						
Средний коэффициент начальной нефтегазонасыщенности, д. е.						

Таблица А.29 — Сопоставление фактических и расчетных показателей по добыче углеводородов

Номер скважины	Накопленная добыча																Накопленная закачка воды			
	газа 10^9, м^3				нефти · 10^3, т				конденсата 10^3, т				жидкости · 10^3, м^3							
	факт	расчет	расхождение		факт	расчет	расхождение		факт	расчет	расхождение		факт	расчет	расхождение		факт 10^3, м^3	расчет 10^3, м^3	расхождение	
			10^6 м^3	%			10^3, т	%			10^3, т	%			10^3, м^3	%			· 10^3, м^3	%
Итого																				

Таблица А.30 — Фонд скважин. Месторождение _____

Год	Ввод скважин из бурения, ед.						Эксплуатационное бурение с начала разработки · 10^3, м	Фонд скважин, ед.		Ликвидированные скважины, ед.			
											в т. ч. по причине		
	всего	добывающих	нагнетательных	резервных	контрольных	прочих*		с начала разработки	добывающих	всего	обводнения	технического износа	прочие
* Водозаборные и поглощающие скважины, скважины-дублеры, скважины восстанавливаемого фонда и др.													

Таблица А.31 — Технологические показатели по отбору газа и воды. Месторождение _____

Год	Годовой отбор газа 10^9, м^3	Накопленный отбор газа 10^9, м^3	Годовой отбор воды 10^3, м^3	Накопленный отбор воды 10^3, м^3	Массовая доля обводненности продукции, %	Темп отбора газа от НБЗ %	Накопленный отбор газа % от НБЗ	Среднее пластовое давление, МПа	Фонд добывающих скважин, ед.	Средние показатели действующих скважин					
										Дебит газа, тыс. м^3/сут	Дебит воды, м^3/сут	Среднее пластовое давление*, МПа	Забойное давление, МПа	Депрессия, МПа	Устьевое давление, МПа
* В области размещения добывающих скважин.															

Таблица А.32 — Технологические показатели по отбору газа, конденсата и воды. Месторождение _____

Год	Годовой отбор			Накопленный отбор			Среднегодовой потенциал C_{5+}, г/м^3	Массовая доля обводненности продукции, %	Отбор газа от НБЗ, %	Отбор конденсата от НБЗ, %	Средне пластовое давление, МПа	Фонд добывающих скважин, ед.	Средние показатели действующих скважин						
	газа 10^9, м^3	конденсата $\cdot 10^3$, т	воды $\cdot 10^3$, м^3	газа 10^9, м^3	конденсата 10^3, т	воды 10^3, м^3							Дебит газа, тыс. м^3/сут	Дебит конденсата, т/сут	Дебит воды, м^3/сут	Среднее пластовое давление*, МПа	Забойное давление, МПа	Депрессия, МПа	Устьевое давление, МПа

* В области размещения добывающих скважин.

Таблица А.33 — Технологические показатели по отбору газа, нефти и воды. Месторождение _____

Год	Годовой отбор			Накопленный отбор			Коэффициент нефтеизвлечения, д. е.	Массовая доля обводненности продукции, %	Отбор газа от НБЗ, %	Отбор нефти от НБЗ, %	Среднее пластовое давление МПа	Фонд добывающих скважин, ед.	Средние показатели действующих скважин						
	газа 10^9 м^3	конденсата $\cdot 10^3$ т	воды $\cdot 10^3$, м^3	газа 10^9, м^3	нефти 10^3, т	воды $\cdot 10^3$, м^3							Дебит газа, 10^3 м^3/сут	Дебит нефти, т/сут	Дебит воды, м^3/сут	Среднее пластовое давление*, МПа	Забойное давление, МПа	Депрессия, МПа	Устьевое давление, МПа

* В области размещения добывающих скважин.

Таблица А.34 — Технологические показатели по отбору нефти, газа, конденсата и воды. Месторождение _____

Год	Годовой отбор				Накопленный отбор				Среднегодовой потенциал C_{5+}, г/м^3	Коэффициент нефтеизвлечения, д. е.	Массовая доля обводненности продукции, %	Среднее пластовое давление, МПа	Фонд добывающих скважин, ед.	Отбор от НБЗ, %			Средние показатели действующих скважин							
	нефти 10^3, т	конденсата $\cdot 10^3$, т	газа 10^9, м^3	воды $\cdot 10^3$, м^3	нефти 10^3, т	конденсата 10^3, т	газа 10^9, м^3	воды $\cdot 10^3$, м^3						нефти	конденсата	газа	Дебит нефти, т/сут	Дебит конденсата, т/сут	Дебит газа, тыс. м^3/сут	Дебит воды, м^3/сут	Среднее пластовое давление*, МПа	Забойное давление, МПа	Депрессия, МПа	Устьевое давление, МПа

* В области размещения добывающих скважин.

Таблица А.35 — Технологические показатели по закачке рабочего агента. Месторождение _____

Год	Годовой объем закачки 10^6, $м^3$	Накопленный объем закачки 10^6, $м^3$	Годовой отбор жидкости 10^6, $м^3$	Накопленный отбор жидкости 10^6, $м^3$	Фонд нагнетательных скважин, ед.	Приемистость, $м^3$/сут	Давление нагнетания, МПа	Среднее забойное давление, МПа	Среднее пластовое давление*, МПа	Репрессия, МПа
* В области размещения нагнетательных скважин.										

Таблица А.36 — Структура и динамика строительства объектов обустройства

Характеристики объектов обустройства			Общее кол-во, шт.	Строительство и ввод в эксплуатацию по годам*		
				1	...	n
Морской комплекс						
Платформа, ледостойкий блок-кондуктор, искусственное островное сооружение	металлоконструкция ВСП					
	состав технологического оборудования и характеристика ВСП, включая основные узлы подготовки**					
	состав вспомогательного оборудования ВСП					
	численность персонала ВСП, чел.					
	тип опорной части					
	материал опорной части					
	масса опорной части, т					
СПД (ПДК), сбора подготовки и компримирования	Основные узлы добычи и сбора	производительность, $м^3$/сут (т/сут)				
		количество слотов/одиночных скважин, ед.				
		количество манифольдов, ед.				
	Основные узлы подготовки**	производительность установок				
		мощность агрегатов				
		число агрегатов				
	длина, км	шлангокабеля				
		внутрипромысловых трубопроводов				
	диаметр, мм	шлангокабеля				
		внутрипромысловых трубопроводов				
Бурение скважин	тип буровой установки (полупогружная, самоподъемная, буровое судно)					
	количество скважин, ед.	эксплуатационных				
		нагнетательных				
		резервных				
		контрольных				
		прочих				

Продолжение таблицы А.36

Характеристики объектов обустройства			Общее кол-во, шт	Строительство и ввод в эксплуатацию по годам*		
				1	...	n
Транспортная система	длина скважин по инструменту, км					
	газопровод	количество, ед.				
		длина, км				
		материал (сталь, полиэтилен)				
		диаметр, мм				
		толщина стенки, мм				
		давление на входе/выходе, МПа				
		производительность, $м^3$/сут				
	нефтепровод	количество, ед.				
		длина, км				
		материал (сталь, полиэтилен)				
		диаметр, мм				
		толщина стенки, мм				
		давление на входе/выходе, МПа				
		производительность, т/сут				
	конденсатопровод	количество, ед.				
		длина, км				
		материал (сталь, полиэтилен)				
		диаметр, мм				
		толщина стенки, мм				
		давление на входе/выходе, МПа				
		производительность, т/сут				
	метанолопровод	количество, ед.				
		длина, км				
		материал (сталь, полиэтилен)				
		диаметр, мм				
		толщина стенки, мм				
		давление на входе/выходе, МПа				
		производительность, т/сут				
	трубопровод для закачки воды	количество, ед.				
		длина, км				
		материал (сталь, полиэтилен)				
		диаметр, мм				
		толщина стенки, мм				
		давление на входе/выходе, МПа				
		производительность, т/сут				

Продолжение таблицы А.36

Характеристики объектов обустройства			Общее кол-во, шт.	Строительство и ввод в эксплуатацию по годам*		
				1	...	n
Танкеры	тип					
	водоизмещение					
Количество отгрузочных терминалов, ед.						
Береговой комплекс						
Основные узлы подготовки**	производительность установок					
	мощность агрегатов					
	число агрегатов					
Бурение скважин с кустовой площадки	тип и характеристики буровой установки					
	количество скважин в кусте, шт.					
	количество скважин по типу (эксплуатационные, нагнетательные, резервные, контрольные), ед.					
	длина скважин по инструменту					
Состав объектов инфраструктуры						
Транспортная система	газопровод	количество, ед				
		длина, км				
		материал (сталь, полиэтилен)				
		диаметр, мм				
		толщина стенки, мм				
		давление на входе/выходе, МПа				
		производительность, $м^3$/сут				
		тип местности				
	нефтепровод	количество, ед.				
		длина, км				
		материал (сталь, полиэтилен)				
		диаметр, мм				
		толщина стенки, мм				
		давление на входе/выходе, МПа				
		производительность, т/сут				
		тип местности				
	конденсатопровод	количество, ед.				
		длина, км				
		материал (сталь, полиэтилен)				
		диаметр, мм				
		толщина стенки, мм				

Окончание таблицы А.36

В рублях

Характеристики объектов обустройства			Общее кол-во, шт	Строительство и ввод в эксплуатацию по годам*		
				1	...	n
Транспортная система	конденсатопровод	давление на входе/выходе, МПа				
		производительность, т/сут				
		тип местности				
	метанолопровод	количество, ед.				
		длина, км				
		материал (сталь, полиэтилен)				
		диаметр, мм				
		толщина стенки, мм				
		давление на входе/выходе, МПа				
		производительность, т/сут				
		тип местности				
	трубопровод для закачки воды	количество, ед.				
		длина, км				
		материал (сталь, полиэтилен)				
		диаметр, мм				
		толщина стенки, мм				
		давление на входе/выходе, МПа				
		производительность, т/сут				
		тип местности				
Протяженность дорог по категориям, км						

* Строительство/подключение и ввод в эксплуатацию не за один год.

** Установки комплексной подготовки нефти или газа, установки предварительной подготовки газа, ДКС, станция охлаждения газа и др.

Таблица А.37 — Объемы капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат

В рублях

Наименование затрат	Год				Всего
	1	2	...	n	
Капитальные вложения					
Текущие (производственные) расходы					
Ликвидационные затраты					

Таблица А.38 — Динамика капитальных вложений по основным объектам обустройства

В млн руб.

Направление затрат	Год				Всего
	1	2	...	n	
Морской комплекс					
Скважины					
ВСП					
Опорная часть платформ					
СПД (ПДК)					
Морские трубопроводы					
Терминалы морской отгрузки					
Другие объекты					
...					
Природоохранные мероприятия					
Итого					
Береговой комплекс					
Скважины					
ДКС					
Установки подготовки углеводородов					
Реконструкция существующих установок					
Сухопутные трубопроводы					
Дороги					
Другие объекты					
...					
Природоохранные мероприятия					
Итого					

Таблица А.39 — Динамика текущих (производственных) расходов по укрупненным статьям

В рублях

Статья затрат		Всего	Год					
			1	2	3	4	..	n
Морской комплекс								
Заработная плата								
Обслуживание скважин								
Затраты на обеспечивающий флот								
Инспекция и обслуживание	платформ							
	СПД (ПДК)							
	трубопроводов							

Окончание таблицы А.39

В рублях

Статья затрат		Всего	Год					
			1	2	3	4	...	*n*
Материально-техническое снабжение								
Страхование								
Накладные расходы								
Прочие затраты								
Итого								
Береговой комплекс								
Заработная плата								
Обслуживание скважин								
Инспекция и обслуживание	сооружений							
	трубопроводов							
Материально-техническое снабжение								
Страхование								
Накладные расходы								
Прочие затраты								
Итого								

Таблица А.40 — Затраты на ликвидацию объектов обустройства

В рублях

Наименование затрат	Всего
Материал	
Вспомогательная работа	
Вывод из эксплуатации	
Проектирование и управление проектом	
Итого	

Таблица А.41 — Поступления в бюджет государства

В рублях

Наименование показателя	Всего	Год		
		1	...	*n*
НДС				
Вывозная таможенная пошлина (нефть, конденсат, продукты переработки)				
Налоги и платежи, включаемые в себестоимость				
Налог на прибыль				
Итого				

Таблица А.42 — Распределение поступлений от налогов и платежей по бюджетам

В рублях

Наименование показателя	Всего	Год		
		1	...	*n*
Федеральный бюджет				
НДС				
НДПИ				
Налог на прибыль				
Вывозная таможенная пошлина				
Итого				
Бюджеты субъектов Российской Федерации и местные бюджеты				
НДС				
НДПИ				
Налог на прибыль				
Налог на имущество				
Прочие налоги и платежи				
Итого				
Обязательные страховые платежи				
Всего по всем бюджетам				

Таблица А.43 — Оценка экономической эффективности разработки месторождения

Наименование показателя			Всего	Год				
				1	2	3	..	*n*
Товарная нефть · 10^3, т								
Товарный природный газ · 10^9, $м^3$								
Товарный конденсат · 10^3, т								
Товарный попутный газ · 10^3, $м^3$								
Выручка от реализации, млн руб.	нефти							
	природного газа							
	конденсата							
	попутного газа							
Капитальные вложения, млн руб.	в морской комплекс							
	в береговой комплекс							
	в природоохранные мероприятия							
Эксплуатационные расходы, млн руб.	текущие (производственные) расходы							
	амортизационные отчисления							
	налоги и платежи, включаемые в себестоимость	НДПИ (нефть)						

Окончание таблицы А.43

Наименование показателя			Всего	Год				
				1	2	3	...	n
Эксплуатационные расходы, млн руб.	налоги и платежи, включаемые в себестоимость	НДПИ (газ)						
		НДПИ (конденсат)						
		Отчисления от ФОТ						
		налог на имущество						
		прочие налоги и платежи						
НДС, млн руб.								
Таможенная пошлина, млн руб.								
Балансовая прибыль, млн руб.								
Налогооблагаемая прибыль, млн руб.								
Налог на прибыль, млн руб.								
Чистая прибыль, млн руб.								
Платежи при приобретении лицензий, млн руб.								
Другие разовые платежи при пользовании недрами, млн руб.								
Ликвидационные затраты, млн руб.								
Денежный поток, млн руб.								
Чистый доход, млн руб.								
Норма дисконта, %								
Дисконтированный денежный поток, млн руб.								
Чистый дисконтированный доход, млн руб.								
Внутренняя норма доходности, %								
Индекс доходности								

Таблица А.44 — Сводные технико-экономические показатели по вариантам разработки месторождения

Наименование показателя	Вариант 1	Вариант ...	Вариант n
Товарная нефть · 10^3, т			
Максимальный годовой уровень товарной нефти · 10^3, т			
Товарный газ · 10^9, $м^3$			
Максимальный годовой уровень товарного газа · 10^9, $м^3$			
Товарный конденсат · 10^3, т			
Товарный попутный газ · 10^9, $м^3$			
Валовая выручка (без учета транспортных расходов), млн руб.			
Транспортные расходы, млн руб.			
Капитальные вложения, млн руб.			
Текущие расходы, млн руб.			

Окончание таблицы А.44

Наименование показателя		Вариант 1	Вариант ...	Вариант *n*
Ликвидационные затраты, млн руб.				
Показатели эффективности инвестора				
Чистый доход инвестора, млн руб.				
Дисконтированный доход инвестора, млн руб.	при норме дисконта 10 %			
	при норме дисконта*			
Период окупаемости, год	недисконтированный			
	дисконтированный при норме 10 %			
Максимальный объем мобилизуемых средств, млн руб.				
Внутренняя норма доходности, %				
Поступления государству				
НДС, млн руб.				
Таможенная пошлина, млн руб.				
Налог на добычу, млн руб.				
Налог на прибыль, млн руб.				
Прочие налоги и платежи, млн руб.				
Доход государства, млн руб.				
Дисконтированный доход государства при норме дисконта 10 %, млн руб.				
Соотношение чистого дохода инвестора и государства				
Доля инвестора, %				
Доля государства, %				
* Рассчитан в соответствии с требованиями ТЗ.				

Таблица А.45 — Анализ чувствительности проекта

Показатель	Отклонение показателя, %						
	−15	−10	−5	Базовое значение	5	10	15
Чистый дисконтированный доход, млн руб.							
Добыча газа							
Добыча нефти							
Добыча конденсата							
Цена на газ							
Цена на нефть							
Цена на конденсат							
Капитальные затраты							
Эксплуатационные затраты							

Окончание таблицы А.45

Показатель	Отклонение показателя, %						
	−15	−10	−5	Базовое значение	5	10	15
Одновременное изменение цены на газ, конденсат, нефть и капитальных или эксплуатационных затрат							
Внутренняя норма доходности, %							
Добыча газа							
Добыча нефти							
Добыча конденсата							
Цена на газ							
Цена на нефть							
Цена на конденсат							
Капитальные затраты							
Эксплуатационные затраты							
Одновременное изменение цены газа (конденсата, нефти) и затрат (капитальных или эксплуатационных)							

Таблица А.46 — Основные показатели проводки скважин на месторождении

Номер скважины	Название площади	Цель бурения	Глубина скважины, м	Интервал залегания продуктивного пласта, м	Вид профиля (вертикальный, наклонный, горизонтальный)	Конструкция скважины		Интервал бурения разными способами, м			Плотность бурового раствора, кг/м^3		Тип буровой установки	Коммерческая скорость, м/мес.
						диаметр труб, мм	глубина спуска, м	ротор	турбобур	прочие способы	до продуктивной толщи	для вскрытия продуктивных отложений		

Таблица А.47 — Параметры профиля наклонно-направленной (горизонтальной) скважины

Номер участка углубления	Глубина по вертикали, м	Длина ствола скважины в конце участка, м	Глубина по стволу скважины, м	Горизонтальное смещение от устья, м	Азимут горизонтального смещения	Зенитный угол в конце участка	Азимут в конце участка	Параметры искривления участка углубления	
								радиус, м	интенсивность, град./10 м
1									
2									
...									

Таблица А.48 — Параметры профиля многозабойной скважины

Номер участка углубления	Глубина по вертикали, м	Длина ствола скважины в конце участка, м	Глубина по стволу скважины, м	Горизонтальное смещение от устья, м	Азимут горизонтального смещения	Зенитный угол в конце участка	Азимут в конце участка	Параметры искривления участка углубления	
								радиус, м	интенсивность, град./10м
Основной ствол									
1									
2									
1-й боковой ствол: глубина забуривания по стволу _____									
m_1									
m_1 + 1									
…									
2-й боковой ствол: глубина забуривания по стволу _____									
m_2									
m_2 + 1									
…									
k-й боковой ствол: глубина забуривания по стволу _____									
m_k									
m_k + 1									
…									

Таблица А.49 — Обоснование спуска обсадных колонн эксплуатационного объекта

Наименование обсадной колонны	Номинальный диаметр колонны, мм	Интервал спуска, м		Диаметр долота, мм	Интервал цементирования, м	Обоснование спуска колонны
		по вертикали	по стволу			

Таблица А.50 — Обоснование спуска обсадных колонн для многозабойной скважины _____ эксплуатационный объект _____

Наименование обсадной колонны	Номинальный диаметр колонны, мм	Интервал спуска, м		Диаметр долота, мм	Интервал цементирования, м	Обоснование спуска колонны
		по вертикали	по стволу			
Основной ствол						
1-й боковой ствол						

Окончание таблицы А.50

Наименование обсадной колонны	Номинальный диаметр колонны, мм	Интервал спуска, м		Диаметр долота, мм	Интервал цементирования, м	Обоснование спуска колонны
		по вертикали	по стволу			
2-й боковой ствол						

Таблица А.51 — Программа доразведки месторождения

Цель проводимых работ	Контролируемый параметр	Способ и метод исследования	Охват исследований	Периодичность исследований	Срок выполнения, лет

Библиография

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

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

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

[4] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утверждены приказом Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. № 101)

[5] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса» (утверждены приказом Ростехнадзора от 18 марта 2014 г. № 105)

[6] Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. № 118)

[7] Правила разработки месторождений углеводородного сырья (утверждены приказом Минприроды России от 14 июня 2016 г. № 356)

[8] Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (утверждены распоряжением Минприроды России от 18 мая 2016 г. № 12-р)

[9] Руководящий документ Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений
Минэнерго России
РД 153-39.0-047—00

[10] Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений (утверждены приказом Минприроды России от 21 марта 2007 г. № 61)

УДК 553.98:006.354 ОКС 75.180.10

Ключевые слова: проектная (технологическая) документация, технологическая документация, освоение месторождения, морское нефтяное месторождение, морское газовое месторождение, морское газоконденсатное месторождение, морское нефтегазоконденсатное месторождение

Редактор *Л.В. Коретникова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 17.12.2020. Подписано в печать 26.01.2021. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 6,51. Уч.-изд. л. 5,90.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» для комплектования Федерального информационного фонда стандартов, 117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
www.gostinfo.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru