**ТРЕБОВАНИЯ**

К СОСТАВУ И ПРАВИЛАМ ОФОРМЛЕНИЯ ПРЕДСТАВЛЯЕМЫХ НА ГОСУДАРСТВЕННУЮ ЭКСПЕРТИЗУ МАТЕРИАЛОВ ПО ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМУ ОБОСНОВАНИЮ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

**Москва 2008**

УДК 553.04:553.982

ББК 26.343.1

Т 66

**Требования к составу и правилам оформления, представленных на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти** / Министерство природных ресурсов Российской Федерации. – М. 2007 58 с.

«Требования…» разработаны в соответствии с положениями «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (МПР России).

Рекомендованы к использованию протоколом МПР России от 03.04.2007 №11-17/0044-пр., утвержденным Заместителем Министра природных ресурсов Российской Федерации Л.И. Варламовым.

«Требования …» определяют перечень основных вопросов, которые должны быть освещены в материалах по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, представляемых на государственную экспертизу в ФГУ «ГКЗ», и предназначены для использования всеми недропользователями и организациями, независимо от их ведомственной подчиненности и форм собственности, осуществляющими разведку, добычу и подсчет запасов месторождений нефти и горючих газов.

Сокращения.

В настоящих Рекомендациях применены следующие сокращения:

ВНД (IRR)- внутренняя норма доходности

ВНК – водонефтяной контакт

ГНК – газонефтяной контакт

ГДИ – гидродинамические исследования

ГКЗ Роснедра – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых Роснедра

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГМ – геологическая модель

ГТМ – геолого-технологические мероприятия

ГФМ – геолого-фильтрационная модель

ИД (PI) – индекс доходности инвестиций

МПР России – Министерство природных ресурсов Российской Федерации

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

НДПИ –налог на добычу полезных ископаемых

НТС – научно-технический совет

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ОРЗ – одновременно-раздельная закачка

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация

ППД – поддержание пластового давления

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ТЭО КИН – технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти

УВС – углеводородное сырье

ЦКР Роснедра – Центральная комиссия по разработке месторождений полезных ископаемых Роснедра

ЧД (NV) – чистый доход

ЧДД (NPV) – чистый дисконтированный доход

ШГН – штанговый глубинный насос

ЭЦН – электроцентробежный насос

**Требования к составу и правилам оформления**

**представляемых на государственную экспертизу**

**материалов по технико-экономическому**

**обоснованию коэффициентов извлечения нефти**

# I. Общие положения

**1.1.** «Требования к составу и правилам оформления, представленных на Государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти» разработаны в соответствии с Законом РФ «О недрах» и на основе документов, перечень которых изложен в приложении.

Настоящие «Требования...» устанавливают единый порядок подготовки материалов технико-экономического обоснования коэффициентов извлечения нефти (ТЭО КИН), определяют требования к их содержанию, оформлению и представлению на государственную экспертизу.

**1.2.** Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти (ТЭО КИН) выполняется:

* для разведанных месторождений – по результатам геологоразведочных работ и пробной эксплуатации;
* для разрабатываемых месторождений – по данным доразведки и результатам разработки месторождения.

**1.3.** Коэффициент извлечения нефти (КИН) определяется отношением начальных извлекаемых запасов к начальным геологическим запасам и выражается в долях единицы.

**1.4.** Извлекаемые запасы нефти, растворенного в нефти газа и содержащихся в них компонентов, определяются по результатам повариантных расчетов технико- экономических показателей разработки.

**1.5.** Расчетные варианты различаются между собой выделением эксплуатационных объектов, системами размещения и плотностью сеток скважин, способами воздействия на залежи нефти, очередностью и темпами разбуривания залежей и месторождения в целом.

**1.6.** При составлении ТЭО КИН с целью наиболее полного извлечения нефти из недр учитываются как достигнутый уровень развития техники и технологии разработки месторождений, так и перспективы применения новых методов разработки и интенсификации добычи нефти, новой техники и новых технологий.

**1.7.** ТЭО КИН для уникальных и крупных сложнопостроенных месторождений, а также месторождений с низкопроницаемыми коллекторами, подлежащими разработке с применением газовых, водо-газовых, физико-химических или тепловых методов воздействия на пласт, составляются с учетом результатов опытно-промышленных работ на данном месторождении или на аналогичных объектах.

**1.8.** Коэффициенты извлечения нефти обосновываются по каждому эксплуатационному объекту (залежи) и месторождению в целом для запасов категорий С1+ С2 по разведанным, для категорий А+В+С1+С2 по разрабатываемым месторождениям.

Для эксплуатационных объектов (залежей), границы которых выходят за пределы лицензионных участков, коэффициенты нефтеизвлечения определяются как в целом по эксплуатационным объектам (залежам), так и в границах лицензионных участков и за его пределами.

Для уникальных и очень крупных месторождений нефти при наличии в них обширных водонефтяных, подгазовых зон или отдельных участков продуктивных пластов с коллекторскими свойствами, существенно отличающимися от основной части залежи, КИН может обосновываться как для залежи в целом, так и для каждой зоны или участка.

**1.9.** Извлекаемые запасы (КИН) месторождения принимаются как сумма извлекаемых запасов рациональных экономически обоснованных вариантов разработки эксплуатационных объектов (залежей), обеспечивающих наиболее полное извлечение запасов нефти, при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды, правил ведения горных работ.

**1.10.** Коэффициент извлечения нефти по эксплуатационным объектам (залежам) и месторождению в целом определяется за расчетный срок (период) разработки.

Расчетный срок (период) разработки – время, прошедшее с начала ввода в эксплуатацию месторождения (эксплуатационного объекта, залежи) до отключения последних скважин эксплуатационного фонда по ограничивающим критериям при наиболее полном охвате залежей процессом вытеснения.

**1.11.** ТЭО КИН выполняется при каждом подсчете (пересчете) запасов углеводородов.

# II. Оформление и порядок представления материалов

**2.1.** ТЭО КИН является неотъемлемой частью материалов подсчета запасов углеводородов.

**2.2.** Материалы ТЭО КИН выносятся на рассмотрение государственной экспертизы недропользователем, который представляет подсчет запасов месторождения.

**2.3.** Материалы ТЭО КИН до направления на государственную экспертизу рассматриваются на НТС организации-недропользователя.

**2.4.** Материалы отчета по ТЭО КИН представляются в следующем виде:

- текст и приложения на бумажных (5 экземпляров) и электронных носителях (1 экземпляр);

- электронная версия геолого- фильтрационной модели (ГФМ);

- авторская справка по ТЭО КИН (6 экземпляров), к которой прикладывается фактическая экономическая информация недропользователя для экспертизы прогнозируемых затрат по данному месторождению;

К ТЭО КИН прилагаются:

- сопроводительное письмо;

- протоколы рассмотрения ТЭО КИН на НТС организации-недропользователя;

- лицензия на право пользования недрами и лицензионное соглашение к ней;

- техническое задание на выполнение ТЭО КИН;

- протокол рассмотрения ЦКР Роснедра последнего проектного документа с расчетными таблицами на полное развитие месторождения;

- протокол-согласование в случае права пользования месторождением несколькими недропользователями;

- справка о полноте использования попутного газа и сопутствующих компонентов, содержащихся в УВС в промышленных концентрациях;

- справка о согласовании с соответствующими организациями возможности использования вод, извлекаемых совместно с нефтью и газом, или их сброса в поверхностные водоемы, водотоки или закачки их в водоносные горизонты.

**2.5.** Если в процессе государственной экспертизы запасы нефти изменяются на 20 % и более против представленных, при изменении параметров, влияющих на нефтеотдачу, материалы подсчета запасов и ТЭО КИН возвращаются недропользователю на доработку или отзываются им.

# III. Содержание материалов

При составлении отчета ТЭО КИН рекомендуется излагать материалы по следующей схеме:

**1. Введение.**

**2. Общие сведения о месторождении.**

**3. Краткая геолого-физическая характеристика месторождения**:

**3.1.** Характеристика геологического строения, параметров пластов и их неоднородности;

**3.2.** Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов;

**3.3.** Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов;

**3.4.** Запасы нефти, газа и конденсата.

**4. Подготовка исходных данных и расчеты технологических показателей вариантов разработки и КИН.**

**4.1.** Анализ испытания, опробования и ГДИ разведочных скважин и скважин эксплуатационного фонда.

**4.2.** Анализ результатов разработки залежей:

**4.2.1.** Анализ технологических показателей разработки и выполнения проектных показателей.

**4.2.2*.*** Анализ технологической эффективности проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ) по интенсификации притоков и увеличению нефтеотдачи пластов.

**4.2.3*.*** Анализ эффективности осуществляемой системы разработки.

**4.2.4.** Анализ выработки запасов нефти.

**4.3.** Обоснование выделения эксплуатационных объектов.

**4.4.**Обоснование вариантов разработки, технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт.

**4.5.** Обоснование характеристик расчетной геолого-физической модели пласта.

**4.6.** Технологические показатели вариантов разработки.

**5. Технико-экономическое обоснование коэффициентов нефтеизвлечения.**

**6. Характеристика извлекаемых запасов нефти и КИН.**

**6.1.** Анализ расчетных величин КИН.

**6.2.** Обоснование рекомендуемого варианта разработки, величин извлекаемых запасов нефти и КИН.

**6.3.** Анализ изменения извлекаемых запасов и КИН.

**7. Заключение.**

**8. Список использованных материалов**

**9. Табличные приложения**

**10. Графические приложения**

Объем разделов и полнота изложения отдельных положений определяются авторами в зависимости от сложности строения и величины запасов месторождения, объема информации и т.д.

Ниже приводится перечень основных вопросов, подлежащих освещению в соответствующих разделах текстовой части, с необходимыми таблицами и графическими материалами.

На табличные и графические материалы, приводимые в приложениях, в тексте разделов даются соответствующие ссылки.

## 1. Введение

Основание для составления ТЭО КИН, владелец лицензии, ее номер и срок действия, сведения о вводе месторождения в разработку, о ранее выполненных подсчетах запасов и проектных документах, даты их утверждения в государственных органах.

## 2. Общие сведения о месторождении

Административно-территориальная принадлежность месторождения, его удаленность от населенных пунктов, ближайших месторождений нефти и газа, экономико-географическая характеристика района (наличие наземных, речных, морских, воздушных транспортных путей, высоковольтных ЛЭП, нефтегазопроводов, месторождений местных строительных материалов, источников водообеспечения, имеющих существенное значение для ТЭО КИН), физико-географические особенности района (гидрография, климат, геокриология, растительный и животный мир). Приводится обзорная карта, на которую должны быть нанесены месторождения, основные элементы гидрографии (реки, озера, болота) и ситуации (дороги, существующие нефтегазопроводы, ЛЭП и населенные пункты), указывается наличие водоохранных и природоохранных зон.

## 3. Краткая геолого-физическая характеристика месторождения

*3.1. Характеристика геологического строения, параметров пластов и их неоднородности.*

Краткая литолого-стратиграфическая и тектоническая характеристика месторождения; сведения о наличии, размерах и толщине многолетнемерзлых пород; количество и средняя глубина залегания продуктивных пластов; типы залежей и их размеры; средние начальные и текущие отметки ВНК, ГНК, ширина водо- и газонефтяных зон; средние значения и степень неоднородности толщины продуктивных пластов, их проницаемости, пористости, начальной и текущей нефтенасыщенности; характеристика прерывистости пластов (коэффициенты песчанистости, расчлененность, толщина и количество непроницаемых разделов). ***(табл. 3.1–3.4,***

***в графическом приложении - рис.П.1, рис.П.2, рис.П.3).***

Таблица 3.1

**Характеристика толщины пластов**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Толщина | Наименование | Зоны пласта\* | | | | | По  пласту  в целом |
| нефтя-ная | водо-нефтя-ная | газо-вая | газо-нефтя-ная | газо-нефте-водяная |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Общая | Среднее значение, м  Интервал изменения, м |  |  |  |  |  |  |
| Эффективная | Среднее значение, м  Интервал изменения, м |  |  |  |  |  |  |
| Нефтенасыщенная | Средневзвешенное значение, м  Интервал изменения, м |  |  |  |  |  |  |
| Газонасыщенная | Средневзвешенное значение, м  Интервал изменения, м |  |  |  |  |  |  |
| Непроницаемых разделов | Среднее значение, м  Интервал изменения, м |  |  |  |  |  |  |
| \*Столбцы 3–7 приводятся только при обосновании извлекаемых запасов и КИН уникальных месторождений | | | | | | | |

Таблица 3.2

**Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности пласта**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вид  исследований | Наименование | Параметры | | | |
| Проница-емость,  мкм2х10-3 | Коэффициент  открытой пористости, доли ед. | Коэффициент начальной нефтенасы-щенности, доли ед. | Коэффициент начальной газонасы-щенности, доли ед. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Лабораторные (керна) | Количество скважин  Количество определений  Среднее значение  Интервал изменения |  |  |  |  |
| Геофизические | Количество скважин  Количество определений  Среднее значение  Интервал изменения |  |  |  |  |
| Гидродина-мические | Количество скважин  Количество определений  Среднее значение  Интервал изменения |  |  |  |  |

Таблица 3.3

**Характер насыщения и фильтрационно-емкостные свойства интервалов продуктивных пластов по ГИС**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | № скв. | Общая толщина, м | Проницаемый интервал  глубина, м  абс. отм., м | Характер насыщения | Эффек-тивная толщина, м | Коэффициент  открытой пористости, доли ед. | Коэффициент нефте-  насыщенности,  доли ед. | Проница-емость, мкм2х10-3 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 3.4

**Статистические показатели характеристик неоднородности пласта**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Количество скважин | Коэффициент песчанистости, доли ед. | | ~~Р~~асчлененность, ед. | | Характеристика  прерывистости | Другие коэффициенты |
| Среднее значение | Интервал  изменения | Среднее значение | Интервал  изменения |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

*3.2. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов****.***

Смачиваемость коллектора; физико-гидродинамические характеристики вытеснения нефти вытесняющим агентом (газ, вода, водный раствор химреагентов), диапазон изменения и средние значения начальной и остаточной нефтенасыщенности и соответствующие им значения фазовой проницаемости, диапазон изменения и среднее значение коэффициента вытеснения нефти (табл. 3.5); зависимость начальной нефтенасыщенности (Sн. н), остаточной нефтенасыщенности (Sо.н) и коэффициента вытеснения (Квыт) от проницаемости (К) (рис. 3.1–3.3), коэффициента остаточной нефтенасыщенности от начальной нефтенасыщенности (рис. 3.4), коэффициента вытеснения от начальной нефтенасыщенности (рис. 3.5) или других комплексных параметров; зависимости фазовых проницаемостей (Кв, Кн) (рис. 3.6) и капиллярного давления (Рк) от насыщенности (рис. 3.7). При применении термических методов следует привести необходимые характеристики проектируемой технологии (закачка пара, горячей воды или др.)

Таблица 3.5.

**Характеристика вытеснения нефти рабочим агентом на кернах**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Пористость,  доли ед. | Проницаемость,  мкм2×10-3 | Неснижаемая водонасыщенность  доли ед. | Начальная нефтенасыщенность, доли ед.  Sнн | Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении рабочим агентом,  доли ед.  Sон | Коэффициент  вытеснения,  доли ед. | Значения относительной проницаемости, доли ед. | |
| для рабочего агента при остаточной нефтена-сыщенности | для нефти  при  неснижаем.водонасыщенности. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Sн.н.** |  |  | **Sо.н.** |  |
|  | **К, мкм2** |  |  | **К, мкм2** |
| **Рис.3.1**. | Зависимость начальной нефтенасыщенности (Sн.н.) от проницаемости (К) |  | **Рис.3.2.** | Зависимость остаточной нефтенасыщенности (Sо.н.) от проницаемости (К) |
|  |  |  |  |  |
| **Квыт** |  |  | **Sн.н.** |  |
|  | **К, мкм2** |  |  | **Sо.н.** |
| **Рис.3.3.** | Зависимость коэффициента вытеснения (Квыт) от проницаемости (К) |  | **Рис.3.4.** | Зависимость остаточной нефтенасыщенности (Sо.н.) от начальной нефтенасыщенности (Sн.н.) |
|  |  |  |  |  |
| **Квыт** |  |  | **Кв Кн** |  |
|  | **Sн.н.** |  |  | **Sв** |
| **Рис.3.5.** | Зависимость коэффициента вытеснения (Квыт) от начальной нефтенасыщенности (Sн.н.) |  | **Рис.3.6.** | Зависимость фазовой проницаемости (Кв, Кн) от водонасыщенности (Sв) |
|  |  |  |  |  |
| **Рк** |  |  |  |  |
|  | **Sв** |  |  |  |
| **Рис.3.7**. | Зависимость капилярного давления (Рк) от водонасыщенности (Sв) |  |  |  |

*3.3. Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов****.***

Краткая характеристика компонентного состава и физико-химических свойств нефти, растворенного и свободного газа, конденсата, а также физико-химических свойств пластовой воды; свойства воды, рекомендуемой для заводнения (минерализация, плотность, вязкость в пластовых условиях).

Приводятся зависимости физических свойств нефти, растворенного в ней газа и конденсата: газосодержание нефти (Rн), потенциальное содержание конденсата (П), объемный коэффициент (Вн, Вr, Вк), вязкость (µн, µr, µк) от давления при пластовой температуре ***(рис. 3.8–3.11, табл. 3.6–3.10).***

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Rн  Вн  µн |  | Вr  µг |  |

Р, МПаР, МПа

Рис. **3.8** Зависимость физических Рис.**3.9.** Зависимость физических

свойств нефти от давления свойств газа от давления

при пластовой температуре при пластовой температуре

Таблица 3.6.

**Физико-химические свойства и состав разгазированной\* нефти**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продук-тивный пласт | Количество исследо-ванных | | Пластовое давление, МПа | Пластовая температура, 0С | Давление насыщения, МПа | Газосодер-жание,  м3/ м3 | Объемный коэффициент пластовой нефти,  доли ед. | Плотность нефти в пластовых условиях, то же в стандартных условиях, кг/м3 | Динами-ческая вязкость, мПа·с |
| сква-жин | проб |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 3.6. | | | | | | | | | |
| Коэффициент сжимаемости, | Коэффициент растворимости газа и нефти,  м3  (м3·Па) | Температура  застывания, 0С | Температура  начала  кипения, 0С | Содержание светлых фракций  (объемные доли в %)  до температуры, 0С | | | | | Упругость  паров нефти  в стандартных условиях, МПа |
| 100 | 150 | 200 | 250 | 300 |
| 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 3.6. | | | | | | | | | |
| Содержание массовое в % | | | | | | | | Температура плавления  парафина,  0С | Примечания |
| асфальтенов | смол силика-гелевых | масел | парафина | серы | воды | других полезных компонентов  (указать каких) | механических примесей |
| 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| \* По данным дифференциального разгазирования глубинных проб пластовой нефти до стандартных условий | | | | | | | | | |

Таблица 3.7.

**Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной**  **и пластовой нефти (мольное содержание в %)**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Пласт | | | | |
| при однократном  разгазировании пластовой  нефти в стандартных условиях | | при дифференциальном  разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях | | Пластовая  нефть |
|  | выделившийся  газ | нефть | выделившийся газ | нефть |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Сероводород |  |  |  |  |  |
| Углекислый газ |  |  |  |  |  |
| Азот + редкие |  |  |  |  |  |
| в том числе: |  |  |  |  |  |
| гелий |  |  |  |  |  |
| Метан |  |  |  |  |  |
| Этан |  |  |  |  |  |
| Пропан |  |  |  |  |  |
| Изобутан |  |  |  |  |  |
| Н. бутан |  |  |  |  |  |
| Изопентан |  |  |  |  |  |
| Н. пентан |  |  |  |  |  |
| Гексаны |  |  |  |  |  |
| Гептаны |  |  |  |  |  |
| Остаток (С8+ высшие) |  |  |  |  |  |
| Молекулярная масса |  |  |  |  |  |
| Молекулярная масса остатка |  |  |  |  |  |
| Плотность: |  |  |  |  |  |
| газа, кг/м3 |  |  |  |  |  |
| газа относительная  (по воздуху), доли ед. |  |  |  |  |  |
| нефти, кг/м3 |  |  |  |  |  |

Таблица 3.8

**Физические свойства и компонентный состав свободного газа газовых шапок**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Количество исследованных | | Давление пластовое | Температура пластовая | Приведенное давление | Приведенная температура | Коэффициент сверхсжима- | Поправки | | Объемный |
|  | сква-жин | проб | критическое  МПа | критическая  0С | на……….  МПа | на…….  0С | емости,  доли ед. | на отклонение  от закона Бойля-Мариотта | на темпе-ратуру | коэффициент  пластового газа,  доли ед. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 3.8. | | | | | | | | | | | | | |
| Плотность абсолютная, кг/м3 | Содержание мольное, % (г/м3) | | | | | | | | | | | | Приме-чание |
| относительная | метана | этана | про-пана | бута-нов | пентана+  +высшие | серо-водорода | гелия | аргона | угле-кисло-го газа | азота | пара-фина | других полезных компонентов (указать каких) |
| 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 3.9.

**Компонентный состав газа и конденсата**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Компоненты | Состав газа | | | | | | Состав конденсата | | | | Состав пластового газа | |
| сепарации | | дегазации | | дебутанизации | | дебутанизации | | сырого | |
| моли | % | моли | % | моли | % | моли | % | моли | % | моли | % |
| N2 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| CO2 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| H2S |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| He |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| CH4 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| C2H6 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| C3H8 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| i- C4H10 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| n- C4H10 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| i- C5H12 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| n- C5H12 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| C6H14 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| C7H16 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| C5+ |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| всего |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Потенциальное содержание конденсата |  |  | Объемный коэффициент конденсата  Вязкость конденсата |  |
|  | **Р, МПа** |  |  | **Р, МПа** |
| **Рис.3.10**. | Зависимость потенциального содержания конденсата при пластовой температуре от давления |  | **Рис.3.11** | Зависимость объемного коэффициента конденсата и вязкости конденсата при пластовой температуре от давления |

Таблица 3.10

**Химический состав и физические свойства пластовых вод**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Количество исследованных | | Газосодержание, | Плотность воды, г/см3 | | Температура | Вязкость в  пластовых условиях, мПа·с | Минерализация, |
|  | скважин | проб | м3/ м3 | в пластовых условиях | в стандартных  условиях | пластовая,  0С | г/л |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 3.10 | | | | | | | | | | | | |
| Содержание ионов (мг·экв/л; % мг/экв, мг/л) | | | | | | | | | | | | |
| Na++K+ | Ca++ | Mg++ | Cl – | SO4– – | NO2– | CO3– – | HCO3– | NH4+ | B– | J– | Br– | и другие |
| 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 3.10 | | | | |
| Нафтеновые кислоты, мг/л | Устьевое давление  статическое, МПа  Статический уровень, м | Расчетное пластовое давление, МПа | Давление, приведенное к отметке…., МПа | Тип вод |
| 23 | 24 | 25 | 26 | 27 |
|  |  |  |  |  |

*3.4. Запасы нефти, газа и конденсата.*

Приводятся подсчетные параметры и геологические запасы нефти и растворенного в нефти газа, а также запасы содержащихся в нефти и газе компонентов, имеющих промышленное значение. Дается сопоставление подсчитанных начальных запасов с запасами, числящимися на государственном балансе и с запасами, ранее утвержденными государственной комиссией. ***(табл.3.11–3.12).***

Таблица 3.11

**Сводная таблица подсчетных параметров и начальных геологических запасов нефти и растворенного газа**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт, залежь | Категория запасов | Площадь нефтеносности,  тыс.м2 | Средняя нефтенасыщенная  толщина, м | Открытая пористость,  доли ед. | Нефтенасы-щенность,  доли ед | При дифференцированном  разгазировании до  стандартных условий | | Начальные геологические запасы | Добыча нефти на дату подсчета |
|  |  | объемный коэффициент пластовой нефти,  доли ед. | плотность нефти в стандартных условиях,  кг/м3 | нефти, тыс.т | запасов, тыс.т |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Итого по залежи :

Итого по пласту:

Итого по месторождению

Продолжение таблицы 3.11

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Остаточные геологические запасы нефти,  тыс.т | Газосодержание пластовой нефти  при дифферен-цированном разгазировании | Начальные геологические запасы газа,  растворенного  в нефти, млн.м3 | Добыча растворенного газа на дату подсчета | Остаточные геологические запасы растворенного газа, млн.м3 | Начальные геологические запасы компонентов, содержащихся  в нефти,  тыс. т  (указать каких) | Добыча компонентов на дату подсчета запасов, тыс.т | Остаточные геологические запасы  компонентов,  тыс. т |
| до стандартных  условий, м3/ м3 | запасов, млн.м3 |  |
| 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

:

Таблица 3.12

**Сопоставление представленных подсчетных параметров и начальных запасов нефти с подсчетными параметрами и запасами, ранее утвержденными ГКЗ и числящимися на государственном балансе**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Категория запасов | Утвержденные ГКЗ | | На государственном балансе | | Представленные на утверждение | |
|  | подсчетные параметры | геологические запасы,  тыс. т | подсчетные параметры | геологические запасы,  тыс. т | подсчетные параметры | геологические запасы,  тыс. т |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

## 4. Подготовка исходных данных и результаты расчетов технологических показателей вариантов разработки и КИН.

### 4.1. Анализ испытания, опробования и ГДИ разведочных скважин и скважин эксплуатационного фонда.

По данным анализа результатов испытания, опробования разведочных скважин, пробной эксплуатации (ПЭ) месторождения (залежей), анализа работы эксплуатационного фонда скважин, их гидродинамических, термометрических и термодинамических исследований обосновываются исходные параметры (табл.4.1). Приводятся сведения о величинах депрессий и продолжительности исследований. Для неразрабатываемых месторождений приводятся результаты пробной эксплуатации скважин, дается характеристика величины и устойчивости их дебитов, изменения пластового давления (табл. 4.2).

Таблица 4.1

**Результаты исследования скважин и пластов**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Количество | | Интервал | Принятое среднее |
| скважин | измерений | изменения | значение по пласту |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Начальное пластовое давление, МПа |  |  |  |  |
| Пластовая температура, 0С |  |  |  |  |
| Геотермический градиент, 0С/м |  |  |  |  |
| Дебит нефти, т/сут |  |  |  |  |
| Обводненность весовая, % |  |  |  |  |
| Газовый фактор, м3/т |  |  |  |  |
| Удельная продуктивность, |  |  |  |  |
| Удельная приемистость, |  |  |  |  |
| Гидропроводность, |  |  |  |  |
| Приведенный радиус, м , скин-фактор |  |  |  |  |
| Проницаемость, мкм2х10-3 |  |  |  |  |
| Пьезопроводность, 104 м2/с |  |  |  |  |

Таблица 4.2

**Результаты пробной эксплуатации разведочных скважин**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Скважина  №№ | Интервал  опробования | Эффек-тивная | Характе-ристика | Работа скважины на начало ПЭ  (дата) | | | | |
|  |  | глубина, м  абс.отм., м | толщина, м | перфо-рации | диаметр штуцера  (насос) | дебит  нефти  т/сут | % воды | газовый фактор,  м3/т | Рзаб /Рпл.,  МПа |
| 1 | 21 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Продолжение таблицы 4.2.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Работа скважины на конец ПЭ  (дата) | | | | | Отработанное  время, сут | Накопленная добыча | | |
| диаметр штуцера  (насос) | дебит  нефти т/сут | % воды | газовый фактор куб.м/т | Рзаб /Рпл , МПа | нефти,т | газа, тыс. куб.м | воды, т |
| 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

### *4.2. Анализ результатов разработки залежей*

### *4.2.1. Анализ технологических показателей разработки и выполнение проектных показателей.*

Характеристика системы разработки залежей, динамики эксплуатационного разбуривания, способов эксплуатации скважин, их дебитов, обводненности. Характеристика фонда скважин (табл. 4.3), распределение скважин по дебитам и обводненности.

Характеристика системы ППД по давлениям нагнетания, охвату пласта воздействием, приемистости скважин.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по залежам (эксплуатационным объектам) за последние 5 лет на дату анализа (табл. 4.4).

Указываются полнота и своевременность выполнения проектных решений, причины отклонения фактических показателей разработки от проектных.

Объемы добычи нефти, жидкости и закачки воды, степень выработки НИЗ, текущий КИН, компенсация отборов закачкой, состояние пластового давления (табл. 4.5).

В соответствии с рисунком графических приложений (рис.П.4) строятся карты разработки. На карты наносятся добывающие и нагнетательные скважины, накопленные отборы жидкости нефти, газа, закачки воды, начальные и текущие контуры ВНК и ГНК.

Таблица 4.3

**Характеристика фонда скважин по разрабатываемым залежам** **(эксплуатационный объект)**

| Наименование | Характеристика фонда скважин | Количество скважин |
| --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 |
| Фонд добывающих скважин | Пробурено |  |
|  | Возвращено с других горизонтов |  |
|  | Всего |  |
|  | В том числе: |  |
|  | Действующие |  |
|  | из них фонтанные |  |
|  | ЭЦН |  |
|  | ШГН |  |
|  | бескомпрессорный газлифт |  |
|  | внутрискважинный газлифт |  |
|  | Бездействующие |  |
|  | В освоении после бурения |  |
|  | В консервации |  |
|  | Переведены под закачку |  |
|  | Переведены на другие горизонты |  |
|  | Ликвидированные |  |
| Фонд нагнетательных скважин | Пробурено |  |
|  | Возвращено с других горизонтов |  |
|  | Переведены из добывающих |  |
|  | Всего |  |
|  | В том числе: |  |
|  | Под закачкой |  |
|  | Бездействующие |  |
|  | В освоении после бурения |  |
|  | В консервации |  |
|  | В отработке на нефть |  |
|  | Переведены на другие горизонты |  |
|  | Ликвидированные |  |
| Фонд газовых скважин | Пробурено |  |
|  | Возвращено с других горизонтов |  |
|  | Всего |  |
|  | В том числе: |  |
|  | Действующие |  |
|  | Бездействующие |  |
|  | В освоении после бурения |  |
|  | В консервации |  |
|  | Переведены на другие горизонты |  |
|  | Ликвидированные |  |
| П р и м е ч а н и е. 1. При необходимости дополнительно приводится фонд скважин-дублеров, водозаборных, специальных и других скважин. 2. При многопластовом эксплуатационном объекте дается фонд по каждому продуктивному пласту (залежи). | | |

Таблица 4.4

**Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения, эксплуатационного объекта (пласта)**

| Показатели | 20…. г. | | 20…. г. | |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| проект | факт | проект | факт |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Добыча нефти всего, тыс.т /год |  |  |  |  |
| в том числе: |  |  |  |  |
| из переходящих скважин |  |  |  |  |
| из новых скважин |  |  |  |  |
| Добыча нефти за счет методов повышения нефтеотдачи |  |  |  |  |
| Накопленная добыча нефти, тыс.т |  |  |  |  |
| в т.ч. за счет метода повышения нефтеизвлечения |  |  |  |  |
| Добыча нефтяного газа, млн.м3/год |  |  |  |  |
| Накопленная добыча газа, млн.м3 |  |  |  |  |
| Добыча газа из газовой шапки, млн.м3/год |  |  |  |  |
| Накопленная добыча газа из газовой шапки, млн.м3 |  |  |  |  |
| Добыча конденсата, тыс.т/год |  |  |  |  |
| Накопленная добыча конденсата, тыс.т |  |  |  |  |
| Темп отбора нефти от начальных извлекаемых запасов, % |  |  |  |  |
| Обводненность среднегодовая (по массе), % |  |  |  |  |
| Добыча жидкости, всего, тыс.т/год |  |  |  |  |
| в т.ч. газлифт |  |  |  |  |
| ЭЦН |  |  |  |  |
| ШГН |  |  |  |  |
| Накопленная добыча жидкости, тыс.т |  |  |  |  |
| Закачка рабочего агента**:**  годовая, тыс. м3 |  |  |  |  |
| накопленная, тыс.м3 |  |  |  |  |
| Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях: |  |  |  |  |
| текущая, % |  |  |  |  |
| накопленная, % |  |  |  |  |
| Эксплуатационное бурение всего, тыс.м |  |  |  |  |
| Ввод добывающих скважин. |  |  |  |  |
| Выбытие добывающих скважин |  |  |  |  |
| в т.ч. под закачку |  |  |  |  |
| Фонд добывающих скважин на конец года. |  |  |  |  |
| в т.ч. нагнетательных в отработке |  |  |  |  |
| механизированных |  |  |  |  |
| Действующих фонд добывающих скважин на конец года |  |  |  |  |
| Перевод скважин на механизированную добычу |  |  |  |  |
| Ввод нагнетательных скважин под закачку |  |  |  |  |
| Выбытие нагнетательных скважин |  |  |  |  |
| Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года |  |  |  |  |
| Среднесуточный дебит одной добывающей скважины |  |  |  |  |
| по нефти, т/сут |  |  |  |  |
| по жидкости, т/сут. |  |  |  |  |
| Среднесуточный дебит новых скважин |  |  |  |  |
| по нефти, т/сут |  |  |  |  |
| по жидкости, т/сут. |  |  |  |  |
| \* Среднесуточный дебит 1 скважины по газу, тыс.м3/сут |  |  |  |  |
| Среднесуточная приемистость нагнетательной скважины,м3/сут |  |  |  |  |
| Пластовое давление, среднее в зоне отбора, МПа |  |  |  |  |
| Газовый фактор, м3/т |  |  |  |  |
| Коэффициент использования фонда скважин, доли ед. |  |  |  |  |
| Коэффициент эксплуатации скважин (по способам), доли ед. |  |  |  |  |
| Плотность сетки добывающих и нагнетательных скважин, га/скв. |  |  |  |  |
| \* Сведения о добыче газа, конденсата, дебита по газу приводятся только по газонефтяным залежам. | | | | |

Таблица 4.5

**Основные показатели состояния разработки**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Эксплуатационные объекты (пласты) | | | Итого по месторождению |
|  | 1 | 2 | ….. |
| Годовая добыча нефти, тыс.т. |  |  |  |  |
| Накопленная добыча нефти, тыс.т |  |  |  |  |
| Годовая добыча жидкости, тыс.т. |  |  |  |  |
| Накопленная добыча жидкости, тыс.т |  |  |  |  |
| Добыча жидкости в пластовых условиях, тыс.м3 |  |  |  |  |
| Обводненность продукции скважин (по массе), % |  |  |  |  |
| Среднесуточный дебит 1 скважины, т/сут: |  |  |  |  |
| по нефти |  |  |  |  |
| по жидкости |  |  |  |  |
| Накопленная закачка, тыс.м3 |  |  |  |  |
| Компенсация отбора закачкой, % |  |  |  |  |
| текущая |  |  |  |  |
| накопленная |  |  |  |  |
| Средняя приемистость 1 нагнетательной скважины, м3/сут |  |  |  |  |

### *4.2.2. Анализ технологической эффективности проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ) по интенсификации притоков и увеличению нефтеотдачи пластов.*

Представляются сведения об объемах выполненных методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи, приводится оценка их эффективности (табл. 4.6)

Таблица 4.6

**Объемы выполненных методов интенсификации притоков** **и увеличения нефтеотдачи пластов (МУН)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | ОПЗ химреагентами | | РИР, изоляция притока пластовых вод | | ГРП | | Горизонтальные  скважины | | Зарезка вторых  стволов | | Прочие методы | |
|  | коли-  чество операций | дополни-тельная добыча  нефти,  тыс.т | коли-  чество опера-ций | дополнительная  добыча  нефти,  тыс.т | коли-  чество опера-ций | допол-  нительная добыча нефти,  тыс.т | коли-  чество скважин | допол-  нительная  добыча  нефти,  тыс.т | коли-  чество  скважин | дополнительная  добыча  нефти,  тыс.т | коли  чество опера-ций | дополнительная добыча нефти, тыс.т |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

### *4.2.3.* *Анализ эффективности осуществляемой системы разработки*

Анализируется эффективность реализуемой системы разработки по каждому эксплуатационному объекту (продуктивному пласту, залежи), оценивается насколько эффективны (оправданы) для условий данного месторождения система поддержания пластового давления, система размещения скважин и плотность сетки, интенсивность системы заводнения, применяемые профили и конструкция скважин, методы вскрытия пластов и освоения скважин, способы эксплуатации скважин, система сбора, учета и подготовки продукции скважин. Оценивается степень возможных осложнений процесса разработки, связанных с прорывами газа из газовой шапки, водяным конусообразованием, разгазированием нефти в пласте, выпадением в пласте и стволе скважин парафина и др.

Эффективность реализуемой системы разработки оценивается с точки зрения ее приемлемости для надежного контроля за выработкой запасов, обеспечения равномерности вытеснения нефти водой, применения гидродинамических, физико-химических и других методов воздействия на пласты и призабойную зону скважин, обеспечения возможностей регулирования разработки и эффективной выработки запасов из совместно вскрытых пластов.

### *4.2.4.* *Анализ выработки запасов нефти*

На основании материалов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин по контролю за разработкой дается анализ текущей выработки запасов нефти продуктивных пластов (залежей). Анализируются эффективность применяемой системы разработки с точки зрения выработки запасов нефти пластов, а также мероприятий, направленных в предшествующий период на совершенствование системы воздействия на пласт и увеличение нефтеотдачи*.*

Исследуется характер и степень выработки запасов нефти, степень охвата пласта воздействием рабочим агентом по площади и разрезу, распределение остаточных запасов нефти. Анализ выработки запасов нефти производится по данным гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, включая: потокометрию, термометрию, а также методы контроля насыщенности пластов за колонной в обсаженных скважинах. Производится оценка интервалов работающих толщин пластов, анализируется их динамика в ходе разработки месторождения, а также влияние на них проводимых ГТМ. Анализируется характер поступления рабочего агента к добывающим скважинам.

При объединении в один эксплуатационный объект нескольких продуктивных пластов выполняется оценка доли участия их в работе скважин.

Для анализа выработки запасов нефти пластов необходимо применять построенные геолого- -фильтрационные модели (ГФМ) эксплуатационных объектов и результаты восстановления истории разработки.

На основе анализа геолого-промыслового материала и выполненных с использованием ГФМ расчетов строятся карты остаточных подвижных запасов и текущей нефтенасыщенности на различные даты.

*4.3. Обоснование выделения эксплуатационных объектов.*

Выделение эксплуатационных объектов в составе многопластового месторождения обосновывается с учетом типа и строения залежей, типа коллекторов, геолого-физических характеристик продуктивных пластов и непроницаемых разделов, фильтрационной характеристики и степени неоднородности пластов, свойств пластовых жидкостей, фазового состояния и флюидонасыщения пластов, объединяемых в один объект, опыта разработки аналогичных месторождений в нефтяном регионе. Информационная база по геолого-физическим характеристикам продуктивных пластов представлена в таблице 4.7.

Группа пластов, объединяемых в один эксплуатационный объект, как правило, должна соответствовать подсчетному объекту, для которого подлежат индивидуальному утверждению геологические и извлекаемые запасы нефти.

При объединении в один эксплуатационный объект пластов двух и более подсчетных объектов должно быть представлено обоснование применения одновременно-раздельной эксплуатации скважин (ОРЭ) и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) или обоснование систем промыслового исследования скважин и технических средств замера дебитов, обеспечивающих качественный попластовый учет добычи нефти, жидкости и закачки рабочего агента.

Таблица 4.7

**Исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов (эксплуатационных объектов)**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметры | Эксплуатационный объект (подсчетный объект) | | | |
|  | 1 | 2 | … | … |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Средняя глубина залегания, м |  |  |  |  |
| Тип залежи |  |  |  |  |
| Тип коллектора |  |  |  |  |
| Площадь нефтегазоносности, тыс.м2 |  |  |  |  |
| Средняя общая толщина, м |  |  |  |  |
| Средняя газонасыщенная толщина, м\* |  |  |  |  |
| Средняя нефтенасыщенная толщина, м |  |  |  |  |
| Пористость, доли ед. |  |  |  |  |
| Средняя начальная насыщенность нефтью (газом), доли ед. |  |  |  |  |
| Проницаемость, мкм2х10-3 |  |  |  |  |
| Коэффициент песчанистости, доли ед. |  |  |  |  |
| ~~Р~~асчлененность, ед. |  |  |  |  |
| Пластовая температура, 0С |  |  |  |  |
| Пластовое давление, МПа |  |  |  |  |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с |  |  |  |  |
| Плотность нефти  в пластовых условиях, т/м3  в стандартных условиях, т/м3 |  |  |  |  |
|  |  |  |  |
| Объемный коэффициент нефти, доли ед. |  |  |  |  |
| Давление насыщения нефти газом, МПа |  |  |  |  |
| Газосодержание нефти, м3/ м3 |  |  |  |  |
| Содержание стабильного конденсата, г/м3\* |  |  |  |  |
| Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с |  |  |  |  |
| Плотность воды в пластовых условиях, т/м3 |  |  |  |  |
| Коэффициенты сжимаемости, 10–51/МПа |  |  |  |  |
| нефти |  |  |  |  |
| воды |  |  |  |  |
| пористой среды |  |  |  |  |
| Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом |  |  |  |  |
| \* Для газонефтяных залежей. | | | | |

При объединении нескольких подсчетных объектов в один эксплуатационный объект таблицу следует расширить следующим образом

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметры | Эксплуатационный объект | В том числе по подсчетному объекту | | |
| Пласт 1 | Пласт 2 | И т. д. |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |

*4.4. Обоснование вариантов разработки, технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт.*

Технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти осуществляется на данных не менее чем трех вариантов разработки эксплуатационного объекта, различающихся системой и плотностью размещения скважин, методами воздействия и применением различных видов интенсификации притоков и увеличения охвата пластов воздействием и позволяющих выявить преимущества предлагаемого варианта (табл.4.8, в графическом приложении – рис. П.5).

Выбор рабочего агента для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления и вытеснения нефти из пласта (пластовая, техническая вода, водные растворы химических реагентов, газ различного состава, горячая, термальная вода, пар и др.) осуществляется с учетом литологического состава и коллекторских свойств продуктивного пласта, реологии нефтей, наличия необходимого количества рабочего агента.

На разрабатываемых объектах в обязательном порядке рассматривается вариант, реализуемый в соответствии с последним проектным документом с учетом осуществления всех рекомендованных мероприятий без их развития.

Проектируемые технологии и рекомендуемые рабочие агенты обосновываются по результатам экспериментальных или опытно-промышленных работ, проведенных на данном месторождении или на месторождениях-аналогах.

Таблица 4.8

**Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки**

Месторождение Объект

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Характеристика | Варианты разработки | | | |
| I | II | III | … |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Режим разработки |  |  |  |  |
| Система размещения скважин |  |  |  |  |
| Расстояние между скважинами, м |  |  |  |  |
| Плотность сетки, га/скв |  |  |  |  |
| Коэффициент охвата процессом вытеснения, доли ед |  |  |  |  |
| Соотношение скважин в элементе, добывающие/нагнетательные |  |  |  |  |
| Критерии отключения скважин |  |  |  |  |
| – добывающих  –Рзаб.мин  -обводненность скважин, %  - дебит нефти минимальный, т/сут  -газовый фактор максимальный, м3/т |  |  |  |  |
| – нагнетательных |  |  |  |  |
| Коэффициент использования фонда скважин |  |  |  |  |
| – добывающих |  |  |  |  |
| – нагнетательных |  |  |  |  |
| Коэффициент эксплуатации скважин |  |  |  |  |
| – нагнетательных |  |  |  |  |
| – фонтанных  - механизированных |  |  |  |  |
| Принятая компенсации отбора закачкой, % |  |  |  |  |
| Фонд скважин, всего |  |  |  |  |
| – добывающих |  |  |  |  |
| – нагнетательных |  |  |  |  |
| – специальных |  |  |  |  |

*4.5. Обоснование характеристик расчетной геолого-физической модели пласта и принятой методики прогноза технологических показателей разработки*

Прогноз технологических показателей разработки эксплуатационных объектов и месторождений и определение КИН осуществляется с использованием геолого-фильтрационных (геолого-технологических) моделей объектов и месторождения.

**Как исключение**, для месторождений, завершенных разведкой, но характеризующихся недоизученностью отдельных параметров и невозможностью построения достоверных геолого-технологических моделей, КИН может быть определен при помощи апробированных квазиодно-, двух или трехмерных гидродинамических моделей. В данном случае требуется предварительное согласование с ФГУ «ГКЗ».

Геолого-фильтрационная модель (ГФМ) включает в себя геологическую модель (ГМ) и фильтрационную (гидродинамическую) модель (ФМ).

В ТЭО КИН представляется краткое описание геологической модели, процедуры ее подготовки с указанием используемых программных комплексов и дается детальное описание фильтрационной модели.

В описание фильтрационной модель включаются следующие материалы:

* процедура преобразования геологической модели в фильтрационную путем ее ремасштабирования (upscaling);
* обоснование типа используемых моделей;
* свойства пластов и насыщающих их флюидов;
* адаптация модели по данным истории разработки;
* описание начальных и граничных условий и способ учета воздействия на пласты и призабойные зоны скважин.

### *4.5.1.Процедура преобразования геологической модели в фильтрационную.*

Обосновывается степень возможной детализации гидродинамических моделей эксплуатационных объектов (месторождения) исходя из их характеристик. Описываются основные этапы ремасштабирования исходной геологической модели в фильтрационную. Основные сравнительные характеристики геологической и гидродинамической моделей пластов месторождения представляются в таблице 4.9.

Таблица 4.9

**Основные сравнительные характеристики трехмерных моделей пластов месторождения**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Объект | Геологические запасы | Модель | Толщина пласта  в области  моделирования, м | Размеры в области моделирования, км | Число блоков сетки по трем направлениям | | | Горизонтальные размеры блока сетки, м | Вертикальные размеры блока сетки, м | Число активных блоков модели |
| NX | NY | NZ |
|  |  |  |
|  |  |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|  |  | Геологическая |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  | Фильтрационная |  |  |  |  |  |  |  |  |

### *4.5.2.Обоснование типа используемых моделей*

В зависимости от физико-химических свойств насыщающих пласт флюидов и нагнетаемых рабочих агентов, а также их фазового поведения обосновывается выбор однофазной, двухфазной, трехфазной или многокомпонентной (композиционной) модели фильтрации**.**

Для моделирования вытеснения нефти водой при давлении выше давления насыщения нефти газом допускается использование двухфазной модели фильтрации;

Для расчетов процессов разработки газонефтяных залежей и закачки газа в режиме несмешивающегося вытеснения должны применяться трехфазные модели фильтрации газа, нефти и воды.

Для нефтяных объектов разрабатываемых в условиях смешивающегося вытеснения, фазовых переходов с выпадением твердой фазы (парафины, асфальтены и т.д.), и нефтегазоконденсатных объектов, эксплуатирующихся с активным воздействием на пласт, следует применять многокомпонентные модели фильтрации.

### *4.5.3.Свойства пластов и насыщающих их флюидов*

Представляются исходные данные используемые в геологической модели, а также описываются процедуры модификации геолого-физических свойств и сами модифицированные параметры.

В табличном и/или графическом виде представляются модифицированные фазовые проницаемости и капиллярное давление в виде функции от насыщенности. Модифицированные фазовые проницаемости увязываются с обоснованными коэффициентами вытеснения.

Приводятся табличные и графические зависимости физико-химических свойств пластовых флюидов и нагнетаемых агентов. Используемые в расчетах модельные пластовые системы подготавливаются на основе представленных в разделах 3.2. и 3.3 данных о физико-химических свойствах пластовых систем.

При использовании двух- и трехфазных моделей в качестве основных параметров приводятся зависимости от давления:

* вязкости, плотности и объемного коэффициентов нефти и газосодержания нефти;
* вязкости, плотности и объемного коэффициента газа;
* вязкости, плотности и объемного коэффициента воды и газосодержания воды;

Для моделей многокомпонентной фильтрации представляются:

- компонентный состав используемой углеводородной системы с указанием свойств псевдофракций;

- PT–диаграмма пластовой системы и другие графики, характеризующие изменение основных параметров системы с изменением термобарических условий;

- диаграммы, характеризующие фазовое поведение системы при взаимодействии с агентами в случае их закачки.

Представляются данные, характеризующие сжимаемость, а в случае необходимости, деформационные свойства пород.

### *4.5.4.Адаптация модели по данным истории разработки.*

При восстановлении истории разработки залежи нефти корректируется первоначально принятая геологическая модель пласта и параметры фильтрационной модели.

Результаты адаптации фильтрационной модели к истории разработки представляются в целом по объектам, отдельным участкам крупных объектов и, для примера, по нескольким отдельным скважинам. По объектам показывается динамика следующих фактических и расчетных показателей: пластовое давление, накопленная и текущая добыча углеводородов (нефти и газа) и жидкости, накопленная и текущая закачка рабочих агентов, обводненность, газовый фактор. По скважинам приводиться динамика фактических и расчетных показателей: давлений – забойных и пластовых в районе скважин, дебитов углеводородов (нефти и газа) и жидкости, расходов закачиваемых рабочих агентов, обводненности, газового фактора. Результаты адаптации представляются в табличном (табл. 4.10) и графическом виде.

Таблица 4.10

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Пласт,  скважина | Добыча нефти, тыс.т | | Погрешность, % | Добыча жидкости, тыс.т | | Погрешность, % |
| факт | расчет | факт | расчет |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 4.10 | | | | | |
| Обводненность % | | Погрешность, % | Закачка агента, тыс.т. | | Погрешность, % |
| факт | расчет | факт | расчет |
| 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
|  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 4.10 | | | | | |
| Забойное давление, МПа | | Погрешность, % | Пластовое давление, МПа | | Погрешность, % |
| факт | расчет | факт | расчет |
| 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|  |  |  |  |  |  |

***4.5.5.Описание начальных и граничных условий и способ учета воздействия на пласты и призабойные зоны скважин***

Описывается способ задания начальных условий в пластах по насыщенности и давлению и приводятся необходимые исходные данные. Начальные условия могут быть заданы как известные значения в каждой ячейки разностной сетки, так и рассчитаны с учетом гидростатического равновесия.

Дается описание условий на границах моделируемого объекта с учетом выделения отдельных участков. Указывается способ задания водонапорной системы.

Описываются все принимаемые ограничения на работу скважин по дебитам (расходам), давлению, фазовым составам, интервалам вскрытия и т.д.

Указываются способы моделирования ГТМ и мероприятий по интенсификации добычи.

Указываются способы моделирования МУН.

В графическом и табличном приложениях приведены необходимые для раздела 4.5. таблицы, рисунки и графики – табл. П.1, рис.П.6 ÷ рис.П.11.

### 4.6. Технологические показатели вариантов разработки.

Технологические показатели разработки полученные в результате гидродинамических расчетов приводятся по вариантам разработки эксплуатационных объектов и месторождению в целом в соответствии с таблицами, представленными в Табличном приложении (Табл.П.2- П.3)

## 5. Технико-экономическое обоснование коэффициентов нефтеизвлечения

5.1. Основная цель экономической оценки заключается в обосновании рационального варианта разработки месторождения, обеспечивающего возможно полное извлечение из пластов запасов нефти в рамках действующей налоговой системы (ДНС), Закона РФ «О недрах», содержания лицензионного соглашения между недропользователем и государственными органами при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды.

5.2. Выбор рационального варианта должен осуществляться на основе анализа показателей рассчитанных вариантов разработки.

5.3. Экономическая оценка вариантов разработки производится на протяжении всего расчетного периода в разрезе отдельных эксплуатационных объектов и по месторождению в целом.

5.4. В рамках расчетного периода проводится обоснование коэффициента извлечения нефти за период рентабельной добычи нефти. За рентабельный срок принимается период получения положительных значений годового дисконтированного потока наличности при условии неотрицательного накопленного дисконтированного дохода, соответствующего этому периоду.

**5.5. О**пределяется эффективность геолого-технологических мероприятий, направленных на увеличение текущей и конечной нефтеотдачи.

**5.6.** Расчет показателей экономической эффективности вариантов разработки рекомендуется производить в текущих биржевых ценах, без учета инфляции, с установлением доли нефти, реализуемой на внутреннем и внешнем рынке.

**5.7**.Экономическое обоснование разработки месторождения проводится на основе анализа показателей эффективности вариантов разработки включающих в себя:

* чистый доход (ЧД, NV);
* чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV);
* внутренняя норма доходности (ВНД, IRR);
* срок окупаемости;
* индекс доходности затрат (R);
* индекс доходности инвестиций (ИД, PI).

Одним из основных экономических критериев, определяющих выбор рекомендуемого варианта, является чистый дисконтированный доход (ЧДД). Решение о выборе варианта принимается комплексно с учетом всех технико-экономических показателей.

Экономическая оценка проводится при норме дисконта - 0,1 (доли единицы).

**5.8.** По рекомендуемому варианту разработки следует выполнить анализ рисков, связанных с отклонением исходных данных от первоначально предполагаемых значений. Для этого проводится серия расчетов, показывающих отклонение показателей эффективности в зависимости от изменения одного из основных параметров (при неизменных значениях всех других). Рекомендуется оценивать влияние факторов риска, изменение которых отражается на эффективности проекта: объем добычи нефти; цены реализации нефти на внутреннем и внешнем рынках; объем капитальных вложений; объем текущих затрат.

Значения факторов риска (допустимые отклонения от принятых значений в расчетах), при которых ЧДД недропользователя остается положительным, рекомендуется определять в пределах ±20 до ±40%.

**5.9**. В случае отрицательного значения ЧДД при принятых в расчетах затратах и ценах реализации углеводородного сырья рекомендуется подобрать условия безубыточности разработки: увеличение добычи нефти за счет применения новых технологий, возможность снижения затрат, налогового стимулирования, изменение условий реализации УВС.

**5.10.** Расчеты экономических показателей проводятся на основе исходной информации, предоставленной заказчиками работы. Исходная информация должна содержать все данные, позволяющие провести проверку произведенных расчетов, дать экспертную оценку результатам обоснования этих показателей. Для определения нормативов, используемых при прогнозировании экономических показателей разработки месторождений, используются данные о производственной деятельности предприятия (данного или аналогичных).

Раздел содержит изложение действующей системы налогового законодательства на момент составления ТЭО КИН. Приводится полный список налоговых отчислений.

Информация о системе налогообложения должна включать возможно более полный перечень налогов, сборов, пошлин и иных платежей. Особое внимание должно быть уделено налогам, регулируемым региональным законодательством (налоги субъектов федерации и местные налоги). По каждому виду налоговых выплат необходимо привести базу налогообложения, ставку налога, распределение налоговых платежей между бюджетами различного уровня. По мере ввода в действие Налогового кодекса РФ при расчете налоговых платежей и отчислений следует руководствоваться отдельными статьями этого документа.

**5.11**. Расчет капитальных вложений на освоение месторождения производится по следующим направлениям: эксплуатационное бурение; оборудование для добычи нефти, закачки рабочего агента; внутрипромысловый сбор и транспорт нефти и газа; комплексная автоматизация; электроснабжение и связь; водоснабжение промышленных объектов; базы производственного обслуживания; автодорожное строительство; заводнение нефтяных пластов; технологическая подготовка нефти; методы увеличения нефтеотдачи пластов; очистные сооружения; природоохранные мероприятия; прочие объекты и затраты.

Затраты на природоохранные мероприятия исчисляются в процентах от общей суммы капитальных затрат, включая стоимость буровых работ.

5.12. Эксплуатационные затраты включают в себя текущие издержки, непосредственно связанные с добычей нефти, налоги и платежи, относимые на себестоимость добываемой продукции, и амортизационные отчисления.

Эксплуатационные затраты на добычу нефти определяются по статьям калькуляции или по смете затрат и рассчитываются в соответствии с удельными текущими издержками и объемными технологическими показателями. В составе эксплуатационных затрат на добычу нефти и газа должны быть учтены расходы на экологию.

**5.13.** При оценке вариантов разработки учитываются затраты на ликвидацию скважин и объектов промыслового обустройства.

5.14. Экономическая часть ТЭО КИН содержит:

* общие положения, в которых дается краткая характеристика технологических вариантов, обосновываются условия сбыта добываемой продукции (внутренний, внешний рынок) и цен на нефть;
* экономические показатели эффективности;
* оценку капитальных вложений и эксплуатационных затрат;
* характеристику налоговой системы;
* результаты технико-экономической оценки вариантов разработки, выбор варианта, рекомендуемого к утверждению;
* анализ чувствительности для выявления рисков, связанных с реализацией рекомендуемого варианта.

**5.15**. Результаты расчета экономических показателей по вариантам разработки приводятся по формам таблиц П. 4- П.12, представленных в табличных приложениях.

- Исходные данные для расчета экономических показателей (табл.**.** П.4).

- Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов разработки эксплуатационных объектов и в целом месторождения (табл. П.5.).

- Анализ чувствительности (табл. П.6).

- Выручка от реализации продукции (табл. П.7)**.**

- Капитальные вложения в разработку (табл. П.8**).**

- Эксплуатационные затраты на добычу нефти, определяемые на основе статей калькуляции (табл. П.9) или по смете затрат (табл. П.10**).**

- Денежный поток (табл. П.11)**.**

- Доход государства (табл. П.12**).**

## 6. Характеристика извлекаемых запасов нефти и КИН

*6.1. Анализ расчетных величин КИН*

По выделенным эксплуатационным объектам (залежам) и месторождению в целом анализируются расчетные значения КИН, полученные для рассматриваемых вариантов разработки. Производится их сопоставление со значениями КИН, определенными другими методами и полученными как по выработанным участкам данного месторождения, так и по другим разрабатываемым месторождениям со сходными геолого-промысловыми характеристиками(табл. 6.1).

Таблица 6.1

**Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт, эксплуатационный объект, залежь \*) | Вариант  разработки | Расчетные величины | | | |
| Коэффициент  вытеснения | Коэффициент  охвата | КИН | КИН по другим методикам и/или месторождениям-аналогам |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |

\*Для уникальных месторождений могут быть выделены зоны и участки залежей.

В графах 3– 5 данной таблицы приводятся расчетные значения, полученные по предлагаемой методике, в графе 6 – значения КИН, определенные другими методами и/или по месторождениям-аналогам.

*6.2. Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и КИН****.***

По всем рассматриваемым вариантам эксплуатационных объектов (залежей) приводятся геологические запасы нефти и растворенного газа, расчетные значения КИН, извлекаемые запасы нефти, растворенного в ней газа и конденсата (рис.6.2). С учетом приведенных в разделах 5 и 6.1 сопоставлений технико-экономических показателей вариантов разработки обосновываются извлекаемые запасы нефти, растворенного газа и значения КИН, рекомендуемые к утверждению по объектам (залежам) и месторождению в целом (при необходимости (для уникальных месторождений) с выделением зон и участков).

Таблица 6.2

Расчетные извлекаемые запасы нефти, растворенного газа и КИН по вариантам разработки

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вариант | Объект разработки, залежь\* | Геологические запасы | | | Коэффициент  извлечения  нефти | Извлекаемые запасы | | |
| нефти,  тыс.т | растворенного газа, млн.м3 | ценных компонентов (указать каких) | нефти,  тыс.т | растворенного газа, млн.м3 | ценных компонентов (указать каких) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

\*Для уникальных месторождений могут быть выделены зоны и участки залежей.

### *6.3. Анализ изменения извлекаемых запасов.*

При повторном подсчете приводятся данные об извлекаемых запасах и КИН по объектам, (залежам) и месторождению в целом, утвержденных ГКЗ Роснедра на последнюю дату. Производится их сопоставление с рекомендуемыми извлекаемыми запасами и КИН, анализируются причины их изменения (табл.6.3).

Таблица 6.3

**Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов и КИН**

**с ранее утвержденными и числящимися на государственном**

**балансе запасов полезных ископаемых РФ**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование документа, в котором произведен расчет КИН | Организация, производившая расчет КИН, дата | Номер протокола ГКЗ РФ, дата | Пласт, залежь, объект | Ранее утвержденные | | | | Числящиеся на госбалансе | | | | Рекомендуемые | | | | Изменение | |
| Извлекаемые запасы, тыс.т | Коэффициент вытеснения,  доли ед. | Коэффициент охвата, доли ед. | КИН, доли ед. | Извлекаемые запасы, тыс.т | Коэффициент вытеснения,  доли ед. | Коэффициент охвата, доли ед. | КИН, доли ед. | Извлекаемые запасы, тыс.т | Коэффициент вытеснения,  доли ед. | Коэффициент охвата, доли ед. | КИН, доли ед. | извлекаемых запасов,  ± млн.т  ± % | КИН, ± % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| П р и м е ч а н и е. В графах 5, 9, 13 и 17 приводятся итоги по пластам и месторождению в целом | | | | | | | | | | | | | | | | | |

## 7. Заключение

Приводятся рекомендуемые для утверждения в ГКЗ Роснедра коэффициенты извлечения нефти, извлекаемые запасы нефти, растворенного газа и конденсата по эксплуатационным объектам (залежам) и месторождению в целом.

## 8. Список использованных материалов

В перечне опубликованной литературы, фондовых и других материалов, использованных при составлении ТЭО КИН, приводятся название материалов, авторы, место и год издания (составления).

## 9. Графические приложения

Рис**.** П.1. Сводный литолого-стратиграфический разрез продуктивной части отложений. На разрезе выделяются все выявленные продуктивные пласты. Для карбонатных коллекторов приводится необходимая дополнительная информация (к разделу 3.1).

Рис. П.2.Геологические разрезы. Составляются по наиболее характерным направлениям с нанесением всех выделенных продуктивных пластов (к разделу 3.1).

Рис. П.3. Карты равных значений нефтенасыщенной (газонасыщенной) толщины пластов (в масштабе подсчетных планов). На карты наносятся границы категорий запасов, начальные и текущие ВНК, ГНК, тектонические нарушения (к разделу 3.1).

Рис.П.4. арты разработки по пластам. На карту наносятся добывающие и нагнетательные скважины, накопленные отборы жидкости нефти, газа, закачки воды, начальные и текущие контуры ВНК и ГНК (к разделу 4.2).

Рис.П.5. Карты размещения пробуренных и проектных скважин по каждому эксплуатационному объекту месторождения по всем рассматриваемым вариантам их разработки (представляется на картах равных нефтенасыщенных толщин) (к разделу 4.4).

Рис. П.6. Графики фактических характеристик вытеснения в выбранных координатах (при необходимости) (к разделу 4.5).

Рис.П.7. Карты эффективных толщин эксплуатационных объектов с расположением пробуренных скважин (из фильтрационной модели). (к разделу 4.5).

Рис. П.8. Карты начальных значений нефтенасыщенности, пористости и проницаемости (по слоям фильтрационной модели). Помещаются в отчет по 2–3 слоям модели каждого продуктивного пласта (эксплуатационного объекта) (к разделу 4.5) .

Рис. П.9. Карты текущей нефтенасыщенности на дату подсчета запасов и на конец выработки с целью определения слабовырабатываемых зон и участков залежи (по необходимости - по слоям фильтрационной модели) (к разделу 4.5).

Рис.П.10. Карты остаточных подвижных запасов по залежам нефти на дату подсчета запасов и на конец выработки (по необходимости - по слоям фильтрационной модели) (к разделу 4.5).

Рис.П.11. Результаты адаптации фильтрационной модели к истории разработки (по эксплуатационному объекту в целом и по отдельным скважинам с удачной и неудачной «подгонкой» истории их эксплуатации) (к разделу 4.5).

Все графические материалы должны быть выполнены в общепринятых условных обозначениях.

## 10. Табличные приложения

Таблица **П.1** (к разделу 4.5)

**Характеристика модифицированных фазовых проницаемостей, доли ед**.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Средняя насыщенность водой | Фазовая проницаемость для воды | Средняя насыщенность нефтью | Фазовая проницаемость для нефти | Средняя насыщенность газом | Фазовая проницаемость для газа |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |

В нижеследующих таблицах П.2 ÷ П.12 в случае, когда срок прогноза расчетных технологических и экономических показателей превышает 25 лет, в последующие годы показатели могут быть представлены не по годам, а по пятилетиям.

Таблица П.2.(к разделу 4.6)

**Результаты гидродинамических расчетов технологических**

**показателей разработки**

Месторождение ………………….. Объект …………….. Вариант ……………

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Годы | Добыча нефти, тыс.т | | Темп отбора от извлекае­мых запасов, % | | Отбор извле­каемых  запа­сов, % | Коэффи­циент нефтеиз-влечения,  доли ед. | Годовая добы­ча жидкости, тыст | | Накопленная добыча жидкос­ти, млн.т | | Об-вод-нен-ность про­дук­ции,  *%* | Закачка рабо­чих агентов, млн.м3 | | Компен-сация  отбо­ра за-  качкой, *%* |
| Годо-вая | Нако-плен-ная | начальных | теку­щих | Всего | Мех. способ | Всего | Мех. способ | Годо­вая | Накоп­ленная |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Продолжение табл. П.2

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Добыча нефтяного  газа, млн.нм3 | | Добыча свободного "прорывного" газа,  млн.нм3 | | Добыча свободного газа из газовых скважин, млн.нм3 | | Добыча конденсата,  млн.т | | Проект­ный уро­вень до-бычи сво­бодного газа, млн.м3 | Коэффи­циент  газоот­дачи, доли ед. |
| годовая | накоплен. | годовая | накоплен. | годовая | накоплен. | годовая | накоплен. |
| 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 23 | 24 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица П.3.(к разделу 4.6)

**Характеристика основного фонда скважин**

Месторождение ………………….. Объект …………….. Вариант ……………

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Годы | Ввод скважин из бурения | | | | Фонд скважин с начала разработки | Экспл.  бурение с начала  разра­ботки,  тысм | Выбытие  скважин | | Фонд добывающих  скважин | | | Фонд  нагне­татель-  ных  сква­жин на конец  года | Среднегодовой дебит на  одну скважину | | | Прие-  мис­тость  одной  нагнет.  сква-жины,  м3/сут |
| Всего | добы­вающих | нагнетательных | газо­вых |
| всего | в т.ч.  нагне-  татель­ных | всего | меха-  низи-  рован-ных | газо-  вых | нефти,  т/сут | жид-  кости,  т/сут | газа,  тыс.  нм3 в сутки |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | б | 7 | 8 | 9 | 10 | И | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица П.4 (к разделу 5)

**Исходные данные для расчета экономических показателей**

| **NN п/п** | П о к а з а т е л и | Значение |
| --- | --- | --- |
| **1** | **Цена реализации:** |  |
|  | - нефть на внутреннем рынке, руб./т |  |
|  | - нефть на внешнем рынке, долл./т |  |
|  | - попутный газ, руб./1000м3 |  |
|  | - природный газ, руб./1000м3 |  |
|  | - конденсат, руб./т |  |
| **2** | **Транспортные расходы - внешний рынок, долл/т** |  |
| **3** | **Налоги и платежи:** |  |
|  | - НДС,% |  |
|  | - налог на добычу нефти, руб./т |  |
|  | - экспортная пошлина, долл./т |  |
|  | - налог на имущество, % |  |
|  | - налог на прибыль, % |  |
|  | - единый социальный налог, % |  |
|  | - страхование от несчастных случаев и профзаболеваний, % |  |
|  | - плата за землю, руб./га |  |
| **4** | **Капитальные вложения:** |  |
|  | **Бурение скважины, тыс.руб./скв., (руб./м):** |  |
|  | - добывающая вертикальная |  |
|  | - добывающая наклонно-направленная |  |
|  | - добывающая горизонтальная |  |
|  | - нагнетательная |  |
|  | **Промысловое обустройство:** |  |
|  | - оборудование для нефтедобычи, тыс.руб./скв. |  |
|  | фонтанное |  |
|  | ЭЦН |  |
|  | ШГН |  |
|  | ГПН |  |
|  | безкомпрессорный газлифт |  |
|  | внутрискважинный газлифт |  |
|  | - оборудование для прочих организаций, % |  |
|  | - сбор и транспорт нефти, тыс.руб./скв.доб. |  |
|  | - комплексная автоматизация, тыс.руб./скв. доб. |  |
|  | - промводоснабжение, тыс.руб./скв. доб. |  |
|  | - электроснабжение и связь, тыс.руб./скв. доб |  |
|  | - внутрипромысловая дорога, тыс.руб./скв. доб. |  |
|  | - базы производственного обслуживания, тыс.руб./скв. доб. |  |
|  | - система ППД, тыс.руб./скв. нагн. |  |
|  | - установка подготовки нефти, млн.руб./устан. |  |
|  | - внепромысловый нефтепровод, млн.руб./км. |  |
|  | - газопровод, млн.руб./км. |  |
|  | - внепромысловая дорога (зимник), млн.руб./км. |  |
|  | - установка для выработки электроэнергии, млн.руб./устан. |  |
|  | - оборудование и установки для методов увеличения нефтеотдачи   пласта, млн.руб./устан. |  |
|  | - специальные трубопроводы для закачки рабочего агента в пласт,  тыс.руб./км. |  |
|  | - установка предварительной подготовки газа (УППГ), млн.руб./устан. |  |
|  | - установка комплексной подготовки газа (УКПГ), млн.руб./устан. |  |
|  | - газосборные коллекторы, тыс.руб./км. |  |
|  | - установка стабилизации конденсата (УСК), млн.руб./устан. |  |
|  | - установка сероочистки (УСО), млн.руб./устан. |  |
|  | - прочие (непредвиденные затраты), % |  |
|  | - природоохранные мероприятия, % |  |
| **5** | **Эксплуатационные затраты:** |  |
|  | - обслуживание добывающих скважин (с общепромысловыми   затратами), тыс.руб./скв.-год |  |
|  | - обслуживание нагнетательных скважин, тыс.руб./скв.-год |  |
|  | - сбор и транспорт нефти и газа, руб./т.жидк. |  |
|  | - технологическая подготовка нефти, руб./т. жидк. |  |
|  | - капитальный ремонт добывающей скважины, тыс.руб./скв. |  |
|  | - капитальный ремонт нагнетательной скважины, тыс.руб/скв. |  |
|  | - стоимость ГРП, тыс.руб./скв-опер. |  |
|  | - стоимость ОПЗ, тыс.руб./скв-опер. |  |
|  | - затраты на обслуживание установок, тыс.руб./устан.-год |  |
|  | - затраты на обслуживание нефте- и газопровода, тыс.руб./год |  |
|  | - стоимость электроэнергии, руб./квт.ч |  |
|  | - стоимость воды для закачки в пласт, руб./м3 |  |
| **6** | **Дополнительные данные:** |  |
|  | Остаточная стоимость основных фондов, млн.руб. |  |
|  | в том числе, скважин добывающих, нагнетательных и др. |  |
|  | прочих основных фондов |  |
|  | Норма амортизационных отчислений, % |  |
|  | на реновацию скважин |  |
|  | на реновацию прочих основных фондов |  |
|  | Удельный расход электроэнергии: |  |
|  | при добыче нефти ШГН, квт.ч./т жидк. |  |
|  | при добыче нефти ЭЦН, квт.ч./т жидк. |  |
|  | на закачку воды, квт.ч/м3. |  |
|  | Среднемесячная зарплата одного работающего, тыс.руб. |  |
|  | Курс доллара, руб./долл. |  |
|  | Норма дисконта, % |  |

Таблица П.5**. (**к разделу 5)

**СОПОСТАВЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ**

**ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ И МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЦЕЛОМ**

| Показатели | Варианты | | |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | … | N |
| 1. Система разработки |  |  |  |
| Вид воздействия |  |  |  |
| Плотность сетки скважин, га/скв |  |  |  |
| Расчетный срок разработки, годы |  |  |  |
| Накопленная добыча за расчетный период, тыс.т |  |  |  |
| Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т |  |  |  |
| Коэффициент извлечения нефти, д. ед. |  |  |  |
| Фонд скважин за весь срок разработки, всего |  |  |  |
| в том числе: добывающих |  |  |  |
| нагнетательных |  |  |  |
| прочие (водозаборных, наблюдательных, газовых,   бездействующих, ликвидированных) |  |  |  |
| Средняя обводненность продукции (весовая), % к концу разработки |  |  |  |
| Фонд скважин для бурения, всего |  |  |  |
| в том числе: добывающих |  |  |  |
| нагнетательных |  |  |  |
| прочие (водозаборных, наблюдательных, газовых) |  |  |  |
| 2. Экономические показатели эффективности вариантов разработки |  |  |  |
| Чистый дисконтированный доход, млн.руб. |  |  |  |
| Внутренняя норма доходности, % |  |  |  |
| Индекс доходности затрат, д. ед. |  |  |  |
| Индекс доходности инвестиций, д. ед. |  |  |  |
| Срок окупаемости, лет |  |  |  |
| 3. Оценочные показатели |  |  |  |
| Капитальные затраты на освоение месторождения, млн.руб. |  |  |  |
| в том числе на бурение скважин, млн. руб. |  |  |  |
| Эксплуатационные затраты на добычу нефти, млн.руб. |  |  |  |
| Доход государства, млн.руб. |  |  |  |
| Дисконтированный доход государства, млн.руб. |  |  |  |

Таблица П.6 (к разделу 5)

**АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ**

Месторождение

***ВАРИАНТ РЕКОМЕНДУЕМЫЙ***

| **Колебания показателей ( +, - )**  **%%** | Чистый  дисконтированный  доход,  млн.руб. | Внутренняя  норма  доходности  (ВНД),  % | Срок  окупаемости,  годы | Индекс  доходности  инвестиций,  д. ед. |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| ***Влияние изменения добычи нефти*** | | | | |
| **20%** |  |  |  |  |
| **30%** |  |  |  |  |
| **40%** |  |  |  |  |
| ***Влияние изменения цены нефти*** | | | | |
| **20%** |  |  |  |  |
| **30%** |  |  |  |  |
| **40%** |  |  |  |  |
| ***Влияние изменения капитальных затрат*** | | | | |
| **20%** |  |  |  |  |
| **30%** |  |  |  |  |
| **40%** |  |  |  |  |
| ***Влияние изменения текущих затрат*** | | | | |
| **20%** |  |  |  |  |
| **30%** |  |  |  |  |
| **40%** |  |  |  |  |
| ***Влияние одновременного изменения цены нефти и затрат (капитальных или текущих)*** | | | | |
| **20%** |  |  |  |  |
| **30%** |  |  |  |  |
| **40%** |  |  |  |  |

Таблица П**.7.** (к разделу 5)

**ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ**

**Месторождение… эксплуатационный объект…**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Годы | Объем реализации нефти, тыс.т | | | Объем  реализации  попутного  газа,  млн.м3 | Цена  нефти на  внутреннем  рынке,  руб./т | Цена  нефти на  внешнем  рынке,  долл/т | Цена попут-  ного газа на  внутреннем  рынке,  руб/1000 м3 | Выручка от реализации продукции, млн. руб. | | | |
| *Итого* | в том числе | | *Итого* | в том числе: | | |
| внутренний  рынок | внешний  рынок | нефть | | газ попутный  внутренний  рынок |
| внутренний  рынок | внешний  рынок |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 3 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 4 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 5 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 6 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 7 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 8 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 9 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 10 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 11 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 12 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 13 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 14 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 15 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 16 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 17 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 18 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 19 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 20 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 21 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 22 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 23 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 24 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 25\* |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **За весь расчетный  период** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**\*) далее по пятилетиям до конца расчетного периода**

Таблица П.8 (к разделу 5)

**КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ**

**Месторождение… эксплуатационный объект…**

| Годы | БУРЕНИЕ СКВАЖИН | | | | П Р О М Ы С Л О В О Е О Б У С Т Р О Й С Т В О | | | | | | | | | | | | | | | | | Итого капитальные вложения |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Добывающие | | Нагнетательные | Итого | Оборудование для нефтедобычи | Оборудование для прочих оргаизаций | Сбор и транспорт нефти | Технологическая подготовка нефти | Комплексная автоматизация | Электроснабжение и связь | Промводоснабжение и связь | Внутрипромысловые дороги | Система ППД | БПО | Установка подготовки нефти (газа) | Установка по выработке эл./эн. | Внепромысловые дороги (зимники) | Нефтепровод | Прочие | Природоохранные мероприятия | ИТОГО промобустройство |
| наклоннонаправленные | горизонтальные |
|
|
|
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 3 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 4 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 5 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 6 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 7 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 8 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 9 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 10 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 11 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 12 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 13 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 14 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 15 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 16 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 17 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 18 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 19 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 20 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 21 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 22 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 23 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 24 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 25\* |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| За весь расчетный период |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**\*) далее по пятилетиям до конца расчетного периода**

Таблица П. 9 (к разделу 5)

**ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ НА ДОБЫЧУ НЕФТИ**

**Месторождение… эксплуатационный объект…**

***ВАРИАНТ*** ***млн.руб.***

| Годы | Текущие затраты | | | | | | | | | | | | Транспор-тные расходы на внешнем рынке | Платежи и налоги | | | | | Амортизационные отчисления | Итого эксплуатационные затраты |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Обслуживание добывающих скважин | Капитальный ремонт добывающих скважин | Сбор и транспорт нефти и газа | Технолгическая подготовка нефти | Энергия на извлечение нефти и газа | ППД | | | Обслуживание нефтепровода | Обслуживание установок | ГТМ Затраты на МУН | Итого текущие затраты | Налог на добычу нефти | Единый социальный налог | Страхование от несчастных случаев и профзаболеваний | Плата за землю | Итого платежи и налоги |
| Обслуживание нагнетательных скважин | Капитальный ремонт нагнетательных скважин | Закачка воды |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 3 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 4 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 5 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 6 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 7 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 8 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 9 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 10 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 11 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 12 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 13 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 14 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 15 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 16 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 17 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 18 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 19 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 20 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 21 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 22 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 23 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 24 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 25\* |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **За весь расчетный  период** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**\*) далее по пятилетиям до конца расчетного периода**

Таблица П. 10

**ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ НА ДОБЫЧУ НЕФТИ ПО СМЕТЕ ЗАТРАТ**

**Месторождение, эксплуатационный объект**

***ВАРИАНТ млн.руб.***

| Годы | Текущие затраты | | | | | | | | Транспортные расходы на внешнем рынке | Амортизация основных фондов | Налоги, включаемые в себестоимость | | | Эксплуатационные затраты, всего | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вспомогательные матери- алы | Топливо | Энергетические затраты на извлечение нефти игаза | Заработная плата, основная и дополнительная | Капитальный ремонт добывающих скважин | Методы воздействия на пласт | Прочие затраты | Итого | ЕСН и взносы на соцстрахование | Налог на добычу полезных ископаемых | Прочие налоги | годовые | накопленные |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 3 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 4 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 5 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 6 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 7 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 8 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 9 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 10 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 11 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 12 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 13 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 14 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 15 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 16 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 17 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 18 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 19 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 20 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 21 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 22 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 23 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 24 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 25\* |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **За весь расчетный период** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**\*) далее по пятилетиям до конца расчетного периода**

Таблица П..11. (к разделу 5)

**ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК**

**Месторождение, эксплуатационный объект**

***ВАРИАНТ млн.руб.***

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Годы | Выручка от реализации продукции | НДС на нефти и газ | Экспортная пошлина | Эксплуатационные затраты | Балансовая прибыль | Налог на имущество | Ликвидационные отчисления | Налогооблагаемая прибыль | Налог на прибыль | Чистая прибыль | Амортизационные отчисления | Поступление финансов | Капитальные вложения | Денежный поток | Накопленные денежный поток | Дисконтированные денежный поток н.д.10% | Накопленный Дисконтированные денежный поток |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 3 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 4 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 5 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 6 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 7 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 8 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 9 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 10 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 11 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 12 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 13 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 14 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 15 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 16 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 17 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 18 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 19 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 20 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 21 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 22 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 23 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 24 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 25 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **За весь расчетный  период** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**\*) далее по пятилетиям до конца расчетного периода**

Таблица П.12.(к разделу 5)

**ДОХОД ГОСУДАРСТВА**

**Месторождение, эксплуатационный объект**

***ВАРИАНТ млн.руб.***

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Годы | Налог на добав- ленную стоимость | Налог  на добычу нефти | Экспортная пошлина | Налог на прибыль | Налог на  имущество | Единый социальный налог | Страхование от несчастных  случаев и проф- заболеваний | Плата за землю | *ИТОГО* | *Дисконти- рованный доход н.д. 10%* |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 3 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 4 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 5 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 6 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 7 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 8 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 9 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 10 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 11 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 12 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 13 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 14 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 15 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 16 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 17 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 18 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 19 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 20 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 21 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 22 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 23 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 24 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 25\* |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **За весь расчетный  период** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**\*) далее по пятилетиям до конца расчетного периода**

# IV. Перечень документов, использованных при составлении настоящих «Методических рекомендаций к составу и правилам оформления, представленных на Государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти»

1. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007–96. 1996 г.

2 Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047–00. 2000 г.

3. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Москва, Экономика, 2000. Утверждено Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительству, архитектуре и жилищной политики № ВК 477 от 21.06.99.

4. Методические указания. Геолого-промысловый анализ разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-110–01. 2002 г.

5. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. РД-39-100–91,1991 г.

6 Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов и новых технологий. РД 153-39.1-004–96. 1996 г.

7..Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. РД 39-133–94. 1994 г.

8.Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения водой в лабораторных условиях. ОСТ 39-195–86. 1986 г

9.Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной фильтрации. ОСТ 39-235–89. 1989 г.

10. Нефть. Типовое исследование пластовой нефти. Объем исследований. Форма представления результатов. ОСТ 39-112–80. 1980 г.

11. Инструкция по гидродинамическим методам исследований пластов и скважин. РД 39-3-593–81. 1981 г.

12. Порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного исследования керна и грунтов нефтегазовых скважин. РД 39-0147716-505–85. 1985 г.

13. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. 1999 г. Минтопэнерго РФ и МПР РФ от 28.12.99 приказ № 445/323. Согласовано с Федеральным Горным и промышленным надзором РФ 15.11.99.

Оглавление

[I. Общие положения 4](#_Toc193694177)

[II. Оформление и порядок представления материалов 5](#_Toc193694178)

[III. Содержание материалов 6](#_Toc193694179)

[1. Введение 8](#_Toc193694180)

[2. Общие сведения о месторождении 8](#_Toc193694181)

[3. Краткая геолого-физическая характеристика месторождения 8](#_Toc193694182)

[3.1. Характеристика геологического строения, параметров пластов и их неоднородности. 8](#_Toc193694183)

[3.2. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов 10](#_Toc193694184)

[3.3. Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов 12](#_Toc193694185)

[3.4. Запасы нефти, газа и конденсата. 17](#_Toc193694186)

[4. Подготовка исходных данных и результаты расчетов технологических показателей вариантов разработки и КИН. 19](#_Toc193694187)

[4.1. Анализ испытания, опробования и ГДИ разведочных скважин и скважин эксплуатационного фонда. 19](#_Toc193694188)

[4.2. Анализ результатов разработки залежей 22](#_Toc193694189)

[4.2.1. Анализ технологических показателей разработки и выполнение проектных показателей. 22](#_Toc193694190)

[4.2.2. Анализ технологической эффективности проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ) по интенсификации притоков и увеличению нефтеотдачи пластов. 25](#_Toc193694191)

[4.2.3. Анализ эффективности осуществляемой системы разработки 25](#_Toc193694192)

[4.2.4. Анализ выработки запасов нефти 26](#_Toc193694193)

[4.3. Обоснование выделения эксплуатационных объектов. 27](#_Toc193694194)

[4.4. Обоснование вариантов разработки, технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт. 28](#_Toc193694195)

[4.5. Обоснование характеристик расчетной геолого-физической модели пласта и принятой методики прогноза технологических показателей разработки 30](#_Toc193694196)

[4.5.1.Процедура преобразования геологической модели в фильтрационную. 30](#_Toc193694197)

[4.5.2.Обоснование типа используемых моделей 31](#_Toc193694198)

[4.5.3.Свойства пластов и насыщающих их флюидов 31](#_Toc193694199)

[4.5.4.Адаптация модели по данным истории разработки. 32](#_Toc193694200)

[4.6. Технологические показатели вариантов разработки. 33](#_Toc193694201)

[5. Технико-экономическое обоснование коэффициентов нефтеизвлечения 34](#_Toc193694202)

[6. Характеристика извлекаемых запасов нефти и КИН 37](#_Toc193694203)

[6.1. Анализ расчетных величин КИН 37](#_Toc193694204)

[6.2. Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и КИН 37](#_Toc193694205)

[6.3. Анализ изменения извлекаемых запасов. 38](#_Toc193694206)

[7. Заключение 40](#_Toc193694207)

[8. Список использованных материалов 40](#_Toc193694208)

[9. Графические приложения 40](#_Toc193694209)

[10. Табличные приложения 41](#_Toc193694210)

[IV. Перечень документов, использованных при составлении настоящих «Методических рекомендаций к составу и правилам оформления, представленных на Государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти» 57](#_Toc193694211)