

---

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

---



**НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
СТАНДАРТ  
РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ**

**ГОСТ Р**  
*(Проект,  
первая редакция)*

---

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

**Основные требования**

**Москва  
Стандартинформ  
201Х**

## Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Daughterним открытым акционерным обществом «Центральное конструкторское бюро нефтеаппаратуры» Открытого акционерного общества «Газпром» (ДООАО ЦКБН ОАО «Газпром») с участием ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

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

3 УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «\_\_»\_\_\_\_20\_\_ №\_\_\_\_

4 ВВЕДЁН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0-2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в годовом (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок – в ежемесячно издаваемом 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 национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет ([www.gost.ru](http://www.gost.ru))*

© «Стандартинформ», 201Х

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён в качестве официального издания без разрешения национального органа Российской Федерации по стандартизации

## Содержание

1 Область применения .....	
2 Нормативные ссылки .....	
3 Термины и определения .....	
4 Обозначения и сокращения .....	
5 Общие положения .....	
6 Виды проектных документов .....	
7 Техническое задание .....	
8 Общие требования к разработке проектного документа .....	
9 Требования к содержанию проектного документа .....	
9.1 Общие сведения о месторождении и участке недр, предоставленном в пользование .....	
9.2 Геолого-физическая характеристика месторождения .....	
9.3 Цифровые модели месторождения .....	
9.4 Состояние разработки месторождения .....	
9.5 Проектирование разработки месторождения .....	
9.6 Методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов .....	
9.7 Экономический анализ вариантов разработки .....	
9.8 Техничко-экономический анализ вариантов разработки .....	
9.9 Конструкция и технология бурения скважин, методы вскрытия и освоения пластов .....	
9.10 Техника и технология добычи углеводородов .....	
9.11 Контроль и регулирование разработки месторождения .....	
9.12 Программа доразведки и исследовательских работ .....	
9.13 Маркшейдерско-геодезические работы .....	
9.14 Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недр .....	
9.15 Мероприятия по рациональному использованию и охране недр .....	

9.16 Мероприятия по обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами .....	
9.17 Сроки и условия выполнения работ по консервации и (или) ликвидации скважин, промысловых объектов, а также рекультивации земель .....	
9.18 Заключение .....	
10 Требования к оформлению проектного документа .....	
Библиография.....	

---

**НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

---

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

---

Дата введения –

## **1 Область применения**

1.1 Настоящий стандарт распространяется на морские нефтяные, газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения Российской Федерации.

1.2 Настоящий стандарт устанавливает требования к структуре, содержанию и оформлению проектных (технологических) документов, разрабатываемых для освоения и обустройства морских месторождений.

1.3 Настоящий стандарт предназначен для применения при составлении, экспертизе, согласовании и утверждении проектных (технологических) документов на разработку морских месторождений углеводородов, полностью или частично расположенных в недрах шельфа Российской Федерации.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

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

ГОСТ Р 55311-2012 Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Термины и определения.

ГОСТ Р 55414-2013 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Требования к техническому проекту разработки.

## 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, статья 3.1]

**3.2 модель наземной сети:** Гидравлическая модель элементов системы сбора, подготовки и транспортировки углеводородов.

**3.3 морское месторождение (углеводородов):** Совокупность залежей углеводородов, расположенных в недрах акваторий Российской Федерации.

**3.4 морской добычный комплекс, МДК:** Совокупность надводных и подводных нефтегазопромысловых инженерных сооружений, обеспечивающих добычу углеводородов на морском месторождении.

**3.5 навигационный период:** Период возможного использования водных путей в транспортных и строительно-монтажных целях.

**3.6 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, статья 3.3]

**3.7 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, статья 33]

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

[ГОСТ Р 53710-2009, статья 3.4]

## 4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГВК – газоводяной контакт;
- ГДИ – гидродинамические исследования (скважин и пластов);
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ГНК – газонефтяной контакт;
- ДКС – дожимная компрессорная станция;
- ДНС – дожимная насосная станция;
- ЕСГ – единая система газоснабжения;

ЕСН	–	единый социальный налог;
КВД	–	кривая восстановления давления;
КНС	–	кустовая насосная станция;
НД	–	нормативный документ;
НДПИ	–	налог на добычу полезных ископаемых;
НКТ	–	насосно-компрессорные трубы;
ПДК	–	подводный добычный комплекс;
ППД	–	поддержание пластового давления;
УБТ	–	утяжеленные бурильные трубы;
УВС	–	углеводородное сырье;
ФЕС	–	фильтрационно-емкостные свойства;
ЦГМ	–	цифровая геологическая модель;
ЦФМ	–	цифровая фильтрационная модель.

## **5 Общие положения**

5.1 Разработка морского нефтяного, газового, газоконденсатного, нефтегазового и нефтегазоконденсатного месторождения (далее месторождение) осуществляется в соответствии с утвержденными проектными технологическими документами на разработку месторождения (далее проектные документы). Допускается разработка проектных документов для группы месторождений с выделением проектных решений и показателей по отдельным месторождениям и группе в целом. Целесообразность составления групповых проектных документов должна быть обусловлена возможностью повышения экономической эффективности.

5.2 Разработка проектных документов должна быть проведена в соответствии с положениями лицензии на пользование недрами и на основе запасов, прошедших государственную экспертизу. При наличии нескольких лицензионных участков проектные документы должны содержать показатели по лицензионным участкам и месторождению в целом.



5.3 Виды проектных документов определяются степенью изученности месторождения.

5.4 Проектные документы составляют специализированные научно-исследовательские или проектные организации в соответствии с техническим заданием недропользователя.

5.5 Положения проектных документов должны обеспечивать выполнение основных требований по рациональному использованию, охране недр и окружающей среды согласно законам [1, 3] и правилам [2], безопасному ведению работ в соответствии с правилами [4].

5.6 Проектные решения должны быть основаны на геологической информации о недрах, природно-климатических условиях и сведениях о производственной инфраструктуре района.

5.7 Проектные решения должны быть направлены на достижение максимально возможного извлечения углеводородов из недр при выполнении условий экономической целесообразности.

5.8 При разработке проектных документов необходимо учитывать апробированные в аналогичных природно-климатических и горно-геологических условиях технико-технологические решения по освоению месторождений.

5.9 Проработка проектных решений должна быть выполнена в объеме, необходимом для экономической оценки эффективности их реализации.

5.10 Согласование и утверждение проектных документов производится в установленном порядке в соответствии с Положением [5].

## **6 Виды проектных документов**

6.1 На различных этапах и стадиях изучения, освоения и разработки месторождений в соответствии с ГОСТ Р 53710 устанавливаются следующие виды проектных документов:

- проект пробной эксплуатации месторождения (залежи) и дополнения к

нему;

- технологическая схема опытно-промышленной разработки месторождения (залежей или участков залежей) и дополнения к ней;

- технологическая схема разработки месторождения и дополнения к ней;

- технологический проект разработки месторождения и дополнения к нему.

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

Основные задачи проекта пробной эксплуатации устанавливает ГОСТ Р 53710:

- составление и реализация программы изучения месторождения и исследовательских работ;

- предварительное выделение эксплуатационных объектов и составление их первых геологических и фильтрационных моделей;

- оценка добычных возможностей эксплуатационных объектов;

- определение перспектив добычи углеводородов;

- оценка перспектив использования попутного газа и других сопутствующих компонентов;

- оценка эффективности техники и технологии строительства скважин, добычи нефти, обустройства промыслов, методов повышения нефтеотдачи пластов и дебитов скважин.

Проект пробной эксплуатации должен служить основанием для своевременного оформления разрешительных документов на правоведения разработки на лицензионном участке недр, проектирования и строительства объектов промыслового обустройства.

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

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

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

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

6.4 В зависимости от степени изученности месторождения при проектировании разработки следует составлять технологическую схему разработки месторождения или технологический проект разработки. При необходимости составить дополнение к проектному документу.

Технологическая схема разработки – проектный документ, составляемый по данным геологической разведки месторождения. Технологическая схема должна содержать:

- обоснование технико-технологических решений по разработке и обустройству месторождения на период разбуривания эксплуатационным фондом скважин,
- программу доразведки месторождения и исследовательских работ,
- технико-экономическое обоснование рекомендуемого варианта разработки месторождения,
- мероприятия по внедрению рекомендуемого варианта,
- мероприятия по охране недр и экологической безопасности.

Проектные технологические показатели разработки, представленные в технологической схеме, следует уточнять на основе полученных в процессе разработки месторождения фактических данных.

6.5 Технологический проект разработки месторождения следует составлять после ввода в эксплуатацию объектов обустройства месторождения и 70% проектного фонда скважин, предусмотренных в технологической схеме разработки. В технологическом проекте разработки следует учитывать геолого-промысловую информацию, полученную при бурении, исследовании и эксплуатации скважин. Технологический проект разработки должен содержать анализ реализации действующего проектного документа, уточнение технико-технологических решений по разработке месторождения и технико-экономических показателей.

6.6 Дополнение к проектному документу следует составлять 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 необходимо провести анализ выполнения мероприятий действующего проектного документа и обосновать новый вариант разработки месторождения на основе технико-технологических показателей.

Дополнения являются неотъемлемой составной частью утвержденных проектных документов, составляются по мере необходимости и без ограничения сроков. Рассмотрение и утверждение дополнений должно производиться в соответствии с Положением [5].

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

6.8 Требования к составлению новых проектных документов должны соответствовать ГОСТ Р 53710.

Со дня утверждения нового проектного документа утрачивают силу проектные показатели разработки, определенные ранее утвержденными проектными документами.

Срок действия проектного документа следует определять достижением поставленных в нем целей и задач.

## **7 Техническое задание**

7.1 Техническое задание на разработку проектного документа должно составляться недропользователем и согласовываться с проектирующей организацией.

7.2 Техническое задание на разработку проектного документа должно содержать:

- вид проектного документа, согласно лицензионному соглашению;
- срок ввода месторождения в разработку, согласно лицензионному соглашению;
- законодательная и регламентирующая база;
- перечень предоставляемой исходной информации;
- научно-технические требования;
- срок выполнения работы;
- порядок сдачи выполненной работы.

При необходимости в техническом задании могут быть указаны:

- вид применяемых геолого-технологических моделей;
- требования к оформлению проектного документа, не противоречащие требованиям раздела 10.

7.3 Перечень предоставляемой в техническом задании исходной информации должен включать:

- общие сведения о месторождении;
- природно-климатические условия, в том числе гидрометеорологические условия, включая ледовые, расстояние до берега,

наличие водоохранных зон, заповедников, заказников, участков ценных лесов и пахотных земель;

- геолого-промысловая основа и сведения о запасах углеводородов;
- фактические данные по истории разработки месторождения.

7.4 Перечень предоставляемой в техническом задании исходной информации может быть дополнен следующими показателями:

- проектный уровень добычи углеводородов;
- факторы, влияющие на систему разработки месторождения, в том числе ограничивающие уровень добычи пластовых флюидов и объемы закачки рабочих агентов воздействия на пласт, а также определяющие способы эксплуатации скважин;
- количество буровых станков, намечаемые объемы эксплуатационного и разведочного бурения;
- коэффициент эксплуатации скважин;
- коэффициент неравномерности добычи углеводородов;
- источники рабочих агентов воздействия на пласты;
- величина давления на входе в ЕСГ;
- количество нефтегазопромысловых гидротехнических сооружений, их тип и основные характеристики;
- ограничения по срокам строительства объектов обустройства;
- вид транспорта продукции;
- использование попутного газа;
- источники энергоснабжения;
- нормативы капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затрат;
- экономические условия и цены реализации углеводородов.

7.5 В техническом задании рекомендуется предусмотреть обоснование программы инженерных исследований и изысканий.

## **8 Общие требования к разработке проектного документа**

8.1 В проектном документе должны быть обоснованы технико-технологические решения по разработке эксплуатационных объектов и обустройству месторождения, а также рекомендуемый вариант разработки месторождения.

При этом, технико-технологические решения по разработке эксплуатационного объекта и обустройству месторождения должны быть согласованы и представлены как элементы единой взаимосвязанной системы.

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

Построение геолого-технологической модели месторождения углеводородов необходимо производить в соответствии с Регламентом [6].

8.3 При выделении эксплуатационных объектов разработки следует отдавать предпочтение решениям, позволяющим трансформировать систему разработки без снижения эффективности освоения месторождения.

8.4 В проектном документе должна быть сформирована группа 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;
- схемой размещения, профилем ствола и характеристикой забоев скважин;
- технологией воздействия на пласт;
- характеристикой подъемного лифта скважин;

- типом и характеристиками гидротехнических нефтегазопромысловых инженерных сооружений, способом обустройства устьев скважин;
- местом расположения объектов сбора и подготовки продукции;
- характеристикой транспортной системы;
- сроками ввода объектов обустройства в эксплуатацию.

Число расчетных вариантов должно быть необходимым и достаточным для обоснования рекомендуемого - технически реализуемого и экономически целесообразного варианта.

8.5 При формировании группы вариантов разработки следует учитывать возможность применения различных типов скважин: вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных, многозабойных, вскрывающих пласты как на депрессии, так и на репрессии.

8.6 Для обеспечения проектных уровней добычи углеводородов должны быть определены состав и количество технологического оборудования морского добычного комплекса.

С целью оптимизации массогабаритных характеристик гидротехнических нефтегазопромысловых инженерных сооружений и обеспечения рационального использования производственной инфраструктуры необходимо выполнить согласование технологических показателей систем разработки эксплуатационного объекта, подготовки и транспортировки извлекаемой продукции.

8.7 В проектном документе необходимо определить возможность реализации и оценить технико-экономическую эффективность различных схем разработки, подготовки и транспортировки добываемой продукции, в том числе с использованием существующих объектов производственной инфраструктуры.

8.8 Анализ вариантов разработки должен проводиться в соответствии с действующими методическими рекомендациями по экономической оценке эффективности инвестиционных проектов.



Оценка экономических показателей должна быть выполнена за рентабельный период разработки на основе информации о прогнозных ценах реализации углеводородов, налоговом окружении проекта, капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затратах. При этом необходимо учитывать 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 должны быть предусмотрены программы исследовательских работ и мероприятий по доразведке месторождения.

8.10 Для уточнения геолого-технологической модели месторождения, контроля выработки запасов, фильтрационных свойств пласта, состояния и работы эксплуатационных скважин, качества работ по интенсификации добычи в проектном документе должны быть предусмотрены мероприятия по контролю за разработкой месторождения.

8.11 Предусмотренные проектным документом технико-технологические решения по разработке и обустройству месторождения должны обеспечивать соблюдение норм по экологической безопасности, охране недр и окружающей среды.

## **9 Требования к содержанию проектного документа**

### **9.1 Общие сведения о месторождении и участке недр, предоставленном в пользование**

В разделе должны быть представлены сведения о географическом и административном положении морского месторождения. На схеме района необходимо указать лицензионный участок, ближайшие месторождения и объекты береговой производственной и иной инфраструктуры (населенные пункты, железнодорожные станции, аэропорты, речные пристани, морские

порты, автомобильные дороги, линии электропередачи, магистральные нефте- и газопроводы). Также должны быть выделены особо охраняемые территории и территории с повышенным режимом природопользования.

В реферативной форме необходимо привести следующие сведения:

- паспортные данные месторождения – год его открытия, количество пробуренных разведочных скважин, отложения, к которым приурочена газоносность (нефтеносность) выявленных залежей, интервал значений дебитов газа, нефти, полученных при опробовании продуктивных пластов, тип выявленных залежей, результаты рассмотрения подсчета запасов углеводородов в Федеральном государственном учреждении «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» (далее ФГУ «ГКЗ»)/Центральной комиссии Минприроды России;

- основные параметры лицензии на пользование недрами;

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

Должны быть представлены краткие сведения о природно-климатических условиях района работ, в том числе гидрометеорологических инженерно-геологических.

Для характеристики гидрометеорологических условий следует привести сведения: о температуре воздуха, скорости ветра, высоте волны, температуре воды, уровне моря, скорости течения и продолжительности навигационного периода.

Для замерзающих морей необходимо привести общую характеристику ледового режима, морфометрические характеристики ледяного покрова и ледяных образований, структуру и динамические характеристики ледяного покрова, физико-механические свойства льда. Для мелководных участков следует дать сведения о ледовом пропахивании.

Для характеристики инженерно-геологических условий следует привести сведения о рельефе дна и берегов, диапазоне глубин моря, наличии

характерных форм рельефа и орогидрографии района. Также необходимо привести данные о геологическом строении верхней части разреза, геоморфологических и геокриологических условиях, характеристиках грунтов, сведения об опасных геологических процессах и явлениях (сейсмичность, проседание морского дна, наличие газонасыщенных и газогидратонасыщенных зон).

По ближайшим месторождениям следует дать сведения о степени разведанности и состоянии разработки.

## **9.2 Геолого-физическая характеристика месторождения**

### **9.2.1 Геологическое строение месторождения и залежей**

В данном разделе необходимо привести историю открытия и геологического изучения морского месторождения.

Следует привести структурно-тектоническую карту (схему) региона с выделением основных тектонических элементов и кратким комментарием, характеризовать основные структурно-тектонические элементы в пределах площади рассматриваемого месторождения.

Необходимо привести сводный литолого-стратиграфический разрез района в стратиграфических границах продуктивных отложений рассматриваемого месторождения, общие сведения о нефтегазоносности: этаж нефтегазоносности, продуктивные пласты, общее число залежей нефти и газа. Характеристику продуктивных залежей следует представить по форме таблицы 1.

Для многопластовых месторождений при необходимости следует представить схемы совмещения залежей в плане в границах лицензионного участка.

Для характеристики геологического строения продуктивных пластов (залежей) при необходимости следует представить характерные геологические и геолого-статистические разрезы, а также карты геологических параметров.

Таблица 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	
				водонефтяного контакта	газонефтяного контакта	газоводяного контакта			до берега	до ближайшего порта

Карты эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин при необходимости следует представить по подсчетным объектам и утвержденным эксплуатационным объектам (в графических приложениях).

Сведения о неоднородности геологических параметров по данным ГИС должны быть представлены по форме таблицы 2.

Детальность представления материалов в данном разделе определяется особенностями геологического строения залежей.

Таблица 2 – Статистические показатели характеристик неоднородности

Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчаности, доли ед.		Коэффициент расчлененности, доли ед.		Характеристика прерывистости	Коэффициент анизотропии пласта, доли ед.
	среднее значение	интервал изменения	среднее значение	интервал изменения		

### 9.2.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия. Характеристика режима водонапорного бассейна

В данном разделе должна быть приведена характеристика водоносных горизонтов и комплексов (глубина залегания, размеры, напорность, водообильность, минерализация и тип воды, содержание основных химических компонентов).

Должна быть оценена возможность проявления упруговодонапорного режима в процессе разработки.

### 9.2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

По результатам лабораторного изучения керна следует привести литологическую характеристику пород - описание типа коллектора, его состава, особенностей литологического строения. Необходимо рассчитать средние значения, коэффициенты вариации и статистические ряды распределения параметров пласта по керну в каждой скважине и по пласту в целом. Следует привести значения предела прочности, коэффициентов Пуассона, модуля Юнга, коэффициента упругоёмкости пород и насыщающих флюидов.

ФЕС пластов по данным исследований образцов керна должны быть представлены по форме таблицы 3.

Таблица 3 – Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным исследований образцов керна

Индекс пласта (часть пласта), насыщение, зона	Коэффициент пористости $K_p$ , %					Коэффициент проницаемости $K_{пр}, \cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>					Неснижаемая водонасыщенность $K_{во}$ , %					Количество скважин по видам анализов, шт.		
	Эффективная толщина $h_{эф}$ , м	Количество анализов, шт.	Значение			Эффективная толщина $h_{эф}$ , м	Количество анализов, шт.	Значение			Эффективная толщина $h_{эф}$ , м	Количество анализов, шт.	Значение			$K_p$	$K_{пр}$	$K_{во}$
			минимальное	максимальное	среднее			минимальное	максимальное	среднее			минимальное	максимальное	среднее			
Примечание – Все исследования керна проводятся при идентичных условиях, которые указываются (лабораторные или пластовые).																		

Следует составить характеристику вытеснения флюидов по данным лабораторных исследований при условиях, моделирующих пластовые, и результаты определения пороговых и критических значений водонасыщенности по кривым капиллярного давления. Необходимо определить диаграммы относительных фазовых проницаемостей. При недостаточном объеме исследований привести данные по пластам-аналогам.

Характеристики вытеснения нефти (газа) рабочим агентом должны быть представлены по форме таблиц 4 и 5.

Таблица 4 – Характеристики вытеснения нефти рабочим агентом (водой, газом)

Наименование	Фазовая проницаемость по нефти при неснижаемой водонасыщенности, $K_{пр} \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Неснижаемая водонасыщенность (содержание связанной воды), $S_{вн}$ доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, $(1-S_{вн})$ , доли ед.	Вытесняющий рабочий агент (вода, газ и т.п.)	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения фазовых проницаемостей, доли ед.	
							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 5 – Характеристика вытеснения газа водой (нефтью)

Наименование	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Неснижаемая водонасыщенность. (нефтенасыщенность), доли ед.	Начальнаягазонасыщенность, доли ед.	Вытесняющий рабочий агент (вода, нефть)	Остаточная газонасыщенность при вытеснении газа водой (нефтью), доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
							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								

В разделе следует представить сведения о комплексе ГИС по выделению коллекторов, определению коэффициента пористости, проницаемости и нефте(газо)насыщенности.

Также необходимо представить сведения о проведенных гидродинамических исследованиях скважин; указать количество режимов и рабочие параметры на каждом режиме; дать характеристику конструкций скважины.

На основании результатов ГДИ скважин в разделе следует привести средние значения гидродинамических параметров пластов и интервалы их изменения, а также 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.).

Результаты ГДИ должны быть представлены при стационарных (индикаторные линии) и нестационарных (КВД и гидропрослушивание) режимах фильтрации.

Результаты ГДИ залежей и пластов в целом следует представить в соответствии с таблицами 6 – 7.

Таблица 6 – Результаты гидродинамических исследований залежей и пластов \_\_\_\_\_ месторождение, пласт \_\_\_\_\_

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



Окончание таблицы 6

Параметр	Залежь 1	...	Залежь М	Пласт в целом
6.4 Максимальное значение, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>				
6.5 Среднее значение, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>				

Таблица 7 – Результаты опробования и гидродинамических исследований скважин \_\_\_\_\_ месторождение, пласт \_\_\_\_\_

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

В заключении к разделу следует сформулировать выводы по состоянию изученности фильтрационно-емкостных свойств пород по керну, ГИС и ГДИ. В соответствии с таблицей 8 необходимо представить сравнение фильтрационно-емкостных свойств, определенных различными методами.

Сводная характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности должна быть представлена по форме таблицы 9.

Также необходимо привести выводы по результатам сравнения и оценить возможность учета результатов исследований при анализе текущего состояния и проектировании разработки месторождения.

Таблица 8 – Сравнение фильтрационно-емкостных свойств (керн, ГИС, ГДИ)  
\_\_\_\_\_ месторождение, пласт \_\_\_\_\_

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

Таблица 9 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазоносности

Метод определения	Наименование	Коэффициент проницаемости $K_{пр}$ , мкм <sup>2</sup>	Коэффициент пористости $K_{п}$ , доли ед.	Начальная		Насыщенность связанной водой, доли ед.
				нефте-насыщенность, доли ед.	газо-насыщенность, доли ед.	
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт. Количество определений, шт Среднее значение Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения					
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт. Количество определений, шт Среднее значение Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения					
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт. Количество определений, шт Среднее значение Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения					
Принятые при проектировании значения параметров						

#### 9.2.4 Свойства и состав пластовых флюидов

В разделе необходимо представить следующие сведения:

- компонентный состав и свойства пластовой и дегазированной нефти, а также нефтяного газа в соответствии с таблицами 10, 11;
- состав и свойства газа и конденсата в соответствии с таблицами 12, 13;
- свойства и химический состав пластовых вод в соответствии с таблицей 14;
- характеристика воды, предлагаемой для заводнения, и совместимость этой воды с пластовой водой;
- источник, состав и свойства газа, рекомендуемого в качестве рабочего агента при газлифтной эксплуатации скважин на месторождении;

– оценка возможности выпадения твердой фазы из нефти при изменении пластовых условий и применении специальных технологий разработки и эксплуатации месторождений высокопарафинистых нефтей;

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

– 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 15.

Таблица 10 – Компонентный состав нефти и растворенного газа  
\_\_\_\_\_ месторождение, пласт \_\_\_\_\_

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

Таблица 11 – Свойства пластовой и дегазированной нефти  
\_\_\_\_\_ месторождение, пласт \_\_\_\_\_

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

Таблица 12 – Компонентный состав газа и конденсата \_\_\_\_\_  
месторождение, пласт \_\_\_\_\_

Наименование параметра	Газ			Конденсат		Состав пластового газа
	сепарации	дегазации	дебутанизации	дебутанизованный (стабильный)	сырой	
Молярная концентрация, %:						
- сероводород						
- двуокись углерода						
- азот + редкие,						
в том числе гелий						
- метан						
- этан						
- пропан						
-изобутан						
- норм.бутан						
-изопентан						
- норм, пентан						
- гексаны						
- гептаны						
- октаны						
- остаток C <sub>9+</sub>						
Молекулярная масса, г/моль						
Давление P, МПа						
Температура (t), °C						
Плотность, кг/м <sup>3</sup> , – в стандартных условиях (0,1 МПа, 20°C) – в рабочих условиях (при P, t)						
Выход на 1000 кг пластового газа, кг						

Таблица 13 – Свойства газа и конденсата \_\_\_\_\_ месторождение, пласт \_\_\_\_\_

Наименование параметра	Значение (среднее)
1 Газ газовой шапки	
Давление пластовое, МПа	
Температура пластовая, °К	
Давление начала конденсации, МПа	
Давление максимальной конденсации, МПа	
Давление псевдокритическое, МПа	
Давление приведенное	
Температура псевдокритическая, °К	
Температура приведенная	
Коэффициент сверхсжимаемости (z)	
Объемный коэффициент	
Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	
Теплоемкость, Дж/°С	
Коэффициент Джоуля-Томсона, °С/атм	
Содержание конденсата, г/м <sup>3</sup>	
сырого (нестабильного),	
стабильного (дебутанизированного)	
2 Стабильный (дебутанизированный) конденсат	
Плотность (станд. условия), кг/м <sup>3</sup>	
Вязкость (станд. условия), мПа·с	
Молекулярная масса, г/моль	
Температура выкипания 90 % объемного конденсата, °С	

Таблица 14 – Свойства и химический состав пластовых вод \_\_\_\_\_  
месторождение, пласт \_\_\_\_\_

Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
1 Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>		
2 Плотность воды, кг/м <sup>3</sup> : - в стандартных условиях - в условиях пласта		
3 Вязкость в условиях пласта, мПа·с		
4 Коэффициент сжимаемости, 10 <sup>-4</sup> ·МПа <sup>-1</sup>		
5 Объемный коэффициент, единиц		
6 Химический состав вод, мг/дм <sup>3</sup> : - Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup> - Ca <sup>+2</sup> - Mg <sup>+2</sup> - Cl <sup>-</sup> - HCO <sub>3</sub> - CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup> - SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> - NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> - Br <sup>-</sup> - J <sup>-</sup> - B <sup>+3</sup> - Li <sup>+</sup> - Sr <sup>+2</sup> - Rb <sup>+</sup> - Cs <sup>+</sup>		
7 Общая минерализация, г/дм <sup>3</sup>		
8 Водородный показатель, pH		
9 Химический тип воды, преимущественный		
10 Количество исследованных проб (скважин)		

Таблица 15 – Теплофизические свойства пород и пластовых жидкостей

Наименование параметра	Горная порода		Пластовые жидкости	
	коллекторы	вмещающие	нефть	вода
Число исследованных образцов				
Средняя плотность, кг/м <sup>3</sup>				
Коэффициент температуропроводности, м <sup>2</sup> /час				
Коэффициент теплопроводности, ккал/м·час·град				
Удельная теплоемкость, ккал/кг·град				



## 9.2.5 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Сводные геолого-геофизические характеристики продуктивных пластов нефтяного (нефтяной части нефтегазоконденсатного) и газового (газовой части нефтегазоконденсатного) месторождений необходимо привести в соответствии с таблицами 16 и 17.

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

Таблица 16 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов нефтяного (нефтяной части нефтегазоконденсатного) месторождения

Параметр	Залежь			
	1	2	...	n
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м				
Тип залежи				
Тип коллектора				
Площадь нефтегазоносности, тыс. м <sup>2</sup>				
Средняя общая толщина, м				
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м				
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м				
Коэффициент пористости, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности нефтяной зоны, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности водонефтяной зоны, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.				
Средняя проницаемость по керну, мД				
Средняя проницаемость по гидродинамическим исследованиям скважин, мД				
Коэффициент песчанистости, доли ед.				
Расчлененность, ед.				
Начальная пластовая температура, °С				
Начальное пластовое давление, МПа				
Вязкость нефти в пластовых условиях, Па·с				
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>				
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>				
Абсолютная отметка газоводяного контакта, м				
Абсолютная отметка водонефтяного контакта, м				
Объемный коэффициент нефти, доли ед.				
Давление насыщения нефти газом, МПа				

Окончание таблицы 16

Параметр	Залежь			
	1	2	...	n
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т				
Вязкость воды в пластовых условиях, Па·с				
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>				
Сжимаемость, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>				
нефти				
воды				
породы				
Коэффициент продуктивности, т/(сут · МПа)				
Коэффициент вытеснения (агент), доли ед.				

Таблица 17 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов газового (газовой части нефтегазоконденсатного) месторождения

Параметр	Залежь			
	1	2	...	n
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м				
Тип залежи				
Тип коллектора				
Площадь газоносности, тыс. м <sup>2</sup>				
Средняя общая толщина, м				
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м				
Коэффициент пористости, доли ед.				
Коэффициент газонасыщенности пласта, доли ед.				
Средняя проницаемость по керну, мД				
Средняя проницаемость по гидродинамическим исследованиям скважин, мД				
Коэффициент песчанистости, доли ед.				
Расчлененность, единиц				
Начальная пластовая температура, °С				
Начальное пластовое давление, МПа				
Вязкость газа в пластовых условиях, Па·с				
Плотность газа в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>				
Абсолютная отметка газоводяного контакта, м				
Коэффициент сверхсжимаемости газа, доли ед.				
Вязкость воды в пластовых условиях, Па·с				
Сжимаемость, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>				
воды				
породы				
Коэффициенты фильтрационного сопротивления:				
А, МПа/тыс.м <sup>3</sup> /сут				
В, МПа <sup>2</sup> /(тыс.м <sup>3</sup> /сут) <sup>2</sup>				
Абсолютно свободный дебит, тыс.м <sup>3</sup> /сут				

### **9.2.6 Запасы углеводородов**

Сведения о начальных запасах углеводородов и подсчетных параметрах на дату проектирования необходимо привести в соответствии с таблицами 18–23.

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

### **9.2.7 Оценка исходной информации для проектирования**

В данном разделе следует привести 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.

По результатам оценки изученности обосновывают степень подготовленности залежи углеводородов к разработке.

При необходимости представляют пласты-коллекторы аналогов залежей, хорошо изученные по геолого-геофизическим, петрофизическим и гидродинамическим данным. Для сравнения количественных параметров используют корреляционный анализ. Предел отклонения величин комплекса параметров коллекторов, выбранных для сравнения, не должен превышать 20-30%.

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

Пласт	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м <sup>3</sup>	Коэффициент пористости, доли ед.	Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	Пересчетный коэффициент, доли ед.	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	Начальные геологические запасы растворенного газа, млн. м <sup>3</sup>

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

Пласт	Зона	Категория запасов	Площадь газоносности, тыс. м <sup>2</sup>	Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс. м <sup>3</sup>	Коэффициент пористости, доли ед.	Коэффициент газонасыщенности, доли ед.	Начальное пластовое давление, МПа	Поправка на температуру	Поправка на отклонение от закона Бойля- Мариотта	Начальные геологические запасы свободного газа (газоконденсата), млн. м <sup>3</sup>

Таблица 20 – Состояние запасов нефти нефтяного (нефтяной части нефтегазоконденсатного) месторождения

Объекты, месторождение в целом	Начальные запасы нефти										Текущие запасы нефти				
	принятые ФГУ «ГКЗ»					на государственном балансе									
	геологические, тыс. т		извлекаемые, тыс. т		коэффициент извлечения нефти C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> , доли ед.	геологические, тыс. т		извлекаемые, тыс. т		коэффициент извлечения нефти C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> , доли ед.	геологические, тыс. т		извлекаемые, тыс. т		текущий коэффициент извлечения нефти, доли ед.
	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>		A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>		A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	

Таблица 21 – Состояние запасов нефти нефтяного (нефтяной части нефтегазоконденсатного) месторождения при коэффициенте извлечения нефти, принятом в проектом технологическом документе

Объекты, месторождение в целом	Начальные геологические запасы нефти, числящиеся на государственном балансе, тыс. т		Принятые ГКЗ			Изменение начальных извлекаемых запасов, ± тыс. т		Текущие запасы нефти, тыс. т				
			коэффициент извлечения нефти, доли ед.	начальные извле- каемые запасы, тыс. т				геологи- ческие		извле- каемые		коэффициент извлечения нефти, доли ед.
	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	A+B+ C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+ C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B +C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B +C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	

Залежь	Принятые ФГУ «ГКЗ»		На государственном балансе			
	Начальные геологические запасы, млн. м <sup>3</sup>		Начальные геологические запасы, млн. м <sup>3</sup>		Текущие геологические запасы, млн. м <sup>3</sup>	
	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
газ						
Всего по месторождению						

[illegible]

## **9.3 Цифровые модели месторождения**

### **9.3.1 Цифровая геологическая модель месторождения**

Следует привести краткое описание исходных данных, используемых для построения геологической модели, обосновать границы участков моделирования.

Необходимо изложить принципы построения структурного каркаса модели; обосновать выбор реперных поверхностей и схем напластования; указать способ использования в модели утвержденной структурной основы подсчетных объектов; привести данные о геометрических параметрах области моделирования, шагах сетки в плоскостях  $X$ ,  $Y$ ,  $Z$  и количество ячеек.

Следует кратко описать принципы построения литологической модели; указать способ определения признака коллектор - неколлектор (явное, через граничное значение параметра, прочее); привести сведения о методах определения значений параметров в скважинах и межскважинном пространстве. При необходимости следует указать явный вид используемых петрофизических зависимостей.

Необходимо дать краткое описание принципов построения модели насыщения; привести положения ВНК, ГНК; указать сведения о методах определения значений насыщенности в скважинах и межскважинном пространстве. При необходимости следует привести вид используемых зависимостей насыщенности от других параметров модели.

Следует привести способ подсчета геологических запасов углеводородов в терминах построения геологической модели.

Сопоставление запасов, числящихся на государственном балансе и рассчитанных на основе геологического моделирования, должны быть представлены в соответствии с таблицей 24. Расхождение полученных результатов следует проанализировать.

Таблица 24 – Сопоставление начальных запасов \_\_\_\_\_  
месторождение, эксплуатационный объект \_\_\_\_\_

Параметр	Подсчет запасов	Модель ЦГМ, ЦФМ	Расхождение			
			абсолютное		в процентах	
			ЦГМ	ЦФМ	ЦГМ	ЦФМ
Запасы категорий ABC <sub>1</sub>						
Начальные геологические запасы						
Объем насыщенных пород						
Площадь нефте-газоносности, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup>						
Средняя эффективная нефте-газонасыщенная толщина, м						
Средний коэффициент пористости, единиц						
Средний коэффициент начальной нефте-газонасыщенности, единиц						
Запасы категорий ABC <sub>1</sub> C <sub>2</sub>						
Начальные геологические запасы						
Объем насыщенных пород						
Площадь нефте-газоносности, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup>						
Средняя эффективная нефте-газонасыщенная толщина, м						
Средний коэффициент пористости, единиц						
Средний коэффициент начальной нефте-газонасыщенности, единиц						
Примечание - Для залежей с газовыми шапками дополнительно приводят сравнение запасов газа газовых шапок.						

### 9.3.2 Цифровая фильтрационная модель месторождения

Необходимо привести краткое описание исходных данных, используемых для построения ЦФМ.

Следует привести принципы и результаты ремасштабирования ЦГМ, если таковое осуществлялось; сопоставить запасы, числящихся на государственном балансе и рассчитанных на основе ЦФМ; представить в соответствии с таблицей 24.

Необходимо обосновать выбор основных параметров ЦФМ при воспроизведении истории разработки (временной шаг, граничные условия, режимы работы скважин); определить перечень варьируемых и контролируемых параметров.



По итогам воспроизведения истории следует сопоставить фактические и расчетные контролируемые параметры в соответствии с таблицей 25 и проанализировать имеющиеся расхождения.

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

В случае существенного влияния системы сбора, предварительной подготовки и транспорта на режимы работы и дебиты скважин привести описание модели наземной сети.

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

- схемы расположения границ ЦГМ 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, газоконденсата и нефти на начало прогнозного периода.

Детальность представления материалов необходимо определить авторам в зависимости от сложности геологического строения и сроков эксплуатации месторождения.

Таблица 25 – Сопоставление фактических и расчетных показателей \_\_\_\_\_ месторождение, эксплуатационный объект \_\_\_\_\_

Номер скважины	Накопленная добыча нефти, газа, конденсата					Накопленная добыча жидкости, 10 <sup>3</sup> т				Накопленная закачка воды, 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup>			
	Факт	Расчет	Расхождение			Факт	Расчет	Расхождение		Факт	Расчет	Расхождение	
			10 <sup>3</sup> т	т.м <sup>3</sup>	%			10 <sup>3</sup> т	%			10 <sup>3</sup> т	%
ИТОГО по скважинам, перебивавшим в эксплуатации с начала разработки													
Примечание - При количестве скважин более ста могут быть приведены обобщенные данные, сгруппированные по интервалам расхождений.													

## **9.4 Состояние разработки месторождения**

### **9.4.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения**

Следует привести краткие сведения о ранее выполненных проектных документах.

Для действующего проектного документа необходимо представить основные технико-технологические решения по разработке и обустройству месторождения.

### **9.4.2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом**

Следует привести краткие сведения об истории разработки месторождения, схему размещения скважин и объектов обустройства; выделить этапы освоения месторождения; проанализировать основные технологические показатели разработки (добыча газа, газоконденсата, нефти, жидкости, обводненность, закачка воды) и состояние фонда скважин.

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

На основании анализа текущего состояния освоения месторождения должны быть сформулированы выводы об эффективности применяемых систем разработки и обустройства; определены основные направления их совершенствования.

Основные технологические показатели разработки и состояние реализации фонда скважин следует привести в соответствии с таблицами 26 и 27.

Таблица 26 – Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.01.20\_\_ г. \_\_\_\_\_ месторождение

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

Таблица 27 – Основные технологические показатели разработки по состоянию на 01.01.20\_\_ г. \_\_\_\_\_ месторождение

Основной показатель разработки		Объект 1		...		Объект n	
Фонд скважин, единицы	добывающие						
	нагнетательные						
	контрольные						
	водозаборные						
	всего						
Годовой отбор	нефти, млн.т.						
	конденсата млн.т.						
	газа, м <sup>3</sup> /сут.						
	воды, млн. м <sup>3</sup>						
Накопленный отбор	нефти, млн.т.						
	конденсата млн.т.						
	газа, м <sup>3</sup> /сут.						
	воды, млн. м <sup>3</sup>						
Закачка воды, млн. м <sup>3</sup>							
Закачка воды с начала разработки, млн. м <sup>3</sup>							

Окончание таблицы 27

Основной показатель разработки		Объект 1		...		Объект n	
Компенсация отбора жидкости закачкой воды, %							
Компенсация отбора жидкости закачкой воды с начала разработки, %							
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.							
Обводненность продукции, % (вес)							
Отбор от НБЗ, %	нефти						
	конденсата						
	газа						
Дебит	нефти, млн.т.						
	конденсата млн.т.						
	газа, м <sup>3</sup> /сут.						
	воды, млн. м <sup>3</sup>						
Забойное давление, кг/см <sup>2</sup>							
Депрессия, кг/см <sup>2</sup>							
Устьевое давление, кг/см <sup>2</sup>							

#### 9.4.3 Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов

Необходимо привести сведения об истории разработки эксплуатационных объектов; произвести сопоставление и анализ фактических и проектных показателей разработки по действующему проектному документу; указать основные причины расхождений.

Для каждого эксплуатационного объекта следует представить и проанализировать карты:

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

На картах следует указать места расположения эксплуатационных скважин.

Необходимо охарактеризовать фонд скважин на эксплуатационном объекте; проанализировать распределение скважин по различным параметрам: обводненность, дебит газа, газоконденсата, нефти и жидкости, накопленная добыча газа, газоконденсата, нефти, жидкости и др.

Основные технологические показатели разработки и использование фонда скважин должны быть приведены в соответствии с таблицами 28 и 29.

Следует привести и проанализировать профили притока и приемистости скважин, источники обводнения. При совместном и раздельном вскрытии пластов необходимо дополнительно привести распределение отборов и закачки.

На разрезе эксплуатационного объекта должны быть профили выработки запасов газа, газоконденсата, нефти.

При необходимости следует представить дополнительные данные.

На основе анализа должна быть дана общая оценка эффективности системы разработки эксплуатационного объекта, реализуемой в соответствии с действующим проектным документом. Следует привести краткие выводы и предложения по совершенствованию.

Таблица 28 – Использование фонда скважин по состоянию на 01.01.20\_\_ г.  
\_\_\_\_\_ месторождение

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

Окончание таблицы 28

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

Таблица 29 – Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки \_\_\_\_\_ месторождение (объект)

Год		1		...		n	
Показатель		проект	факт	проект	факт	проект	факт
Фонд скважин, единиц	добывающие						
	нагнетательные						
	контрольные						
	водозаборные						
	всего						
Годовой отбор	нефти, млн.т.						
	конденсата млн.т.						
	газа, м <sup>3</sup> /сут.						
	воды, млн. м <sup>3</sup>						
Накопленный отбор	нефти, млн.т.						
	конденсата млн.т.						
	газа, м <sup>3</sup> /сут.						
	воды, млн. м <sup>3</sup>						
Закачка воды, млн. м <sup>3</sup>							
Закачка воды с начала разработки, млн.м <sup>3</sup>							
Компенсация отбора жидкости закачкой воды, %							
Компенсация отбора жидкости закачкой воды с начала разработки, %							
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.							

Окончание таблицы 29

Год		1		...		n	
Показатель		проект	факт	проект	факт	проект	факт
Обводненность продукции, % (вес)							
Отбор от НБЗ, %	нефти						
	конденсата						
	газа						
Дебит	нефти, млн.т.						
	конденсата млн.т.						
	газа, м <sup>3</sup> /сут.						
	воды, млн. м <sup>3</sup>						
Забойное давление, кг/см <sup>2</sup>							
Депрессия, кг/см <sup>2</sup>							
Устьевое давление, кг/см <sup>2</sup>							

#### 9.4.4 Анализ выполнения решений предыдущего проектного документа

Следует привести анализ выполнения технико-технологических решений по разработке и обустройству месторождений по действующему проектному документу; дать заключение по результатам анализа.

#### 9.4.5 Анализ выполнения программы исследовательских работ

Необходимо привести анализ выполнения программы исследовательских работ по действующему проектному документу; дать заключение по результатам анализа.

### 9.5 Проектирование разработки месторождения

#### 9.5.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов

На основе анализа геолого-физической характеристики продуктивных пластов с учетом технико-технологических возможностей эксплуатационных скважин следует обосновать выделение и очередность ввода эксплуатационных объектов разработки.

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

### **9.5.2 Обоснование вариантов разработки**

Для оценки степени влияния элементов системы разработки морского месторождения на технико-экономическую эффективность его освоения следует обосновать 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 гидротехнических сооружений, системой транспортировки углеводородов и т.д.

Очередность и сроки ввода эксплуатационных объектов в разработку необходимо определить на основе расчетной коммерческой скорости бурения скважин и количества буровых станков.

С учетом анализа мирового опыта освоения месторождений в аналогичных гидрометеорологических условиях следует обосновать способ обустройства устьев скважин и тип объектов обустройства (искусственные островные и эстакадные сооружения, стационарные и плавучие платформы, ПДК и др.). Необходимо привести характеристики объектов обустройства, краткое описание техники и технологии транспортировки, установки и подключения морских объектов обустройства к системам транспорта углеводородов.

При надводном способе обустройства устьев скважин следует привести рекомендации по количеству и схеме размещения устьев на сооружении, для подводного способа указать тип ПДК, количество ячеек на опорной плите, тип фонтанной арматуры и т.д.

Должны быть определены способ заканчивания скважин, представлены профили стволов скважин и его положение в интервале залегания эксплуатационного объекта.

Следует обосновать принципиальные технологические решения по сбору, подготовке и транспорту продукции, системе ППД; охарактеризовать



необходимое оборудование по предупреждению осложнений и регенерации используемых реагентов.

### **9.5.3 Обоснование агентов воздействия на пласты и способов поддержания пластового давления**

На основе анализа геолого-геофизической характеристики и природных условий освоения месторождения необходимо обосновать технологию воздействия на продуктивные пласты.

Следует привести основные характеристики агентов воздействия на пласты с указанием источников их получения и условий доставки; оценить возможность поддержания пластового давления закачкой воды, инертного газа, кислого газа, комбинацией указанных способов.

Должны быть оценены технико-технологические возможности и осложнения при реализации предлагаемого метода воздействия на пласт.

### **9.5.4 Обоснование выбора системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин**

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

Количество кустов и схему их размещения следует обосновать с учетом геологического строения месторождения и типа гидротехнических нефтегазопромысловых сооружений, принятого для проектирования разработки месторождения.

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

Схема размещения устьев и забоев скважин должна быть представлена на карте нефтегазонасыщенных толщин продуктивного пласта.

### **9.5.5 Технологические показатели разработки по вариантам**

Следует привести 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 и в целом по месторождению необходимо привести по отдельным видам углеводородов по годам расчетного периода.

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

Необходимо привести график ввода скважин с распределением по способу обустройства устьев и конструкции скважин.

Технологические показатели по вариантам разработки должны быть представлены в соответствии с таблицами 30–35.

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

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

Для дожимного комплекса следует привести давление до и после компрессорной (насосной) станции, степень сжатия, мощность компримирования (нагнетания), количество газо-нефтеперекачивающих агрегатов (рабочих и резервных) по годам эксплуатации.

Таблица 30 – Фонд скважин. Месторождение \_\_\_\_\_

Год	Ввод скважин из бурения, шт.						Эксплуатацион- ное бурение с начала разработки, тыс. м	Фонд скважин, шт.		Ликвидированные скважины, шт.			
	Всего	добывающие	нагнетательные	резервные	контрольные	прочие*		с начала разработки	добывающие	Всего	в т. ч. по причинам		
											обводнение	технический износ	прочие
* Водозаборные и поглощающие скважины, скважины-дублеры, скважины восстанавливаемого фонда и др.													

Таблица 31 – Технологические показатели по отбору газа и воды. Месторождение \_\_\_\_\_

Год	Годовой отбор газа, млн. м <sup>3</sup>	Накопленный отбор газа, млн. м <sup>3</sup>	Годовой отбор воды, млн. м <sup>3</sup>	Накопленный отбор воды, млн. м <sup>3</sup>	Обводненность продукции, % (вес)	Темп отбора газа, % НБЗ	Накопленный отбор газа, % от НБЗ	Фонд добывающих скважин, шт.	Дебит газа, м <sup>3</sup> /сут.	Дебит воды, м <sup>3</sup> /сут.	Среднее пластовое давление*, кг/см <sup>2</sup>	Забойное давление, кг/см <sup>2</sup>	Депрессия, кг/см <sup>2</sup>	Устьевое давление, кг/см <sup>2</sup>
* В области размещения добывающих скважин.														

Таблица 32 – Технологические показатели по отбору газа, конденсата и воды. Месторождение \_\_\_\_\_

Год	Годовой отбор			Накопленный отбор			Среднегодовой потенциал C <sub>5+</sub> , г\м <sup>3</sup>	Обводненность продукции, % (вес)	Отбор газа, % НБЗ	Отбор конденсата, % НБЗ	Фонд добывающих скважин, шт.	Дебит			Среднее пластовое давление*, кг/см <sup>2</sup>	Забойное давление, кг/см <sup>2</sup>	Депрессия, кг/см <sup>2</sup>	Устьевое давление, кг/см <sup>2</sup>
	газ, м <sup>3</sup> /сут.	конденсат млн.т.	вода, млн. м <sup>3</sup>	газ, м <sup>3</sup> /сут.	конденсат млн.т.	вода, млн. м <sup>3</sup>						газ, м <sup>3</sup> /сут.	конденсат млн.т.	вода, млн. м <sup>3</sup>				
* В области размещения добывающих скважин.																		

Таблица 33 – Технологические показатели по отбору газа, нефти и воды. Месторождение \_\_\_\_\_

Год	Годовой отбор			Накопленный отбор			Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	Обводненность продукции, % (вес)	Отбор газа, % НБЗ	Отбор нефти, % НБЗ	Фонд добывающих скважин, шт.	Дебит			Среднее пластовое давление*, кг/см <sup>2</sup>	Забойное давление, кг/см <sup>2</sup>	Депрессия, кг/см <sup>2</sup>	Устьевое давление, кг/см <sup>2</sup>
	газ, м <sup>3</sup> /сут.	нефть, млн.т	вода, млн. м <sup>3</sup>	газ, м <sup>3</sup> /сут.	нефть, млн.т	вода, млн. м <sup>3</sup>						газ, м <sup>3</sup> /сут.	нефть, млн.т	вода, млн. м <sup>3</sup>				
* В области размещения добывающих скважин.																		

Таблица 34 – Технологические показатели по отбору нефти, газа, конденсата и воды. Месторождение \_\_\_\_\_

Год	Годовой отбор				Накопленный отбор				Среднегодовой потенциал $C_{5+}$ , г/м <sup>3</sup>	Коэффициент нефтеизвлечения, %	Обводненность продукции, % (вес)	Фонд добывающих скважин, шт.	Отбор от НБЗ, %			Дебит				Среднее пластовое давление*, кг/см <sup>2</sup>	Забойное давление, кг/см <sup>2</sup>	Депрессия, кг/см <sup>2</sup>	Устьевое давление, кг/см <sup>2</sup>
	нефть, млн.т.	конденсат млн.т.	газ, м <sup>3</sup> /сут.	вода, млн. м <sup>3</sup>	нефть, млн.т.	конденсат млн.т.	газ, м <sup>3</sup> /сут.	вода, млн. м <sup>3</sup>					нефть	конденсат	газ	нефть, млн.т.	конденсат млн.т.	газ, м <sup>3</sup> /сут.	вода, млн. м <sup>3</sup>				
* В области размещения добывающих скважин.																							

Таблица 35 – Технологические показатели по закачке рабочего агента. Месторождение \_\_\_\_\_

Год	Годовой объем закачки, млн. м <sup>3</sup>	Накопленный объем закачки, млн. м <sup>3</sup>	Годовой отбор жидкости, млн. м <sup>3</sup>	Накопленный отбор жидкости, млн. м <sup>3</sup>	Фонд нагнетательных скважин, шт.	Приемистость, м <sup>3</sup> /сут.	Давление, нагнетания, кг/см <sup>2</sup>	Среднее забойное давление, кг/см <sup>2</sup>	Среднее пластовое давление*, кг/см <sup>2</sup>	Репрессия, кг/см <sup>2</sup>
* В области размещения нагнетательных скважин										

Для системы ППД необходимо обосновать объемы нагнетания рабочего агента по годам эксплуатации.

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

На основе анализа представленных технологических показателей должна быть сформирована группа вариантов, рекомендуемых для технико-экономической оценки, составлена сводная таблица интегральных показателей и график ввода объектов обустройства в эксплуатацию.

## **9.6 Методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов**

### **9.6.1 Анализ эффективности применяемых методов**

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

Необходимо оценить эффективность применения методов.

### **9.6.2 Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов**

На основе анализа эффективности применяемых методов должны быть сформулированы выводы и рекомендации по объемам применения методов, совершенствованию технологий, видам воздействия на пласты, частоте их применения.

Для вновь вводимых в разработку месторождений необходимо привести обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов на проектный период.

### **9.6.3 Программа применения методов на проектный период**

Следует привести наименование рекомендуемых методов воздействия на продуктивные пласты и геолого-физические условия их применения, объемы применения методов по технологиям и видам воздействия.

Необходимо оценить эффективность рекомендуемых методов.

Эффективность геолого-технических мероприятий должны быть представлены в соответствии с таблицей 36.

Таблица 36 – Эффективность применения методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи \_\_\_\_\_ месторождение

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

#### **9.6.4 Опытно-промышленные работы на месторождении**

Следует привести новые для месторождения технологии воздействия на пласты, программу их испытания или внедрения, оценить эффективность применения.

Необходимо дать технологические показатели на период опытно-промышленной разработки.

### **9.7 Экономический анализ вариантов разработки**

#### **9.7.1 Экономические показатели**

Следует привести основные экономические критерии эффективности проектных решений, указать методические рекомендации по экономической оценке и возможные источники финансирования проектных работ.

Необходимо обосновать цены реализации углеводородов на внутреннем и внешнем рынках, условия сбыта добываемой продукции и транспортные тарифы для ее доставки до потребителя.

#### **9.7.2 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат**

Следует провести оценку и анализ объемов капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат для морского комплекса и береговых объектов обустройства.

Объемы капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат должны быть представлены в соответствии с таблицей 37.

По МДК необходимо оценить объемы капитальных вложений, приходящиеся на скважины, морские полупогружные и стационарные платформы, ПДК, трубопроводы, плавучие нефтехранилища, погрузочные терминалы, танкеры, суда вспомогательного флота и другие объекты.

Для вариантов, предусматривающих приобретение или строительство передвижной буровой установки, в объеме капитальных вложений в строительство МДК следует учитывать соответствующие дополнительные затраты.



Для береговых объектов обустройства необходимо привести объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) промысловых установок подготовки углеводородов к транспорту, дожимных компрессорных станций, трубопроводов, дорог и других объектов инфраструктуры.

Следует представить удельные стоимостные показатели и структуру капитальных вложений.

Для оценки эксплуатационных затрат необходимо привести текущие расходы, амортизационные отчисления и налоги, включаемые в себестоимость продукции.

Раздельно для морского комплекса и береговых объектов обустройства месторождения должны быть приведены затраты на заработную плату персонала, инспекцию, обслуживание и ремонтные работы, материально-техническое снабжение, страховые взносы и накладные расходы.

Следует дать оценку затрат на ликвидацию скважин и объектов обустройства.

Прогноз капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат необходимо привести в целом и по годам освоения месторождения с выделением МДК и береговых объектов обустройства в соответствии с таблицами 38 – 41.

Таблица 37 – Объемы капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат

Наименование затрат	Год				Период
	1	2	...	n	
Капитальные вложения, млн. руб.					
Эксплуатационные затраты, млн. руб.					
Ликвидационные затраты, млн. руб.					
Итого					

Таблица 38 – Вариант №\_\_\_. Структура и динамика строительства объектов обустройства

Элемент обустройства	Единица измерения	Общее количество	Строительство и ввод по годам		
			1	...	n
Морской комплекс					
Платформы, ЛБК, ИОС					
ВСП					
Металлоконструкции					
Состав технологического оборудования и характеристики					
Состав вспомогательного оборудования					
Численность персонала					
Опорная часть					
Тип опоры и её характеристики (материалы, вес)					
ПДК					
Производительность					
Количество слотов					
Длина и диаметр шлангокабеля и внутримысловых трубопроводов					
Бурение скважин					
Тип буровой установки (полупогружная, самоподъемная, буровое судно)					
Количество и тип скважин (эксплуатационные, нагнетательные, резервные, контрольные)					
Длина скважин по инструменту					
Транспортная система					
Количество и вид трубопроводов (газопровод, нефтепровод, конденсатопровод, метанолопровод, трубопровод для закачки воды)					
Характеристики трубопроводов (длина, материал, диаметр, толщина стенки, давление на входе/выходе, производительность)					
Танкеры (тип)					
Водоизмещение					
Отгрузочные терминалы					
Береговой комплекс					
Основные узлы подготовки (УКПН, УКПГ, УППГ, ДКС, СОГ и др.)					
Производительность установок					
Мощность и число агрегатов					
Бурение скважин с кустовой площадки					
Тип и характеристики буровой установки					
Количество скважин в кусте					

Окончание таблицы 38

Элемент обустройства	Единица измерения	Общее количество	Строительство и ввод по годам		
			1	...	n
Количество и тип скважин (эксплуатационные, нагнетательные, резервные, контрольные)					
Длина скважин по инструменту					
Инфраструктура					
Состав объектов инфраструктуры					
Транспортная система					
Количество и вид трубопроводов (газопровод, нефтепровод, конденсатопровод, метанолопровод, трубопровод для закачки воды)					
Характеристики трубопроводов (длина, материал, диаметр, толщина стенки, давление на входе/выходе, производительность, тип местности)					
Дороги					
Категория, протяженность					

Таблица 39 – Вариант №\_\_\_. Динамика капитальных вложений

Объект вложений	Год				Всего за период
	1	2	...	n	
Морской комплекс					
Скважины					
Платформы:					
ВСП					
Опора					
Подводные добычные комплексы					
Морские трубопроводы					
Танкеры					
Терминал морской отгрузки					
Другие объекты морского комплекса					
Итого					
Береговой комплекс					
Скважины					
Дожимная компрессорная станция					
Установки подготовки углеводородов					
Реконструкция существующих установок					
Сухопутные трубопроводы					
Дороги					
Другие объекты берегового комплекса					
Природоохранные мероприятия					
Итого					

Таблица 40 – Вариант №\_\_\_. Динамика текущих затрат по укрупненным статьям

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

Таблица 41 – Вариант №\_\_\_. Затраты на ликвидацию объектов обустройства

Наименование	Всего
Материалы	
Вспомогательные работы	
Вывод из эксплуатации	
Проектирование и управление проектом	
Итого	

### 9.7.3 Налоговая система

Следует указывать условия действующей системы налогообложения, учитывать федеральные, региональные и местные налоги, платежи и льготы. Поступления в бюджет государства и распределение поступлений от налогов и платежей по бюджетам должны быть приведены в соответствии с таблицами 42–43.

Налоги, включаемые в себестоимость добычи углеводородов, следует представить НДС, ЕСН, водным налогом, платежами за недра и землю, налогом на имущество и прочими налогами и платежами.

В случае соглашений о разделе продукции систему налогов и платежей необходимо определить в соответствии с Регламентом [7].

Таблица 42 – Вариант №\_\_\_. Поступления в бюджет государства

Показатель	Всего	Год		
		1	...	n
Налог на добавленную стоимость				
Вывозная таможенная пошлина (нефть, конденсат, продукты переработки)				
Налог на имущество организации				
Налоги и платежи, включаемые в себестоимость				
Налог на прибыль				
Итого				

Таблица 43 – Вариант №\_\_\_. Распределение поступлений от налогов и платежей по бюджетам

Показатель	Всего	Год		
		1	...	n
Федеральный бюджет				
Налог на добавленную стоимость				
Налог на добычу полезных ископаемых				
Налог на прибыль				
Вывозная таможенная пошлина				
Всего				
Бюджеты субъектов Российской Федерации и местные бюджеты				
Налог на добавленную стоимость				
Налог на добычу полезных ископаемых				
Налог на прибыль				
Налог на имущество				
Прочие налоги и платежи				
Всего				
Обязательные страховые платежи				
Всего по всем бюджетам				

## 9.8 Технико-экономический анализ вариантов разработки

### 9.8.1 Оценка экономической эффективности разработки месторождения

Следует привести результаты расчетов экономических показателей, выполненных на основе прогноза технологических показателей разработки, оценки капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат с учетом цен на реализацию продукции и условий действующей налоговой системы.

Экономические показатели по вариантам разработки должны быть представлены в соответствии с таблицей 44.

Таблица 44 – Вариант №\_\_\_. Оценка экономической эффективности разработки месторождения

Показатель	Всего	Год				
		1	2	3	...	n
Товарная нефть, тыс. т						
Товарный природный газ, млн. куб. м						
Товарный конденсат, тыс. т						
Товарный попутный газ, млн. куб. м						
Выручка от реализации нефти, млн. руб.						
Выручка от реализации природного газа, млн. руб.						
Выручка от реализации конденсата, млн. руб.						
Выручка от реализации попутного газа, млн. руб.						
Капитальные вложения,						
в том числе:						
Морской комплекс, млн. руб.						
Береговой комплекс, млн. руб.						
Природоохранные мероприятия, млн. руб.						
Эксплуатационные расходы,						
в том числе:						
- текущие (производственные) расходы, млн. руб.						
- амортизационные отчисления, млн. руб.						
- налоги и платежи, включаемые в себестоимость, млн. руб.						
НДПИ (нефть), млн. руб.						
НДПИ (газ), млн. руб.						
НДПИ (конденсат), млн. руб.						
ЕСН, млн. руб.						
налог на имущество, млн. руб.						
прочие налоги и платежи, млн. руб.						
НДС, млн. руб.						
Таможенная пошлина, млн. руб.						
Балансовая прибыль, млн. руб.						
Налогооблагаемая прибыль, млн. руб.						
Налог на прибыль, млн. руб.						
Чистая прибыль, млн. руб.						

Продолжение таблицы 44

Показатель	Всего	Год				
		1	2	3	...	n
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, доли ед.						

### 9.8.2 Обоснование коэффициентов извлечения углеводородов

Следует привести комплекс технико-экономических показателей вариантов разработки, необходимых для обоснования коэффициентов извлечения газа, газоконденсата, нефти.

В графическом виде должно быть представлено распределение чистой прибыли по годам разработки, с указанием момента, когда чистая прибыль становится вновь отрицательной.

### 9.8.3 Техничко-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта

На основе анализа технико-экономических показателей с учетом рисков, связанных с практической реализацией намеченных технико-технологических решений в прогнозируемые сроки, следует обосновывать выбор рекомендуемого варианта разработки месторождения.

Сводные технико-экономические показатели по вариантам разработки месторождения должны быть представлены в соответствии с таблицей 45.

Для рекомендуемого варианта должны быть представлены объемы выручки при реализации товарной продукции, доход государства с распределением отчислений в федеральный бюджет, бюджеты субъектов Российской Федерации и местные бюджеты.

Техничко-экономические показатели рекомендуемого варианта освоения месторождения необходимо представить в соответствии с таблицей 46.

Следует обосновать мероприятия, направленные на повышение технико-экономической эффективности разработки месторождения.

Таблица 45 – Сводные технико-экономические показатели по вариантам разработки месторождения

Показатель	Вариант 1	Вариант ...	Вариант n
Товарная нефть, млн. т			
Максимальный годовой уровень товарной нефти, млн. т			
Товарный газ, млрд. куб. м			
Максимальный годовой уровень товарного газа, млрд. куб. м			
Товарный конденсат, млн. т			
Товарный попутный газ, млрд. куб. м			
Валовая выручка (без учета транспортных расходов), млн. руб.			
Транспортные расходы, млн. руб.			
Капитальные вложения, млн. руб.			
Текущие расходы, млн. руб.			
Ликвидационные затраты, млн. руб.			
Показатели эффективности инвестора			
Чистый доход инвестора, млн. руб.			
Дисконтированный доход инвестора при норме дисконта 10 %, млн. руб.			
при норме дисконта, (рассчитанной в соответствии с требованиями технического задания), млн. руб.			
Недисконтированный период окупаемости, лет			
Дисконтированный период окупаемости, 10 %, лет			
Максимальный объем мобилизуемых средств, млн. руб.			
Внутренняя норма доходности (ВНД), %			
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, %			



Таблица 46 – Техничко-экономические показатели рекомендуемого варианта освоения месторождения

Показатель	Значение
Товарная нефть, млн. т	
Максимальный годовой уровень товарной нефти, млн. т	
Товарный газ, млрд. куб. м	
Максимальный годовой уровень товарного газа, млрд. куб. м	
Товарный конденсат, млн. т	
Товарный попутный газ, млрд. куб. м	
Выручка от реализации продукции, млн. руб.	
Транспортные расходы, млн. руб.	
Капитальные вложения, млн. руб.	
Текущие расходы, млн. руб.	
Ликвидационные затраты, млн. руб.	
Показатели эффективности инвестора	
Чистый доход инвестора, млн. руб.	
Дисконтированный доход инвестора	
при норме дисконта 10 %, млн. руб.	
при норме дисконта (рассчитанной в соответствии с требованиями технического задания), млн. руб.	
Недисконтированный период окупаемости, лет	
Дисконтированный период окупаемости, 10 %, лет	
Максимальный объем мобилизуемых средств, млн. руб.	
Внутренняя норма доходности, %	
Поступления государству	
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, %	

#### 9.8.4 Анализ чувствительности проекта

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

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

Результаты оценки должны быть представлены в соответствии с таблицей 47 и в графическом виде.

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

### **9.9.1 Общие требования**

Должны быть приведены основные сведения о скважинах, пробуренных на месторождении (опыт проводки, вскрытия, освоения скважин и качество цементирования ствола); проанализированы осложнения при бурении скважин, обусловленные геологическими и иными условиями проводки (поглощение бурового раствора, газонефтеводопроявления, обвалы, прихваты бурового инструмента, наличие межколонного давления и межпластовых перетоков).

Следует привести мероприятия по ликвидации возможных осложнений, сведения о сроках проводки скважин при бурении, оценку эффективности новых технических решений в области строительства скважин и дать заключение о целесообразности их применения для проектных скважин.

Необходимо привести сведения о буровых установках, которые предполагается использовать при строительстве скважин, и дать заключение об их соответствии условиям проведения буровых работ в условиях месторождения.

Следует определить затраты времени на операции, входящие в процесс строительства скважины по элементам (подготовительные работы к бурению, бурение, крепление, установка и опрессовка противовыбросового оборудования, заканчивание, простои).

По результатам расчетов необходимо привести график строительства скважин.

Данные по фонду скважин должны быть представлены по форме таблицы 48.

Таблица 47 – Анализ чувствительности проекта

Показатели экономической эффективности	Базовые значения	Чистая цена		Уровень добычи УВ		Задержка сроков завершения строительства	Капитальные вложения		Эксплуатационные затраты		Ставка НДС	Льготное налогообложение на шельфе	Перенос убытков на будущее	
		Отклонение показателей от базового значения												
		-30 %	30 %	-15 %	15 %	1 год	-30 %	30 %	-30 %	30 %				
Чистый доход, млрд. руб.														
Чистый дисконтированный доход, млрд. руб.														
Внутренняя норма доходности, %														
Срок окупаемости, лет														
Срок окупаемости с дисконтом, лет														
Прибыль/убытки от реализации газа, руб./1000 м³														

Таблица 48 – Основные показатели проводки скважин на месторождении

№ скважины	Название площади	Цель бурения	Глубина скважины, м	Интервал залегания продуктивного пласта, м	Вид профиля (вертик., наклон., гориз.)	Конструкция скважины		Интервал бурения разными способами, м			Плотность бурового раствора, кг/м <sup>3</sup>		Тип буровой установки	Коммерческая скорость, м/ст. мес.
						Диаметр труб, мм	Глубина спуска, м	Ротор	Турбобур	Прочие способы	До продуктивной толщи	Для вскрытия продуктивных отложений		

### 9.9.2 Пространственное профилирование стволов скважин

Следует привести обоснование рекомендуемых профилей проектных добывающих и нагнетательных скважин. Основные параметры профиля необходимо представить по форме таблиц 49, 50.

В графическом виде должны быть представлены пространственный вид многозабойной скважины в 3D-координатах, проекция основного ствола и боковых стволов на вертикальную плоскость и горизонтальную проекцию. По отдельным скважинам при необходимости представить профили ствола скважины в интервале залегания эксплуатационного объекта.

Таблица 49 – Параметры профиля наклонно-направленной (горизонтальной) скважины № \_\_\_\_\_ эксплуатационный объект \_\_\_\_\_

№ участка углубления	Глубина забоя участка скважины по вертикали, м	Длина ствола скважины в конце участка, м	Длина участка по инструменту, м	Горизонтальное смещение от устья, м	Азимут горизонтального смещения, град	Зенитный угол забоя участка, град.	Азимут забоя участка, град.	Параметры искривления участка углубления	
								Радиус, м	Интенсивность, град./10м
1									
2									
3									
::									

Таблица 50 – Параметры профиля многозабойной скважины № \_\_\_\_\_  
эксплуатационный объект \_\_\_\_\_

№ участка углубления	Глубина забоя участка скважины по вертикали, м	Длина ствола скважины в конце участка, м	Длина участка по инструменту, м	Горизонтальное смещение от устья, м	Азимут горизонтального смещения, град	Зенитный угол забоя участка, град.	Азимут забоя участка, град.	Параметры искривления участка углубления	
								Радиус, м	Интенсивность, град./10м
Основной ствол									
1									
2									
...									
1 боковой ствол: глубина забуривания по стволу ____									
n <sub>1</sub>									
n <sub>1</sub> +1									
...									
2 боковой ствол: глубина забуривания по стволу ____									
n <sub>2</sub>									
n <sub>2</sub> +1									
...									
k боковой ствол: глубина забуривания по стволу ____									
n <sub>к</sub>									
n <sub>к</sub> +1									
...									

### 9.9.3 Конструкции и крепление скважин

Следует привести рекомендуемые конструкции добывающих, нагнетательных, наблюдательных и пьезометрических скважин с обоснованием глубин спуска, диаметров обсадных колонн, конструкции забоя, требования к типам, плотности и высоты подъема тампонажных растворов.

Необходимо дать рекомендации по спуску и цементированию обсадных колонн, требования к типам эксплуатационных труб и центрирующих элементов.

Следует обосновать диаметр НКТ, обеспечивающий проектный дебит добывающих и приемистость нагнетательных скважин, сроки проведения капитального ремонта скважин.

При целесообразности применения интеллектуальных скважинных систем необходимо привести их техническую характеристику и технологию установки в процессе строительства скважины.

Основные параметры конструкции скважин должны быть приведены по форме таблиц 51, 52.

Следует представить комплекс рекомендаций по контролю качества крепления скважин.

Таблица 51 – Обоснование спуска обсадных колонн эксплуатационный объект \_\_\_\_\_

Наименование обсадной колонны	Номинальный диаметр колонны, мм (дюйм)	Интервал спуска, м		Диаметр долота, мм (дюйм)	Интервал цементирования, м от - до	Обоснование спуска колонны
		по вертикали от-до	по стволу от-до			

Таблица 52 – Обоснование спуска обсадных колонн для многозабойной скважины \_\_\_\_\_ эксплуатационный объект \_\_\_\_\_

Наименование обсадной колонны	Номинальный диаметр колонны, мм (дюйм)	Интервал спуска, м		Диаметр долота, мм (дюйм)	Интервал цементирования, м от - до	Обоснование спуска колонны
		по вертикали от-до	по стволу от-до			
Основной ствол						
1 боковой ствол						
2 боковой ствол						

#### 9.9.4 Требования к технологии бурения скважин и буровым растворам

Необходимо представить требования к технологии буровых работ при бурении до кровли и в интервале залегания эксплуатационного объекта.

Следует привести технические характеристики рекомендуемых типов буровых установок, противовыбросового оборудования, бурового оборудования, бурильных труб, УБТ, отклонителей, центрирующих элементов,

компоновки низа бурильных колонн, системы контроля и управления технологическими процессами бурения.

Для многозабойных скважин необходимо изложить рекомендации по выбору многозабойной системы с указанием уровня сложности соединения бокового ствола.

При бурении скважин с большим отходом забоев от устьев и при небольших глубинах залегания продуктивного горизонта следует обосновать типы смазок, обеспечивающих спуск обсадных колонн.

Должны быть указаны требования к буровым и тампонажным растворам, буферным жидкостям, жидкостям затворения по интервалам глубин бурения

#### **9.9.5 Геофизические и геолого-технологические исследования в процессе бурения скважин**

Следует обосновать объемы и комплексы ГИС и геолого-технологических исследований в процессе бурения; указать способ и оборудование для отбора керна.

#### **9.9.6 Методы вскрытия продуктивных пластов**

Необходимо привести обоснование технологии и методов вскрытия продуктивных пластов; определить параметры применяемых при вскрытии растворов и их воздействия на пласт с учетом их геолого-геофизической характеристики и допустимые условия гидростатической и гидродинамической репрессии.

Следует предложить меры по предупреждению ухудшения свойств призабойной зоны.

#### **9.9.7 Освоение добывающих и нагнетательных скважин**

Необходимо обосновать рекомендации по технологии и параметрам обработки призабойной зоны и вызова и интенсификации притока при освоении добывающих и нагнетательных скважин.



## **9.10 Техника и технология добычи углеводородов**

### **9.10.1 Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования**

Следует охарактеризовать технологический режим работы скважин; указать предельно допустимые значения параметров, обусловленные геолого-физической характеристикой залежей и технологией сбора и подготовки продукции; обосновать условия безгидратного режима работы скважин, предельные значения скоростей потока, обеспечивающих условия выноса жидких и механических примесей из скважины на весь период разработки.

Необходимо представить диаметр и глубину спуска подъемного лифта.

В зависимости от технологического режима работы и способа обустройства устьев скважин (надводный, подводный) следует обосновать тип и характеристику устьевого и внутрискважинного оборудования, комплекс измерительной и регулирующей аппаратуры.

Для насосного способа эксплуатации нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей необходимо указать тип, техническую характеристику и глубину установки насоса.

### **9.10.2 Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин и борьбы с ними**

Следует привести оценку возможности возникновения осложнений, связанных с пескопроявлением, гидратообразованием, обводнением продукции скважин, эрозией и коррозией скважинного оборудования.

Для нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей необходимо оценить возможные осложнения, обусловленные отложением парафинов, смол, асфальтенов и солей в скважинном оборудовании, застыванием нефти в подъемном лифте, рабочего агента на устье нагнетательных скважин, высоким газовым фактором продукции.

Следует обосновать мероприятия, исключаящие негативное влияние на процесс разработки месторождения; указать необходимые технические средства и материалы.

### **9.10.3 Анализ и обоснование технологии и технических решений организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции**

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

Следует привести принципиальную схему промысловой подготовки углеводородов и технико-технологические параметры основного оборудования; представить отдельно характеристику акваториальной и сухопутной частей системы подготовки.

Для газового и газоконденсатного месторождений необходимо привести общую схему и способы прокладки трубопроводов, основные технические характеристики; представить основные эксплуатационные показатели на различных стадиях разработки месторождения; определить возможные осложнения и обосновать комплекс мер по их предупреждению. При необходимости следует дополнительно привести решения по использованию или утилизации газоконденсата, характеристику конденсатохранилища.

Для нефтяного и нефтегазоконденсатного месторождений необходимо привести внутрипромысловую схему сбора скважинной продукции, систему отгрузки нефти с морского стационарного сооружения, решения по использованию или утилизации газа и газоконденсата.

Следует привести принципиальную схему подачи реагентов в скважины, на подводные и надводные добычные комплексы; указать требуемые объемы по годам эксплуатации и способ поставки реагентов на промысел; охарактеризовать 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 следует привести перечень мероприятий по обслуживанию, эксплуатации, выводу из эксплуатации и ликвидации.

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

#### **9.10.4 Анализ, требования и рекомендации к системе поддержания пластового давления, подготовке закачиваемых рабочих агентов**

Необходимо провести анализ существующего положения системы ППД на месторождении по действующему проектному документу; сделать выводы об эффективности применения ППД.

При проектировании перспективного развития системы ППД следует предоставить основные технологические показатели, принципиальную схему закачки агентов, требования к качеству закачиваемых вод с учетом геолого-физических характеристик продуктивных пластов; уточнить существующие или обосновать новые источники водоснабжения, мощности системы КНС, мощности системы водоподготовки.

Необходимо сформулировать рекомендации для обеспечения эффективной работы системы ППД.

#### **9.10.5 Обоснование геологических объектов и конструкции поглощающих скважин для утилизации попутно добываемых вод**

Следует привести описание возможных геологических объектов, пригодных для утилизации попутно добываемых вод; дать обоснование применения геологического объекта для закачки попутно добываемых вод. Необходимо привести типовую конструкцию поглощающей скважины.

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

Следует привести основные показатели использования попутного газа по истории разработки; дать анализ эффективности мероприятий реализуемых по действующему проектному документу.

Для разрабатываемых и вновь вводимых в разработку месторождений необходимо представить рекомендации по использованию попутного нефтяного газа, согласно требованиям окружающей среды и установленным нормам.

#### **9.10.7 Годовая производительность, объемы добычи**

Для рекомендуемого варианта разработки месторождения следует привести годовую и накопленную добычу углеводородов, количество газа, газоконденсата, нефти, поступающих в систему подготовки, и объемы товарной продукции.

Для нефтяных залежей необходимо привести объемы отборов нефти и жидкости, закачки рабочего агента по скважинам добывающего и нагнетательного фонда.

Показатели следует привести по кустам скважин, эксплуатационным объектам и месторождению в целом. Изменение показателей по годам разработки должны быть представлены в табличном и графическом виде.

## **9.11 Контроль и регулирование разработки месторождения**

### **9.11.1 Обоснование сети наблюдательных и пьезометрических скважин**

Следует привести обоснование необходимого количества наблюдательных и пьезометрических скважин, их размещения по площади эксплуатационного объекта, сроков и очередности ввода скважин и сроки их строительства.

### **9.11.2 Состав и объем исследовательских работ по контролю за разработкой**

Необходимо обосновывать цели, состав, объем и периодичность геофизических и газогидродинамических исследований скважин; оценить целесообразность проведения сейсмических исследований с целью контроля движения пластовых вод; привести технику и технологии проведения исследований.

Следует предоставить 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.

Должен быть приведен анализ эффективности реализуемой системы наблюдений и применяемых методов контроля по действующему проектному документу. В случае необходимости необходимо внести уточнения и дополнения.

Следует предусмотреть контроль за возможными перетоками газа, образованием техногенных залежей; обосновать мероприятия по предотвращению перетоков газа и по контролю их эффективности. Для выявленных техногенных залежей газа необходимо привести предложения по оценке их промышленной значимости и целесообразности разработки.

### **9.11.3 Рекомендации по регулированию разработки**

На основе расчетов геолого-технологической модели следует дать рекомендации о внесении целесообразных корректив в разработку

эксплуатационных объектов по действующему проектному документу, включая технологический режим эксплуатации скважин.

## **9.12 Программа доразведки и исследовательских работ**

### **9.12.1 Доразведка месторождения**

Программа работ по доразведке месторождения должна содержать решения, направленные на поиск новых залежей углеводородов, доизучение выявленных залежей углеводородов с целью уточнения геологического строения и повышения категорийности запасов, уточнение ФЕС (лабораторные исследования керна и геофизические исследования разрезов), продуктивности пласта, состава и физико-химических свойств пластовых флюидов.

Следует привести обоснование необходимости проведения геофизических исследований и бурения дополнительных разведочных скважин их местоположение, очередность бурения, определить объекты опробования и т.д.

Данные о доразведке должны быть представлены в соответствии с формой таблицы 53.

Таблица 53 – Программа доразведки месторождения

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

### **9.12.2 Отбор и исследование керна**

Следует привести данные о продуктивных горизонтах и скважинах для отбора керна, объеме отбора, объемах и видах исследования фильтрационно-емкостных свойств.

### **9.12.3 Промыслово-геофизические исследования скважин**

Необходимо привести фонд скважин для проведения промыслово-геофизических исследований; дать обоснование сроков проведения, техники и

технологии, объемов, методов и периодичности стандартных и специальных исследований.

#### **9.12.4 Промыслово-гидродинамические исследования скважин**

Следует привести обоснование объема, периодичности, техники и технологии гидродинамических исследований скважин.

#### **9.12.5 Физико-химические исследования пластовых флюидов**

Необходимо привести требования по объему, видам, техники и технологии и периодичности физико-химических исследований поверхностных и глубинных проб нефти, газа, конденсата и воды.

### **9.13 Маркшейдерско-геодезические работы**

#### **9.13.1 Маркшейдерские работы при обеспечении буровых и добычных работ**

Следует обосновать комплекс маркшейдерских работ в соответствии с требованиями инструкций [8, 9] и действующих НД.

#### **9.13.2 Маркшейдерско-геодезические работы на земной поверхности**

Необходимо привести перечень маркшейдерско-геодезических работ в соответствии с инструкцией [9], СНиП 3.01.03-84 [10] и действующих НД

#### **9.13.3 Маркшейдерская документация (исходная, исполнительная)**

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

#### **9.13.4 Система наблюдений за геомеханическими, геодинамическими и другими процессами**

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

#### **9.14 Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с использованием недр**

Следует привести мероприятия, обеспечивающие безопасность обслуживающего персонала и населения от возможных вредных воздействий, связанных с разработкой морского месторождения, с учетом требований постановления Правительства [11].

#### **9.15 Мероприятия по рациональному использованию и охране недр**

Необходимо привести программу мероприятий по рациональному использованию и охране недр, предусматривающих предотвращение перетоков, аварийного фонтанирования, просадки устьев скважин и др.

Следует предусмотреть мероприятия, обеспечивающие минимизацию негативного влияния на недра в процессе сбора и утилизации отходов.

#### **9.16 Мероприятия по обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами**

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

Следует привести результаты исследования текущего состояния компонентов окружающей среды (первоочередного мониторинга), включающего наблюдения и параметры, которые предполагается использовать в последующей долгосрочной программе мониторинга.

Необходимо обосновать методы производства морских работ, обеспечивающие сохранность живых ресурсов и экосистемы, а так же сведение к минимуму неблагоприятных воздействий на них. Следует оценить вероятность переноса загрязняющих веществ в окружающую среду.



### **9.17 Сроки и условия выполнения работ по консервации и (или) ликвидации скважин, промысловых объектов, а также рекультивации земель**

Необходимо привести мероприятия по консервации и выводу из эксплуатации скважин и объектов обустройства месторождения. На основе научного и практического опыта с учетом экономической целесообразности и требований по охране окружающей среды следует обосновать сроки и условия выполнения работ.

### **9.18 Заключение**

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

В реферативной форме необходимо привести принципиальные положения и технико-технологические решения по разработке и обустройству морского месторождения, достигаемые в результате внедрения рекомендуемого варианта технико-экономические показатели.

#### **9.18.2 Общие перспективы месторождения**

Следует оценить общие перспективы освоения морского месторождения, в том числе вклад в энергетический потенциал и бюджет государства, инвестиционную привлекательность проекта.

Необходимо привести ряд геологических, технических, технологических и экологических факторов, способствующих эффективной разработке месторождения.

## **10 Требования к оформлению проектного документа**

10.1 Оформление проектного документа на разработку морского месторождения должно выполняться в соответствии с ГОСТ Р 53710.

10.2 Объем каждой книги проектного документа не должен превышать 300 страниц, если иное не указано в техническом задании.

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

Титульный лист должен быть подписан ответственными должностными лицами организации, составившей проектный документ, руководитель работы; утвержден руководителем организации - пользователя недр.

10.4 Во введении следует обосновать цель составления проектного документа и привести следующие сведения:

- административное расположение месторождения;
- даты 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 технического задания на проектирование.

10.5 Объем и детальность проработки разделов должен быть определен разработчиками проектного документа в зависимости от сложности строения залежей, количества эксплуатационных объектов и рассматриваемых вариантов разработки, стадии проектирования. В дополнениях к проектному документу допускается делать ссылки на его неизменные разделы либо помещать их в кратком изложении.

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

10.7 К проектному документу следует приложить реферат объемом не более 35 страниц, оформленный в виде отдельной книги.

В реферате необходимо привести общие сведения о месторождении, краткую геолого-физическую характеристику, параметры цифровых моделей, основные технико-технологические решения по разработке и обустройству месторождения и технико-экономические показатели, программа мероприятий по доразведке и контролю за разработкой месторождения.

10.8 Проектные документы должны храниться в специальных архивах, организованных при федеральном органе управления государственным фондом недр и его территориальных органах.

## Библиография

- [1] Закон Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах»
- [2] ПБ 07-601-03 Правила охраны недр
- [3] Федеральный закон от 10.01.2002 № 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 12.03.2013 №101)
- [5] Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами (утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118)
- [6] РД 153-39.0-047-00 Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (утвержден Приказом Минтопэнерго России от 10.03.2000 №67)
- [7] РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (утвержден Минтопэнерго России 23.09.1996)
- [8] РД 07-122-96 Инструкция о порядке предоставления горных отводов для разработки газовых и нефтяных месторождений (утверждена Постановлением Госгортехнадзора России от 11.09.1996 № 35)
- [9] РД 07-603-03 Инструкция по производству маркшейдерских работ (утверждена Постановлением Госгортехнадзора России от 06.06.2003 № 73)
- [10] СНиП 3.01.03-84 Геодезические работы в строительстве

- [11] Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87)

---

УДК XXX.XXX

ОКС XX.XXX

Ключевые слова: проектная документация, технологическая документация, освоение морских нефтяных месторождений, освоение газовых и газоконденсатных месторождений, освоение нефтегазоконденсатных месторождений.

---

Руководитель организации-разработчика

ДООАО ЦКБН ОАО «Газпром»

Генеральный директор,

канд. техн. наук

С.С. Толстов

Руководитель разработки стандарта,

заведующий отделом геологии и

разработки морских месторождений

А.И. Захаров

Ответственный исполнитель,

главный специалист отдела геологии и

разработки морских месторождений

О.Ю. Яценко

Заведующий отделом,

стандартизации, качества и научно-

технической информации

Г.Н. Бекетов

Нормоконтролер,

главный специалист отдела

стандартизации, качества и научно-

технической информации

Л.З. Федюшкина