

Утверждаю  
Минтопэнерго России  
А.Т.ШАТАЛОВ  
23 сентября 1996 года

Согласовано  
Госгортехнадзор России  
3 сентября 1996 г. N 02-35/387

Роскомнедра  
5 августа 1996 года

**РЕГЛАМЕНТ  
СОСТАВЛЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ  
ДОКУМЕНТОВ НА РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНЫХ  
И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**РД 153-39-007-96**

---

КонсультантПлюс: примечание.  
Приказом Минтопэнерго РФ от 6 августа 1999 г. N 265 введено в действие Дополнение к  
данному Регламенту.

---

Разработан ОАО "Всероссийский нефтегазовый научно - исследовательский институт им.  
академика А.П. Крылова (ВНИИнефть)" с участием рабочей группы специалистов нефтяных  
предприятий, Минтопэнерго Российской Федерации.

Согласован Госгортехнадзором Российской Федерации, Роскомнедра.

Внесен Главным управлением разработки и лицензирования месторождений.

Утвержден и введен в действие Минтопэнерго Российской Федерации.

Взамен РД 39-0147035-207-86.

**Перечень  
рекомендуемых графических приложений**

1. Схема расположения месторождения на местности с указанием основных водных артерий, населенных пунктов, транспортных и нефтегазопроводных коммуникаций.
2. Структурные карты по кровле проницаемой части продуктивных пластов М 1:25000.
3. Сводный геолого - геофизический разрез.
4. Схематические геологические профили продуктивных отложений по линиям пробуренных скважин.
5. Корреляционные схемы по линиям геологических профилей.
6. Карта нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов с нанесением пробуренных скважин М 1:25000.
7. Карты распространения продуктивных пластов с размещенными на них проектными и пробуренными нефтяными и нагнетательными скважинами и сводные схемы размещения скважин по месторождению с контурами нефтегазоносности продуктивных пластов.
8. Графики добычи нефти, жидкости, закачки агентов, темпов выработки запасов нефти, характеристики вытеснения.
9. Таблицы параметров продуктивных пластов, запасов нефти и газа, технико - экономических показателей вариантов разработки.
10. Карты текущего состояния разработки объектов.
11. Карты остаточных запасов нефти.
12. Графики проектных и фактических уровней добычи нефти, жидкости, закачки агентов, обводненности и др.
13. Схемы размещения разведочных и оценочных скважин.
14. Схемы разбуривания объектов разработки, нанесенные на карты нефтенасыщенных толщин.

## Список сокращений

Регламент - Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и нефтегазовых месторождений

ЦКР Минтопэнерго РФ - Центральная комиссия по разработке Минтопэнерго РФ

НИПИ - научно - исследовательский проектный институт

ГАНГ - Государственная академия нефти и газа

АНК - акционерная нефтяная компания

ГКЗ РФ - Государственная комиссия по запасам Российской Федерации

ЦКЗ-нефть Роскомнедра - Центральная комиссия по запасам нефти Роскомнедра

ЭВМ - электронно - вычислительная машина

ВНК - водонефтяной контакт

ГНК - газонефтяной контакт

ГВК - газоводяной контакт

ГИС - геофизические исследования скважин

ЧНЗ - чисто нефтяная зона

ГНЗ - газонефтяная зона

ВНЗ - водонефтяная зона

ГВНЗ - газоводонефтяная зона

КИН - коэффициент извлечения нефти

ОПЗП - обработка призабойной зоны пласта

РД - руководящий документ

РИР - ремонтно - изоляционные работы

ГРП - гидравлический разрыв пласта

ГДИ - гидродинамические исследования

ВСП - вертикальное сейсмическое профилирование

КВУ - кривая восстановления уровня

КВД - кривая восстановления давления

ППД - поддержание пластового давления

ПАВ - поверхностно - активные вещества

ЦГЭ - Центральная геофизическая экспедиция

НКТ - насосно - компрессорные трубы

ТЭО - технико - экономическое обоснование

МУН - методы увеличения нефтеотдачи

САПР - система автоматизации проектирования разработки

ПДС - полимердисперсная система

Настоящий Регламент определяет структуру и содержание проектных документов на промышленную разработку технологических схем, проектов и уточненных проектов разработки, а также проектов пробной эксплуатации и технологических схем опытно - промышленной разработки нефтяных и газонефтяных месторождений как при использовании освоенных практикой методов разработки, так и при применении методов повышения нефтеизвлечения из пластов.

Регламент включает общие требования и рекомендации к содержанию технического задания на проектирование, составлению проектных документов, содержанию и оформлению всех составляющих их частей и разделов.

Регламент составлен на базе предыдущего РД 39-0147035-207-86. Положения Регламента основаны на анализе и обобщении отечественного и зарубежного опыта, последних достижений теории и практики разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, на опыте составления проектных документов по действовавшим ранее регламентам, их рассмотрению на ЦКР Минтопэнерго РФ и использования при составлении проектов обустройства месторождений, организации буровых работ, добычи нефти и газа.

При составлении настоящего Регламента учтены Закон РФ "О недрах", налоговое законодательство России, оправдавшие себя положения действующих "Правил разработки нефтяных и газонефтяных месторождений", методических и нормативных документов в области подсчета и утверждения запасов нефти и газа, охраны недр и окружающей среды. Положения Регламента предусматривают использование при составлении проектных документов современных достижений трехмерной сейсмики, математического моделирования геологических объектов и процессов их разработки, компьютерных технологий.

Регламент устанавливает применение наиболее прогрессивных технологических процессов и передовой техники, обеспечивающих ускорение научно - технического прогресса на производственных нефтегазодобывающих предприятиях России.

Для соблюдения преемственности в настоящем Регламенте сохранены, по возможности, структура и последовательность текстовой части, формы табличных и графических приложений (с акцентом на специфику газонефтяных залежей), как и в действовавшем ранее РД 39-0147035-207-86.

В связи с переходом народного хозяйства на рыночную экономику по-новому составлены разделы Регламента по экономическому обоснованию проектных решений на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.

Для обеспечения единства методических подходов к решению этих вопросов при составлении проектных документов в настоящий Регламент отдельным документом включена "Методика экономической оценки технологических вариантов разработки нефтяных (газонефтяных) месторождений". Эта методика составлена в соответствии с утвержденными рекомендациями государственных ведомств по оценке эффективности инвестиционных проектов и отбору их для финансирования.

Соблюдение требований и рекомендаций настоящего Регламента обязательно, независимо от ведомственной подчиненности, для всех организаций, занимающихся составлением технологических проектных документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.

Настоящий документ подготовлен по заданию Минтопэнерго РФ и НК "Роснефть" открытым акционерным обществом "Всероссийский нефтегазовый научно - исследовательский институт им. академика А.П. Крылова (ВНИИнефть)" с участием ведущих специалистов нефтяных компаний и предприятий, отраслевых НИПИ.

Общие требования и рекомендации  
по составлению проектных технологических документов  
на разработку нефтяных и газонефтяных  
месторождений

1. Порядок составления и утверждения проектных  
документов на ввод в разработку нефтяных  
и газонефтяных месторождений

1.1. Нефтяные и газонефтяные месторождения вводятся в промышленную разработку на основе технологических схем и проектов разработки. Условия и порядок ввода месторождений (залежей) определяются "Правилами разработки нефтяных и газонефтяных месторождений" [1].

1.2. Подготовленность разведанных месторождений (залежей) нефти и газа для промышленного освоения определяется степенью их геолого - промысловой изученности.

Разведанные месторождения или части месторождений нефти и газа считаются подготовленными для промышленного освоения, согласно действующим нормативным документам, при соблюдении следующих основных условий:

- осуществлена пробная эксплуатация разведочных скважин, а при необходимости - пробная эксплуатация залежей или опытно - промышленная разработка представительных участков месторождения;

- балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, утверждены ГКЗ РФ, и дана оценка перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата. Проектирование и ввод в разработку месторождений с извлекаемыми запасами нефти до 3 млн. т и газа до 3 млрд. куб. м осуществляются на базе запасов, принятых ЦКЗ-нефть Роскомнедра;

- утвержденные балансовые запасы нефти, газа и конденсата, а также запасы содержащихся в них компонентов, используемые при составлении проектных документов на промышленную разработку, должны составлять не менее 80% категории С1 и до 20% категории С2. Возможность промышленного освоения разведанных месторождений (залежей) или частей месторождений нефти и газа при наличии запасов категории С2 более 20% устанавливается в исключительных случаях ГКЗ РФ при утверждении запасов на основе экспертизы материалов подсчета;

- состав и свойства нефти, газа и конденсата, содержание в них компонентов, имеющих промышленное значение, особенности разработки месторождения, дебиты нефти, газа и конденсата, гидрогеологические, геокриологические и другие природные условия изучены в

степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения;

- в районе разведанного месторождения должны быть оценены сырьевая база строительных материалов и возможные источники хозяйственно - питьевого и технического водоснабжения, обеспечивающие удовлетворение потребностей будущих предприятий по добыче нефти и газа;

- имеются сведения о наличии в разведочных скважинах поглощающих горизонтов, которые могут быть использованы при проведении проектно - изыскательских работ для изучения возможностей сброса промышленных и других сточных вод;

- составлены рекомендации по разработке мероприятий по обеспечению предотвращения загрязнения окружающей среды, обеспечению безопасности проведения работ;

- утверждены технологические проектные документы на промышленную разработку (технологическая схема или проект) и проектно - сметная документация на обустройство, предусматривающие утилизацию нефтяного газа, газового конденсата и сопутствующих ценных компонентов в случае установления их промышленного значения;

- получена лицензия на право пользования недрами.

1.3. Составление, рассмотрение и утверждение технологической проектной документации на разработку осуществляются в соответствии с действующим "Положением о порядке составления, рассмотрения и утверждения технологической проектной документации на разработку нефтяных и нефтегазовых месторождений" [3].

1.4. Технологические проектные документы на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений составляются, как правило, специализированными организациями (НИПИ), имеющими лицензии на право проектирования, и рассматриваются в установленном порядке Центральной Комиссией по разработке Минтопэнерго РФ.

1.5. Технологические проектные документы служат основой для составления проектов обоснования инвестиций и ТЭО проектов, проектов обустройства и реконструкции обустройства месторождений, технических проектов на строительство скважин, схем развития и размещения нефтегазодобывающей промышленности района, разработки годовых и перспективных прогнозов добычи нефти и газа, объемов буровых работ и капиталовложений, геолого - технических мероприятий, внедряемых на месторождении.

1.6. Проектные решения на разработку должны быть направлены на достижение максимального экономического эффекта от полного извлечения из пластов запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них сопутствующих компонентов при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды, правил ведения горных работ.

1.7. Проектирование разработки, как и разработка месторождений, носит стадийный характер. Технологическими проектными документами являются:

- проекты пробной эксплуатации;
- технологические схемы опытно - промышленной разработки;
- технологические схемы разработки;
- проекты разработки;
- уточненные проекты разработки (доработки);
- анализы разработки.

В случае получения новых геологических данных, существенно меняющих представление о запасах месторождения, базовых объектах разработки, а также в связи с изменением экономических условий разработки или появлением новых эффективных технологий, в порядке исключения, могут быть составлены промежуточные технологические документы:

- дополнения к проектам пробной эксплуатации и дополнения к технологическим схемам опытно - промышленной разработки;

- дополнения к технологическим схемам разработки.

Уточнение или пересмотр отдельных проектных решений и показателей разработки, не меняющие утвержденных принципиальных положений технологических проектных документов, может производиться в:

- дополнениях к технологическим схемам и проектам разработки;
- авторском надзоре за выполнением технологических схем и проектов разработки.

Проектные технологические документы на разработку месторождений и дополнения к ним рассматриваются и утверждаются ЦКР Минтопэнерго РФ [3], а также территориальными Комиссиями, создаваемыми по согласованию с Минтопэнерго РФ.

1.8. Пробная эксплуатация разведочных скважин реализуется по индивидуальным планам и программам в целях уточнения добычных возможностей скважин, состава и физико - химических свойств пластовых флюидов, эксплуатационной характеристики пластов.

1.9. Для месторождений, разведка которых не закончена или при отсутствии в достаточном объеме исходных данных для составления технологической схемы разработки, составляются проекты пробной эксплуатации. Проект пробной эксплуатации месторождения составляется по данным его разведки, полученным в результате исследования, опробования, испытания и пробной эксплуатации разведочных скважин. Проект пробной эксплуатации должен содержать программу работ и исследований по обоснованию дополнительных данных, необходимых для выбора технологии разработки, подсчета и экономической оценки запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них ценных компонентов.

1.10. Технологические схемы опытно - промышленной разработки составляются как для объектов в целом или участков месторождений, находящихся на любой стадии промышленной разработки, так и для вновь вводимых месторождений в целях проведения промышленных испытаний новой для данных геолого - физических условий системы или технологии разработки.

1.11. Технологическая схема разработки является проектным документом, определяющим предварительную систему промышленной разработки месторождения на период его разбуривания основным эксплуатационным фондом скважин.

Технологические схемы разработки составляются по данным разведки и пробной эксплуатации.

В технологических схемах в обязательном порядке рассматриваются мероприятия по повышению коэффициента нефтеизвлечения гидродинамическими, физико - химическими, тепловыми и другими методами.

Коэффициенты нефтеизвлечения, обоснованные в технологических схемах, подлежат дальнейшему уточнению после проведения опытно - промышленных и промышленных работ и по результатам анализа разработки.

1.12. Проект разработки является основным документом, по которому осуществляется комплекс технологических и технических мероприятий по извлечению нефти и газа из недр, контролю за процессом разработки.

Проекты разработки составляются после завершения бурения 70% и более основного фонда скважин по результатам реализации технологических схем разработки с учетом уточненных параметров пластов.

В проектах разработки предусматривается комплекс мероприятий, направленных на достижение максимально возможного экономически целесообразного коэффициента нефтеизвлечения.

1.13. Уточненные проекты разработки составляются на поздней стадии разработки после извлечения основных извлекаемых (порядка 80%) запасов нефти месторождения в соответствии с периодами планирования. В уточненных проектах по результатам реализации проектов и анализа разработки предусматриваются мероприятия по интенсификации и регулированию процесса добычи нефти, по увеличению эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения.

1.14. Анализ разработки осуществляется по разрабатываемым месторождениям в целях определения эффективности применяемой технологии разработки, выработки запасов по площади и разрезу объектов разработки и определения мер, направленных на совершенствование систем разработки и повышение их эффективности.

1.15. При авторском надзоре контролируется реализация проектных решений и соответствие фактических технико - экономических показателей принятым в технологических схемах или проектах разработки, вскрываются причины, обусловившие расхождение. Осуществляются мероприятия, направленные на достижение проектных показателей.

## 2. Техническое задание на составление технологической схемы (проекта) разработки месторождения (объекта, площади)

2.1. На составление технологических схем, проектов разработки месторождения и других технологических документов выдается техническое задание.

2.2. В техническом задании на технологическую схему и проект разработки указываются согласованные между заказчиком и проектировщиком:

- год начала ввода месторождения в разработку, пробную эксплуатацию, опытно - промышленную разработку, в случаях, если не определен год начала ввода месторождения в разработку, показатели технического задания выдаются по порядковым номерам лет эксплуатации;

- возможные объемы бурения по годам на ближайшую перспективу;

- возможные источники рабочих агентов и мощности водо-, газо-и электроснабжения;
- по месторождениям с особыми природно - климатическими условиями - дополнительные сведения, влияющие на проектирование разработки и организацию технологии добычи (наличие водоохранных зон, зон приоритетного природопользования местным населением, участков кедровников, высокобонитетных пахотных земель и т.д.);
- ограничения, влияющие на обоснование способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования, устьевых и буферных давлений;
- условия сепарации и подготовки нефти;
- коэффициенты использования и эксплуатации скважин (по способам);
- сроки составления проектных документов.

При необходимости:

- проведение дополнительных расчетов технологических показателей разработки и максимальных уровней добычи жидкости по площадкам промыслового обустройства по варианту, утвержденному ЦКР Минтопэнерго РФ, по месторождению в целом и отдельно по участкам каждого недропользователя;
- особые требования по охране недр и окружающей среды;
- другие возможные ограничения.

2.3. В техническом задании на проведение анализа разработки или авторского надзора за разработкой указываются вопросы, которые в первую очередь интересуют заказчика, а проектировщику предоставляется информация о реализации принятых проектных решений.

2.4. Техническое задание составляется и подписывается главным инженером и главным геологом предприятия - заказчика, согласовывается с территориальным округом Госгортехнадзора РФ и проектной организацией, утверждается руководством организации - недропользователя.

2.5. Вместе с техническим заданием на технологическую схему или проект разработки заказчик предоставляет проектирующей организации утвержденный ЦКЗ-нефть Роскомнедра подсчет запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов в случае их промышленного значения, протоколы его рассмотрения в ГКЗ РФ и другие материалы.

### 3. Общие требования и рекомендации по доставлению проектных документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

Технологические схемы и проекты разработки являются основными документами, по которым нефтегазодобывающие предприятия и компании осуществляют промышленную разработку нефтяных и газонефтяных месторождений и проводят опытно - промышленные работы по испытанию новых технологий; служат основой для составления проектных документов на разбуривание и обустройство, обоснования проектов прогноза добычи нефти, газа и конденсата, объемов буровых работ и закачки воды в пласт и капиталовложений по месторождениям.

При составлении технологических схем и проектов разработки нефтяных и газонефтяных месторождений необходимо руководствоваться следующими общими требованиями и рекомендациями.

3.1. Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений должно быть направлено на возможно полное извлечение из пластов запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды, правил ведения горных работ.

3.2. Составление технологических проектных документов на промышленную разработку нефтяных и газонефтяных месторождений является комплексной научно - исследовательской работой, требующей творческого подхода, учета передового отечественного и зарубежного опыта, современных достижений науки и практики разработки (нефтепромысловая геология, физико - химии пласта и подземной гидродинамики), компьютерных методов, технологии и техники строительства и эксплуатации скважин, обустройства промыслов, экономико - географических факторов, требований охраны недр и окружающей среды.

3.3. Исходной первичной информацией для составления технологических схем разработки месторождений являются данные разведки, подсчета запасов, результаты лабораторных исследований процессов воздействия, пробной эксплуатации разведочных скважин или первоочередных участков, требования технического задания на проектирование и нормативная база. Технологическая схема должна составляться с учетом результатов детальных исследований, обеспечивающих уточнение геологического строения и детализацию

структурного плана, границ распространения коллекторов, положения контуров газо- и нефтеносности сложнопостроенных продуктивных горизонтов в целях обоснования размещения скважин. При составлении проектов разработки дополнительно используются геолого - промысловые данные, полученные в процессе реализации утвержденной технологической схемы, результаты специальных исследований, данные авторского надзора и анализа разработки.

3.4. Технологические схемы разработки составляются на начальные балансовые запасы нефти и газа категорий А + В + С1 и С2, как правило, утвержденные ГКЗ РФ или апробированные ЦКЗ Минтопэнерго РФ. Проекты и уточненные проекты разработки составляются на остаточные на дату составления проектного документа балансовые запасы нефти и газа.

3.5. В технологических схемах разработки по залежам, значительная часть запасов которых сосредоточена на недостаточно разведанных участках или пластах (запасы категории С2), проектные решения должны приниматься с учетом необходимости доразведки и перспектив разработки всего месторождения. Технологические показатели разработки (объемы добычи нефти и газа, закачки воды, фонд добывающих и нагнетательных скважин) запасов категории С2 прогнозируются отдельно и используются для проектирования обустройства месторождения, развития инфраструктуры и перспективного планирования добычи нефти и газа, объемов буровых работ.

3.6. В проектных документах на разработку обосновываются:

- выделение эксплуатационных объектов;
- системы размещения и плотность сеток добывающих и нагнетательных скважин;
- выбор способов и агентов воздействия на пласты;
- порядок ввода объекта в разработку;
- способы и режимы эксплуатации скважин;
- уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа и жидкости из пластов, закачки в них вытесняющих агентов, обеспечивающие наиболее полную выработку;
- вопросы повышения эффективности реализуемых систем разработки заводнением;
- вопросы, связанные с особенностями применения физико - химических, тепловых и других методов повышения нефтеизвлечения из пластов;
- выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования;
- мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин;
- требования к системам сбора и промысловой подготовки продукции скважин;
- требования к системам поддержания пластового давления (ППД) и качеству используемых агентов;
- требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин;
- мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки;
- комплекс геофизических и гидродинамических исследований скважин;
- специальные мероприятия по охране недр и окружающей среды при бурении и эксплуатации скважин, технике безопасности, промсанитарии и пожарной безопасности при применении методов повышения нефтеизвлечения из пластов с учетом состояния объектов окружающей среды;
- объемы и виды работ по доразведке месторождения;
- вопросы, связанные с опытно - промышленными испытаниями новых технологий и технических решений.

В составе проектов разработки (доразработки) рекомендуются дополнительные таблицы, отражающие:

- структуру остаточных запасов нефти;
- показатели эффективности внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов;
- данные по обоснованию бурения дополнительных скважин и скважин - дублеров.

3.7. Расчетные варианты разработки месторождения могут различаться выбором эксплуатационных объектов, самостоятельных площадей разработки, способами и агентами воздействия на пласт, системами размещения и плотностью сеток скважин, режимами и способами их эксплуатации, уровнями и продолжительностью периода стабильной добычи.

В технологических схемах число расчетных вариантов должно быть не меньше трех, а в проектах и уточненных проектах разработки - не менее двух вариантов.

3.8. В каждом из вариантов разработки устанавливается проектный уровень добычи нефти по месторождению. Период стабильной добычи определяется из условия, чтобы величины

максимальной и минимальной годовой добычи за этот период не отличались более чем на 2 - 5% от проектного уровня.

3.9. Во всех проектных документах один из рассматриваемых вариантов разработки выделяется в качестве базового варианта. Им, как правило, является утвержденный вариант разработки по последнему проектному документу с учетом изменения величины запасов нефти.

3.10. Во всех рассматриваемых вариантах разработки в технологических схемах и проектах разработки предусматривается резервный фонд скважин. Резервные скважины предусматриваются в целях вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда в пределах их размещения. Количество резервных скважин обосновывается в проектных документах с учетом характера и степени неоднородности продуктивных пластов (их прерывистости), плотности сетки скважин основного фонда и т.д. Число резервных скважин в технологических схемах может составлять 10 - 25% основного фонда скважин, в проектах - до 10%.

3.11. В проектах и уточненных проектах разработки и, как исключение, в технологических схемах обосновывается количество скважин - дублеров. Эти скважины предусматриваются для замены фактически ликвидированных из-за старения (физического износа) или по техническим причинам добывающих и нагнетательных скважин. Количество, размещение и порядок ввода скважин - дублеров обосновываются технико - экономическими расчетами с учетом возможной добычи нефти из скважин - дублеров, на многопластовых месторождениях - с учетом возможного использования вместо них скважин возвратного фонда с нижележащих объектов.

3.12. В технологических схемах и проектах разработки обосновывается возможность или необходимость применения методов повышения нефтеизвлечения или необходимость их опытно - промышленных испытаний.

3.13. Для повышения качества проектирования, надежности и точности процесса нефтеизвлечения на всех стадиях проектирования предусматривается широкое использование современных электронно - вычислительных машин, систем автоматизированного проектирования разработки, различных баз данных и графопостроителей.

Технологические показатели расчетных вариантов разработки прогнозируются с использованием современных физически содержательных математических моделей пластов и рассматриваемых процессов их разработки, позволяющих учитывать основные особенности геологического строения залежей, тип коллекторов, неоднородность, емкостные и фильтрационные характеристики продуктивных пластов, физико - химические свойства насыщающих их и закачиваемых в них флюидов, механизм проектируемых процессов разработки, геометрию размещения скважин, возможность изменения режимов их работы.

Объемы добычи нефти, газа, жидкости, закачки воды в технологических схемах и проектах разработки рассчитываются без учета резервных скважин.

3.14. Экономические показатели вариантов разработки определяются с использованием действующих в Минтопэнерго РФ методов экономической оценки на основе рассчитанных технологических показателей и системы рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев: дисконтированный поток денежной наличности, индекс доходности, внутренняя норма возврата капитальных вложений, период окупаемости капитальных вложений, капитальные вложения на освоение месторождения, эксплуатационные затраты на добычу нефти, доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ).

3.15. Прогнозирование и сопоставление технико - экономических показателей в проектных документах проводится за весь срок разработки.

3.16. Рекомендуемый для практического осуществления вариант выбирается в соответствии с действующей в отрасли методикой экономической оценки путем сопоставления технико - экономических показателей расчетных вариантов разработки.

3.17. В технологических схемах и проектах разработки должны предусматриваться наиболее прогрессивные системы разработки и передовая технология нефтедобычи, обеспечивающие достижение или превышение утвержденной величины коэффициента извлечения нефти.

3.18. Принципиальные решения по темпам и порядку ввода месторождения в разработку, уровням добычи нефти и газа, требованиям к бурению, освоению и способам эксплуатации скважин в процессе проектирования согласовываются с заказчиком проектных работ.

3.19. В месячный срок после утверждения проектного документа на ЦКР Минтопэнерго РФ проектирующей обустройство месторождения организации выдаются необходимые исходные данные о максимальных уровнях отбора нефти, газа и жидкости и закачке рабочих агентов по месторождению в целом.



При необходимости, после проведения кустования устьев скважин, проектирующая организация определяет количество и местоположение площадок промыслового обустройства, по которым проектирующая организация проводит дополнительные расчеты технологических показателей.

3.20. Обоснование проектов прогноза добычи нефти и газа, объемов буровых работ производится в соответствии с действующими методическими указаниями по рекомендуемому к утверждению на ЦКР варианту разработки отдельно по запасам категории А + В + С1 и С2 для каждого эксплуатационного объекта и месторождения в целом.

3.21. Технологические схемы и проекты разработки составляются в соответствии с "Положением о порядке составления, рассмотрения и утверждения технологической проектной документации на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений" [3] с учетом требований к содержанию и оформлению включаемых в них материалов, всех составляющих их частей, разделов и параграфов.

3.22. Если в процессе реализации утвержденного документа резко изменяются представления о геологическом строении, темпе разбуривания или освоения системы разработки и другие условия, то составляется дополнение к проектному документу. В нем уточняются технологические показатели с учетом изменившихся условий разработки.

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

3.23. В случае расширения границ залежей на приращенную площадь нефтеносности распространяется ранее утвержденная проектная система разработки и сетка скважин. Скважины, размещаемые на этой площади, являются дополнительными скважинами основного фонда.

3.24. При составлении проектных документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений следует руководствоваться:

- законами Российской Федерации [78];
- указами Президента России;
- постановлениями Правительства Российской Федерации по вопросам перспективного развития отраслей народного хозяйства [77], лицензирования, продажи нефти и др.;
- основами законодательства Российской Федерации о недрах [80], налогового законодательства России [79] и др.;
- "Правилами разработки нефтяных и газонефтяных месторождений" [1];
- приказами Минтопэнерго РФ и решениями коллегии;
- действующими ГОСТами, ОСТами, инструкциями, руководствами, методиками, положениями, нормами и нормативами технологического проектирования и др. в области подсчета и утверждения запасов нефти и газа, охраны недр и окружающей среды.

#### 4. Требования к содержанию и оформлению проектных документов на разработку

4.1. Материалы проектных документов на разработку должны содержать все данные, позволяющие производить экспертизу проектных решений без личного участия авторов. Эти материалы включают реферат, основную часть, текстовые приложения (том I), табличные приложения (том II) и графические приложения. Последние оформляются отдельной папкой либо прилагаются к тому I.

4.2. В том I включается текстовая часть всех разделов, в которых раскрывается существо рассматриваемых вопросов и приводятся необходимые обоснования принимаемых решений.

Объемы и детальность проработки отдельных разделов определяются авторами проектных документов в зависимости от сложности строения залежей, количества эксплуатационных объектов и рассматриваемых вариантов их разработки, стадии проектирования и т.д. В конце каждого раздела необходимо сделать выводы и рекомендации.

4.3. Во введении обосновывается необходимость постановки работы, приводятся краткие сведения по истории проектирования, указываются основные цели и задачи проектирования.

4.4. В реферате дается краткое описание основных особенностей геологического строения залежей, приводится геолого - физическая характеристика продуктивных пластов, акцентируется внимание на физико - химических свойствах насыщающих пласты флюидов в случаях, когда они обуславливают специфику разработки данного месторождения. Приводятся описание этапов проектирования, основные положения ранее принятых проектных решений, текущего состояния

разработки объектов. Излагаются характеристики и особенности рассматриваемых в проектном документе вариантов разработки и рекомендуемых решений.

4.5. Включаемый в том I табличный и графический материал должен содержать все данные о рекомендуемом варианте и сопоставительные таблицы исходных данных и результатов расчетов технико - экономических показателей по всем сравниваемым вариантам разработки.

Для пояснения принципиальных положений при необходимости приводятся дополнительные материалы (таблицы, схемы, графики).

4.6. Текстовые приложения к тому I должны содержать техническое задание на проектирование, различные акты, заключения и протоколы рассмотрения материалов заинтересованными организациями, сведения об уровнях добычи нефти, принятых в лицензионных соглашениях.

4.7. Табличные приложения, приводимые в томе II, должны содержать исходные данные и распечатки результатов расчетов на ЭВМ. Материалы, выполненные с помощью ЭВМ, должны содержать все данные, позволяющие провести проверку их промежуточных и конечных результатов обычными методами.

4.8. Графические приложения должны отображать основные особенности геологического строения месторождения, текущее состояние разработки эксплуатационных объектов, содержать схемы разбуривания, карты размещения скважин и т.д. Они должны быть выполнены в общепринятых условных обозначениях.

4.9. Если особенности месторождения и проектируемой системы его разработки не отражаются содержанием разделов проектного документа, составляемого в соответствии с настоящим Регламентом, то для их обоснования в проектном документе дополнительно приводятся специальные разделы с необходимым текстом, схемами и графиками.

4.10. В случае повторного представления материалов после предварительного рассмотрения на ЦКР, сведения, оставшиеся без изменений, приводятся в сокращенном виде, со ссылкой на соответствующие отчеты. При этом уместно подробное изложение методики и объемов дополнительно проведенных работ, их качества, эффективности и результатов, обоснование изменений, внесенных в представленный ранее отчет.

4.11. На титульном листе отчета должны быть указаны: организация, выполнившая работу; фамилии и инициалы авторов (ответственных исполнителей); полное название отчета с указанием наименования месторождения, типа месторождения (нефтяное, газонефтяное, нефтегазоконденсатное и т.п.) и района расположения месторождения; место и год составления отчета. Титульные листы должны быть подписаны ответственными должностными лицами организации, представившей отчет, а подписи их скреплены печатью. Подписи авторов и исполнителей работ под текстом, таблицами, текстовыми и табличными приложениями печатью не скрепляются.

После титульного листа тома I помещаются: список исполнителей, информационная карта, оглавление всех томов отчета и перечень всех приложений. После титульного листа каждого последующего тома помещается только оглавление этого тома.

4.12. В отчете необходимо представить список использованных материалов. В перечне опубликованной литературы, фондовых и других материалов приводятся названия материалов, авторы, место и год издания (составления).

4.13. Проектные документы оформляются в соответствии с требованиями ГОСТ на отчеты о научно - исследовательских работах, требованиями по обеспечению безопасности труда и охраны окружающей среды.

Все исходные данные по запасам нефти и газа в пластах, их геолого - физическим характеристикам, результаты расчетов технологических и экономических показателей разработки (кроме запасов нефти, плотности сетки, дебитов скважин, уровней добычи нефти, закачки воды и др.) приводятся в Международной системе единиц измерений СИ.

4.14. Текстовая часть материалов (отчета) должна быть переплетена и снабжена этикеткой, на которой указывается номер экземпляра, наименование организации, фамилия и инициалы руководителя работ, название отчета, номер и название тома и год его составления.

4.15. В конце отчета необходимо сделать заключение, в котором указываются общие выводы и рекомендации, отражающие основную цель работы. В выводах указывается степень изученности, количество и качество запасов нефти и газа, условия их залегания, принимаемый вариант разработки и достигаемый в результате его внедрения КИН, рекомендации по наиболее рациональному способу разработки, оценка общих перспектив месторождения, проблемы и пути их решения, замечания по совершенствованию научно - исследовательских работ и т.д.

4.16. Текст отчета и таблицы подписываются авторами, а материалы первичной документации - исполнителями работ.

4.17. На каждом чертеже необходимо указать его название и номер; числовой и линейный масштабы; ориентировку по сторонам света; наименование организаций, производивших разведку и разработку месторождения; должности и фамилии авторов, составивших чертеж, и лиц, утвердивших его. Чертежи должны быть подписаны указанными лицами. Все графические материалы выполняются в типовых общепринятых условных обозначениях. Условные обозначения помещаются либо на каждом чертеже, либо на отдельном листе.

4.18. Текстовую часть, текстовые и табличные приложения, как правило, следует переплести отдельно и только при небольшом объеме материалов - одной книгой. Рекомендуется, чтобы объем каждого тома не превышал 250 страниц. Графические материалы следует помещать в папку, не сшивая их (каждый чертеж должен легко извлекаться для рассмотрения). Если чертеж выполнен на нескольких листах, их необходимо пронумеровать, а порядок их расположения показать на первом листе. К каждой папке с графическими приложениями дается внутренняя опись, содержащая наименование чертежей и их порядковые номера. В конце описи указывается общее количество листов.

4.19. Все экземпляры отчета должны быть идентичны по форме и содержанию.

## 5. Пробная эксплуатация разведочных скважин

5.1. Под пробной эксплуатацией разведочных скважин [1] понимается комплекс работ, проводимых в целях уточнения добычных возможностей скважин, состава и физико - химических свойств пластовых флюидов, эксплуатационной характеристики пластов.

5.2. Необходимость проведения пробной эксплуатации разведочных скважин определяется совместно разведочными и добывающими предприятиями. Пробная эксплуатация разведочных скважин осуществляется по индивидуальным планам и программам, которые подлежат согласованию с местными организациями Госгортехнадзора РФ.

5.3. При испытании и пробной эксплуатации разведочных скважин должен быть обеспечен отбор и использование нефти. Загрязнение территории, леса, рек, водоемов нефтью запрещается.

## 6. Проект пробной эксплуатации залежи (первоочередного участка)

"Проект пробной эксплуатации" является первой стадией проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений и составляется и утверждается для месторождений, разведка которых не закончена или закончена при отсутствии достаточного объема исходных данных для составления технологической схемы разработки.

Технико - экономические расчеты выполняются минимум на 20-летний срок для оценки выработки запасов и "экономичности" проекта.

Целью и задачей пробной эксплуатации является уточнение имеющейся и получение дополнительной информации для подсчета запасов углеводородов, содержащихся в них ценных компонентов, построение адресной геологической модели месторождения, обоснование режима работы залежей, выделение эксплуатационных объектов и оценка перспектив развития добычи нефти, газа, конденсата месторождения.

Исходной информацией для составления проекта пробной эксплуатации залежи служат данные разведки месторождения, полученные в результате исследования, опробования, испытания и пробной эксплуатации отдельных разведочных скважин.

В проекте пробной эксплуатации обосновываются:

- а) предварительная геолого - промысловая модель;
- б) количество и местоположение вводимых в эксплуатацию разведочных скважин;
- в) количество и местоположение опережающих добывающих и нагнетательных скважин, проектируемых к бурению в пределах разведанного контура с запасами категории С1 (в отдельных случаях и С2), интервал отбора керна из них;
- г) комплекс детальных геофизических исследований, направленных на уточнение геологического строения и детализацию структурного плана, границ распространения коллектора, положения контуров газо-и нефтенасыщенности сложнопостроенных продуктивных горизонтов в целях обоснования размещения скважин;
- д) комплекс опытных работ, виды геолого - промысловых и геофизических исследований скважин, лабораторных исследований керна и пластовых флюидов, проводимых для:
  - уточнения положения ВНК, ГНК, толщины и характера распространения по площади зон переменной насыщенности (переходных зон между нефтью и водой, нефтью и газом);

продуктивности добывающих скважин, приемистости нагнетательных скважин по воде, рациональных депрессий и репрессий;

- изучения фильтрационно - емкостных характеристик пластов, состава и физико - химических свойств пластовых жидкостей и газа, физико - гидродинамических характеристик коллекторов (величин начальных нефтегазонасыщенностей, остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой и газом, соответствующих им значений проницаемости для нефти, воды и газа, зависимостей фазовых проницаемостей от насыщенности);

е) ожидаемые фонд скважин, максимальные уровни добычи нефти (жидкости), газа, закачки воды в целом по месторождению для целей внешнего транспорта и строительства первоочередных объектов обустройства.

Ключевое место в "Проекте пробной эксплуатации" отводится программе проведения исследовательских работ. Полученные результаты комплексного исследования пластов и скважин, их надежность определяют качество решений вышеназванных задач.

Объем работ, намечаемых в рамках "Проекта пробной эксплуатации", должен гарантировать выполнение всех обязательств недропользователя в соответствии с лицензионным соглашением. Особенно это касается вопросов недропользования, охраны недр и окружающей среды, выбора промышленных участков, вскрытия пластов, объемов добычи углеводородов.

При составлении "Проекта пробной эксплуатации" выполняются разделы, указанные в таблице П.10.

В разделе "Общие сведения о месторождении" приводятся краткие экономико - географические сведения о районе проектируемых работ, особенности природно - климатических условий, орогидрография и геоморфология. Кратко характеризуются размещение и мощности действующих в районе месторождения баз производственного обслуживания, буровых, нефтегазодобывающих и строительных организаций, магистральных нефтегазопроводов, железнодорожных и автомобильных дорог, существующих источников водоснабжения, наличие жилья и т.д.

В следующем разделе дается краткая характеристика литологостратиграфического разреза вскрытых отложений, нефтегазонасыщенность разреза, особенности залегания продуктивных пластов (глубина, характер распространения по площади, замещения, выклинивания и т.п.). Приводятся элементы тектоники, типы и размеры залежей, размеры водонефтяных зон, сведения об отметках ВНК, ГНК, контурах нефтеносности.

Дается характеристика толщины продуктивных пластов, непроницаемых разделов, их распространение по площади, приводятся коэффициенты неоднородности пласта (песчанности и расчлененности).

Анализируются полученные различными методами средневзвешенные значения коллекторских свойств продуктивных пластов (пористости, проницаемости, начальной нефтенасыщенности).

Приводятся краткие сведения об условиях отбора и количестве глубинных проб пластовых флюидов, поверхностных проб нефти, газа и воды, отобранных из разведочных скважин. Характеризуется представительность этих проб. Указывается диапазон изменения и средние величины параметров. Приводятся расчеты свойств нефти и газа в функции давления и температуры.

Приводятся результаты опробования и исследования скважин.

Оценивается предполагаемый природный режим залежей, степень изученности законтурной области.

Приводятся утвержденные ГКЗ РФ или принятые ЦКЗ-нефть Роскомнедра подсчетные параметры, балансовые и извлекаемые запасы нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата, числящиеся на государственном балансе, распределение их по зонам, куполам и категориям. Для оценки перспектив добычи нефти на период пробной эксплуатации месторождения допускается применение оперативно пересчитанных запасов, если в период составления "Проекта пробной эксплуатации" были получены новые данные о геологическом строении месторождения при заканчивании очередной разведочной скважины, оценивается объем запасов нефти, рекомендуемых для вовлечения в разработку на данной стадии проектирования.

Обосновывается необходимость бурения опережающих эксплуатационных скважин, их количество, местоположение, расстояние между ними, углубление на нижележащие пласты, необходимость бурения нагнетательных скважин и их опробования на приемистость при закачке агента.

Дается обоснование начальных дебитов скважин, закладываемых в расчеты, количество бурящихся и вводимых в эксплуатацию из числа пробуренных разведочных скважин. Освещаются перспективы добычи нефти на период пробной эксплуатации, объемы закачиваемой воды (при наличии нагнетательных скважин) и перспективы разработки с учетом его полного развития.

Определяются способы эксплуатации скважин. Для механизированного способа даются рекомендуемые типоразмеры насосов. Рекомендуются источники энерго- и водоснабжения, указываются ближайшие пункты сбора, подготовки и транспортировки нефти и утилизации газа.

В проекте обосновываются методы первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин, приводятся профиль и конструкция скважин (диаметр колонн, глубина их спуска, высота подъема цемента за колонной), применяемые химреагенты для обработки бурового раствора, исключающие загрязнение пласта.

Далее в проекте разрабатываются мероприятия, направленные на предотвращение потерь нефти в недрах, исключение возможности перетока жидкости между продуктивными и соседними горизонтами, нарушений обсадных колонн и цемента за ними и т.п.

Намечаются мероприятия по обеспечению безопасности населенных пунктов, поверхностных и подземных водозаборов, рациональному использованию и охране земель и вод, охране воздушного бассейна, животного и растительного мира и т.п. с учетом состояния объектов окружающей среды.

Делается оценка воздействия производства на окружающую среду. Все разделы выполняются на основе нормативных документов [13 - 31].

В проекте составляется план проведения исследовательских работ на разведочных и опережающих скважинах (периодичность замеров дебита жидкости и обводненности, пластовых забойных давлений, динамических уровней, отборов глубинных и поверхностных проб нефти на анализ, гидродинамические исследования скважин со снятием индикаторных диаграмм, кривых восстановления давления и гидропрослушивания на установившихся и неуставившихся режимах для последующего расчета коэффициента продуктивности и фильтрационных характеристик пластов и скважин), отбора и исследования кернового материала с указанием скважин, из которых намечается отбор керна.

Проектируется необходимый объем работ по доразведке месторождения (залежи).

Далее в проекте по показателям деятельности нефтегазодобывающего предприятия с учетом существующих цен на нефть, материалы и оборудование, налогообложения и льготных условий, прочих затрат дается экономическая оценка вариантов разработки месторождения в условиях рыночной экономики.

Даются характеристика системы налогообложения, формирования и распределения прибыли от деятельности предприятия и оценка рентабельности разработки месторождения.

## 7. Технологическая схема опытно - промышленной разработки

Целью опытно - промышленной разработки залежей или участков залежей следует считать промышленные испытания новой техники и новых технологий разработки, а также ранее известных технологий, требующих апробации в конкретных геолого - физических условиях рассматриваемого нефтяного или газонефтяного месторождения с учетом экономической эффективности, а также составление геологической модели.

Опытно - промышленная разработка осуществляется по технологическим схемам или проектам опытно - промышленной разработки, составляемым как для разведываемых площадей, так и для объектов или их участков, находящихся на любой стадии промышленной разработки.

Участок или залежь для проведения опытно - промышленной разработки выбирается таким образом, чтобы эти работы в случае получения отрицательных результатов не влияли на сохранность запасов в остальной части залежи (месторождения).

В технологической схеме (проекте) опытно - промышленной разработки обосновываются:

а) адресная геолого - промысловая модель (статическая). Статическая геолого - промысловая модель залежи углеводородов представляет собой отражение совокупности геолого - физических свойств природного объекта - залежи, находящейся в начальном, не затронутом разработкой состоянии, и является основой для подсчета запасов и проектирования разработки.

Составляется и уточняется геолого - промысловая модель путем систематизации и комплексного обобщения всей разнообразной информации, полученной непосредственно при

бурении и исследовании скважин, и косвенным путем (сейсмические исследования, аэрокосмосъемка и др.) на всех стадиях геолого - разведочных работ и разработки залежей (эксплуатационных объектов) с последовательной детализацией.

Основой статического геолого - промышленного моделирования являются методы геометризации, позволяющие путем построения различных геологических схем, карт, профильных разрезов отображать особенности и детали строения самого объекта и условий залегания углеводородов в недрах. В число обязательной геологической графики при геометризации залежей входят:

- схемы детальной корреляции разрезов скважин; от качества выполнения корреляции во многом зависит надежность всех остальных графических построений;

- детальные геологические профили продуктивной части разреза по наиболее характерным направлениям с нанесением положения контактов между нефтью, газом, водой (ВНК, ГНК, ГВК) и интервалов перфорации; структурные карты или карты поверхности кровли и подошвы коллекторов изучаемого объекта с нанесением внешнего и внутреннего контуров нефтеносности и газоносности, зон выклинивания или фациального замещения пластов, а также линий тектонических нарушений (при их наличии);

- карты общих, эффективных и нефтегазонасыщенных толщин.

Кроме геологической графики обязательной составной частью статической геолого - промышленной модели являются характеристики:

- природного режима, энергетических возможностей объекта, начального пластового давления, давления насыщения, ретроградных явлений и др.;

- вещественного состава пород, слагающих объект, минерального состава зерен скелета, состава цемента, глинистости, карбонатности и др.;

- фильтрационно - емкостных свойств коллекторов - пористости, проницаемости, нефте-, газо- и водонасыщенности и других структур вещественного объема;

- количественной оценки неоднородности продуктивных пластов - расчлененности, прерывистости, песчанности, изменчивости, проницаемости;

- свойств пластовых флюидов, вязкости пластовой нефти, газонасыщенности, содержания парафина в нефти и конденсата в газе и т.п.;

- б) комплекс технологических мероприятий по воздействию на пласт;

- в) необходимость бурения оценочных, добывающих, нагнетательных и специальных скважин, местоположение, порядок и время их бурения;

- г) потребность в специальном оборудовании, агентах воздействия на пласт;

- д) уровни добычи нефти, газа и закачки агента воздействия на период проведения опытно - промышленной разработки;

- е) комплекс исследований по контролю за процессом разработки в целях получения информации о ходе и эффективности проводимого процесса, дополнительных данных о строении и геолого - физических свойствах эксплуатационного объекта;

- ж) способы эксплуатации скважин;

- з) основные требования к схеме промышленного обустройства;

- и) мероприятия по охране недр и окружающей среды, характеристика и меры безопасности при работе с агентами воздействия с учетом состояния всех объектов окружающей среды и экологических ограничений;

- к) предполагаемая технологическая и экономическая эффективность опытно - промышленных работ.

Сроки проведения работ устанавливаются исходя из возможности реализации технологической схемы.

Технико - экономические расчеты проводятся за период не менее 20 лет.

## 8. Технологическая схема, проект разработки (доработки)

Технологическая схема - основной проектный документ, определяющий с учетом экономической эффективности принципы воздействия на пласты и систему промышленной разработки месторождения.

8.1. Исходной первичной информацией для составления технологической схемы разработки месторождений являются данные разведки, подсчета запасов, результаты лабораторных исследований процессов воздействия ядра и пластовых флюидов, пробной эксплуатации разведочных скважин или первоочередных участков, требования технического задания на проектирование и нормативная база.

Технологические схемы должны составляться с учетом результатов детальных геофизических исследований, обеспечивающих уточнение геологического строения и детализацию структурного плана, границ распространения коллекторов, положения контуров газо- и нефтенасыщенности в целях обоснования размещения скважин.

8.2. В технологических схемах разработки по залежам, значительная часть запасов которых сосредоточена в недостаточно разведанных участках или пластах (запасы категории С2), проектные решения должны приниматься с учетом необходимости доразведки и перспектив разработки всего месторождения.

8.3. Технологические показатели разработки (объемы добычи нефти и газа, закачки воды, фонд добывающих и нагнетательных скважин) запасов категории С2 прогнозируются отдельно и используются для проектирования обустройства месторождения в целом, развития инфраструктуры, перспективного планирования добычи нефти и газа, объемов буровых работ.

8.4. Проекты разработки по сравнению с технологической схемой характеризуются большей глубиной проработки отдельных вопросов. Они составляют обычно после разбуривания большей части основного фонда скважин месторождения (залежи) с учетом дополнительных геолого - промысловых данных, полученных в процессе реализации утвержденной технологической схемы, результатов специальных исследований, данных авторского надзора и анализа разработки.

8.5. Уточненные проекты разработки (доразработки) составляются на поздней или завершающей стадии эксплуатации, после добычи основных извлекаемых (более 80%) запасов нефти месторождения, в целях корректировки добывных возможностей залежей (объектов), повышения эффективности их разработки, достижения более высокого коэффициента извлечения нефти.

8.6. Проводится анализ разработки месторождения и эффективности внедряемой системы разработки.

8.7. В проектных документах на разработку обосновываются:

- выделение эксплуатационных объектов;
- системы размещения и плотность сеток добывающих и нагнетательных скважин;
- выбор способов и агентов воздействия на пласты;
- порядок ввода объекта в разработку;
- способы и режимы эксплуатации скважин;
- уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа и жидкости из пластов, закачки в них вытесняющих агентов, обеспечивающие наиболее полную выработку;
- вопросы повышения эффективности реализуемых систем разработки заводнением;
- вопросы, связанные с особенностями применения физико - химических, тепловых и других методов повышения нефтеизвлечения из пластов;
- выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования;
- мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин;
- требования к системам сбора и промысловой подготовке продукции скважин;
- требования к системам поддержания пластового давления (ППД) и качеству используемых агентов;
- требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин;
- мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки, комплекс геофизических и гидродинамических исследований скважин;
- специальные мероприятия по охране недр и окружающей среды при бурении и эксплуатации скважин, технике безопасности, промсанитарии и пожарной безопасности при применении методов повышения нефтеизвлечения из пластов с учетом состояния объектов окружающей среды;
- объемы и виды работ по доразведке месторождения;
- вопросы, связанные с опытно - промышленными испытаниями новых технологий и технических решений.

В составе проектов разработки (доразработки) рекомендуются приводить дополнительные материалы, отражающие:

- структуру остаточных запасов нефти;
- показатели эффективности внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов;
- обоснование бурения дополнительных скважин и скважин - дублеров.

## 9. Авторский надзор за реализацией проектов и технологических схем разработки

Для контроля за реализацией и эффективностью проектных решений отраслевые научно - исследовательские и проектные институты в соответствии с методическими указаниями [4] с периодичностью, устанавливаемой недропользователями, акционерными обществами, нефтедобывающими предприятиями, проводят авторский надзор.

В авторском надзоре контролируются:

- степень реализации проектных решений и соответствие фактических технико - экономических показателей и принятых в технологических схемах или проектах разработки месторождений, вскрываются причины, обусловившие расхождения, даются рекомендации, направленные на достижение проектных показателей, а также заключения о мероприятиях и предложениях производственных предприятий, направленных на обеспечение проектного уровня добычи нефти;

- степень выполнения запроектированных мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин, требований к порядку освоения и ввода нагнетательных скважин, к дифференцированному воздействию на объекты разработки, качеству воды, используемой для заводнения, к технологиям повышения нефтеизвлечения.

При авторском надзоре газонефтяных месторождений, разрабатываемых с отбором природного газа из газовых шапок, а также месторождений, разрабатываемых с закачкой газа, контролируется выполнение требований к конструкциям газовых скважин, методам вскрытия пластов и освоения скважин, требований к системам сбора и подготовки продукции газовых скважин, анализируются объемы и виды исследовательских работ, проведенных в целях контроля барьерного заводнения. Проверяется выполнение проектных мероприятий по охране недр и окружающей среды, мероприятий по доразведке месторождения, его краевых зон.

Рекомендации по выполнению проектных решений в информационном отчете и протоколе авторского контроля могут содержать уточнение объемов и сроков бурения скважин, а также их местоположение после уточнения геологического строения и контуров нефтегазоносности.

## 10. Анализ разработки

Анализ разработки осуществляется по разрабатываемым месторождениям в целях углубленной проработки отдельных принципиальных вопросов, направленных на совершенствование систем разработки, повышение их эффективности и увеличение коэффициентов извлечения нефти с учетом экономической эффективности.

Все меры, направленные на совершенствование систем разработки, а также изменение проектных решений и показателей при их обоснованности служат основанием для переутверждения прежних проектных решений. Результаты работ по анализу разработки учитываются в проектах и уточненных проектах разработки месторождений.



## Пример оформления титульного листа

Организация – заказчик

УТВЕРЖДАЮ  
Руководитель организации –  
заказчика  
"\_\_\_" \_\_\_\_\_ 19\_\_ г.

### ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА (ПРОЕКТ) РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО (ГАЗОНЕФТЯНОГО) МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Организация – разработчик,  
номер лицензии, от "\_\_\_" \_\_\_\_\_ г.  
Подпись руководителя, число, печать

Город, год

Продолжение титульного листа

№ \_\_\_\_\_  
Название договора \_\_\_\_\_  
Дата заключения \_\_\_\_\_  
Руководитель разработки \_\_\_\_\_  
Исполнители:

Регистрационный № \_\_\_\_\_  
Рассылка

## Том I. ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

### РЕФЕРАТ

Дается краткое описание основных особенностей геологического строения залежей, геолого - физических характеристик продуктивных пластов. Приводится описание этапов проектирования, основные положения ранее принятых проектных решений, текущего состояния разработки объектов. Излагаются характеристики и особенности рассматриваемых в проектном документе вариантов разработки и рекомендуемых решений. Прилагаются таблицы по форме табл. П.3.3, П.3.4, П.3.8, П.3.9, П.4.6, П.5.10, П.8.1.

### ВВЕДЕНИЕ

Во введении обосновывается необходимость постановки работы, приводятся краткие сведения по истории проектирования опытной эксплуатации и разработки месторождения, институты - проектировщики, руководители проектирования, кем утвержден документ, номера протоколов и даты. Указываются основные цели и задачи проектирования, излагаются основные положения технического задания на составление проектного документа.

По разрабатываемым месторождениям приводится дата ввода отдельных залежей в промышленную эксплуатацию.

### 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Указывается географическое и административное положение месторождения, ближайшие населенные пункты, железнодорожные станции, пристани (порты) и расстояния до них. Характеризуются природно - климатические условия (орогидрография, геоморфология, заболоченность местности, геокриологические условия и др.), имеющие существенное значение для принятия проектных решений, проектирования сборных сетей транспортировки нефти, газа и конденсата. Указывается расстояние до ближайших разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений, приводятся сведения о размещении и мощностях действующих в районе месторождения буровых, нефтегазодобывающих и строительных организаций, баз

производственного обслуживания, магистральных нефтегазопроводов, автомобильных дорог, подъездных путей к площади месторождения, существующих источников питьевого и технического водоснабжения; сведения по энергоснабжению и сейсмичности района, обеспеченности района строительными материалами, в том числе для приготовления буровых растворов.

Приводится накопленная добыча нефти, газа и воды по каждому эксплуатационному объекту.

Приобщается обзорная карта - схема расположения проектируемого и окружающих его месторождений, на которой наносятся населенные пункты, реки, озера, болота, охранные зоны, существующие дороги, ЛЭП, водопроводы, нефтегазопроводы, другие имеющие значение сведения.

## 2. ГЕОЛОГО - ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1. Геологическое строение месторождения и залежей

В разделе приводится краткая характеристика литологостратиграфического разреза вскрытых отложений с указанием глубин зон возможного поглощения бурового раствора, зон аномально высокого и аномально низкого пластового давления; при наличии зон многолетнемерзлых пород приводятся их толщина и распределение по площади на глубину.

Дается характеристика каждой залежи, указывается количество скважин, вскрывших залежь, тип залежи по фазовому состоянию углеводородов в недрах; литологическая характеристика пластов, покрышек и вмещающих пород; приводится описание структурных планов залежей по кровле и подошве проницаемых частей продуктивных горизонтов; показываются зоны замещения и выклинивания коллекторов (размеры, особенности их распространения), тектонические нарушения, зоны слияния прослоев продуктивных пород - коллекторов, наличие (или отсутствие) непроницаемых прослоев (перемычек) между газонасыщенной и нефтенасыщенной частями залежи, а также между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями пластов. Особое внимание уделяется характеристике (размерам, форме распространения по площади) так называемых бесконтактных зон - между нефтяной и газовой и между нефтяной и водяной частями залежей, - обусловленных наличием между этими частями залежей непроницаемых прослоев.

Указываются высоты газовых шапок, нефтяных частей залежей (в том числе нефтяных оторочек), их размеры по площади, абсолютные отметки ВНК, ГНК, ГВК. Показываются внешние и внутренние контуры нефтеносности и газоносности, выделяются чисто нефтяные, газонефтяные, газодонефтяные, водонефтяные, а также переходные зоны.

Анализируется изменение нефтегазонасыщенных толщин, коэффициентов расчлененности и песчаности по площади залежи, при необходимости приводятся карты.

Рекомендуется создание адресной геологической модели объекта разработки.

Для сложных, сильно расчлененных продуктивных пластов могут быть построены пространственные блок - диаграммы, позволяющие более детально представить особенности геологического строения залежей.

Фактические данные по скважинам и пластам систематизируются в таблицы, геологическое строение месторождения и отдельных залежей (эксплуатационных объектов) иллюстрируются соответствующими картами.

К разделу 2 рекомендуется следующий табличный и графический материал.

Таблица П.2.1. Глубины, отметки и толщины продуктивных пластов (горизонтов) по скважинам

Приводятся глубины, абсолютные отметки кровли и подошвы пласта (горизонтов), толщины, характер насыщенности всех прослоев, глубины и отметки ВНК, ГНК, ГВК.

При наличии большого объема информации (на стадии составления проектов разработки и доработки) приводятся лишь выборочные данные по скважинам, обосновывающие начальное и текущее положения ВНК, ГНК.

Таблица П.2.2. Характеристика толщин продуктивных пластов (эксплуатационных объектов)

Для крупных газонефтяных залежей с широкими водонефтяными и подгазовыми зонами характеристика толщин (как и коллекторских свойств пластов) приводится по зонам.

Таблица П.2.3. Статистические показатели характеристик неоднородности пластов (горизонтов)

При наличии соответствующих данных проводятся отдельно для нефтяной и газовой частей газонефтяной залежи, а при необходимости - по зонам.

Прерывистость пластов и неоднородность характеризуются всеми показателями, которые прямо или косвенно учитываются в гидродинамических расчетах; определяются по принятым в районе методикам.

Перечень рекомендуемых графических приложений включает:

- литолого - стратиграфический разрез месторождения;
- структурные карты по кровле и подошве каждого продуктивного пласта;
- карты общей, эффективной насыщенной, эффективной газонасыщенной толщин с контурами нефте- и газоносности, границами зон замещения или выклинивания коллекторов;
- геологические разрезы (продольные и поперечные).

При необходимости приводятся корреляционные схемы, строятся карты толщин непроницаемых разделов (перемычек), карты коэффициентов песчаности, расчлененности, блок - диаграммы и др.

2.2. Физико - гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов, вмещающих пород и покрышек

Включает характеристику коллекторских свойств пород - коллекторов по данным анализа образцов керна, материалам ГИС и данным гидродинамического исследования пластов и скважин. При этом определяется открытая пористость, проницаемость пород по воздуху и воде (пластовой и предлагаемой для заводнения), коэффициенты нефтенасыщенности, газонасыщенности, содержание связанной воды, остаточная нефтенасыщенность пород в газовых частях залежей. По данным лабораторных исследований образцов керна из продуктивных пластов определяется вещественный состав, глинистость и карбонатность пород, их гранулометрический состав, степень отсортированности зерен, коэффициенты сжимаемости.

Дается характеристика коллекторских свойств вмещающих пород и покрышек (общая пористость, проницаемость, давление прорыва пород - перемычек, напряжение трещинообразования - модуль Юнга, коэффициент Пуассона).

Проводится анализ коллекторских свойств, определенных различными методами, количество определений и надежность полученных данных, средние величины показателей коллекторских свойств и принятые значения для проектирования.

Оценивается неоднородность коллекторских свойств - их изменчивость по разрезу и площади залежи. При необходимости строятся в изолиниях карты - открытой пористости, проницаемости, нефтенасыщенности, статистические ряды их распределения. Определяются коэффициенты коллекторских свойств пород отдельно по нефтяной и газовой частям залежей.

Характеризуется гидропроводность и пьезопроводность пород, определяется подвижность нефтей в пластовых условиях.

Гидродинамические данные используются для определения статистических показателей только по проницаемости.

Для низкопроницаемых коллекторов (менее 0,050 кв. мкм) приводятся объемная и активная глинистость, характеристика порового пространства коллекторов по данным фотографирования шлифов с помощью электронного микроскопа, а также, где возможно применение методов интенсификации, включая гидроразрыв, углы и азимуты залегания пород, напряжения трещинообразования в них и во вмещающих породах.

Для низкопроницаемых коллекторов (коллекторов с активным глинистым цементом) приводятся зависимости проницаемости и пористости от минерализации фильтрующейся воды.

Приводятся смачиваемость коллекторов, физико - гидродинамические характеристики вытеснения нефти рабочим агентом (вода, газ, растворы химических продуктов, уголекислота, пар и др.) - диапазон изменения и средние значения величин начальной и остаточной нефтенасыщенности и соответствующих им конечных значений фазовых проницаемостей для нефти и воды, зависимости начальной и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости.

Для средних, крупных и уникальных по запасам месторождений приводятся зависимости фазовых проницаемостей для нефти, рабочих агентов и капиллярного давления от насыщенности водой, построенные по результатам лабораторных исследований вытеснения нефти рабочими агентами для представительных образцов пород (по характерным участкам, зонам, слоям пласта).

Для сложных нефтегазоконденсатных месторождений, при разработке которых возникают трехфазные фильтрационные течения, а также при разработке нефтяных месторождений с применением водогазовой репрессии рекомендуется лабораторными методами определить относительные фазовые проницаемости для трехфазных систем (нефть - газ - вода) или

воспользоваться имеющимися в технической литературе методами их расчета на основе фазовых проницаемостей двухфазных систем (нефть - вода и нефть - газ) [71, 72].

Характеризуется активностью продвижения законтурных вод.

Определяются начальные пластовые давления по каждой залежи.

Табличные приложения к разделу 2.2:

Таблица П.2.4. Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Заполняется отдельно для нефтенасыщенной и газонасыщенной частей залежи, при отсутствии исходных данных в графах писать: "Нет исходных данных".

При определении средних значений и коэффициентов вариации параметров по лабораторным исследованиям ядра используются совокупности их значений, равных или превышающих установленные (принятые) величины их нижних пределов.

Таблица П.2.5. Статистические ряды распределения проницаемости

При возможности приводятся данные отдельно для нефтенасыщенной и газонасыщенной частей залежи.

Таблица П.2.6. Характеристики вытеснения нефти рабочим агентом (водой, газом) по зонам продуктивных пластов

При наличии исходной информации сведения приводятся отдельно по нефтяной, водонефтяной, газонефтяной, газоводонефтяной зонам залежи.

При применении новых методов повышения нефтеотдачи в графах 6, 7, 8 приводятся данные для каждого из используемых рабочих агентов.

Таблица П.2.7. Характеристики вытеснения газа водой (нефтью) по зонам продуктивных пластов

Указанные выше зависимости (начальной и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости и др.), если возможности их определения имеются, представляются в виде графиков (см. рис. 2.3 - 2.8) <\*>.

-----  
<\*> Здесь и далее рисунки не приводятся.

При наличии закономерностей в характере изменения параметров по площади строятся карты проницаемости, пористости, нефтенасыщенности и др.

2.3. Свойства и состав нефти, газа, конденсата и воды

В разделе 2.3 приводятся краткие сведения об условиях отбора и количестве глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды, отобранных из скважин на разных участках залежи и использованных для определения свойств и состава пластовых флюидов. Характеризуется представительность этих проб.

Приводятся данные анализа и расчета изменения свойств нефти (плотности, давления насыщения, газосодержания, объемного коэффициента, вязкости в пластовых условиях и при 20 град. С) по площади и разрезу залежи. В газонефтяных и нефтегазовых залежах особое внимание уделяется переходной зоне ниже ГНК, в нефтяных залежах - в зоне ВНК. Приводятся свойства нефти, газа, конденсата, воды (табл. П.2.8).

Все данные по свойствам пластовых жидкостей и газов приводятся по РД 39-0147035-225-88 (инструкция ВНИИнефти) в соответствии с ОСТ 39-112-80 "Нефть. Типовое исследование пластовой нефти. Объем исследований. Форма представления результатов".

Исследования выполняются аккредитованными лабораториями по данной специализации с выдачей экспертного заключения о свойствах и составе нефти, газа, конденсата и воды с представлением соответствующих таблиц и графиков. Дается стандартная классификация сырой нефти.

По этим результатам определяются параметры, необходимые для проектирования разработки месторождений, проектирования систем сбора, разделения и промысловой подготовки нефти, газа и конденсата, их внешнего транспорта. Для месторождений, на которых проектируется газлифтная эксплуатация скважин, дополнительно приводятся составы и свойства газа, рекомендуемого для газлифта.

В табличной форме представляются данные о компонентном составе растворенного газа и пластовой нефти (табл. П.2.9), конденсата (табл. П.2.10), физико - химических свойствах и фракционном составе разгазированной нефти (табл. П.2.11), содержании ионов и примесей в пластовой и предлагаемой для заводнения воде (табл. П.2.12).

Для залежей, по которым рассмотрены варианты разработки на режимах истощения, приводятся зависимости газосодержания, объемного коэффициента и вязкости пластовой нефти и нефтяного газа от давления при пластовой температуре и при 20 град. С (рис. 2.1).

Для газонефтяных, нефтегазовых залежей и газовых залежей с нефтяной оторочкой, содержащих запасы газа и конденсата промышленного значения, дополнительно приводятся состав и свойства свободного газа, устанавливаются зависимости содержания конденсата, объемного коэффициента и вязкости газа и конденсата от давления при пластовой температуре (рис. 2.2).

Приводятся данные о начальной нефтенасыщенности, ее распределении и подвижности в газовых шапках, анализа газосодержания, объемного коэффициента, плотности и вязкости пластовой воды в начальных пластовых условиях, ее общей минерализации, жесткости, ионного состава, определяется возможность выпадения солей из пластовой воды при изменении пластовых условий. Для месторождений парафинистых нефтей определяется возможность выпадения твердой фазы из нефти при изменении пластовых условий и при применении новых технологий разработки и эксплуатации нефтяных месторождений [65]. Приводятся данные о содержании в пластовых водах йода, бора, брома и других полезных компонентов, дается оценка возможности их промышленного извлечения, указываются необходимые дополнительные специальные геолого - разведочные работы по изучению подземных вод.

Приводятся рекомендации по использованию подземных вод для народного хозяйства в качестве источника тепловой энергии для целей обогрева зданий, теплиц и т.п.

При применении тепловых методов повышения нефтеотдачи приводятся зависимости вязкости пластовых жидкостей от давления и температуры, а при закачке пара - растворимость его в пластовых жидкостях. При применении пара и горячей воды обосновываются источники пресных вод и методы утилизации попутных вод.

Для тепловых методов приводятся теплофизические свойства пород и пластовых жидкостей (таб. П.2.13).

Приводится сравнение ранее принятых и уточненных в процессе разработки свойств пластовых флюидов, обосновываются величины, принятые при проектировании.

Исследования нефтей должны проводиться в аккредитованных аналитических лабораториях.

#### 2.4. Запасы нефти, газа и конденсата

В разделе 2.4 приводятся утвержденные ГКЗ РФ (или ЦКЗ-нефть Роскомнедра) подсчетные параметры, балансовые и извлекаемые запасы нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата, распределение их по зонам и категориям. При промышленном содержании в нефти, растворенном, свободном газе и конденсате, пластовой воде ценных неуглеводородных компонентов дополнительно приводятся их запасы с тем, чтобы в последующих разделах была дана экономическая оценка эффективности их использования.

В таблицах П.2.14 и П.2.15 приводятся подсчетные параметры, извлекаемые запасы нефти, свободного и растворенного газа. Начальные запасы приводятся по последнему подсчету, а остаточные балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата и компонентов - на дату составления проектного документа.

Таблица П.2.15 заполняется для газонефтяных и нефтегазовых залежей с указанием промышленной ценности запасов свободного газа и конденсата.

В этом разделе указываются также запасы нефти, газа и конденсата, находящиеся в пределах заповедных территорий, водохранилищ, городов и крупных населенных пунктов.

В газонефтяных и нефтегазовых залежах, где выделяются бесконтактные зоны, обусловленные наличием непроницаемых перемычек между нефтяной и газовой, а также между нефтяной и водоносной частями залежей, для проектирования разработки производится оценка балансовых запасов нефти в этих зонах. Эти запасы представляются в виде таблицы, где наряду с абсолютными величинами балансовых запасов нефти приводятся также относительные доли запасов нефти от общих запасов каждой залежи.

В газонефтяных (нефтегазовых) залежах, где часть нефти в процессе разработки переместилась в газовую шапку, подсчитываются балансовые и извлекаемые запасы внедрившейся нефти. Это важно, так как нефтенасыщенность и коэффициент извлечения нефти в зоне внедрения ее в первоначально газонасыщенную часть залежи могут отличаться от их величин, рассчитанных для нефтяной части залежи.

### 3. ГЕОЛОГО - ПРОМЫСЛОВОЕ И ТЕХНИКО - ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

3.1. Анализ результатов исследований скважин и пластов, результатов пробной эксплуатации, характеристика режимов эксплуатации и динамики продуктивности скважин

В данном разделе представляются результаты проведенных на месторождении (залежи) гидродинамических, геофизических, термометрических, термодинамических и др. исследований скважин и пластов, описываются результаты пробной эксплуатации (пробных отборов и закачки), обосновывается начальное пластовое давление на линии газонефтяного и водонефтяного контактов, температура, геотермический градиент, коэффициенты пьезопроводности, упругости, гидропроводности, удельной продуктивности и приемистости, приведенный радиус скважин, начальные (текущие) дебиты нефти, газа, взаимовлияние скважин и т.д.

При описании результатов необходимо указать количество исследованных скважин, распределение этих скважин по залежи, дату исследования, регулярность проведения исследовательских работ, что позволит оценить представительность и достоверность результатов исследований. Если месторождение (залежь) имеет сравнительно продолжительный период разработки, то данные необходимо приводить как на момент ввода месторождения в разработку, так и на момент составления проектного документа. Привести эти данные в динамике. Указать причины и количественно учесть изменения этих показателей во времени в процессе разработки.

Аналогичные исследования необходимо произвести также по нагнетательным скважинам, оценить и выявить изменения в процессе эксплуатации приемистости скважин и т.д.

Все эти моменты необходимо учитывать в проектных документах при оценке добычных возможностей, расчете ожидаемых дебитов (приемистости) скважин, при проектировании разработки, способов и режимов работы скважин, при внедрении различных мероприятий по борьбе с указанными негативными факторами, оценке их эффективности (по ликвидации или снижению отрицательных последствий от их проявления).

При описании результатов гидродинамических исследований необходимо привести отдельно данные, полученные на основе метода установившихся режимов, и отдельно на основе кривых восстановления (падения) давления, т.е. представить данные, полученные различными способами исследования скважин.

Необходимо также привести данные о продолжительности исследований при испытании скважин, величину реализованных депрессий (репрессий), пластового давления в районе исследуемых скважин.

Индикаторные диаграммы должны строиться не менее чем по трем точкам (режимам). Необходимо проанализировать вид (ход) индикаторных диаграмм, представляющий особый интерес для залежей с повышенным газосодержанием (когда пластовое давление близко к давлению насыщения). Следует оценить характер и степень их искривления (т.е. снижение коэффициента продуктивности) при снижении забойного (пластового) давления ниже давления насыщения. Необходимо указать величину пластового давления, при которой снимались индикаторные диаграммы. Оценить влияние пластового давления на ход индикаторных диаграмм.

Поскольку в трещинных коллекторах индикаторные диаграммы как по добывающим, так и по нагнетательным скважинам могут иметь нелинейный вид (с ростом депрессии коэффициент продуктивности снижается вследствие смыкания трещин, а с ростом репрессии коэффициент приемистости возрастает вследствие раскрытия трещин), то эти моменты должны также быть отражены в проектном документе и подвергнуты анализу.

Нелинейный вид индикаторных диаграмм может иметь место, помимо отмеченных выше случаев, также при условии проявления нефтью неньютоновских свойств. Необходимо установить начальный градиент сдвига, его зависимость от проницаемости, температуры, содержания растворенного газа и других факторов, исследовать подвижность нефти в зависимости от градиента давления и т.д.

В связи с возможным нелинейным видом индикаторных диаграмм в отчете должны быть приведены аргументированные объяснения по поводу определения коэффициентов продуктивности и приемистости скважин рассматриваемого месторождения. Должна быть обоснована корректность использования этих величин в дальнейших технико - экономических расчетах.

Учитывая специфику выработки запасов из газонефтяных и газоводонефтяных зон, необходимо дать мотивированное обоснование толщинам, которые принимаются в расчете гидропроводности, удельных коэффициентов продуктивности, приемистости, дебитов скважин.

При описании результатов эксплуатации необходимо указать содержание воды в продукции скважин, газовый фактор.

В этом разделе также приводится краткая характеристика законтурной области, ее размеров, связи с залежами нефти и газа.

Раздел 3.1. сопровождается таблицей П.3.1.

### 3.2. Анализ текущего состояния и эффективность применяемой технологии разработки

#### 3.2.1. Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

Приводится характеристика фонда скважин на дату составления проектного документа (табл. П.3.2). В комментариях к табл. П.3.2 указать, на каких принципах основывалось использование того или иного способа эксплуатации скважин в предшествующий период разработки, почему именно этим способам отдано предпочтение, как себя зарекомендовал тот или иной способ эксплуатации в условиях данного месторождения в рассматриваемый прошедший период. Указать причины перевода скважин на другие объекты. Если из газовой шапки осуществляется отбор газа, то указать цель отбора газа (например, для стабилизации ГНК, осуществления газлифтной эксплуатации и др.).

Необходимо дать распределение скважин по дебатам нефти (жидкости), обводненности, накопленной добыче нефти и жидкости на дату составления проектного документа.

В случае если месторождение эксплуатируется сравнительно продолжительный период, то целесообразно построить графики по наиболее характерным группам скважин (бездействующие, малодобитные, высокодебитные, безводные и малообводненные и т.д.) за определенный период разработки.

При анализе фактического материала целесообразно подчеркнуть эффективность использования фонда скважин, объяснить причину большого (малого) числа (увеличения, уменьшения) высокообводненных и малодобитных (низкообводненных, высокодебитных) скважин.

Обратить внимание на причины низкой эффективности работы скважин, которые могут быть вызваны прорывом пластовой воды, газа из газовой шапки, осложнениями в работе насосного оборудования, пескопроявлением, отложениями гипса, парафина, кристаллогидратов, а также низким пластовым давлением. Дать оценку возможности эффективного использования пробуренного фонда скважин.

В этом разделе необходимо отразить проводимую в предшествующий период работу с фондом скважин, дать распределение фонда по забойному давлению, указать применяемые методы борьбы с осложнениями, проанализировать эффективность внедряемых мероприятий по улучшению показателей эксплуатации скважин, сделать соответствующие выводы и рекомендации.

Для нефтегазовых залежей особый интерес представляет анализ величин газового фактора. Необходимо представить разбивку фонда добывающих скважин, расположенных в приконтурных и подгазовых частях залежи, по величине газового фактора и его изменению во времени, установить причины прорыва газа из газовой шапки, проанализировать реализуемые и наметить новые мероприятия по устранению негативных последствий прорывов газа в добывающие скважины, обратить особое внимание на работу барьерного ряда, режимы эксплуатации добывающих скважин подгазовой зоны, положение интервалов перфорации.

Для нефтегазовых объектов, находящихся длительное время в промышленной эксплуатации, целесообразно привести данные о динамике изменения газового фактора. При наличии информации могут быть построены карты равных газовых факторов, увязанные с картами изобар, наличием непроницаемых глинистых разделов между фильтром и ГНК (картами контактных и бесконтактных запасов), удаленностью верхних перфорационных отверстий от текущего положения ГНК, картами анизотропии и т.д.

При анализе фонда нагнетательных скважин необходимо сделать разбивку их по величине приемистости, накопленной закачки воды, привести данные об осложнениях в работе нагнетательных скважин, обратив особое внимание на скважины барьерного ряда.

В случае отбора газа из газовых шапок газовыми скважинами необходимо привести соответствующие данные о работе этих скважин, проанализировав режимы их работы.

#### 3.2.2. Сопоставление фактических и проектных показателей

В табл. П.3.3 и П.3.4 приводится сопоставление основных и фактических показателей разработки по отдельным эксплуатационным объектам и месторождению в целом. Для каждого показателя в числителе указываются проектные, а в знаменателе его фактические величины. Сопоставление производится с последним проектным документом, но не более чем за пять предыдущих лет. При сопоставительном анализе проектных и фактических показателей разработки необходимо использовать экстраполяционные методики, основанные на характеристиках вытеснения. Среднесуточный дебит определяется как частное от деления годового отбора (нефти, жидкости, газа) по всем скважинам на суммарное число дней их работы в году. Темп отбора от текущих извлекаемых запасов определяется как отношение текущего годового отбора нефти к остаточным извлекаемым запасам нефти на начало текущего года. Плотность сетки скважин определяется делением площади нефтеносности, охваченной

разработкой, на количество добывающих и нагнетательных скважин, пребывавших в эксплуатации за весь период с начала разработки.

Анализ величины остаточных извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну действующую добывающую скважину, позволяет оценивать эффективность применяемой системы разработки.

В комментариях к табл. П.3.3 и П.3.4 необходимо указать причины несовпадения проектных и фактических показателей, более подробно остановившись на принципиальных моментах, имеющих значение для дальнейшей выработки запасов.

В этом разделе необходимо указать на полноту и своевременность выполнения проектных решений, насколько проектные решения оправданы и соответствуют геолого - физическим условиям данной залежи, технологии и системе разработки, сложившейся к моменту составления последнего проектного документа, технической оснащенности и технологической целесообразности внедрения тех или иных мероприятий.

Необходимо указать, какие мероприятия осуществлялись помимо проектных решений. Все это необходимо по той причине, что показатели эксплуатации могут соответствовать проектным, однако реальная система разработки может существенно отличаться от запроектированной. Не сказываясь на текущих показателях разработки, это может существенно отразиться на дальнейшей эксплуатации залежи.

Результаты исследований должны использоваться при обосновании выбора базового варианта разработки месторождения.

#### 3.2.3. Пластовое давление в зонах отбора и закачки. Температура пласта

На основании анализа разработки исследуется динамика и текущее состояние пластовых и забойных давлений в зонах отбора и закачки. Изучаются осложнения, вызванные несоблюдением баланса давлений, соотношения объемов отборов и закачки, возможные объемы "утечек" рабочего агента в газонасыщенную и водонасыщенную части пласта. Выявляются и анализируются их причины. Исследуется характер перемещения ГНК (характер и интенсивность расширения газовой шапки). Выявляются зоны прорыва газа из газовой шапки к забоям добывающих скважин, находящихся вне барьерного ряда, а также в подгазовых зонах. Для месторождений с повышенным газосодержанием по промысловым данным, картам изобар, различным гидродинамическим и геофизическим исследованиям выявляются зоны разгазирования, а также зоны, близкие к этому состоянию. Изучаются возможные перетоки нефти и закачиваемой воды в другие объекты разработки через литологические поля или негерметичный цементный камень. Выявляются пластовое давление и давление нагнетания (репрессия), при которых в трещиноватых коллекторах может происходить раскрытие протяженных трещин, приводящее к прорывам закачиваемой воды к забоям добывающих скважин (без совершения полезной работы по вытеснению нефти из поровой части пласта). Анализируются внедряемые в предшествующий период мероприятия, оценивается их эффективность. Исследуется характер продвижения воды из водонасыщенной части пласта в первоначально нефтенасыщенную, процесса подъема ВНК. Анализируются результаты замеров в наблюдательных и пьезометрических скважинах.

В этом разделе необходимо привести также данные об изменении температуры пласта в процессе разработки, что весьма важно для залежей с высоковязкими нефтями и нефтями, характеризующимися неньютоновскими свойствами.

Карты изобар приводятся при необходимости в проектах и уточненных проектах разработки.

#### 3.2.4. Анализ выработки запасов нефти из пластов

В данном разделе исследуется характер и степень выработки запасов нефти, условия и особенности продвижения закачиваемых вод, степень охвата пластов воздействием рабочего агента, распределение остаточных запасов нефти.

По промысловым данным, результатам потокометрии, термометрии следует провести оценку доли участия в работе скважин совместно вскрытых пластов или отдельных интервалов пласта. Необходимо проанализировать эффективность мероприятий, применяемых в предшествующий период, по выравниванию фронта вытеснения нефти водой.

По данным эксплуатации, а также по результатам исследования скважин необходимо оценить максимальный безводный и безгазовый дебиты и время безводной и безгазовой эксплуатации (удельную накопленную добычу) в зависимости от дебита (депрессии), удаленности перфорационных отверстий от ВНК и ГНК, наличия (количества и толщины) непроницаемых глинистых разделов между фильтром и ВНК, ГНК, толщины газонасыщенной, водонасыщенной и нефтенасыщенной частей залежи. Важно установить, при какой толщине



глинистый пропласток надежно сдерживает воду и газ при реально реализуемых на месторождении градиентах давления.

Необходимо проанализировать характер обводнения скважин (подошвенная или закачиваемая вода), скорость продвижения закачиваемых вод или другого рабочего агента, характер продвижения закачиваемых вод по пласту (кровля, подошва, центральная часть), частичный или полный уход в водонасыщенную (газонасыщенную) части, связать это с распределением проницаемости по толщине пласта, интервалами перфорации, наличием глинистых разделов в разрезе эксплуатационного объекта. Необходимо оценить эффективность мероприятий по ограничению водопритока, сделать соответствующие выводы и рекомендации.

Необходимо оценить текущее положение ГНК и ВНК в различных зонах и участках пласта, представить данные о динамике их перемещения, описать методы, используемые для определения текущего положения ВНК и ГНК.

В залежах с повышенным газосодержанием необходимо оценить работу добывающих скважин при снижении забойного (пластового) давления ниже давления насыщения. При этом оценить подобное снижение не только с точки зрения изменения производительности скважин, но и по величине обводненности продукции.

В этом разделе также необходимо на основе результатов геофизических исследований в новых скважинах, а также по контрольным скважинам оценить величину остаточной нефтенасыщенности в промытой зоне (в зонах, где нефть вытеснена водой), а также в зонах, где нефть вытесняется газом (из газовой шапки).

На основе промысловых данных, а также результатов различных исследований скважин и пластов необходимо выявить невырабатываемые или слабо дренируемые зоны, исследовать характер работы скважин (показатели их эксплуатации) в зонах, где имеются прорывы газа из газовой шапки, вторичные газовые шапки.

Особое внимание следует обратить на эффективность выработки запасов в зависимости от степени вскрытия пластов перфорацией. Необходимо оценить оправданность применяемой степени вскрытия не только в добывающих, но и в нагнетательных скважинах. Следует проанализировать эффективность работ по переносу интервалов перфорации в процессе выработки запасов (подъема ВНК и, если это имеет место, опускания ГНК).

#### 3.2.5. Анализ эффективности реализуемой системы разработки

В данном разделе анализируется эффективность реализуемой системы разработки по каждому эксплуатационному объекту, оценивается, насколько эффективны (оправданы) для условий данного месторождения система поддержания пластового давления, схема размещения скважин, плотность сетки скважин, интенсивность системы заводнения, применяемые профили и конструкции скважин, методы вскрытия пластов и освоения скважин, их глушения, освоения после ремонтных работ, способы и техника эксплуатации скважин, системы сбора, учета и подготовки продукции скважин.

Эффективность системы разработки необходимо также оценить с точки зрения недопустимости возникновения различных осложнений в процессе разработки, связанных с прорывами газа из газовой шапки, водяным конусообразованием, разгазированием нефти в пласте, выпадением в пласте и стволе скважин парафинов, образованием кристаллогидратов и т.д.

Весьма важным является оценка эффективности реализуемой системы разработки с точки зрения ее приемлемости для надежного контроля за выработкой запасов, обеспечения равномерности вытеснения нефти водой, возможностей регулирования технологических процессов, применения гидродинамических, физико - химических и других методов воздействия на пласты и призабойную зону скважин, обеспечения эффективной выработки запасов из совместно вскрытых пластов, возможности перевода вышедших из эксплуатации скважин на вышележащие объекты, приобщения невырабатываемых зон низкопроницаемых объектов посредством дострела в скважинах высокопроницаемых объектов.

Эффективность системы оценивается также с точки зрения экологии, обеспечения охраны недр и окружающей среды, достижения запроецированных показателей разработки с наименьшими затратами материальных и трудовых ресурсов.

Осуществляется анализ эффективности изменения в запроецированной системе разработки (если таковые имели место), делаются соответствующие выводы и предлагаются рекомендации относительно развития системы разработки на последующий период для обеспечения наиболее полной выработки запасов, достижения утвержденного КИН.

Эффективность применения МУН и новых технологий определяется в соответствии с методическим руководством, утвержденным Минтопэнерго РФ 25.02.94 [67], а также геолога -

промышленным анализом результатов их испытания, промышленного внедрения (обводненность, фактические средние дебиты по нефти и жидкости).

### 3.3. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Выбор методики расчета технологических показателей обосновывается исходя из степени изученности месторождения, геологического строения пластов, типа коллекторов, их фильтрационных характеристик, неоднородности, режимов эксплуатации залежей, стадий и возможных вариантов разработки, размеров залежей, физико - химических свойств коллекторов и насыщающих их флюидов, накопленного опыта разработки месторождений подобного типа и т.д.

Предпочтение следует отдавать методикам, апробированным для данного типа месторождений (объектов).

Для повышения качества расчетов, надежности и точности прогнозирования процесса нефтеизвлечения на всех стадиях проектирования рекомендуется широкое использование современных компьютеров и математических моделей, систем автоматизации проектирования (САПР) и систем управления процессами разработки месторождений, различных баз данных и средств компьютерной графики.

Математические модели позволяют выполнить гидродинамические расчеты, учитывающие ряд факторов, определяющих картину фильтрации: многослойный характер эксплуатационных объектов, зональную и слоистую неоднородность пластов, их линзовидность и прерывистость, интерференцию скважин, характер перемещения пластовых флюидов при различном порядке ввода и отключения скважин и т.п. Решение задачи извлечения нефти с учетом перечисленных факторов обеспечивается проведением расчетов по различным моделям.

Движущиеся в пласте флюиды существенно неоднородны. Если для моделирования процессов вытеснения нефти водой при давлениях выше давления насыщения нефти газом обычно достаточно использовать двухфазную математическую модель ("черная нефть"), то при разработке нефтегазовых залежей необходима модель трехфазной фильтрации нефти, газа и воды. Для расчета процесса разработки и методов увеличения нефтеотдачи газоконденсатных пластов необходимо рассматривать нефть как смесь углеводородных компонентов, т.е. использовать композиционные модели.

Для низкопроницаемых коллекторов (коллекторов с активным глинистым цементом) необходимо использовать методики, учитывающие влияние минерализации закачиваемой воды на фильтрационно - емкостные свойства коллекторов.

В зависимости от строения пласта, его коллекторских и фильтрационных свойств, физико - химических свойств насыщающих его флюидов при обосновании величины извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти, а также расчете технологических показателей разработки месторождение (залежь) рассматривается как единое целое или в случае его большого размера и при значительной изменчивости геолого - физических свойств по площади разбивается на отдельные участки (зоны). Эти участки характеризуются по количественному составу флюидов как чисто нефтяные (ЧНЗ), газонефтяные (ГНЗ), водонефтяные (ВНЗ), газоводонефтяные (ГВНЗ). Выбранные методы обоснования величины извлекаемых запасов и КИН дифференцированно или в целом должны учитывать и отражать геологофизические особенности рассматриваемых объектов.

#### 3.3.1. Способы схематизации пластов и методы расчета технологических показателей разработки

На стадии подготовки и ввода месторождения (залежи) в разработку оценка коэффициентов извлечения нефти и прогноз технологических показателей разработки по месторождениям с балансовыми запасами до 3 млн. т, а также по залежам простого геологического строения с балансовыми запасами нефти до 30 млн. т могут производиться по методике, использующей коэффициенты вытеснения, охвата вытеснением и заводнения, а также по статистическим зависимостям с учетом заложенных в них ограничений. Зависимости устанавливаются с помощью многофакторного анализа по фактическим данным разработки достаточно большого числа залежей с примерно аналогичными геолого - физическими условиями и особенностями разработки. Могут быть использованы и прямые методы аналогии. Необходимые повариантные расчеты технологических и технико - экономических показателей разработки выполняются по эмпирическим соотношениям с использованием экспресс - методов и методик современной экономической оценки вариантов разработки.

При расчете КИН по методике с использованием коэффициентов вытеснения, охвата вытеснением и заводнения необходимо дать подробное обоснование методов определения этих коэффициентов, указать объем информации, используемой для этих целей, достоверность получаемых данных.

При использовании статистических зависимостей необходимо представить расчетные формулы, указать пределы изменения геолого - физических и технологических параметров, при которых эти формулы справедливы, привести средние их значения, а также значения этих параметров по рассматриваемому месторождению. Необходимо указать район (нефтяную провинцию), по месторождениям которой были получены расчетные формулы. Если анализируемое месторождение находится в другом районе, то необходимо привести данные, подтверждающие допустимость использования данной формулы для расчета КИН рассматриваемого месторождения (залежи).

В целях получения более надежных результатов, учитывая, что имеется большое количество статистических зависимостей, в которые входят подчас различные параметры, способные в тех или иных случаях по-разному влиять на величину КИН, рекомендуется использовать различные методики с последующим сопоставлением полученных показателей. В случаях, если расчеты проводятся по различным зонам (участкам) газонефтяной залежи, необходимо учитывать наличие контактных и бесконтактных запасов нефти, подгазовые зоны и участки, в которых газовая шапка отсутствует.

В случаях оценки КИН и технологических показателей разработки методом прямой аналогии необходимо по проектируемому месторождению и сравниваемым месторождениям, находящимся на поздней стадии разработки, обосновать близость не только геологических и физико - химических параметров, но также и энергетических характеристик (пластовое давление, активность законтурных вод), систем разработки, технологии и техники добычи нефти и другие факторы.

Для месторождений с балансовыми запасами до 30 млн. т со сложным геологическим строением и для месторождений простого геологического строения с балансовыми запасами свыше 30 млн. т могут использоваться адресные геологические модели пластов, двумерные и трехмерные детерминированные математические модели процессов извлечения нефти.

Такие модели должны учитывать все основные геолого - физические и технологические факторы реализуемого процесса разработки (неоднородность пластов по толщине и простираюнию, многофазность фильтрационных потоков, капиллярные и гравитационные силы, нелинейность режимов фильтрации, порядок разбуривания залежи, систему размещения и режимы работы скважин, их интерференцию, наличие газонасыщенных и водонасыщенных частей пласта и др.).

На стадии составления повторного проектного документа необходимо учитывать дополнительную информацию о строении продуктивных пластов, свойствах пластов и насыщающих их флюидов, распределении по пласту насыщенностей, давлений и т.д. При этом результаты гидродинамических расчетов технологических показателей предшествующего периода разработки должны быть согласованы с динамикой разбуривания объектов, добычи нефти, закачки воды, пластовых и забойных давлений, обводненности продукции скважин и газовых факторов. В результате такого согласования математическая модель, используемая для прогноза коэффициента нефтеизвлечения и технологических показателей, идентифицируется с реальными параметрами пласта по данным истории разработки месторождения (табл. П.3.2, П.3.3, П.3.4).

Расчеты по прогнозу технологических показателей разработки должны проводиться с использованием математических моделей, надежность которых подтверждена их предварительным тестированием. В проектном документе необходимо дать подробное обоснование выбора той или иной математической модели и способа построения геологической модели, а также изложить их основные принципы.

Для крупных месторождений должны создаваться системы контроля и управления процессами разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, направленные на построение постоянно действующих геолого - технологических моделей объекта и процесса разработки, их постоянное уточнение по данным бурения новых скважин, гидродинамических исследований и данным истории разработки, на выбор мероприятий по управлению процессом разработки исходя из результатов математического моделирования.

Постоянно - действующие модели отличаются комплексным совместным использованием геологических и гидродинамических моделей пласта и представляют совокупность:

- детальной трехмерной адресной геолого - математической модели залежи;
- различных двумерных и трехмерных, трехфазных и композиционных физически содержательных математических моделей процессов разработки;
- автоматизированных банков геологических, геофизических и геолого - промысловых данных;

- программных средств подгонки математических моделей по истории разработки месторождения;
- средств выбора управляющих воздействий;
- методов и программ оптимизации процесса разработки при использовании трехмерной модели фильтрации по заданным технологическим и экономическим критериям;
- баз знаний и экспертных систем для принятия решений при управлении процессом разработки;
- диалоговых систем и средств цветной компьютерной графики, обеспечивающих эффективную работу специалистов - геологов и технологов по разработке.

С помощью постоянно - действующих моделей выявляются слабодренлируемые и застойные зоны залежи, устанавливаются их размеры и способы вовлечения в активную разработку путем:

- оптимизации плотности сетки скважин за счет выбора рационального количества добывающих и нагнетательных скважин;
- повышения среднего дебита новых скважин за счет правильного выбора мероприятий по заканчиванию, применению глубокопроникающего гидроразрыва пласта, бурению горизонтальных скважин;
- повышения среднего дебита переходящих скважин за счет: выбора наиболее эффективных совместных режимов работы добывающих и нагнетательных скважин; оптимизации работы системы скважина - пласт путем выбора рационального способа эксплуатации скважин; совершенствования системы контроля и регулирования выработки запасов и снижения темпов обводнения; ОПЗП, интенсификации работы скважин.

Правильный выбор расчетной геологической схемы - модели пласта и соответствующей ему гидродинамической модели, в совокупности учитывающей специфические особенности строения и условия разработки каждого конкретного месторождения, в значительной мере определяет надежность обоснования извлекаемых запасов и КИН.

При составлении проектного документа по длительно разрабатываемым объектам рассчитанные значения коэффициентов нефтеизвлечения и технологических показателей разработки желательнее сопоставить с таковыми по зонам с высокой степенью выработки, с возможными конечными значениями КИН, полученными с помощью экстраполяционных методов, а также в полностью промытых зонах.

При применении методов повышения нефтеизвлечения в дополнение к табл. П.3.5 и П.3.6 приводятся все исходные данные, используемые в расчетах показателей разработки. К ним относятся, например, теплофизические свойства породы и пластовых жидкостей, параметры, характеризующие фазовое поведение смесей нефть - вода - газ (константы равновесия, растворимости, давления смесимости и т.д.), геологические свойства нефтей и закачиваемых агентов, параметры, определяющие зависимость вязкости (подвижности) нефти и воды от давления, газонасыщения, влияние рабочего агента, адсорбции и десорбции на породы пласта и др.

Содержание и форма представления данных в табл. П.3.5 и П.3.6, не относящихся к обязательным в проектом документе, с учетом рассматриваемых вариантов разработки, методов воздействия и принятой методики расчета определяются авторами проектных документов.

В проектах разработки параметры расчетной модели (проницаемость, коэффициенты продуктивности и приемистости, размеры законтурной области, функции модифицированных фазовых проницаемостей, адсорбции, десорбции и т.д.) уточняются по истории разработки пласта, его части или первоочередного участка или приводятся данные, подтверждающие правомерность применения (использования) выбранной методики, по форме табл. П.3.7 или аналогичной.

Для оценки извлекаемых запасов нефти на завершающей стадии разработки (когда текущая обводненность продукции составляет 60 - 80% и более) в условиях неизменности реализуемой на месторождении системы разработки могут применяться методы, основанные на использовании различных модификаций эмпирических зависимостей (характеристики вытеснения). В указанных условиях эти зависимости позволяют с достаточной точностью оценивать начальные извлекаемые запасы нефти и время окончания разработки залежи при заданных темпах отбора жидкости и экономически обоснованной предельной обводненности продукции скважин.

При использовании этих методов оценки извлекаемых запасов необходимо изложить их принципы, представить характеристики вытеснения и привести соответствующие расчеты. Следует привести обоснование допустимости использования этих методов, связав их с

неизменностью системы разработки в процессе дальнейшей выработки запасов или же с тем, что ожидаемые трансформации системы разработки, а также внедряемые в будущем различные методы воздействия на пласт не приведут к ощутимым изменениям в характере выработки запасов. В случае, когда обводненность по месторождению сравнительно невелика и нельзя с высокой степенью уверенности утверждать, что на месторождении не будут происходить значительные изменения системы (принципов) разработки, необходимо указать вероятность выхода характеристики вытеснения на прямую, воспользовавшись соответствующим РД. Поскольку существует большое число методов оценки извлекаемых запасов, основанных на эмпирических зависимостях, то желательно, чтобы авторы проектных документов воспользовались несколькими из них с последующим сопоставлением получаемых результатов.

3.3.2. Построение цифровой геологической и фильтрационной моделей объекта как основы для проектирования разработки

Современные геолого - технологические модели отличаются комплексным совместным использованием геологических и фильтрационных моделей пласта и представляют совокупность:

- детальной цифровой трехмерной адресной геолого - математической модели залежи;
- двумерных и трехмерных, трехфазных и композиционных физически содержательных математических моделей процессов разработки.

В проектном документе необходимо дать подробное обоснование выбора той или иной математической модели и способа построения геологической модели.

Под цифровой геологической (геолого - математической) моделью понимается представление геологического объекта в виде трехмерной сетки ячеек, каждая из которых характеризуется:

- идентификатором пласта;
- пространственными координатами узлов ячеек и скважин;
- средними для каждой ячейки значениями параметров, характеризующих свойства пород, а именно: эффективную и нефтенасыщенную толщину, пористость, проницаемость, глинистость, песчанность, начальную (текущую) насыщенность и удельные запасы флюидов.

Программный комплекс геологической модели осуществляет формирование параметров, необходимых для проектирования, построение карт и профилей распределения параметров по объему пласта, оценку коэффициента охвата пласта вытеснением и дифференцированный подсчет запасов нефти и газа.

Под цифровой фильтрационной моделью понимают совокупность представления объекта в виде двумерной или трехмерной сетки ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров, как и в геологической модели, но дополнительно включает:

- значения относительных фазовых проницаемостей для отдельных участков объекта;
- зависимости капиллярных давлений от насыщенности;
- данные PVT;
- массив скважин, который содержит интервалы перфорации, радиус скважины, пластовое и забойное давления, месячные данные о дебитах (расходах) фаз, режим работы, коэффициенты продуктивности (приемистости), сведения об ОПЗ, РИР, ГРП. Указанные сведения должны охватывать весь срок разработки объекта.

Помимо наличия дополнительных параметров фильтрационная модель часто отличается от геологической большей схематизацией строения, объединением нескольких геологических объектов в единый объект разработки.

Программный комплекс фильтрационной модели осуществляет решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов в пласте с учетом их взаимодействия с поверхностью породы, межфазных явлений и фазовых переходов [74 - 76]. Такие модели должны учитывать все основные геолого - физические и технологические факторы реализуемого процесса разработки (неоднородность пластов по толщине и простиранию, многофазность фильтрационных потоков, капиллярные и гравитационные силы, нелинейность законов фильтрации, порядок разбуривания, систему размещения и режимы работы скважин, их интерференцию, наличие газонасыщенных и водонасыщенных частей пласта и др.).

На стадии составления повторного проектного документа необходимо учитывать дополнительную информацию о строении продуктивных пластов, свойствах пластов и насыщающих их флюидов, распределении по пласту насыщенностей, давлений и т.д. При этом результаты гидродинамических расчетов технологических показателей предшествующего периода разработки должны быть согласованы с динамикой разбуривания объектов, добычи нефти, закачки воды, пластовых и забойных давлений, обводненности продукции скважин и

газовых факторов. В результате такого согласования математическая модель, используемая для прогноза коэффициента нефтеизвлечения и технологических показателей, идентифицируется с реальными параметрами пласта по данным истории разработки месторождения (табл. П.3.2, П.3.3, П.3.4).

В проектах разработки следующие параметры расчетной модели уточняются по истории разработки пласта, его части или первоочередного участка:

- размеры законтурной области;
- геологические запасы нефти и газа;
- проницаемость и гидропроводность пласта;
- коэффициенты продуктивности и приемистости;
- функции модифицированных фазовых проницаемостей;
- функции адсорбции, десорбции и т.п.

Данные, подтверждающие правомерность применения уточненной модели, приводятся по форме табл. П.3.7 или аналогичной.

Геологическая и фильтрационная модели, построенные в рамках единой компьютерной технологии, в сочетании с базой геологической, геофизической, гидродинамической и промысловой информации, называются постоянно - действующей геолого - технологической моделью объекта. Она является основой для регулирования и оптимизации его разработки. Базы данных постоянно - действующей модели непрерывно пополняются как за счет данных по вновь бурящимся скважинам, так и за счет новых данных гидродинамических и других исследований и истории разработки. На основе этого периодически (не реже 1 раза в год) уточняется геологическая и фильтрационная модель объекта, составляется прогноз технологических показателей при существующей системе разработки, формируются варианты совершенствования и оптимизации разработки в рамках уточненной модели объекта, рассчитываются прогнозные показатели разработки для усовершенствованных вариантов и на этой основе геологической службой нефтегазодобывающего предприятия и объединения составляется план мероприятий по управлению разработкой.

Цифровые геологические и фильтрационные модели должны создаваться с помощью программных пакетов, апробированных в отечественной и иностранной нефтяной промышленности. Те части пакетов, которые допускают тестирование: обработка ГИС, обработка сейсморазведки, программы картопостроений, подсчета балансовых запасов, моделирования фильтрации флюидов, обработки ГДИ, должны быть протестированы в специальных центрах, список которых утверждает ЦКР.

В дальнейшем для реализации эффективной системы управления разработкой необходимо иметь программные средства подгонки математических моделей по истории разработки месторождения и средства выбора управляющих воздействий, включающие программы оптимизации процесса разработки по заданным технологическим и экономическим критериям, базы знаний и экспертные системы для принятия решения при управлении процессом разработки.

### 3.3.3. Измерения характеристик пластов для создания моделей

Создание компьютерных геологических и фильтрационных моделей, адекватных реальному строению объектов и обеспечивающих оптимальность разработки, предъявляет повышенные требования к системе измерений геологических, геофизических, гидродинамических и промысловых характеристик.

На новых месторождениях в проектах разведки и доразведки должны быть предусмотрены:

- проведение детальной площадной сейсморазведки, а на месторождениях со сложным строением (предполагаемое наличие тектонических нарушений, клиноформное или линзовидное строение и т.п.) - проведение объемной сейсморазведки с соблюдением качества измерений не ниже обеспечиваемого ведущими мировыми фирмами;

- высокоточная инклинометрия;

- проведение акустического и гамма - гамма плотностного каротажа в максимальном числе разведочных скважин;

- проведение ВСП в различных фациальных зонах объекта, хотя бы по одной скважине в каждой зоне;

- измерение фазовых проницаемостей и капиллярных кривых для пород разных классов по фильтрационно - емкостным свойствам (литолого - структурных классов), хотя бы по одному образцу для каждого класса;

- измерения ГИС с соблюдением всех требований инструкций по качественному проведению каротажа и метрологическому его обеспечению.

На уже действующих месторождениях должна быть разработана и реализована программа повторения инклинометрии действующих скважин гироскопическими инклинометрами, а также программа обеспечения достоверных индивидуальных замеров дебетов нефти, газа и воды на скважинах современными высокоточными приборами. Необходимо обеспечить существенное повышение точности и достоверности гидродинамических исследований скважин, в особенности на начальной стадии разработки месторождений и на этапе опытно - промышленной эксплуатации.

#### 3.3.4. Исходная информация для создания математических моделей

Определенные в данном разделе модели объекта (залежи, месторождения) являются конечным цифровым отображением представления о нем, полученного в результате детальной обработки (переработки), интерпретации и комплексного анализа всей геолого - геофизической, гидродинамической и промысловой информации.

Цифровая геологическая и фильтрационная модели объекта (залежи, месторождения) создаются с использованием следующей информации:

- данных геологического изучения района, стратиграфии отложений, тектонических особенностей геологического строения, палеогеологических, палеогеографических реконструкций;
- данных дистанционных методов исследований (космо- и аэроснимки, аэрогамма- и тепловая съемка и т.п.);
- данных грави-, магнито- и электроразведки;
- данных площадной и объемной сейсморазведки на территории месторождения и сопредельной территории, исследований ВСП;
- данных каротажа открытого ствола и в обсаженных скважинах;
- данных потокометрии, термометрии и других геофизических методов контроля за разработкой;
- измерений КВД, КВУ и гидропрослушивания;
- измерений испытателем пластов и опробователем на кабеле;
- измерений физических свойств пород на образцах керна (пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность, электрические, магнитные, акустические, радиоактивные свойства и т.п.);
- данных PVT;
- гранулометрических, минералогических исследований на образцах керна и шлама и т.д.;
- измерений относительных фазовых проницаемостей, капиллярных давлений для отдельных участков объекта;
- данных измерений дебитов нефти, газа и воды, пластовых давлений, объемов закачиваемых агентов для поддержания пластового давления;
- других данных по геологическому строению, свойствам пород и течению процессов разработки.

#### 3.3.5. Обработка и интерпретация исходных данных

После сбора информации, указанной в п. 3.3.4, должна быть проведена оценка качества каждого из видов имеющейся информации и его достоверности.

Как правило, если только не доказана достоверность предыдущих исследований и анализов, при построении цифровых геологической и фильтрационной моделей должны быть проведены:

- перемасштабирование, переработка и переинтерпретация данных ГИС;
- переработка и переинтерпретация данных сейсморазведки;
- уточнение петрофизических зависимостей, являющихся основой интерпретации данных ГИС и сейсморазведки;
- переработка данных ГДИ и их комплексная интерпретация с данными ГИС, разработки;
- палеотектонический анализ;
- палеогеографические и палеогеоморфологические исследования;
- фациально - формационный анализ, включая выявление седиментационных циклов осадконакопления;
- анализ разработки с отбраковкой ненадежных и недостоверных сведений, с проверкой представления о геологическом строении по данным разработки;
- дешифрование данных дистанционных методов исследования;
- комплексный анализ всех геолого - геофизических, гидродинамических и промысловых данных об объекте.

Особое внимание должно быть уделено построению модифицированных функций фазовых проницаемостей. Функции относительных фазовых проницаемостей, входящие в уравнения

фильтрации многофазных жидкостей, в настоящее время обычно определяются экспериментально на малых образцах породы (кернах), которые представляют лишь незначительную часть объема пласта. Известно, что функции относительных фазовых проницаемостей зависят от множества факторов: структурной характеристики среды, смачиваемости, градиента давления, истории насыщения и др. Кроме того, поскольку реальным коллекторам нефти и газа свойственны неоднородности различного масштаба, то эти функции должны зависеть от масштаба осреднения. Следовательно, функции относительных проницаемостей, определенные на кернах, не являются точной характеристикой многофазного течения в пласте и должны быть модифицированы. В целях прогноза нефтеотдачи и обводнения залежи с помощью фильтрационной модели необходимо определять модифицированные фазовые проницаемости непосредственно на объекте по известной динамике добычи нефти, воды и газа из участков, разрабатываемых в первую очередь [74].

Таким образом, построение цифровой модели объекта, как правило, включает переработку, переинтерпретацию и переосмысление всего имеющегося материала; создание самого компьютерного отображения объекта является лишь завершающим элементом исследования.

### 3.3.6. Представление моделей

Созданные модели должны быть представлены в виде, допускающем их проверку независимыми экспертами. Для этого должны быть предоставлены:

- список использованных исходных материалов и литературных источников;
- исходные материалы в том виде, в котором они были получены авторами созданной модели (по требованию эксперта);
- результаты переобработки и переинтерпретации по каждому виду информации в виде, удобном для эксперта (в цифровом виде в ASCII файлах либо на бумажных носителях в виде разрезов, карт, графиков).

Итоговая модель должна быть представлена в виде:

- цифрового куба данных (кубов данных) в виде ASCII файлов, или, при наличии технической возможности, в том формате, который позволяет эксперту визуализировать модель на дисплее, выводить различные данные на плоттер и т.д.

На бумажных носителях должны быть представлены:

- послойные карты подсчетных и фильтрационных параметров (пористости, проницаемости, насыщенности начальной и текущей, общих, эффективных и нефтенасыщенных эффективных толщин, песчаности, удельной продуктивности, удельных запасов);
- структурные карты продуктивных пластов;
- геологические разрезы;
- карты распространения непроницаемых (малопроницаемых) перемычек, песчаных тел;
- карты зонального (фациального) строения продуктивных пластов;
- прогнозные карты насыщения пласта углеводородами и удельных запасов на 3-й, 5-й, 10-й, 15-й, 20-й год разработки;
- карты текущих и накопленных отборов и закачки воды по скважинам (по годам);
- графики (по годам) накопленных отборов и закачки.

Таблицы технологических показателей, полученных на модели, представляются по формам настоящего Регламента.

Должен быть представлен также список данных, занесенных в базу данных по месторождению, а также сама база данных в виде ASCII файлов либо в том формате, который необходим нефтяной компании - заказчику работ.

Представляется также краткое описание использованного пакета программ и список процедур, использованных при построении модели, с необходимыми пояснениями или обоснованиями выбора набора (графа) процедур.

### 3.3.7. Создание и экспертиза моделей

Создание цифровых геологических моделей осуществляется специализированными коллективами - аналитическими центрами нефтяных компаний, территориальными НИПИ, ВНИИнефтью, ЦГЭ и т.п.

При рассмотрении технологических документов на ЦКР в состав экспертной группы в обязательном порядке включаются эксперты - специалисты по созданию компьютерных геолого-технологических моделей. На заседание ЦКР представляется специальное экспертное заключение о надежности и достоверности созданной модели в рамках имеющегося количества и качества исходной информации и возможности ее использования в режиме постоянно - действующей модели для регулирования разработки.

### 3.4. Обоснование выделения эксплуатационных объектов



#### 3.4.1. Обоснование выделения эксплуатационных объектов по геолого - физическим характеристикам пластов

На многопластовых месторождениях на основании данных комплексного геолого - промыслового изучения фактического состояния их разработки, возможностей техники и технологии эксплуатации скважин с учетом опыта разработки месторождений со сходными условиями и необходимости достижения высоких технологических и экономических показателей разработки по всем продуктивным пластам и месторождению в целом обосновывается выделение эксплуатационных объектов. На основании анализа данных, приведенных в предыдущих разделах, для каждого эксплуатационного объекта, их участков (блоков, зон), выделенных для самостоятельных расчетов, обосновываются исходные геолого - физические характеристики (приводятся в табл. П.3.8).

В газонефтяных залежах при определенных геологических условиях самостоятельным объектом разработки может быть газовая шапка. В этом случае составляется соответствующая таблица (аналогичная табл. П.3.8), в которой представляются сведения, характеризующие геолого - физические свойства газонасыщенной части пласта.

В данном разделе в случае, если месторождение (залежь) имеет сравнительно продолжительный срок эксплуатации, необходимо привести данные об эффективности (оправданности) выделения объектов разработки в предыдущих проектных документах, причем это следует связать с применяемыми системами разработки этих объектов, режимами работы скважин. Следует указать на происходившие в предыдущий период объединения или разукрупнения объектов, проанализировать причины подобных решений, оценить их оправданность, проанализировать осложнения, вызванные объединением или разукрупнением объектов, исследовать эффективность применяемых мероприятий, направленных на снижение негативных последствий от этих осложнений.

Учитывая накопленный по месторождению опыт, следует сделать соответствующие выводы и дать рекомендации относительно выделения объектов разработки (их разукрупнение, объединение) при дальнейшей эксплуатации залежи.

При обосновании выбора эксплуатационных объектов необходимо указать на наличие литологических окон, через которые возможны межпластовые перетоки, на герметичность цементного камня (это весьма важно для случаев, если нагнетательные скважины одного объекта в плане располагаются близко от добывающих скважин другого объекта, что повышает вероятность межпластовых перетоков по заколонному пространству), на близость (или различие) в фильтрационных свойствах, пластовых давлениях, запасах нефти или газа, степени их выработанности (эти моменты являются определяющими при принятии решений о разукрупнении объектов или же, наоборот, совмещении пластов).

Необходимо рассмотреть энергетические характеристики каждого из объектов, активность законтурных вод. Привести данные о добывных возможностях каждого из объектов, текущих и вероятных ожидаемых дебитах (приемистости) скважин, что определяет рентабельность разработки объекта самостоятельным фондом.

Необходимо представить промысловые данные, если таковые имеются, о характере и эффективности работы скважин (добывающих и нагнетательных) при отдельной и совместной эксплуатации пластов (зон, участков), о характере продвижения закачиваемых вод, изменения текущего пластового давления во времени, привести результаты потокометрии, термометрии, а также результаты других геофизических, а также гидродинамических исследований, которые несут информацию о характере выработки запасов из рассматриваемых объектов. Важно оценить эффективность системы разработки (системы воздействия, схемы размещения и плотности сетки скважин) при совместной или отдельной эксплуатации объектов, отдельных зон и участков.

Выделение эксплуатационных объектов необходимо увязать с возможностями трансформации системы воздействия в процессе выработки запасов, возможностями внедрения различных методов увеличения нефтеотдачи без ущерба для других объектов.

При объединении нескольких пластов в целях увеличения добычи нефти по месторождению необходимо учесть возможности последующего их разукрупнения. Следует учитывать возможность возврата обводнившихся скважин с нижележащего объекта на вышележащие. Необходимо указать объекты возврата, которые по техническим, технологическим или экономическим причинам нельзя эксплуатировать как самостоятельным, так и совместным фондом скважин. Следует учитывать возможность внедрения различных модификаций системы воздействия (совместная закачка, отдельный отбор; отдельные отбор и закачка; по отдельным зонам или отдельным скважинам - совместные или отдельные закачка, отбор и т.д.). При выделении эксплуатационных объектов необходимо предусмотреть

возможность контроля за выработкой запасов по каждому из объектов, возможность регулирования этого процесса.

Нужно провести исследования вероятных осложнений, которые могут возникать при совмещении нескольких объектов в предстоящий период эксплуатации залежи, раскрыть причины этих осложнений, рекомендовать методы, направленные на ликвидацию или уменьшение негативных последствий этих осложнений.

Обоснование выбора эксплуатационных объектов иллюстрируется соответствующими таблицами, графиками, номограммами по усмотрению проектантов.

В качестве самостоятельных объектов могут выделяться водонефтяные, подгазовые и др. зоны в случаях сосредоточения в них значительных запасов нефти или газа или широкого распространения их по площади залежи.

### 3.5. Обоснование технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт

#### 3.5.1. Обоснование технологий воздействия на пласт и призабойную зону пласта

Обоснование технологий производится на основе петрофизического анализа пород - коллекторов, определения фильтрационных параметров кернов, специальных экспериментальных и теоретических исследований, анализа результатов исследования пластов и скважин и других лабораторных и промысловых данных. Выбор осуществляется на основе сопоставительного анализа эффективности возможных технологий.

Приводятся результаты лабораторных исследований рекомендуемых технологий, в том числе влияния параметров технологий (величина оторочки реагента, давление закачки, концентрация реагента и других) на величину коэффициентов вытеснения и нефтеотдачи.

В случае постадийного освоения технологий воздействия на пласт приводятся программа необходимых дополнительных лабораторных и теоретических исследований, программа опытных работ с комплексом исследования пластов и скважин для объективной оценки эффективности новой технологии по сравнению с базовой. Излагается последовательность внедрения новой технологии.

#### 3.5.2. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт и призабойную зону пласта

При обосновании выбора рабочего агента для воздействия на пласт исследуются поглощающие способности скважин, анализируются результаты гидродинамических исследований, приводятся данные о пробных закачках воды. Необходимо представить данные о взаимодействии закачиваемых вод с горными породами, глинистым цементом, пластовыми водами, нефтью и газом при различных давлениях и температурах. Все эти исследования особенно важны для полимиктовых, низкопроницаемых и карбонатных коллекторов, смолистых и парафинистых нефтей.

В случае использования в качестве рабочего агента воды необходимо решить вопрос, будет закачиваться холодная или подогретая вода, и дать допустимое КВЧ. Необходимо указать источники водоснабжения (речная, подрусловая, морская, сточная вода и др.). Если на месторождении намечено газовое или водогазовое воздействие, необходимо провести аналогичные исследования, указать источники газа и их ресурсы.

При обосновании выбора рабочего агента необходимо указать как ожидаемые осложнения, так и методы борьбы с ними (содержание взвешенных частиц, отложение гипса на НКТ и погружном насосном оборудовании, предупреждение возникающего отложения парафина при закачке холодной воды при разработке месторождений с парафинистыми нефтями, разбухание глинистого цемента при закачке пресных вод в продуктивные пласты, образование кристаллогидратов при газовом и водогазовом воздействии, невозможность повторного использования попутных вод в системе ППД при воздействии паром и горячей водой и т.д.).

При применении методов повышения нефтеизвлечения формулируются основные требования к агентам, используемым при реализации конкретного метода, и композициям на их основе. Приводятся основные сведения об агентах, наличии их ресурсов, свойствахготавливаемых растворов. При применении композиций на основе нескольких агентов дается состав смеси и ее основные характеристики. Приводятся данные о совместимости закачиваемых агентов с пластовыми жидкостями, о взаимодействии с металлом труб и оборудования при различных давлениях и температурах.

Требования, предъявляемые к вытесняющим агентам, и меры безопасности применения агентов составляются в соответствии с РД по методам, а физико - химические свойства их берутся из ГОСТ и ТУ и приводятся отдельно для каждого рабочего агента.

В этом разделе необходимо привести данные о технической и технологической осуществимости рассматриваемого метода воздействия на пласт в условиях данного месторождения (наличие специального или серийного оборудования, источников получения компонентов и т.д.). Необходимо привести данные о техническом состоянии колонны (коррозия,

заколонные перетоки). Следует привести информацию о возможности обеспечения охраны недр и окружающей среды (межпластовые перетоки закачиваемого агента через литологические окна или по заколонному пространству, утилизация попутных вод, воздействие на окружающую среду и технический персонал при приготовлении и транспортировке агента к нагнетательной скважине).

### 3.6. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В данном разделе необходимо указать применяемую систему разработки, ее трансформацию в процессе выработки запасов, проанализировать причины, вызвавшие эти трансформации. Необходимо привести данные, свидетельствующие об эффективности и оправданности этих изменений. Необходимо связать существующую систему разработки с состоянием выработки запасов, отклонениями показателей разработки от проектных уровней. Указать осложнения, возникающие при разработке залежи при существующей системе, раскрыть их причины, выявить методы, устраняющие эти осложнения или снижающие их отрицательные последствия, сделать соответствующие выводы и дать рекомендации, направленные на повышение эффективности выработки запасов.

На основе анализов, проведенных в этом, а также в предыдущих разделах, необходимо обосновать выбор расчетных вариантов разработки, которые могут различаться видами воздействия на залежь, рабочими агентами, системами размещения добывающих и нагнетательных скважин и их трансформацией в процессе разработки, плотностью сеток скважин, режимами работы скважин, числом самостоятельных объектов разработки, темпами ввода месторождения в разработку, способами эксплуатации скважин, режимами работы залежей, характером и очередностью выработки запасов из нефтенасыщенной и газонасыщенной частей пласта, стационарным или переменным положением ГНК, применяемыми методами увеличения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи с применением скважин с горизонтальными стволами, массивированных гидравлических разрывов пластов, методов раздельной закачки и эксплуатации пластов, мероприятиями, направленными на охрану недр и окружающей среды, и другими характеристиками.

Выбор расчетных вариантов необходимо производить с учетом особенностей геологического строения и коллекторских свойств пластов, физико - химических характеристик пластовых жидкостей, режимов работы пластов и скважин, сложившейся системы разработки, результатов авторского надзора и анализа разработки месторождения, степени выработанности и структуры остаточных запасов, ресурсов необходимой для заводнения воды.

При выборе расчетных вариантов принимается во внимание необходимость создания условий для максимально возможного охвата воздействием и эффективного дренирования пластов, опыт разработки залежей со сходными характеристиками, наличие серийного оборудования и агентов для реализации проектируемых систем разработки, экономико - географические особенности района, природоохранные требования и т.д. Весьма важно, а подчас и определяющее значение имеет также продолжительность вывода залежи на стабильную добычу, уровень и продолжительность стабильной добычи, наличие потребителей, удаленность от магистральных нефтепроводов.

Для месторождений с широкими водонефтяными, подгазовыми и газовыми зонами при необходимости рассматриваются варианты с выделением этих зон в самостоятельные площади разработки. При этом по каждой из этих зон могут быть свои варианты разработки, которые должны быть увязаны друг с другом.

Для многопластовых месторождений рассматриваются варианты совмещенной и самостоятельной разработки пластов с выделением базисных эксплуатационных объектов и площадей, объектов возврата.

Для газонефтяных месторождений при наличии соответствующих условий рассматриваются варианты разработки с применением барьерного заводнения, обосновываются местоположение барьерного ряда и количество скважин в нем, порядок и очередность их освоения, сроки создания барьера, продолжительность отработки нагнетательных скважин на нефть, величины отбора свободного газа из добывающих газовых скважин, конструкции газовых скважин, конструкции нефтяных скважин (для случая, если после выработки нефтяной оторочки скважины переводятся на добычу газа), условия вскрытия нефтяной части пласта (расстояние между интервалом перфорации и ГНК, наличие между ними непроницаемых глинистых экранов), принципы изменения интервалов перфорации (дострелы, заливки и т.д.), создаваемые депрессии и репрессии, принципы разработки газовой шапки (после выработки запасов нефтяного слоя), количество газовых скважин, режимы их эксплуатации и т.д.

Для месторождений, у которых пластовое давление близко к давлению насыщения, расчетные варианты могут отличаться степенью снижения забойного давления в добывающих

скважинах и пластового давления относительно давления насыщения. В зависимости от степени снижения может иметь место выигрыш в текущей добыче нефти, но потери в КИН, и наоборот. В данном случае необходимо привести данные исследований этого процесса и обосновать технологические решения, принимаемые в каждом из вариантов.

Для парафинистых нефтей и нефтей с начальным градиентом сдвига рассматриваемые варианты могут отличаться температурой закачиваемой воды и технологией ее закачки (ступенчатое термальное заводнение). Эти моменты также нуждаются в обосновании.

В расчетных вариантах при наличии достаточного объема геолого - физической информации о пласте, в частности, данных о распределении насыщенностей, для конкретных условий должны быть рассмотрены мероприятия по вовлечению в разработку недренируемых запасов нефти путем бурения дополнительных скважин и разделения (разукрупнения) эксплуатационных объектов, объединению пластов, усилению систем поддержания пластового давления и переход на более активную систему разработки (перенос фронта нагнетания воды, внедрение очагового, избирательного заводнения, переход на площадные системы разработки и т.д.) Следует также рассмотреть мероприятия по регулированию, связанные с изменением режимов работы нагнетательных и добывающих скважин: форсирование или ограничение отборов и закачки жидкости, изменение давлений нагнетания и отбора (нестационарное заводнение), перенос интервалов перфорации. Надежное прогнозирование возможного эффекта от проведения предлагаемых конкретных мероприятий по регулированию разработки может проводиться только с применением адекватных моделей фильтрации, идентифицированных с параметрами пласта по данным истории разработки.

При обосновании расчетных вариантов следует учитывать необходимость решения вопроса о наиболее полном и рациональном извлечении попутных ценных компонентов, содержащихся в газе и пластовой воде, в случае если их запасы имеют промышленное значение.

В расчетных вариантах рассматриваемые технологические решения должны быть увязаны с решением экологических проблем (применение кустового безамбарного бурения, строительство дамб и специальных защитных сооружений, выделение участков, не устойчивых к техногенным нагрузкам, охранных зон) и принципами обустройства наземного хозяйства.

В технологических схемах, проектах и уточненных проектах разработки число расчетных вариантов должно быть не менее трех с различными системами размещения скважин.

Если месторождение (залежь) находится в промышленной разработке, один из расчетных вариантов (базовый) должен совпадать с фактически реализуемым вариантом технологической схемы или проектом разработки месторождения с учетом изменившихся представлений о геолого - физических свойствах продуктивных пластов и запасов углеводородов.

Обоснование извлекаемых запасов и технологических показателей разработки мелких месторождений (с балансовыми запасами до 3 млн. т) проводится для одного варианта "редкого" размещения скважин, выбираемого с учетом возможного последующего уплотнения сетки и конкретных геолого - промысловых особенностей разработки месторождения. Полученная величина коэффициента извлечения нефти подлежит обязательному последующему уточнению в проектных документах на разработку.

Поскольку технологические показатели рассчитываются отдельно по запасам категорий А + В + С1 и С2, то и варианты разработки для этих категорий рассматриваются отдельно. Для категории С2 можно ограничиться рассмотрением только одного рекомендуемого варианта разработки.

В целях равномерной нагрузки на нефтепромысловое и поверхностное оборудование рассматриваемые расчетные варианты должны предусматривать продолжительный период стабильной эксплуатации.

Во всех рассматриваемых вариантах разработки (в технологических схемах и проектах разработки) выделяется резервный фонд скважин. Резервные скважины предусматриваются в целях вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда. Количество резервных скважин обосновывается в проектных документах с учетом физико - химических свойств нефтей, характера и степени неоднородности продуктивных пластов (их прерывистости), плотности сетки скважин основного фонда и т.д.

В технологических схемах, проектах и уточненных проектах разработки (в проектных документах) обосновывается количество скважин - дублеров. Эти скважины предусматриваются для замены фактически ликвидированных из-за старения (физического износа) или по техническим причинам (в результате аварий при эксплуатации) добывающих и нагнетательных скважин. Количество, размещение и порядок ввода скважин - дублеров обосновываются технико - экономическими расчетами с учетом возможной добычи нефти из скважин - дублеров, на

многопластовых месторождениях - с учетом возможного использования вместо них скважин возвратного фонда с нижележащих объектов. Поскольку расчетные варианты могут характеризоваться различным сроком разработки месторождения, соответственно и количество скважин - дублеров будет в каждом варианте различным.

Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки представляются в табл. П.3.9. В ней же в составе основных данных показан коэффициент охвата пластов процессом вытеснения. Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта. Этот коэффициент рассчитывается для всех рассматриваемых вариантов, систем размещения и плотностей сеток скважин по характерным участкам (блокам, зонам) с учетом их геологического строения и неоднородности.

Приводятся зависимости коэффициентов охвата процессом вытеснения от плотности сетки для различных систем размещения добывающих и нагнетательных скважин (рис. 3.1).

Для обоснования принятых величин коэффициентов охвата процессом вытеснения приводятся необходимые графические построения и результаты расчетов, объем и форма которых определяются авторами проектных документов (табл. П.3.10).

При обосновании коэффициента охвата пласта вытеснением необходимо учитывать факт неполного вскрытия пласта перфорацией и наличия между фильтром скважин и газонефтяным и водонефтяным контактами непроницаемых глинистых экранов, исключающих из активной эксплуатации подчас значительные запасы нефти. При этом должна учитываться динамика перемещения интервалов перфорации.

#### 4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1. Обоснование предельных толщин пласта для размещения скважин и сроков выработки извлекаемых запасов, количество резервных скважин и местоположение скважин - дублеров

По каждому выделенному эксплуатационному объекту для всех рассматриваемых вариантов приводятся технологические показатели разработки характерных элементов (табл. П.4.1). С использованием этих показателей, принятых удельных затрат и критериев обосновываются предельные нефтенасыщенные толщины пластов для размещения скважин, их допустимый минимальный начальный дебит по нефти (табл. П.4.2), накопленная добыча нефти, срок выработки извлекаемых запасов, предельная обводненность продукции при отключении скважин (табл. П.4.3). Устанавливаются максимально допустимые величины технологически обоснованного газового фактора.

Для подгазовых и водонефтяных зон газонефтяных (нефтегазовых) залежей, если контактные и бесконтактные нефтенасыщенные толщины могут существенно меняться по площади залежи, величина предельных толщин размещения скважин приобретает неопределенный смысл. В этом случае необходимо рассмотреть несколько характерных элементов, способных отразить специфику данного объекта.

Для больших по площади месторождений в случаях, если имеет место значительная изменчивость геолого - физических свойств, параметры характерных элементов желательно задавать в соответствии с таковыми в различных зонах залежи.

В случае, если залежь практически полностью разбурена, зону рентабельного размещения скважин следует определять не по результатам расчета характерных элементов, а на основе анализа показателей эксплуатации скважин, учитывая при этом не только экономические критерии, но и наличие инфраструктуры, обустройство конкретной площади месторождения, техническое состояние каждой конкретной скважины (ее колонны), остаточные запасы в зоне размещения скважины, ее добывные возможности, наличие потребителя, магистрального нефтегазопровода, энергетические, материальные и трудовые затраты на эксплуатацию конкретной (рассматриваемой) скважины. Таким образом, в каждом конкретном случае необходим комплексный учет сложившейся технической и технологической обстановки (ситуации) на промысле (месторождении).

С учетом характера и степени неоднородности продуктивных пластов, их прерывистости, свойств пластовых жидкостей, плотности основных сеток скважин, принятых для них коэффициентов охвата процессом вытеснения обосновывается количество резервных скважин.

В технологических схемах, проектах и уточненных проектах разработки обосновывается целесообразность бурения, количество и местоположение скважин - дублеров.

4.2. Технологические показатели вариантов разработки

С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого - физических характеристик и добычных возможностей продуктивных пластов, принятых минимальных толщин и размещения скважин на них и границ охранных зон обосновывается динамика разбуривания и последовательность ввода в разработку отдельных блоков (зон, участков) выделенных эксплуатационных объектов. В соответствии с принятой динамикой разбуривания рассчитываются технологические показатели всех рассматриваемых вариантов разработки. Эти варианты называются расчетными. Из них выбираются не менее трех вариантов, которые называются основными.

Технологические показатели разработки эксплуатационных объектов рекомендуемого варианта приводятся в табл. П.4.4 - П.4.6.

Технологические показатели по основным вариантам приводятся в Приложении в табл. П.4.7 и П.4.8 по форме табл. П.4.4 и П.4.5.

В этих таблицах для вариантов разработки газонефтяных залежей с отбором свободного газа из подгазовых зон через добывающие нефтяные скважины наряду с другими технологическими показателями дополнительно приводится динамика технологически обоснованных отборов свободного газа из них, выделяется динамика ввода, фонд добывающих скважин подгазовых зон, барьерных нагнетательных скважин и объемов закачки воды в них.

Для вариантов разработки газонефтяных залежей с отбором газа из газовых шапок через газовые скважины дополнительно приводится таблица с динамикой ввода и фондом газовых скважин, их средних дебитов, отборов газа и конденсата из них и другими показателями. Форма и полное содержание таблицы определяются авторами проектных документов.

В случае, если на месторождении используется или проектируется внутрискважинный или бескомпрессорный газлифт, необходимо представить данные об отборе газа для этих целей.

Технологические показатели вариантов разработки рассчитываются без учета отборов нефти, газа и жидкости из резервных скважин.

Для месторождений, проектируемых к разработке с использованием воды из водоносных горизонтов, с учетом добычных возможностей последних и расчетных потребностей в объемах закачки обосновывается количество и местоположение водозаборных скважин, динамика отборов воды из них.

В графических приложениях по рекомендуемому варианту приводятся схемы разбуривания эксплуатационных объектов. Схемы приводятся на картах нефтенасыщенных толщин. На карты наносятся границы распространения принятых минимальных толщин размещения скважин, номера и границы выделенных участков разбуривания и опытных участков с забоями пробуренных и проектных скважин. На схемах приводятся таблицы с принятой последовательностью и динамикой разбуривания участков по годам на текущие и последующий пятилетки.

В табл. П.4.4 и П.4.5 (табл. П.4.7 и П.4.8) показатели приводятся за первые 30 лет по годам, далее - по пятилеткам за весь срок разработки.

В табл. П.4.4 (П.4.7) показатели в графах 2 - 5, 8 - 9 за период приводятся накопленным итогом. В графах 14 - 17 в периодах показатели приводятся за последний год периода. Графы 5, 12 и 16 заполняются только для газонефтяных месторождений, разрабатываемых с отбором свободного газа. Фонд скважин и метраж эксплуатационного бурения рассчитываются с учетом бурения водозаборных, резервных скважин, скважин - дублеров и др.

В табл. П.4.5 (П.4.8) показатели в графах 2, 8, 9, 12, 13 и 16 приводятся как суммарные значения за период. В графах 13 и 14 при применении методов повышения нефтеизвлечения из пластов количество рабочего агента приводится по каждому компоненту (вода, полимер, ПАВ, пар и др.) в тысячах тонн. Размерность в скобках приводится при закачке газа. В графе 12 обводненность продукции скважин приводится в массовых процентах в поверхностных условиях. Добыча нефтяного газа (графы 16 и 17) определяется произведением промышленного газового фактора на добычу нефти.

Для вариантов разработки газонефтяных месторождений с отбором свободного газа дополнительно приводятся показатели с данными по газовым и конденсатным факторам, годовым и накопленным отборам свободного газа и конденсата.

При необходимости табл. П.4.5 (П.4.8) может составляться с учетом специфики применяемых методов.

Если запасы сопутствующих ценных компонентов имеют промышленное значение, необходимо привести данные по их отбору.

В случаях, если после выработки нефтяного слоя газонефтяное месторождение будет разрабатываться как газовое, необходимо привести соответствующие показатели,

характеризующие этот процесс (количество газовых скважин, динамика отбора газа, конденсата и т.д.).

#### 4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр

По категориям запасов и зонам, по эксплуатационным объектам и месторождению в целом для основных вариантов разработки анализируются расчетные величины КИН. Величины КИН по рекомендуемому к утверждению варианту сравниваются с величинами, утвержденными в ГКЗ РФ, и с величинами, достигнутыми на других месторождениях со сходными геолого - физическими условиями. При этом необходимо привести данные, подтверждающие правомочность аналогии, и учесть экономическую эффективность.

Анализируются расчетные величины КИН по вариантам с применением и без применения мероприятий по повышению коэффициента нефтеизвлечения и интенсификации нефтедобычи. Определяется прирост КИН за счет применения мероприятий по сравнению с базовым вариантом. Обосновываются полученные значения коэффициентов.

Результаты анализа КИН заносятся в табл. П.4.9.

Необходимо анализировать коэффициенты извлечения всех ценных компонентов только в случае их промышленного значения.

### 5. ТЕХНИКО - ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Экономическая часть проектного документа содержит:

- общие положения;
- показатели экономической оценки;
- оценку капитальных вложений и эксплуатационных затрат;
- характеристику налоговой системы;
- источники финансирования;
- технико - экономический анализ вариантов разработки, выбор варианта, рекомендуемого к утверждению;
- анализ чувствительности проекта.

#### 5.1. Общие положения

В общих положениях дается краткая характеристика технологических вариантов, включенных в экономическую оценку, определяются цель экономического исследования, условия сбыта добываемой продукции (внутренний, внешний рынок), обосновываются цены на нее.

#### 5.2. Показатели экономической оценки вариантов разработки (см. раздел 11.3)

Эффективность проекта оценивается системой расчетных показателей, выступающих в качестве экономических критериев.

Для оценки проекта использовать следующие основные показатели эффективности:

- дисконтированный поток денежной наличности (NPV);
- внутреннюю норму возврата капитальных вложений (IRR);
- индекс доходности (PI);
- период окупаемости капитальных вложений.

В систему оценочных показателей включаются также:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ).

#### 5.3. Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат (см. раздел 11.3.5 - 11.3.7)

#### 5.4. Налоговая система (см. раздел 11.3.8)

#### 5.5. Источники финансирования (см. раздел 11.3.9)

5.6. Технико - экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

На основе технологических вариантов разработки рассчитываются экономические показатели в целом по месторождению. Результаты расчета приводятся по формам таблиц П.5.1 - П.5.10.

Сопоставление технико - экономических показателей вариантов разработки по пятилеткам и в целом за проектный срок приводится в табл. П.5.10. На основе анализа показателей эффективности выбирается рекомендуемый вариант разработки месторождения.

Сравнение вариантов разработки и выбор лучшего из них рекомендуется проводить с использованием системы показателей, описанной в разделе 11.3.

Основным показателем, определяющим выбор рекомендуемого варианта из всех рассматриваемых, является поток денежной наличности.

Отдельно взятый интегральный показатель эффективности не является достаточным для выбора варианта проектируемого объекта. Решение о принятии варианта к реализации должно приниматься с учетом значений всех показателей эффективности и интересов всех участников проекта.

5.7. Техничко - экономическая эффективность новых технологических и технических решений

В разделе приводятся объемы внедрения и результаты расчетов технологической и экономической эффективности новых технологических и технических решений, предусматриваемых в проектных документах по каждому мероприятию отдельно.

Экономическая эффективность по видам мероприятий определяется с использованием системы показателей, изложенной в Методике (см. раздел 11).

5.8. Практическое осуществление рекомендуемого варианта разработки

Формулируются основные задачи по практическому осуществлению рекомендуемого варианта разработки. Приводится расположение скважин по объектам, очередность ввода различных объектов, участков залежей в эксплуатацию, порядок разбуривания месторождения. Приводится сводная карта размещения скважин всех эксплуатационных объектов. Рассматриваются вопросы комплексного подхода к разработке месторождения, извлечению всех сопутствующих полезных ископаемых.

В случае разработки месторождения несколькими предприятиями по добыче нефти и газа технико - экономические показатели рекомендуемого варианта разработки приводятся отдельно по каждому предприятию.

## 6. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1. Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования

Для конкретных рассматриваемых условий эксплуатации скважин, для каждого способа приводятся показатели эксплуатации скважин по годам, включающие динамику ввода и фонд скважин, их дебиты по жидкости и обводненности (табл. П.6.1).

Обосновываются оптимальные пластовые и забойные давления, максимально возможное снижение этих давлений в добывающих скважинах.

Обосновываются давления на устьях добывающих скважин, предельные давления фонтанирования и условия перевода скважин на мехдобычу, выбор способов механизированной эксплуатации скважин путем сравнения их технических характеристик с выдачей исходных данных для дальнейших экономических расчетов (в том числе при формировании проектных вариантов разработки), а также ограничений на имеющиеся ресурсы оборудования и рабочих агентов.

Для каждого способа обосновываются конструкции лифтов, выбор внутрискважинного и наземного оборудования, которое должно удовлетворять конкретным условиям эксплуатации, особенностям применения методов повышения нефтеизвлечения, природно - климатическим условиям, требованиям контроля за процессом разработки и технологическим режимам работы скважин.

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

В вариантах одновременно - раздельной эксплуатации нескольких объектов одной скважиной обосновывается выбор специального устьевого и скважинного оборудования, обеспечивающего раздельный отбор продукции пласта из каждого объекта эксплуатации, контроль и регулирование процесса разработки каждого пласта.

Выбор всего поверхностного и скважинного оборудования производится на основании технического анализа. Весь комплекс устьевого и внутрискважинного оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды.

В скважинах, пробуренных вне контура газовых шапок на объекты эксплуатации с относительно низкими дебитами по нефти и газу, возможно эффективное применение штанговых насосов.



При имеющейся опасности прорыва газа из газовой шапки может оказаться эффективной газлифтная эксплуатация и, в первую очередь, организация бескомпрессорного газлифта с отбором газа из газовой шапки с условием утилизации всего объема газа.

6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин (табл. П.6.2)

Определяются факторы, обуславливающие возможные осложнения при эксплуатации скважин, обосновываются допустимые депрессии на пласт и предельные дебиты скважин.

Приводятся обоснование необходимости и содержание мероприятий по предотвращению выноса песка, образования песчаных пробок, коррозии, возможного застывания нефти, выпадения из нее солей и парафина, их отложений на подземном и наземном оборудовании, загидрачивания лифтов и напорных линий газлифтных скважин, добывающих скважин с высокими газовыми факторами, неконтролируемых прорывов подошвенных вод и свободного газа, растепления многолетнемерзлых пород вокруг устьев скважин, замерзания напорных линий устьев и стволов нагнетательных скважин и других осложнений.

Обосновывается выбор специального оборудования агрегатов, реагентов и других средств для реализации намеченных мероприятий.

6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Требования к системе сбора, транспорта и подготовки продукции скважин формулируются с учетом геолого - технических условий разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, максимальных объемов добычи нефти, воды и газа, состава и свойств продукции скважин, устьевых давлений и способа эксплуатации, недопустимости потерь (утечек) углеводородов, задач контроля за процессом разработки, охраны окружающей среды и полной утилизации продукции скважин.

Определяются факторы, осложняющие эксплуатацию системы сбора и подготовки продукции скважин, формулируются требования к мероприятиям по их предупреждению. Все оборудование должно удовлетворять требованиям надежной работы в данном климатическом поясе.

С учетом конкретных условий разработки газонефтяного месторождения формулируются требования к системе и сооружениям промыслового сбора, подготовки продукции скважин. Мощности сооружений должны быть рассчитаны на максимальные уровни отборов нефти, газа и воды, должны обеспечивать высокую эксплуатационную надежность.

6.4. Техника и технология добычи природного газа и конденсата

С учетом геолого - физических характеристик продуктивных пластов, состава и свойств пластового газа, проектируемых показателей эксплуатации добывающих скважин в подгазовых зонах газонефтяных залежей обосновываются требования к конструкциям газовых скважин и их забоев, методам вскрытия пластов и освоения скважин, выбору их подъемного и наземного оборудования, обосновываются необходимость и объемы мероприятий по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин (разрушение призабойной зоны, гидратообразование и т.д.), требования к системам сбора и подготовки продукции газовых скважин.

6.5. Требования и рекомендации к системе ППД (табл. П.6.3)

С учетом геолого - физических характеристик продуктивных пластов, состава и свойств пород и насыщающих флюидов формулируются требования к качеству закачиваемых вод, необходимость их обескислороживания (или применение других методов, препятствующих жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий в продуктивных пластах) и снижение коррозионной активности, допустимое содержание в них механических примесей и ионов железа, подавление сульфатвосстанавливающих бактерий, предотвращение солеотложений и регулирования набухания глин, сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин, фильтрационных свойств коллекторов. При использовании в системах ППД сточных вод обосновывается допустимое содержание в них эмульгированной нефти, растворенного углеводородного газа и сероводорода и других веществ (химреагентов).

С учетом обоснованно принятых забойных давлений нагнетания или коэффициентов приемистости и объемов закачки для различных типов коллекторов определяются устьевые давления нагнетательных скважин, мощности системы ППД по годам, порядок освоения и ввода нагнетательных скважин. Мощности сооружений систем ППД должны быть рассчитаны на максимальные уровни закачки воды (агента).

6.6. Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при внедрении методов повышения нефтеизвлечения

В соответствии с действующими нормами и правилами по приему, транспортированию и хранению рабочих агентов разрабатываются требования и мероприятия по повышению

нефтеизвлечения из пластов. Формируются основные требования к процессу, делается выбор необходимого оборудования и материалов.

## 7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

### 7.1. Требования к конструкциям скважин, технологиям и производству буровых работ

С учетом глубины залегания и геолого - физической характеристики продуктивных пластов, наличия в разрезе многолетнемерзлых и обваливающихся пород, нефте-, газо- и водонасыщенных горизонтов, параметров проектируемой технологии разработки, назначения скважин, способов добычи, типоразмеров внутрискважинного оборудования, способов и технологии подъема продукции скважин, возможных осложнений при бурении и эксплуатации скважин обосновываются требования к конструкциям и профилю скважин различного назначения, их забоям, методам и качеству вскрытия продуктивного пласта, крепления и освоения, надежности эксплуатации скважин механизированным способом, проведению исследовательских и ремонтных работ. Выделить требования к профилю наклонно - направленных и горизонтальных скважин.

Разрабатываются технологии и методы производства буровых работ на основании требований к порядку разбуривания месторождения и кустования скважин, разработанных в предыдущих разделах Регламента. Эти требования должны обеспечивать достаточно высокие темпы и одновременность формирования проектируемых систем воздействия на залежь и отбора нефти, более полное вовлечение в разработку запасов.

При строительстве скважин следует руководствоваться действующими в системе Минтопэнерго России нормативными документами и технологическими регламентами по всем основным видам буровых работ.

### 7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Рекомендуемые методы вскрытия продуктивного пласта и крепления ствола скважины в этом интервале должны предусматривать комплекс инженерных решений по предупреждению его загрязнения, обеспечивающих максимально возможное сохранение коллекторских свойств пласта, предотвращающих разрушение цементного камня и деформацию колонн, прорывы посторонних вод и газов.

С учетом геолого - физической характеристики продуктивных пластов обосновываются требования к методам и технологии их вскрытия бурением и перфорацией, вызова притока и освоения скважин, к составу и свойствам буровых и тампонажных растворов, используемых при проведении этих работ. В отдельных случаях при вскрытии продуктивного пласта рассматриваются возможности проведения гидравлического разрыва пласта или его кислотной обработки, методы вибровоздействия на продуктивный пласт и другие мероприятия, обеспечивающие повышение естественной проницаемости. Особое внимание должно быть уделено профилю горизонтальных и разветвленно - горизонтальных скважин, обеспечивающих максимальное вскрытие продуктивных отложений и возможность забуривания дополнительных стволов в продуктивном пласте по результатам отбора нефти или газа из продуктивного пласта.

## 8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПРОГНОЗА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА, ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ И ЗАКАЧКИ ВОДЫ В ПЛАСТ

Для обоснования проектных долгосрочных прогнозов добычи нефти и газа, объемов буровых работ и закачки воды в пласт по рекомендуемому варианту разработки приводятся динамика ввода новых скважин, объемы эксплуатационного бурения, добычи нефти, нефтяного и попутного газа (конденсата), закачки воды, динамика фонда и средних дебитов скважин и другие показатели по форме таблиц П.8.1, П.8.2.

Проекты прогнозных показателей по объемам бурения, добычи нефти, газа и конденсата приводятся для каждого объекта разработки и месторождения в целом.

На месторождениях и объектах, более 20% запасов которых приходится на запасы категории С2, проекты прогнозных показателей обосновываются отдельно по категориям А + В + С1 и С2.

## 9. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ

### 9.1. Контроль за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений

Контроль за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений осуществляется в целях:

- оценки эффективности применяемой системы разработки в целом, а также отдельных технологических мероприятий по регулированию выработки запасов нефти;
- оценки эффективности новых технологий, используемых на отдельных участках залежи;
- получения информации, необходимой для регулирования процесса разработки и проектирования мероприятий по его совершенствованию.

В процессе контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений изучаются:

- динамика текущей и накопленной добычи нефти, попутной воды и газа, а также динамика закачки рабочих агентов по месторождению в целом, отдельным участкам (пропласткам) и скважинам;

- охват запасов разработкой, характер внедрения вытесняющего агента (воды, газа и др.) по отдельным пластам (пропласткам), участкам залежи с оценкой степени охвата пластов заводнением;

- энергетическое состояние залежи, динамика пластового и забойного давлений в зонах отбора, закачки, газовой шапки, законтурной водоносной области и т.д.;

- изменения коэффициентов продуктивности и приемистости скважин, газового фактора, гидропроводности пласта;

- состояние герметичности эксплуатационных колонн, взаимодействие продуктивного горизонта с соседними по разрезу горизонтами и наличие перетоков жидкости и газа между пластами разрабатываемого объекта и соседними объектами;

- наличие перетоков нефти из нефтенасыщенной части пласта в газонасыщенную зону в пределах разрабатываемого объекта;

- изменение физико - химических свойств добываемой жидкости (нефти и воды) и газа в пластовых и поверхностных условиях в процессе разработки;

- фактическая технологическая эффективность осуществляемых мероприятий по регулированию разработки;

- построение характеристик вытеснения нефти по скважинам, участкам, залежам.

Виды, объемы и периодичность исследований и измерений с целью контроля разработки регламентируются действующими инструкциями и руководствами по исследованию скважин, обязательными комплексами их гидродинамических и промыслово - геофизических исследований, систематических измерений параметров, характеризующих процесс разработки залежей и работу отдельных скважин. Результаты приводятся в виде таблицы (таблица П.9.1).

При проведении опытно - промышленных работ в проектной документации обосновываются виды, объемы и периодичность дополнительных и специальных исследовательских работ, предусматриваемых для контроля выработки запасов.

Обязательные системные комплексы исследований и измерений по контролю за разработкой должны охватывать равномерно всю площадь объекта разработки, весь фонд наблюдательных и контрольных скважин. Они должны содержать следующие виды работ:

- замеры пластового давления по контрольным и пьезометрическим скважинам;
- замеры пластового и забойного давлений, дебитов скважин по жидкости, газовых факторов и обводненности продукции по добывающим скважинам;

- гидродинамические исследования добывающих и нагнетательных скважин на стационарных и нестационарных режимах;
- исследования по контролю ВНК, ГНК, нефтегазонасыщенности, технического состояния ствола скважины промыслово - геофизическими методами;
- отбор и исследование глубинных и поверхностных проб продукции скважин (нефти, газа, воды);
- специальные исследования, предусмотренные проектным технологическим документом на разработку.

В технологических проектных документах составляется программа исследований, в которой в обязательном порядке предусматривается оборудование всех эксплуатационных скважин для индивидуального замера дебита жидкости, газа и приемистости закачиваемого агента. Обосновываются потребности специального оборудования, агрегатов, аппаратуры и всех технологических средств, необходимых для комплексного контроля за процессом разработки, мощности служб учета продукции скважин и контроля за разработкой. Обосновывается необходимость бурения специальных контрольных и наблюдательных скважин, указывается их местоположение.

#### 9.2. Регулирование процесса разработки нефтяных и газонефтяных залежей

Под регулированием процесса разработки понимается целенаправленное изменение условий разработки продуктивных пластов в рамках принятых технологических решений.

К основным методам и мероприятиям по регулированию разработки относятся:

- изменение режимов работы добывающих скважин (увеличение или ограничение отборов жидкости, отключение высокообводненных скважин, а также скважин с аварийными прорывами свободного газа, форсированный отбор жидкости, периодическое изменение отборов и т.д.);
- изменение режимов работы нагнетательных скважин (увеличение или ограничение закачки рабочего агента, перераспределение закачки по скважинам, циклическая закачка, применение повышенного давления нагнетания и т.д.);
- увеличение гидродинамического совершенства скважин (дополнительная перфорация, различные методы воздействия на призабойную зону скважин, гидроразрыв пласта и др.);
- изоляция или ограничение притока попутной воды и прорвавшегося газа в скважинах (различные способы цементных заливок, создание различных экранов, применение химреагентов и т.д.);
- выравнивание профиля притока жидкости или расхода воды (селективная закупорка с помощью химреагентов и механических добавок, закачка инертных газов, загущенной воды, НДС и др.);
- перенос интервалов перфорации;
- одновременно - раздельная эксплуатация скважин и одновременно - раздельная закачка воды на многопластовых месторождениях;
- совершенствование применяемой системы заводнения (преобразование одной системы заводнения в другую, очаговое заводнение, перенос фронта нагнетания и др.);
- бурение резервных добывающих и нагнетательных скважин.

Для конкретных геолого - физических условий и для различных стадий разработки проектируется своя конкретная система контроля и регулирования разработки (учет добычи, закачки, их регулирование).

## 10. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И НЕДР

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями в проектных документах по разработке должны быть предусмотрены основные организационно - технические и технологические мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией данного месторождения. Все эти мероприятия должны сопровождаться указанием ответственных организаций и лиц, а также периодичностью контроля за их выполнением с учетом требований Госгортехнадзора (РД 08-54-94).

### 10.1. Охрана окружающей среды

10.1.1. Охрана атмосферного воздуха на территории нефтепромысловых объектов нефтяных и газонефтяных месторождений обеспечивается мероприятиями, направленными на сокращение потерь нефти и газа, повышение надежности нефтепромыслового оборудования, высокую степень утилизации нефтяного газа.

Расчет валовых выбросов вредных веществ в атмосферу производится по РД 39-0147103-321-86 и методическим указаниям Госкомгидромета России.

Методы контроля, его периодичность следует принять в соответствии с РД 39-0148070-069-89.

Снижение загрязнения атмосферного воздуха вредными выбросами нагревателей и котлоагрегатов обеспечивается методами, относящимися к оптимизации процесса сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания. В качестве топлива следует применять природный газ как наиболее экологически чистый.

10.1.2. Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения реализуется в соответствии с требованиями "Пособия по составлению раздела "Охрана окружающей природной среды" к СНиП 1.02.01-85", директивных постановлений природоохранных органов и других нормативных документов [13 - 31].

Эффективными мероприятиями по предотвращению загрязнения водоемов могут явиться выделение охранных зон, повышение надежности магистральных нефтепроводов на участках прохождения через водоемы, оснащение бригад по ликвидации аварийных выбросов техникой и биобакпрепаратами для обработки загрязненной поверхности. Сброс промысловых стоков направлять через канализацию в систему сбора и подготовки нефти, а подтоварные воды закачивать в продуктивные пласты или специально выбранные для захоронения промстоков пласты (при воздействии паром и горячей водой). При строительстве скважин необходимо внедрять более совершенные конструкции, повышать качество тампонажных работ путем широкого внедрения заколонных пакеров, центраторов, скребков, герметичных резьбовых соединений обсадных труб, уплотнений и герметизирующих смазок, а также наиболее прогрессивных технологий крепления и перфорации эксплуатационной колонны.

10.1.3. Охрана земель, лесов, флоры и фауны от вредного воздействия на них буровых и добывающих предприятий

Необходимо повсеместно исключить из практики нефтедобычи расположение скважин и кустов в охранных зонах (в том числе в зонах хвойных реликтовых лесов), сооружение земляных буровых амбаров и котлованов для захоронения отходов на участках со слабой защищенностью пресных водоносных горизонтов от загрязнения сверху.

При обустройстве месторождения следует предусмотреть напорную герметизированную систему сбора, подготовки, транспорта нефти, исключающую попадание продукции скважин на почву и в воду, комплексное использование природных и техногенных ресурсов, направленное на уменьшение отходов, загрязняющих окружающую среду.

Осуществлять контроль за состоянием воздуха, поверхностных и подземных вод, горного массива, почв, растительности, животного мира на месторождении, а также обеспечивать высокое качество и своевременное проведение рекультивации земель (прежде всего участков разливов нефти), очистки промысловых сточных и буровых вод, конденсата и загрязненных пресных подземных вод.

При проектировании технологической схемы разработки месторождения предусматривать строительство переходов через магистральные и промысловые трубопроводы на основных путях миграции диких животных.

## 10.2. Охрана недр

К процессу бурения скважин предъявляются следующие основные требования по надежности их сооружения, обеспечивающие предотвращение: заколонных и межколонных перетоков, приводящих к утечкам газа и минерализованных вод в атмосферу и в горизонты, залегающие над эксплуатационными объектами; аварийного фонтанирования; образование грифонов; возникновение зон растепления и просадки устьев скважин, смятия колонн и др.

Эти требования реализуются в соответствии с РД 39-133-94. Особое внимание уделяется охране водоносных горизонтов пресных, минерализованных и промышленных вод.

В процессе эксплуатации требуется обеспечение контроля за выработкой запасов, учетом добываемой продукции и ее потерь, состоянием надпродуктивной части разреза в процессе всего периода эксплуатации. По мере возникновения осложнений должны реализовываться меры по их устранению (ремонтно - изоляционные работы, консервация и ликвидация скважин).

## 11. МЕТОДИКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ (ГАЗОНЕФТЯНЫХ) МЕСТОРОЖДЕНИЙ

### Введение

Настоящие Методические рекомендации разработаны в соответствии с "Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования" и "Методическими рекомендациями по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно - технического прогресса в нефтяной промышленности" [77, 78]. В них изложены методика и порядок экономического обоснования вариантов разработки нефтяного (газонефтяного) месторождения и выбора из них наиболее рентабельного.

Методические рекомендации предполагают единый подход к оценке вариантов разработки нефтяных и газонефтяных месторождений и предназначены для всех организаций, осуществляющих проектирование разработки нефтяных месторождений, а также для лиц и организаций, проводящих экспертизу таких проектов.

Настоящие методические рекомендации содержат общие положения, основные понятия, показатели экономической оценки, выбор варианта, алгоритм расчета экономических показателей.

### 11.1. Общие положения

11.1.1. В методических рекомендациях предлагается экономическую оценку вариантов разработки проводить с использованием системы показателей (см. 11.2.1), характерных для рыночной экономики, широко используемых в зарубежной, а сейчас и в отечественной практике.

11.1.2. В процессе экономической оценки будут отражены геолого - физические, технологические, технические и экологические особенности, связанные с разработкой нефтяного (нефтегазового) месторождения.

11.1.3. В экономическую оценку включаются технологические варианты разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, порядком и темпами разбуривания, методами воздействия на залежь, уровнями добываемой нефти, жидкости, вводом из бурения добывающих и нагнетательных скважин, объемом закачиваемой воды, реагентов, способами эксплуатации и др.

11.1.4. Все варианты систем разработки подвергаются экономической оценке по годам, этапам разработки (5, 10, 15, 20 лет), а также в целом за проектный срок.

11.1.5. Экономические показатели разработки нефтяного месторождения определяются в строгом соответствии с проектируемыми по вариантам уровнями технологических показателей.

11.1.6. Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемым технологическим вариантам.

11.1.7. Результатом экономической оценки является выявление наиболее рационального варианта разработки месторождения, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды.

11.1.8. Для стоимостной оценки результатов и затрат могут использоваться базисные, мировые, прогнозные и расчетные цены (см. 11.2.6).

11.1.9. Система показателей, используемая для определения эффективности проекта разработки, учитывает интересы непосредственных участников реализации проекта, а также интересы федерального и местного бюджетов.

11.1.10. В методических рекомендациях предусматривается:

- приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соразмерности по экономической ценности в начальном периоде;
- учет инфляции, влияющей на ценность используемых денежных средств;
- учет рисков, связанных с осуществлением проекта;
- обоснование целесообразности участия в реализации проектов заинтересованных предприятий, банков, российских и иностранных инвесторов, федеральных и региональных органов государственного управления.

11.1.11. Для установления влияния экономических факторов на показатели эффективности разработки рекомендуется оценку технологических вариантов осуществлять в нескольких экономических вариантах, отражающих, например, различные условия сбыта добываемой продукции (внутренний, внешний рынки), изменения действующей налоговой системы (наличие льготного налогообложения или уменьшение налоговых ставок), условия начисления

амортизации (традиционная система или ускоренная), различные коэффициенты дисконтирования и др.

11.1.12. Экономическую оценку вариантов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами следует проводить с учетом "Закона о недрах" [80], в котором в целях стимулирования их освоения предусматривается освобождение от выплаты трех налогов: акциза, платы за недра, отчислений на воспроизводство минерально - сырьевой базы.

11.1.13. Нефтедобывающее предприятие, имеющее на момент оценки проектного документа налоговые льготы, должно учитывать их в расчетах эффективности технологических вариантов разработки.

11.1.14. Методические рекомендации по экономическому обоснованию систем разработки могут быть использованы в различных проектных документах:

- проект пробной эксплуатации;
- технологическая схема (проект) опытно - промышленной разработки;
- технологическая схема разработки;
- проект разработки;
- уточненный проект разработки (доработки);
- ТЭО (добывных возможностей, коэффициента нефтеизвлечения, целесообразности ввода месторождения в разработку).

11.1.15. Экономически обоснованная величина коэффициента нефтеизвлечения определяется за период рентабельной эксплуатации объекта. За рентабельный срок принимается период получения положительных значений текущего (годового) дисконтированного потока наличности.

11.1.16. Методические рекомендации предусматривают использование программных средств для решения задач, поставленных в проектных документах.

## 11.2. Основные понятия

### 11.2.1. Экономические критерии

Эффективность проекта оценивается системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев.

Для оценки проекта предлагается использовать следующие основные показатели эффективности:

- дисконтированный поток денежной наличности (NPV);
  - индекс доходности (PI);
  - период окупаемости капитальных вложений;
  - внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR).
- В систему оценочных показателей включаются также:
- капитальные вложения на освоение месторождения;
  - эксплуатационные затраты на добычу нефти,
  - доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ).

В разделе 11.3 отражено экономическое содержание упомянутых выше показателей и дается метод их расчета.

### 11.2.2. Инфляция

Инфляция - это рост общего уровня цен и издержек, сопровождающийся потерей покупательной способности денежной единицы государства. Расчет показателей эффективности проектного документа рекомендуется производить в текущих ценах, т.е. с инфляционной индексацией.

### 11.2.3. Дисконтирование

Дисконтирование - метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, отражающий ценность будущих поступлений (доходов) с современных позиций. При установлении значения коэффициента дисконтирования обычно ориентируются на средний уровень ссудного процента (процентной ставки). Уровень коэффициента дисконтирования может также учитывать и риск осуществляемых инвестиций.

### 11.2.4. Риск

Экономический риск определяется как "опасность, возможность убытка или ущерба", т.е. потеря предприятием части своих ресурсов, недополучение доходов или появление дополнительных расходов в результате осуществления определенной производственной или финансовой деятельности.

Экономический риск в проектных документах оценивается анализом чувствительности основных показателей эффективности к изменению различных факторов (цена нефти,

налоговые ставки, цены на оборудование, материалы, сырье, электроэнергию и другие элементы затрат).

#### 11.2.5. Кредит

Кредит - денежная ссуда, покрывающая дефицит финансовых средств предприятия, возникающий при осуществлении деятельности по производству той или иной продукции. Кредит предоставляется на условиях платности за него (процента), срочности, возвратности и других условий, на основе которых складываются отношения кредитора (как правило, банка) и должника (заемщика).

#### 11.2.6. Цены

Для экономической оценки вариантов разработки могут использоваться базисные, текущие (прогнозные), расчетные и мировые цены.

Под базисными понимаются цены, сложившиеся в народном хозяйстве на определенный момент времени. Базисная цена на добываемую продукцию считается неизменной в течение всего расчетного периода и может быть использована, как правило, на стадии оценки проектов пробной эксплуатации, опытно - промышленных работ, в которых расчетный период изменяется от 3 до 7 лет.

При экономической оценке технологической схемы разработки, проекта разработки обязательным является расчет экономической эффективности в текущих (прогнозных) и расчетных ценах.

Текущие (прогнозные) цены отражают изменение цены во времени и определяются с помощью годового (текущего) коэффициента инфляции (см. раздел 11.5).

Для того чтобы правильно оценивать результаты проекта, а также обеспечить сравнимость показателей проектов в различных условиях, необходимо учесть влияние инфляции на расчетные значения результатов и затрат. Для этого следует потоки затрат и результаты приводить в прогнозных (текущих) ценах, а при вычислении интегральных показателей (NPV, IRR, PI) переходить к расчетным ценам, т.е. ценам, очищенным от общей инфляции.

Расчетные цены с помощью коэффициента дисконтирования приводятся к некоторому моменту времени, т.е. соответствуют ценам в этот момент (см. 11.5.3). Приведение делается для того, чтобы при вычислении значений интегральных показателей исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящее из-за инфляции) изменение в структуре цен.

### 11.3. Показатели экономической оценки

#### 11.3.1. Поток наличности (NPV)

Дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения - определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t - t_p}},$$

где: NPV - дисконтированный поток денежной наличности;

$\Pi_t$  - прибыль от реализации в t-м году;

$A_t$  - амортизационные отчисления в t-м году;

$K_t$  - капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году.

Прибыль от реализации ( $\Pi_t$ )

Прибыль от реализации - совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и общей суммы налогов, направляемых в бюджетные и внебюджетные фонды. Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных доходов и затрат к первому расчетному году. Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения:

$$\Pi_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - \Xi_t - H_t}{(1 + E_n)^{t - t_p}},$$

где:  $\Pi_t$  - прибыль от реализации продукции;



T - расчетный период оценки деятельности предприятия;  
 Bt - выручка от реализации продукции в t-м году;  
 Эт - эксплуатационные затраты с амортизацией в t-м году;  
 Ht - сумма налогов;  
 Ен - норматив дисконтирования, доли ед.;  
 t, tp - соответственно текущий и расчетный год.

Выручка от реализации продукции (Bt) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и нефтяного газа на их объемы добычи:

$$B_t = (C_n \times Q_n + C_g \times Q_g) \cdot t,$$

где: Cn, Cг - соответственно цена реализации нефти и газа в t-м году;  
 Qн, Qг - соответственно добыча нефти и газа в t-м году.

### 11.3.2. Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR)

Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR) представляет собой то значение нормы дисконта, при котором сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, т.е. капиталовложения окупаются. Или, другими словами, это то значение норматива дисконтирования, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный срок равна нулю:

$$\sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + IRR)^{t - t_p}} = 0.$$

Определяемая таким образом внутренняя норма возврата капитальных вложений сравнивается затем с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. Если расчетное значение IRR равно или больше требуемой инвестором нормы дохода, инвестиции в данный проект оправданы.

### 11.3.3. Индекс доходности (PI)

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений (прибыли от реализации нефти и амортизационных отчислений) к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t)}{(1 + E_n)^{t - t_p}}}{\sum_{t=1}^T \frac{K_t}{(1 + E_n)^{t - t_p}}}.$$

### 11.3.4. Период окупаемости вложенных средств

Период окупаемости (Пок) - это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{Пок} \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t - t_p}} = 0,$$

где Пок - период возврата вложенных средств, годы.

Иными словами, это тот период, за пределами которого NPV становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

### 11.3.5. Капитальные вложения

Капитальные вложения рассчитываются по годам ввода месторождения в разработку до конца разбуривания и обустройства и далее за пределами этого срока, если имеется необходимость.

Для нефтяных месторождений, обустроенных и уже введенных в разработку, определяется цель капитальных вложений в соответствии с их воспроизводственной структурой: новое строительство, расширение, реконструкция или техническое перевооружение.

Расчет капитальных вложений при составлении проектной документации для разрабатываемых месторождений, особенно если они территориально примыкают к другим месторождениям, должен осуществляться с учетом возможности использования имеющихся мощностей объектов промышленного обустройства для нужд проектируемого объекта.

Расчет капитальных вложений проводится по отдельным направлениям, включающим в себя затраты на бурение скважин и промобустройство (см. 11.5.1).

Капитальные вложения в бурение скважин определяются на основе сметной стоимости 1 м проходки, установленной в зависимости от глубины скважины, количества добывающих, нагнетательных и других скважин, вводимых из бурения.

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромышленного обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями по каждому варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений:

- оборудование для нефтедобычи;
- оборудование прочих организаций;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- комплексная автоматизация;
- электроснабжение и связь;
- промводоснабжение;
- базы производственного обслуживания;
- автодорожное строительство;
- заводнение нефтяных пластов;
- технологическая подготовка нефти;
- методы увеличения нефтеотдачи пластов;
- очистные сооружения;
- природоохранные мероприятия;
- прочие объекты и затраты.

Капитальные вложения в строительство объектов по сбору и транспорту нефти, комплексной автоматизации технологических процессов, водоснабжению промышленных объектов, электроснабжению, связи и в базы производственного обслуживания определяются умножением удельных капитальных затрат по соответствующему направлению на количество нефтяных скважин, вводимых из бурения, а в заводнение нефтяных пластов - на количество нагнетательных скважин.

Капитальные вложения на подготовку нефти, очистные сооружения рассчитываются умножением удельных капитальных затрат по соответствующему направлению на вводимую в данном году мощность по добыче нефти и очистке.

Капитальные вложения на инфраструктуру рассчитываются в процентном отношении к сумме затрат на нефтепромышленное строительство. Затраты на природоохранные мероприятия исчисляются в процентах от общей суммы капитальных затрат, включая стоимость буровых работ.

#### 11.3.6. Эксплуатационные затраты

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты могут быть определены по видам расходов - статьям калькуляции или элементам затрат. В настоящих методических рекомендациях изложен способ расчета этих затрат, базирующийся на статьях калькуляции.

Эксплуатационные затраты рассчитываются (см. 11.5.2) в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями в разрезе следующих статей:

- обслуживание добывающих и нагнетательных скважин;
- энергетические затраты для механизированной добычи жидкости;
- поддержание пластового давления;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- технологическая подготовка нефти;
- капитальный ремонт скважин;
- амортизация скважин.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определяются в зависимости от количества действующих скважин и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, цеховые расходы, общепроизводственные расходы, а также затраты на содержание и эксплуатацию оборудования.

Энергетические затраты рассчитываются в зависимости от объема механизированной добычи жидкости. При расчете этих затрат исходят из средней стоимости электроэнергии и ее удельного расхода.

Расходы на сбор, транспорт нефти и газа, технологическую подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости без учета амортизационных отчислений.

Расходы по поддержанию пластового давления складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин, затрат на закачку воды. При определении затрат на закачку воды исходят из объема закачиваемой в пласт воды, ее стоимости и энергетических затрат. Норматив для определения энергетических затрат при закачке воды в пласт устанавливается исходя из удельного расхода электроэнергии и стоимости 1 кВт.ч электроэнергии.

Амортизация основных фондов рассчитывается исходя из их балансовой стоимости и действующих норм на их полное восстановление.

Кроме традиционных статей калькуляции в составе эксплуатационных затрат на добычу нефти и газа учтены расходы на экологию, платежи за кредит, а также налоги, относимые на себестоимость добываемой продукции.

#### 11.3.7. Методы начисления амортизации

Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов. При их оценке могут быть использованы различные способы начисления амортизации: линейный (пропорциональный) и ускоренный.

Наиболее широкое применение в настоящее время имеет линейный или пропорциональный метод начисления амортизации. Этот метод предусматривает расчет амортизационных отчислений на реновацию исходя из среднего срока службы основных фондов. За этот срок балансовая стоимость этих фондов полностью переносится на издержки производства. Как правило, этот норматив в нефтяной отрасли принимается на уровне 10 - 20%. Если месторождение уже разрабатывается и существуют ранее созданные фонды, то при расчете амортизационных отчислений должны быть учтены не только вновь, но и ранее созданные фонды.

Ускоренная амортизация предусматривает полное перенесение балансовой стоимости основных фондов на издержки производства в более короткие сроки, чем это предусмотрено по действующим нормам амортизационных отчислений. Тем самым появляется возможность создания резервного фонда, используемого для новых капитальных вложений и расширения производственных мощностей.

#### 11.3.8. Налоговая система

Оценка вариантов разработки должна проводиться в соответствии с налоговой системой, установленной в законодательном порядке.

Ниже следует перечень налогов, отчисляемых в бюджетные и внебюджетные фонды РФ, и показан порядок их расчета:

- налог на добавленную стоимость исчисляется в размере 20% от цены нефти, включая акцизный сбор;
- акцизный сбор рассчитывается по ставкам, дифференцированным по нефтедобывающим предприятиям в руб./т;
- налог на имущество учитывается в расчетах в размере 2% от среднегодовой стоимости основных фондов;
- налог на прибыль исчисляется в размере 35% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

При расчете налогооблагаемой прибыли должна учитываться предоставляемая предприятиям по закону льгота в части освобождения от налога затрат на развитие производства в сумме, снижающей налогооблагаемую прибыль на 50%.

Налоги и платежи, учитываемые в составе эксплуатационных затрат:

от цены нефти за вычетом налога на добавленную стоимость и акцизного сбора рассчитываются:

- плата за недра - 6% - 16%;
- отчисления на воспроизводство минерально - сырьевой базы - 10%;
- отчисления в дорожный фонд - 1%;
- отчисления в страховой фонд - 1%;

от фонда оплаты труда исчисляются следующие платежи:

- государственный фонд занятости - 2%;
- фонд социального страхования - 5,4%;
- фонд медицинского страхования - 3,6%;
- пенсионный фонд - 28%;
- от эксплуатационных затрат на добычу нефти определяется фонд НИОКР - 1,5%;
- плата за землю рассчитывается в зависимости от размера площади месторождения в руб./га.

#### 11.3.9. Источники финансирования

При оценке вариантов разработки необходимо определять источники финансирования капитальных вложений. К их числу могут быть отнесены собственные средства предприятия (прибыль предприятия, реинвестированная в производство, амортизационные отчисления), а также заемные. Кроме того, на инвестирование могут быть направлены акции предприятия. Порядок погашения кредита и выплаты за него процентов показан в разделе 11.5.

#### 11.4. Выбор варианта, рекомендуемого к реализации

Конечной целью экономической оценки вариантов разработки является выбор наилучшего варианта, обеспечивающего целесообразность промышленного освоения проектируемого объекта и наибольшую эффективность нефтедобычи.

Сравнение различных вариантов и выбор лучшего из них рекомендуется проводить с использованием вышеприведенной системы показателей.

Основным показателем, определяющим выбор рекомендуемого варианта из всех рассматриваемых, является поток денежной наличности (NPV). Наилучшим признается вариант, имеющий максимальное значение NPV за проектный срок разработки. Характерная особенность этого показателя в том, что как критерий выбора варианта он применим и для вновь вводимых месторождений, и для месторождений, уже находящихся в разработке. Расчет NPV дает ответ об эффективности варианта в целом.

Показатель внутренней нормы возврата капитальных вложений (IRR) определяет требуемую инвестором норму прибыли на вкладываемый капитал, сравниваемую с действующей процентной ставкой на кредит. Если расчетный показатель IRR равен или больше процентной ставки, инвестиции в данный проект являются оправданными.

Здесь необходимо отметить тот факт, что показатель IRR играет важную роль при оценке проектов по вновь вводимым месторождениям, требующим значительных капитальных затрат.

В проектах доработки, которые, в основном, не требуют значительных капиталовложений, а также в проектах, предусматривающих применение методов повышения нефтеотдачи пластов на поздних стадиях, связанных, в основном, с повышенными текущими затратами, показатель IRR играет вспомогательную роль и, как правило, не участвует в процессе выбора наилучшего варианта.

Показатель - индекс доходности (PI) так же, как и IRR, имеет "весомое" значение, если проектируется вновь вводимое месторождение с большими капитальными затратами. В этом случае, его значение интерпретируется следующим образом: если  $PI > 1$ , вариант эффективен, если  $PI < 1$ , вариант разработки нерентабелен.

При проектировании месторождений уже обустроенных либо находящихся на поздних стадиях этот показатель определяется с учетом уже существующих основных фондов.

Показатель - период окупаемости, устанавливаемый временем возмещения первоначальных затрат, так же, как и два предыдущих, характерен для вновь вводимых месторождений, требующих полного обустройства. Чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый вариант.

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для выбора варианта проектируемого объекта. Решение о принятии варианта к реализации должно приниматься с учетом значений всех интегральных показателей и интересов всех участников проекта.

#### 11.5. Алгоритм расчета экономических показателей

##### 11.5.1. Капитальные вложения

Бурение скважин:

$$K_{скв}^i = K_{скв} \times N_{скв}^i \times C_i,$$

где:  $K_{скв}^i$  - стоимость бурения скважины (добывающей, нагнетательной, резервной и др.), млн. руб.;

$N_{скв}$  - ввод скважин (добывающих, нагнетательных, резервных и

др.) из бурения в году  $i$ , скв.;  
 $C$  - коэффициент инфляции года  $i$ ;  
 $i$   
 $i$  - индекс текущего года.

Итого капитальных вложений в бурение скважин за период:

$$K_{\text{бур}} = \sum_{i=1}^T K_{\text{скв}} \cdot C_i$$

где  $T$  - продолжительность периода расчета (5, 10, 15 и т.д. лет, весь срок), годы.

Промысловое обустройство:

$$K_o = (K_n + K_{\text{ст}} + K_{\text{ат}} + K_{\text{эс}} + K_{\text{пв}} + K_{\text{бо}} + K_{\text{ад}}) \times N_{\text{доб}} \cdot C_i$$

где:  $K_n$  - удельные капитальные вложения в оборудование предприятий нефтедобычи, не входящее в сметы строек, млн. руб./доб. скв.;

$K_{\text{ст}}$  - удельные капитальные вложения в сбор и транспорт нефти и газа, млн. руб./доб. скв.;

$K_{\text{ат}}$  - удельные капитальные вложения в автоматизацию и телемеханизацию, млн. руб./доб. скв.;

$K_{\text{эс}}$  - удельные капитальные вложения в электроснабжение и связь, млн. руб./доб. скв.;

$K_{\text{пв}}$  - удельные капитальные вложения в промводоснабжение, млн. руб./доб. скв.;

$K_{\text{бо}}$  - удельные капитальные вложения в базы производственного обслуживания млн. руб./доб. скв.;

$K_{\text{ад}}$  - удельные капитальные вложения в строительство дорог, млн. руб./доб. скв.;

$N_{\text{доб}}$  - ввод добывающих скважин из бурения в году  $i$ .

Оборудование для прочих организаций, не входящее в сметы строек:

$$K_{\text{пр}} = K_n \times N_{\text{доб}} \cdot a_1$$

где  $a_1$  - доля затрат для прочих организаций, доли ед.  
 Заводнение нефтяных пластов:

$$K_{\text{зав}} = K_{\text{зав}} \times N_n \cdot C_i$$

где:  $K_{\text{зав}}$  - удельные капитальные вложения в заводнение нефтяных пластов, млн. руб./нагн. скв.;

$N_n$  - ввод нагнетательных скважин в году  $i$ , скв.

Технологическая подготовка нефти:

$$K_{\text{тп}} = K_{\text{тп}} \times Q \cdot C_i$$

где:  $K_{\text{тп}}$  - удельные капитальные вложения в технологическую подготовку нефти (обезвоживание и обессоливание), тыс. руб./т;

$Q_i$  - прирост добычи нефти в году  $i$ , тыс. т.

Очистные сооружения:

$$K_{оч}^i = K_{оч} \times Q_{в}^i \times C_i,$$

где:  $K_{оч}$  - удельные капитальные вложения в очистные сооружения, тыс. руб./куб. м вводимой суточной мощности;

$Q_{в}^i$  - вводимая мощность по очистке в году  $i$ , тыс. куб. м/сут.

Оборудование для методов увеличения нефтеизвлечения:

$$K_{мун}^i = K_{мун} \times N_{мун}^i \times C_i,$$

где:  $K_{мун}$  - стоимость спецоборудования для закачки рабочего агента, млн. руб.;

$N_{мун}^i$  - ввод специальных установок для закачки рабочего агента в году  $i$ , шт.

Прочие объекты и затраты:

$$K_{п}^i = (K_{о}^i + K_{зав}^i + K_{тп}^i + K_{оч}^i + K_{мун}^i - K_{н}^i \times N_{доб}^i) \times a_2,$$

где  $a_2$  - доля затрат в прочие объекты в промышленное обустройство, доли ед.

Итого капитальных вложений в промышленное обустройство:

$$K_{по}^i = K_{о}^i + K_{пр}^i + K_{зав}^i + K_{тп}^i + K_{оч}^i + K_{мун}^i + K_{п}^i.$$

Капитальные вложения в природоохранные мероприятия:

$$K_{охр}^i = (K_{бур}^i + K_{по}^i) \times a_3,$$

где  $a_3$  - доля затрат в природоохранные мероприятия в суммарных капиталовложениях, доли ед.

Всего капитальных вложений:

$$K_{сум}^i = K_{бур}^i + K_{по}^i + K_{охр}^i.$$

Всего капитальных вложений за период:

$$K_{сум} = \sum_{i=1}^T K_{сум}^i.$$

#### 11.5.2. Эксплуатационные затраты.

Текущие затраты (без амортизации на реновацию)

Обслуживание нефтяных скважин (включая общепроизводственные затраты):

$$T_{об}^i = T_{об} \times N_{д}^i \times C_i,$$

где:  $T_{об}$  - затраты по обслуживанию действующего фонда нефтяных скважин, млн. руб./скв. год;

$N_{дi}$  - действующий фонд нефтяных скважин в году  $i$ , скв.

Обслуживание нагнетательных скважин:

$$T_{нагi} = T_{наг} \times N_{нагi} \times C_i,$$

где:  $T_{наг}$  - затраты по обслуживанию действующего фонда нагнетательных скважин, млн. руб./скв. год;

$N_{нагi}$  - действующий фонд нагнетательных скважин в году  $i$ , скв.

Сбор и транспорт нефти и газа:

$$T_{сбтi} = T_{сбт} \times Q_{жi} \times C_i,$$

где:  $T_{сбт}$  - затраты по сбору и транспорту нефти и газа, тыс. руб./т жид.;

$Q_{жi}$  - добыча жидкости из пласта в году  $i$ , тыс. т.

Технологическая подготовка нефти:

$$T_{тпi} = T_{тп} \times Q_{жпi} \times C_i,$$

где:  $T_{тп}$  - затраты по технологической подготовке нефти, тыс. руб./т жид.;

$Q_{жпi}$  - объем добытой жидкости, идущей на технологическую подготовку в году  $i$ , тыс. т.

Энергетические затраты на извлечение жидкости:

$$T_{эни} = V_{мех} \times C_{кВт.ч} \times Q_{мехi} \times C_i,$$

где:  $V_{мех}$  - удельный расход электроэнергии при добыче жидкости мехспособом, кВт.ч/т жид.;

$C_{кВт.ч}$  - стоимость 1 кВт.ч. электроэнергии, тыс. руб.;

$Q_{мехi}$  - добыча жидкости мехспособом в году  $i$ , тыс. т.

Энергетические затраты на закачку воды:

$$T_{энзi} = (V_{зак} \times C_{кВт.ч} + C_{в}) \times Q_{закi} \times C_i,$$

где:  $V_{зак}$  - удельный расход электроэнергии при закачке воды, кВт.ч/куб. м;

$C_{в}$  - стоимость воды, тыс. руб./куб. м;

$Q_{закi}$  - объем закачиваемой воды в году  $i$ , тыс. куб. м.

Затраты на применение МУН:

$$T_{мунi} = T_{мун} \times R_{мунi} \times C_i,$$

где:  $T_{мун}$  - стоимость закачки реагента или скв-опер;

$R_{мунi}$  - объем закачиваемого реагента (кол-во скв-опер).

Итого текущих затрат (без налогов и платежей):

$$T_i = T_{об\ i} + T_{наг\ i} + T_{сбт\ i} + T_{тп\ i} + T_{эни\ i} + \\ + T_{энз\ i} + T_{рем\ i} + T_{мун\ i},$$

где  $T_{рем\ i}$  - ремонтный фонд в году  $i$ , млн. руб.

Платежи и налоги, включаемые в себестоимость нефти:  
Дорожный фонд:

$$T_{дор\ i} = C_n \times Q_n \times \frac{a_4}{100} \times C_i,$$

где:  $C_n$  - продажная цена нефти (без НДС, акцизного сбора), тыс. руб./т;

$Q_n$  - добыча нефти в году  $i$ , тыс. т;

$a_4$  - ставка дорожного налога, %.

Государственный фонд занятости:

$$T_{зан\ i} = T_{зп\ i} \times \chi \times \frac{a_5}{100} \times C_i,$$

где:  $T_{зп\ i}$  - среднегодовая заработная плата одного работающего, млн. руб.;

$\chi$  - численность работающих, чел.;

$a_5$  - ставка налога в фонд занятости, %.

Фонд социального страхования:

$$T_{соц\ i} = T_{зп\ i} \times \chi \times \frac{a_6}{100} \times C_i,$$

где  $a_6$  - ставка налога социального страхования, %.

Фонд медицинского страхования:

$$T_{мед\ i} = T_{зп\ i} \times \chi \times \frac{a_7}{100} \times C_i,$$

где  $a_7$  - ставка налога медицинского страхования, %.

Пенсионный фонд:

$$T_{пен\ i} = T_{зп\ i} \times \chi \times \frac{a_8}{100} \times C_i,$$

где  $a_8$  - ставка налога пенсионного страхования, %

Фонд НИИОКР:

$$T_{нии\ i} = T_i \times \frac{a_9}{100},$$

где  $a_9$  - ставка налога в фонд НИИОКР, %.

Страховой фонд:



$$T_{\text{стр}} = C_n \times Q_n \times \frac{a_{10}}{100} \times C_i,$$

где  $a_{10}$  - ставка налога в страховой фонд, %.  
Плата за недра:

$$T_{\text{нед}} = C_n \times Q_n \times \frac{a_{11}}{100} \times C_i,$$

где  $a_{11}$  - ставка налога платы за недра, %.  
Плата за землю:

$$T_{\text{зем}} = a_{12} \times S_{\text{мест}} \times C_i,$$

где  $a_{12}$  - ставка земельного налога, тыс. руб./га;  
 $S_{\text{мест}}$  - площадь месторождения, тыс. га.  
Воспроизводство минерально - сырьевой базы:

$$T_{\text{сыр}} = C_n \times Q_n \times \frac{a_{13}}{100} \times C_i,$$

где  $a_{13}$  - ставка налога на воспроизводство минерально - сырьевой базы, %.

Итого платежей и налогов, включаемых в себестоимость нефти:

$$T_{\text{плат}} = T_{\text{дор}} + T_{\text{зан}} + T_{\text{соц}} + T_{\text{мед}} + T_{\text{нии}} + T_{\text{стр}} + T_{\text{нед}} + T_{\text{зем}} + T_{\text{сыр}}.$$

Итого текущих затрат с налогами и платежами (без амортизационных отчислений):

$$T_{\text{тек}} = T_i + T_{\text{плат}}.$$

Всего текущих затрат за период:

$$T_{\text{тек}} = \sum_{i=1}^T T_{\text{тек}}.$$

Амортизационные отчисления (реновация):

Амортизационный фонд по скважинам (добывающим, нагнетательным, контрольным и др.), млн. руб.:

$$F_{\text{сквн}} = F_{\text{сквн}} + K_{\text{скв}} - K_{\text{скв}},$$

где:  $F_{\text{сквн}}$  - стоимость по скважинам года, предшествующего расчетному, млн. руб.;

15 - амортизационный срок по скважинам, годы.

Амортизационный фонд по прочим основным фондам, млн. руб.:

$$\Phi_{\text{пр } i} = \frac{\Phi_{\text{пр } i-1} + K_{\text{по } i} - \Phi_{\text{пр } i-1}}{N_{\text{д } i-1} \times (N_{\text{д } i-1} - N_{\text{д } i})}$$

где  $\Phi_{\text{пр } i-1}$  - стоимость прочих основных фондов года, предшествующего расчетному, млн. руб.

Амортизационные отчисления по скважинам, млн. руб.:

$$A_{\text{сквн } i} = \Phi_{\text{сквн } i} \times \frac{6,7}{100}$$

где 6,7 - ежегодная норма амортизационных отчислений по скважинам, %.

Амортизационные отчисления по прочим основным фондам, млн. руб.:

$$A_{\text{пр } i} = \Phi_{\text{пр } i} \times \frac{a_{14}}{100}$$

где  $a_{14}$  - норма амортизационных отчислений на реновацию по прочим основным фондам, %.

Итого амортизационных отчислений на реновацию основных фондов, млн. руб.:

$$A_{\text{оф } i} = A_{\text{сквн } i} + A_{\text{пр } i}$$

Всего амортизационных отчислений за период, млн. руб.:

$$A = \sum_{i=1}^T A_{\text{оф } i}$$

Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти, млн. руб.:

$$\mathcal{E} = T_{\text{тек } i} + A_{\text{оф } i}$$

Себестоимость добычи 1 т нефти, тыс. руб.:

$$C_{\text{н } i} = \frac{\mathcal{E}_i}{Q_{\text{н } i}}$$

Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти за период, млн. руб.:

$$\mathcal{E} = \sum_{i=1}^T \mathcal{E}_i$$

Среднегодовая себестоимость нефти за период:

$$C_{н} = \frac{\sum_{i=1}^T \varepsilon_i}{\sum_{i=1}^T Q_{нi}}$$

Налоги и платежи, отчисляемые в бюджет.  
Налог на добавленную стоимость:

$$\text{Нндс}_i = C_{нi} \times Q_{нi} \times \frac{a_{14}}{100} \times C_i,$$

где  $a_{15}$  - ставка налога на добавленную стоимость, %.  
Акцизный сбор:

$$\text{Накц}_i = Q_{нi} \times \frac{a_{16}}{100} \times C_i,$$

где  $a_{16}$  - ставка акцизного налога, тыс. руб./т.  
Налог на имущество предприятий:

$$\text{Ним}_i = (O_{фскв}_i + O_{фпр}_i) \times \frac{a_{17}}{100},$$

где:  $a_{17}$  - ставка налога на имущество предприятия, %;  
 $O_{фскв}_i$  - остаточная стоимость основных фондов по скважинам в году  $i$ , млн. руб.;  
 $O_{фпр}_i$  - остаточная стоимость прочих основных фондов в году  $i$ , млн. руб.

11.5.3. Интегральные показатели эффективности.  
Выручка от реализации, млн. руб.:

$$P_i = (C_i \times Q_{нi} + C_{гi} \times Q_{гi}) \times C_i,$$

где:  $C_i$  - цена нефти (включая НДС, акцизный сбор), тыс. руб./т;  
 $Q_{нi}$  - добыча нефти в году  $i$ , тыс. т;

$C_{гi}$  - отпускная цена газа, тыс. руб./1000 куб. м;  
 $Q_{гi}$  - добыча нефтяного газа в году  $i$ , млн. куб. м.

Балансовая прибыль или прибыль к налогообложению, млн. руб.:

$$\Pi_i = P_i - (\varepsilon_i + \text{Нндс}_i + \text{Накц}_i + \text{Ним}_i).$$

Налог на прибыль, млн. руб.:

$$\text{Нпр}_i = \Pi_i \times \frac{a_{18}}{100}, \text{ при условии } \Pi_i > 0,$$

где  $a_{18}$  - ставка налога на прибыль, %.  
Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия, млн. руб.:

$$P_i = \Pi_i - N_{пр. i}$$

Вычисление интегральных показателей эффективности (NPV, IRR, индекс доходности, период окупаемости) осуществляется на базе расчетных цен, чтобы исключить влияние инфляционного изменения цен на результирующие экономические показатели.

При этом коэффициент дисконтирования определяется из следующих соображений:

если "a" - коэффициент дисконтирования, выраженный в текущей денежной единице;

"A"- то же, выраженное в постоянной денежной единице;

"r"- годовой коэффициент инфляции, доли ед.;

тогда значение коэффициента дисконтирования, которое должно быть применено при определении интегральных показателей, получается из соотношения:

$$(1 + "a") = (1 + "A") \times (1 + "r").$$

Аналогичные поправки на уровень инфляции вносятся при определении внутренней нормы возврата капитальных вложений (IRR):

если "m" - значение IRR в текущей денежной единице;

"M" - то же, выраженное в постоянной денежной единице;

"r" - годовой коэффициент инфляции, доли ед.;

тогда IRR определяется из следующего соотношения:

$$1 + "m" = (1 + "M") \times (1 + "r").$$

Расчетные формулы для определения интегральных показателей эффективности приведены в соответствующих разделах Методики.

#### 11.5.4. Погашение кредитных средств

Выплата за кредит и процентов за него производится по формуле:

$$P = \frac{K \times j}{1 - (1 + j)^{-n}},$$

где: P - равная по годам сумма кредита, подлежащая выплате за определенный срок;

j - процентная ставка за кредит, доли ед.;

K - сумма кредита;

n - количество сроков выплаты кредита.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ. ЛИТЕРАТУРА

1. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений / Миннефтепром. - М., 1987.
2. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 39-0147035-207-86 / Миннефтепром. - М., 1986, 105 с.
3. Положение о порядке составления, рассмотрения и утверждения технологической проектной документации на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 39-0147035-215-86 / Миннефтепром. - М., 1986.
4. Методические указания по проведению авторских надзоров за реализацией проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 39-0147035-203-87. - М., 1986.

5. Методическое руководство по геолого - промышленному анализу разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 39-0147035-205-86. - М., 1985, 144 с.
6. Методические указания по проведению геолого - промышленного анализа разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 39-0147035-202-87. - М., 1987, 46 с.
7. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. - М., 1983.
8. Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. - М., 1984.
9. Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов. - М.: Недра, 1972.
10. Требования к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов. - М., 1982.
11. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. - М., 1984.
12. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов ТЭО КИН из недр. - М., 1987.
13. Лесоводственные требования к размещению, строительству и эксплуатации объектов нефтегазодобычи на землях лесного фонда в таежных лесах Западной Сибири / ВНИИЛМ. - Тюмень, 1990.
14. Инструкция по контролю за состоянием почв на объектах предприятий Миннефтегазпрома СССР. РД 39-0147098-015-90 / ВостНИИТБ. - Уфа, 1990.
15. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами. ГОСТ 17.1.3.05-82.
16. Положение по контролю за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на объектах предприятий Миннефтегазпрома СССР. РД 39-0147098-017-90 / ВостНИИТБ. - Уфа, 1990.
17. Положение о водоохраных зонах (полосах) рек, озер и водохранилищ в РСФСР. Постановление СМ РСФСР N 91 от 17.03.89. - М., 1989.
18. Правила охраны окружающей среды при сборе, подготовке и транспорте нефти. РД 39-0147098-005-88 / ВостНИИТБ. - Уфа, 1988.
19. Инструкция по рекультивации земель, загрязненных нефтью. РД 39-0147103-365-86 / ВНИИСПТнефть. - Уфа, 1987.
20. Постановление Совмина СССР от 16 января 1981 г. "О нормативах предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и вредных физических воздействий на нее".
21. Постановление Совмина РФ от 26 января 1993 г. N 77 "О порядке возмещения убытков собственникам земли, землевладельцам, арендаторам и потерь сельскохозяйственного производства".
22. ГОСТ 17.13.12-86. Охрана водоемов от загрязнения сточными водами.
23. Водный кодекс РФ. Принят Госдумой 16.11.95 N 167-ФЗ.
24. Положения об охране, подземных вод / Мингео СССР. - М., 1985.
25. Правила охраны поверхностных вод (типовые положения) / Госкомприрода. - 1991.
26. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. РД 39-133-94 / ГП "Роснефть", НПО "Буровая техника". - М., 1994.
27. Оценка видов и последствий воздействия на геологическую среду разработки нефтяных месторождений. РД 39-128-93 / Минтопэнерго РФ. - М. 1993.
28. Экологический паспорт нефтяного промысла. РД 39-127-93.
29. Методические указания по составлению разделов охраны природы в проектах на обустройство нефтепромысловых объектов и обустройство нефтяных месторождений. РД 39-0147098-018-90.
30. Положение об ОВОС N 695 от 22.09.94.
31. Временные методические указания по составлению раздела "Оценка воздействия на окружающую среду". - Уфа, 1992.
32. Гавура В.Е., Фурсов А.Я., Кочетов М.Н., Чоловский В.И., Тагаченкова Г.С. Требования к исследованиям для подсчета запасов и проектированию разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. - 1988, N 7.
33. Борисов Ю.П., Воинов В.В., Рябина З.К. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1970.
34. Кочетов М.Н. Принципы промышленной разведки залежей и месторождений нефти // Вопросы методики оценки разведанности залежей и усовершенствование классификации запасов нефти: Обзор ВНИИОЭНГ. - М., 1970.

35. Сургучев М.Л., Фурсов А.Я., Талдыкин К.С. Методика обоснования требований к изученности параметров для проектирования разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. - 1979, N 12.
36. Фурсов А.Я. Оптимизация изученности нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1985.
37. Емельянов Н.Н., Кочетов М.Н. К вопросу обоснования необходимого количества образцов при исследовании пористости пород по кернам в разрезах скважин // Труды ВНИИ. - Вып. XV. - М.: Недра, 1966.
38. Аширов К.В., Прончук В.П. Об условиях образования газовых шапок в процессе разработки нефтяных месторождений // Труды Гипростокнефти. - Вып. 4. - Пермское книжное издательство, 1969.
39. РД-39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово - геофизическим и физико - химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений // ВНИИнефть, ВНИИНПГ, ВНИПИТермнефть, АзНИПИнефть и др. - М., 1991.
40. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1985.
41. Муслимов Р.Х. Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения. - Изд-во Казанского университета, 1979.
42. Мухарский Э.Д., Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений платформенного типа. - М.: Недра, 1972.
43. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1981.
44. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1975.
45. Щелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. - М., Гостоптехиздат, 1969.
46. Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1968.
47. Фазлыев Р.Т. Площадное заводнение нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1979.
48. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. - М.: Недра, 1976.
49. Баишев Б.Т. и др. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1978.
50. Крылов А.П. и др. Проектирование разработки нефтяных месторождений. Принципы и методы. - М.: Гостоптехиздат, 1962.
51. Гиматудинов Ш.К. и др. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. - М.: Недра, 1983.
52. Вахитов Г.Г. и др. Методика расчета технологических показателей разработки нефтяных и нефтегазовых залежей. - М.: Недра, 1978.
53. Розенберг М.Д., Шовкринский Г.Ю. Основные проблемы рациональной разработки нефтегазоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1978.
54. Курбанов А.К. и др. Актуальные вопросы проектирования разработки нефтегазовых залежей. - М.: Недра, 1978.
55. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород. - М.: Недра, 1975.
56. Быков Н.Е. Выделение эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1975.
57. Борисов Ю.П. и др. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. - М.: Недра, 1976.
58. Миронов Г.П., Орлов В.С. Нефтеотдача неоднородных пластов при заводнении. - М.: Недра, 1977.
59. Муслимов Р.Х. и др. Создание систем разработки месторождений с применением горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. - 1994, N 10.
60. Сеид - Рза М.К. и др. Определение глубин спуска кондуктора и промежуточных колонн для предупреждения поглощения промывочной жидкости и грифонообразования // Азерб. нефтяное хозяйство. - 1972, N 12.
61. Булатов А.И. и др. Проектирование конструкций скважин, - М.: Недра, 1979.
62. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин. - М.: Недра, 1979.
63. Регламент проведения авторских надзоров за реализацией проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 39-9-490-80. - М., 1980, 49 с.
64. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов. РД 39-0147035-209-87. - М., 1987, 52 с.

65. Методическое руководство по выделению залежей нефти, насыщенных парафином. РД 39-0147035-226-88. - М., 1988.
66. Положение о порядке разработки (проектирования), допуска к испытаниям и серийному выпуску нового бурового, нефтегазопромыслового, геологоразведочного оборудования, оборудования для трубопроводного транспорта и проектирования технологических процессов, входящих в перечень объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России. РД 08-54-94 / Госгортехнадзор России. 1994.
67. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов и новых технологий. РД 153-39.1-004-96 // РМНТК "Нефтеотдача", ВНИИнефть, НПО "Термнефть", СибНИИНП, НПО "Нефтеотдача", БашНИПИнефть, ТатНИПИнефть. - М., 1996.
68. Хавкин А.Я. Физико - химические технологии повышения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов // Нефтяное хозяйство. - 1994, N 8, с. 31 - 34.
69. Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т. Расчет основных свойств пластовых нефтей при добыче и подготовке нефти / МИНХиГП. - М., 1982.
70. Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Грон В.Т., Богомольный Г.И. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. - М.: Недра, 1983.
71. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. ОСТ 39-235-89.
72. Добрынин В.М., Ковалев А.Г. и др. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. - М.: ВНИИОЭНГ, 1988.
73. Методика определения технологических показателей разработки нефтяных и нефтегазовых залежей (ВНИИ-2) / Вахитов Г.Г., Сургучев М.Л., Баишев Б.Т. и др.; ВНИИ. - М., 1977.
74. Максимов М.М., Рыбичкая Л.П. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1976.
75. Кричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений - проблемы моделирования. - М.: Недра, 1979.
76. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. - М.: Недра, 1982.
77. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. Утверждены Госстроем России, Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Госкомпромом России 31.03.94, N 7-12/47.
78. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно - технического прогресса. Постановление ГКНТ и Президиума АН СССР от 03.03.88 N 60/52.
79. Налоговое законодательство России. Сборник законов, постановлений, инструкций и комментариев по налогообложению в Российской Федерации. - М., 1992.
80. Закон "О недрах" // Собрание законодательства Российской Федерации. - 1995, N 10.
81. Риски в современном бизнесе. - М.: Аланс, 1994.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П(ОТ).1

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

№ скв.	Пласт	Интервал залегания, м глубина абс. отм.	Вид опробования	Интервал опробования, м глубина абс. отм.	Дебит, куб. м / сут.	Депрессия, МПа	Диаметр штуцера, мм
1	2	3	4	5	6	7	8

Таблица П(ОТ).2

ЗАПАСЫ НЕФТИ И РАСТВОРЕННОГО ГАЗА,  
ПРИНЯТЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТОВ

Паста	Зона	Категория запасов	Запасы нефти, тыс. т		Запасы растворенного газа, млн. куб. м	
			балансовые	извлекаемые	балансовые	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7
		С1				
		С2				
		Всего				

Таблица П(ОТ).3

ПЛАН - ГРАФИК РАЗБУРИВАНИЯ УЧАСТКА

№ п/п	Годы ввода скважин в разработку		
	1	2	3
1	2	3	4
н о м е р а  с к в а ж и н			





Таблица П.2.2

**ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОЛЩИН ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ  
(ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ)**

Толщина	Наименование	Зоны пласта (горизонта)	По пласту в целом
1	2	3	4
Общая	Средняя, м Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения, м		
в т.ч. Нефте- насыщенная	Средняя, м Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения, м		
Водо- насыщенная	Средняя, м Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения, м		
Газо- насыщенная	Средняя, м Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения, м		
Эффективная	Средняя, м Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения, м		
в т.ч. Нефте- насыщенная	Средняя, м Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения, м		
Водо- насыщенная	Средняя, м Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения, м		
Газо- насыщенная	Средняя, м Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения, м		

Таблица П.2.3

**СТАТИСТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ХАРАКТЕРИСТИК  
НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТОВ (ГОРИЗОНТОВ)**

Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчаности, доли ед.		Коэффициент расчлененности, доли ед.		Характеристика прерывистости	Другие показатели неоднородности
	среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации		
1	2	3	4	5	6	7

Таблица П.2.4

**ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ  
И НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ**

Метод определения	Наименование	Проницаемость, кв. мкм	Пористость, доли ед.	Начальная		Насыщенность связанной водой, доли ед.
				нефте-насыщенность, доли ед.	газо-насыщенность, доли ед.	
1	2	3	4	5	6	7
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт. Количество определений, шт. Среднее значение Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения					
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт. Количество определений, шт. Среднее значение Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения					
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт. Количество определений, шт. Среднее значение Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения					
Принятые при проектировании значения параметров						

Таблица П.2.5





## СВОЙСТВА НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ВОДЫ

Наименование	Пласт			среднее значение
	количество исследованных		диапазон изменения	
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
<p>а) Нефть</p> <p>Давление насыщения газом, МПа</p> <p>Газосодержание при однократном разгазировании, куб. м/т</p> <p>Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.</p> <p>Газосодержание при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, куб. м/т</p> <p>МПа град. С</p> <p>P1 = T1 =</p> <p>P2 = T2 =</p> <p>P3 = T3 =</p> <p>P4 = T4 =</p> <p>P5 = T5 =</p> <p>Суммарное газосодержание, куб. м/т</p> <p>Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.</p> <p>Плотность, кг/куб. м</p> <p>Вязкость, мПа.с</p> <p>Температура насыщения парафином, град. С</p> <p>б) Газ газовой шапки</p> <p>Давление начала и максимальной конденсации, МПа</p> <p>Плотность, кг/куб. м</p> <p>Вязкость, мПа.с</p> <p>Содержание стабильного конденсата, г/куб. м</p> <p>в) Стабильный конденсат</p> <p>Плотность, г/куб. см</p> <p>Температура застывания, град. С</p> <p>Вязкость при 20 град. С, мПа.с</p> <p>г) Пластовая вода</p> <p>Газосодержание, куб. м/т</p> <p>в т.ч. сероводорода, куб. м/т</p> <p>Объемный коэффициент, доли ед.</p> <p>Общая минерализация, г/л</p> <p>Плотность, кг/куб. м</p>				







## КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗОВ И КОНДЕНСАТА

Компо- ненты	Состав газа						Состав конденсата				Состав пласто- вого газа	
	сепарации		дегазации		дебута- низации		дебутани- зации		сырого			
	моли	%	моли	%	моли	%	моли	%	моли	%	моли	%
CH <sub>4</sub>												
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>												
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>												
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>												
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>												
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>												
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>												
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>												
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>												
N <sub>2</sub>												
CO <sub>2</sub>												
H <sub>2</sub> S												
He												
Всего												
C <sub>5</sub> +												

Молярная доля газа в пластовом газе - ...

Молярная доля "сухого" газа в пластовом газе - ...

**ФИЗИКО - ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ  
РАЗГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ**

Наименование		Пласт			
		количество исследо- ванных		диапа- зон изме- нения	сред- нее значе- ние
		скв-н	проб		
1		2	3	4	5
Вязкость динамическая, мПа.с при 20 град. С 50 град. С Вязкость кинематическая, кв. м/с при 20 град. С 50 град. С Температура застывания, град. С Температура насыщения парафином, град. С					
Массовое содержа- ние, %	Серы Смол силикагелевых Асфальтенов Парафинов Солей Воды Мехпримесей				
Температура плавления парафина, град. С					
Объемный выход фракций, %	н.к. - 100 град. С до 150 град. С до 200 град. С до 300 град. С до 350 град. С				
Классификация нефти					

Таблица П.2.12

## СОДЕРЖАНИЕ ИОНОВ И ПРИМЕСЕЙ В ПЛАСТОВОЙ ВОДЕ

Содержание ионов моль/куб. м примесей, г/куб. м	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
-				
Cl				
--				
SO4				
-				
HCO3				
++				
Ca				
++				
Mg				
+				
Na				
+				
K				
Примеси				
pH				

Таблица П.2.13

## ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД И ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Наименование параметров	Горные породы		Пластовые жидкости	
	коллек- торы	вмещаю- щие	нефть	вода
1	2	3	4	5
Число исследованных образцов Средняя плотность, кг/куб. м Коэффициент температуропровод- ности, кв. м/час Коэффициент теплопроводности, ккал/(м x час x град.) Удельная теплоемкость, ккал / (кг x град)				





## РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту	Примечание
	скважин	измерений			
1	2	3	4	5	6
Начальное пластовое давление, МПа					
Пластовая температура, град. С					
Геотермический градиент, град. С					
Дебит нефти, т/сут.					
Обводненность, мас. %					
Газовый фактор, куб. м/т					
Удельная продуктивность, куб. м/(м x сут. x МПа)					
Удельная приемистость, куб. м/(м x сут. x МПа)					
Гидропроводность, -12 кв. м x 10 / (Па x с)					
Приведенный радиус, м					
Пьезопроводность, 10 <sup>4</sup> кв. м/с					
Проницаемость, кв. мкм					
Дебит газа, тыс. куб. м/сут. <*>					
Содержание стабильного конденсата, г/куб. м <*>					

<\*> Сведения о дебитах газа и конденсата приводятся только по газонефтяным залежам.

**ХАРАКТЕРИСТИКА ФОНДА СКВАЖИН  
(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	

При необходимости дополнительно приводится фонд скважин - дублеров, водозаборных, специальных и других скважин.

**СРАВНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ  
РАЗРАБОТКИ (ПЛАСТ)**

Показатели	19__ г.		19__ 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 за счет метода повышения нефтеизвлечения Накопленная добыча нефти, тыс. т в т.ч. за счет метода повышения нефте- извлечения Добыча нефтяного газа, млн. куб. м/год Накопленная добыча газа, млн. куб. м Добыча газа из газовой шапки, млн. куб. м/год Накопленная добыча газа из газовой шапки, млн. куб. м Добыча конденсата, тыс. т/год Накопленная добыча конденсата, тыс. т Темп отбора 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 накопленная, тыс. куб. м <*> годовая, тыс. куб. м/год Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях: текущая, % накопленная, % Эксплуатационное бурение всего, тыс. м Ввод добывающих скважин, шт. Выбытие добывающих скважин, шт. в т.ч. под закачку Фонд добывающих скважин на конец года, шт. в т.ч. нагнетательных в отработке механизированных новых Перевод скважин на механизированную добычу, шт. Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт. Выбытие нагнетательных скважин, шт. Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт. 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. куб. м/сут. <*> Среднесуточная приемистость нагнетатель- ной скважины, куб. м/сут. Среднее давление на забоях добывающих скважин (по рядам), МПа Пластовое давление, МПа Газовый фактор, куб. м/т Коэффициент использования фонда скважин, доли ед. Коэффициент эксплуатации скважин (по способам), доли ед. Плотность сетки добыв. и нагн. скважин, 4 10 кв. м/скв. Остаточные балансовые запасы на 1 скважину эксплуатационного фонда, т/скв. Остаточные извлекаемые запасы на 1 скважину эксплуатационного фонда, т/скв.				
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	--	--	--

-----  
<\*> Приводится в том числе показатель по каждому компоненту рабочего агента (ПАВ, полимер, щелочь и т.д.).

<\*> Сведения о добыче газа, конденсата, дебитах по газу приводятся только по газонефтяным залежам.

Таблица П.3.4

**СРАВНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ  
РАЗРАБОТКИ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ В ЦЕЛОМ**

Показатели	19__ г.		19__ г.	
	проект.	факт.	проект.	факт.
1	2	3	4	5
Добыча нефти всего, тыс. т/год в т.ч. за счет метода повышения нефте- извлечения Накопленная добыча нефти, тыс. т в т.ч. за счет метода повышения нефтеиз- влечения Добыча нефтяного газа, млн. куб. м/год Накопленная добыча нефтяного газа, млн. куб. м Добыча газа из газовой шапки, млн. куб. м/год Накопленная добыча газа из газовой шапки, млн. куб. м Газовый фактор, куб. м/т Добыча конденсата, тыс. т/год Накопленная добыча конденсата, тыс. т Добыча жидкости всего, тыс. т/год Накопленная добыча жидкости, тыс. т Закачка рабочего агента годовая, тыс. куб. м/год <*> Закачка рабочего агента накопленная, тыс. куб. м <*> Фонд добывающих скважин на конец года Фонд нагнетательных скважин на конец года Количество действующих добывающих скважин на конец года Количество действующих нагнетательных скважин на конец года Средний дебит 1 действующей скважины на конец года, т/сут. нефти жидкости Капитальные вложения, млн. руб. (основ- ные фонды) Себестоимость добычи 1 т нефти, руб./т				

<\*> Приводятся в том числе показатели во каждом компоненту рабочего агента (ПАВ, полимер, щелочь и т.д.).

Таблица П.3.5

**РАСЧЕТНАЯ МОДЕЛЬ СЛОИСТОГО ПЛАСТА**

Зона пласта	Номер слоя	Эффективная проницаемость по воздуху, кв. мкм	Доля объема
1	2	3	4

Таблица П.3.6

**ХАРАКТЕРИСТИКА МОДИФИЦИРОВАННЫХ  
ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ**

Средняя насыщенность водой, доли ед.	Фазовая проницаемость для воды, доли ед.	Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	Фазовая проницаемость для нефти, доли ед.	Средняя насыщенность газом, доли ед.	Фазовая проницаемость для газа, доли ед.
1	2	3	4	5	6

Графы 5, 6 заполняются при условии использования расчетных методик трехфазной фильтрации.

Таблица П.3.7

**СОПОСТАВЛЕНИЕ ФАКТИЧЕСКИХ И РАСЧЕТНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ  
ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИСТОРИИ РАЗРАБОТКИ**

Годы	Фонд добывающих скважин		Фонд нагнетат. скважин		Добыча нефти, тыс. т		Добыча жидкости, тыс. т		Закачка воды, тыс. т		Пластовое давление, МПа		Д
	факт.	расч.	факт.	расч.	факт.	расч.	факт.	расч.	факт.	расч.	факт.	расч.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Графы 14 - 17 приводятся только для газонефтяных залежей.

**ГЕОЛОГО - ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Параметры	Объекты	
	2	3
1		
Средняя глубина залегания, м		
Тип залежи		
Тип коллектора		
Площадь нефтегазоносности, тыс. куб. м		
Средняя общая толщина, м		
Средняя газонасыщенная толщина, м		
Средняя нефтенасыщенная толщина, м		
Средняя водонасыщенная толщина, м		
Пористость, %		
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.		
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.		
Средняя нефтенасыщенность газовой шапки, доли ед.		
Средняя насыщенность газом газовой шапки, доли ед.		
Проницаемость, кв. мкм		
Коэффициент песчанистости, доли ед.		
Коэффициент расчлененности, доли ед.		
Начальная пластовая температура, град. С		
Начальное пластовое давление, МПа		
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа.с		
Плотность нефти в пластовых условиях, т/куб. м		
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/куб. м		
Абсолютная отметка ВНК, м		
Объемный коэффициент нефти, доли ед.		
Содержание серы в нефти, %		
Содержание парафина в нефти, %		
Давление насыщения нефти газом, МПа		
Газосодержание нефти, куб. м/т		
Содержание стабильного конденсата, г/куб. м		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа.с		
Плотность воды в пластовых условиях, т/куб. м		
Средняя продуктивность, х 10 куб. м/(сут. х МПа)		
Начальные балансовые запасы нефти, млн. т		
(утв. ГКЗ РФ или на балансе ГПП "Росгеолфонд")		
в том числе: по категории С1/С2		
Начальные извлекаемые запасы нефти, млн. т		
(утв. ГКЗ РФ или на балансе ГПП "Росгеолфонд")		
в том числе: по категории С1/С2		
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.		
в том числе: по запасам категории С1/С2		
Начальные балансовые запасы свободного газа, млн. куб. м		
(утв. ГКЗ РФ или на балансе ГПП "Росгеолфонд")		
в том числе: по категории С1/С2		
Начальные балансовые запасы конденсата, млн. т		
Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.		

**ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАСЧЕТНЫХ  
ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ**

Месторождение

Объект

Характеристики	Варианты			
	2	3	4	5
1				
Режим разработки Система размещения скважин Расстояние между скважинами, м Плотность сетки, га/скв. Коэффициент охвата процессом вытеснения, доли ед. Соотношения скважин в элементе, доб./нагн. Режим работы скважин: <*> - добывающих - нагнетательных Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.: - фонтанных - механизированных - нагнетательных Принятый коэффициент компенсации отбора закачкой, % Другие характерные показатели				

-----  
 <\*> Указываются условия работы скважин: забойные давления, величины дебитов и т.д.









Таблица П.4.4 (П.4.7)

## ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН

Объект

Вариант

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения				Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. т	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин			Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость одной нагнет. скважины куб. м / сут.
	все-го	добывающих	нагнетательных	газовых			все-го	в т.ч. нагнетательных	все-го	механизированных	газовых		нефти, т/сут.	жидкости, т/сут.	газа, тыс. куб. м в сутки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

П. п. 10, 11, 12, 13 - на конец периода.

Таблица П.4.5 (П.4.8)

ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ  
ПО ОТБОРУ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ

Объект

Вариант

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, млн. т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, млн. куб. м		Компенсация отбора закачкой, %
		начальных	текущих				все-го	мех. способ	все-го	мех. способ		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Продолжение табл. П.4.5 (П.4.8)

Добыча нефтяного газа, млн. куб. м		Добыча свободного "прорывного" газа, млн. куб. м		Добыча свободного газа из газовых скважин, млн. куб. м		Добыча конденсата, млн. т		Проектный уровень добычи свободного газа, млн. куб. м	Коэффициент газоотдачи, доли ед.
годовая	накоплен.	годовая	накоплен.	годовая	накоплен.	годовая	накоплен.		
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25

П. п. 2, 8, 9, 12, 13, 14, 16 - суммарные за период.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ РЕКОМЕНДУЕМОГО  
ВАРИАНТА ПО ОБЪЕКТАМ**

Наименование	Объекты		
	2	3	4
1			
<p align="right">4</p> Плотность сетки добыв. + нагнет. скважин, х 10 кв. м/скв. Проектный уровень добычи нефти, млн. т/год Темп отбора при проектном уровне (от утвержденных начальных извлекаемых запасов), % Год выхода на проектный уровень Продолжительность проектного уровня, годы Проектный уровень добычи жидкости, млн. т/год Проектный уровень добычи попутного газа, млн. куб. нм/год Проектный уровень добычи конденсата, млн. т/год Проектный уровень закачки воды (раб. агентов), млн. куб. нм/год Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт. в том числе: добывающих нагнетательных специальных газовых <*> Фонд скважин для бурения, всего, шт. в том числе: добывающих нагнетательных специальных газовых <*> Фонд резервных скважин, шт. Фонд скважин - дублеров, шт. Накопленная добыча за проектный период, млн. т: нефти жидкости свободного газа <*> конденсата <*> Накопленная добыча с начала разработки, млн. т: нефти жидкости свободного газа <*> конденсата <*> Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед. Конечный коэффициент извлечения конденсата, доли ед. <*> Средняя обводненность к концу разработки, %			

-----  
 <\*> Заполняется для газонефтяных объектов.

**СОПОСТАВЛЕНИЕ УТВЕРЖДЕННЫХ И РАСЧЕТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ**

## ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ (КИН) ИЗ НЕДР

### Месторождение

Пласт	Категория запасов	Зоны, участки	КИН, утвержденный в ГКЗ РФ, доли ед.	Варианты	Расчетные коэффициенты, доли ед.			
					вытеснения нефти	охвата вытеснением	охвата заводнением	КИН
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица П.5.1

### ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНОГО (ГАЗОНЕФТЯНОГО) МЕСТОРОЖДЕНИЯ

N п/п	Показатели	Значение
1	2	3
	<p>ЦЕНА</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- на нефть, тыс. руб./т</li> <li>- на попутный газ, тыс. руб./1000 куб. м</li> <li>- на природный газ, тыс. руб./1000 куб. м</li> <li>- на конденсат, тыс. руб./т</li> </ul> <p>ПЛАТЕЖИ И НАЛОГИ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- НДС, %</li> <li>- акцизный сбор, руб./т</li> <li>- на имущество, %</li> <li>- на прибыль, %</li> <li>- плата за недра, %</li> <li>- отчисления на воспроизводство минерально - сырьевой базы: <ul style="list-style-type: none"> <li>- на нефть, %</li> <li>- на природный газ, тыс. руб./1000 куб. м</li> </ul> </li> <li>- отчисления в дорожный фонд, %</li> <li>- отчисления в страховой фонд, %</li> <li>- государственный фонд занятости, %</li> <li>- фонд социального страхования, %</li> <li>- фонд медицинского страхования, %</li> <li>- фонд НИОКР, %</li> <li>- плата за землю, руб./га</li> </ul> <p>КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- бурение добывающей скважины, млн. руб.</li> <li>- бурение нагнетательной скважины, млн. руб.</li> <li>- бурение газовой скважины, млн. руб.</li> <li>- оборудование для нефтедобычи, млн. руб./скв.</li> <li>- оборудование прочих организаций, %</li> </ul> <p>Промышленное обустройство:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- сбор и транспорт нефти, млн. руб./скв.</li> <li>- комплексная автоматизация, млн. руб./скв.</li> <li>- электроснабжение и связь, млн. руб./скв.</li> <li>- промводоснабжение, млн. руб./скв.</li> <li>- базы производственного обслуживания НГДУ,</li> </ul>	

млн. руб./скв.

- автодорожное строительство, млн. руб./скв.
- заводнение нефтяных пластов, млн. руб./нагн. скв.
- технологическая подготовка нефти, тыс. руб./т
- очистные сооружения, тыс. руб./куб. м сут. ввод. мощн.
- специальное оборудование и установки для методов повышения нефтеизвлечения, млн. руб./шт.
- специальные трубопроводы для закачки рабочего агента метода повышения нефтеизвлечения, млн. руб./км
- установки предварительной подготовки газа (УППГ), млн. руб./уст.
- установки комплексной подготовки газа (УКПГ), млн. руб./уст.
- газосборные коллекторы, млн. руб./км
- конденсатосборные коллекторы, млн. руб./км
- установки стабилизации конденсата (УСК), млн. руб./уст.
- установки сероочистки (УСО), млн. руб./уст.
- газопровод подключения, млн. руб./км
- прочие, %

**ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ**

- обслуживание нефтяных скважин (с общепромысловыми затратами), млн. руб./скв.-год
- обслуживание нагнетательных скважин, млн. руб./скв.-год
- технологическая подготовка нефти, руб./т жидкости
- сбор и транспорт нефти и газа, руб./т жидкости
- стоимость 1 кВт.ч. электроэнергии, руб.
- стоимость сжатого воздуха (газа), тыс. руб. / 1000 куб. м
- стоимость капитального ремонта добывающей скважины, млн. руб./скв.
- стоимость капитального ремонта нагнетательной скважины, млн. руб./скв.
- стоимость воды, руб./куб. м
- эксплуатация УСК, тыс. руб./т
- эксплуатация УСО, тыс. руб./1000 куб. м
- эксплуатация ДКС, тыс. руб./компр. агрегат

**ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ**

- норма амортизационных отчислений на реновацию скважин, %
- то же, на реновацию объектов обустройства, %
- удельный расход на механизированную добычу:
  - эл/энергии при добыче нефти ШГН, кВт.ч/т жидк.
  - эл/энергии при добыче нефти ЭЦН, кВт.ч/т жидк.
  - сжатого воздуха (газа) при добыче нефти газлифтом, куб. м/т жидк.
  - эл/энергии на закачку воды в пласт, кВт.ч/куб. м
- коэффициент инфляции, %
- норматив приведения разновременных затрат, доли ед.





**РАСЧЕТ ПРИБЫЛИ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ  
НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ**

**Месторождение А**

Показатели	Годы				
	1	2	3	4	...
1. Добыча нефти, тыс. т					
2. Добыча газа, млн. куб. м					
3. Выручка от реализации продукции - всего, млн. руб.					
в т.ч.					
- нефти					
- газа					
- др. продукции					
4. Налог на добавленную стоимость, млн. руб.					
5. Акцизный сбор, млн. руб.					
6. Эксплуатационные затраты с учетом амортизационных отчислений, млн. руб.					
7. Прибыль к налогообложению, млн. руб. (п. 3 - п. 4 - п. 5 - п. 6)					
8. Налог на прибыль, млн. руб.					
9. Налог на имущество предприятия, млн. руб.					
10. Прибыль от реализации, млн. руб. (п. 7 - п. 8 - п. 9)					
11. То же (дисконт.), млн. руб.					







**СОПОСТАВЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНИКО - ЭКОНОМИЧЕСКИХ  
ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО  
(ГАЗОНЕФТЯНОГО) МЕСТОРОЖДЕНИЯ <\*>**

-----  
<\*> Показатели могут быть приведены по пятилеткам и за весь срок.

Показатели	Варианты			
	I	II	III	...
1. Проектный уровень добычи нефти, тыс. т				
2. Проектный уровень добычи природного газа, млн. куб. м				
3. Проектный уровень добычи конденсата, тыс. т				
4. Проектный срок разработки, годы				
5. Накопленная добыча, млн. т:				
- нефти				
- жидкости				
- природного газа				
- конденсата				
6. Накопленная закачка воды (реагента), млн. т				
7. Фонд скважин, всего				
в т.ч.:				
- добывающих				
- нагнетательных				
8. Фонд скважин для бурения, всего				
в т.ч.:				
- добывающих				
- нагнетательных				
9. Средняя обводненность к концу разработки, %				
10. Коэффициент извлечения нефти, доли ед.				
11. Капитальные вложения, млрд. руб.				
12. Эксплуатационные затраты с учетом амортизационных отчислений, млрд. руб.				
13. Дисконтированный поток наличности, млрд. руб.:				
- коэффициент дисконтирования .....%				
- коэффициент дисконтирования .....%				
14. Индекс доходности, ед.				
15. Окупаемость капитальных вложений, годы				
16. Внутренняя норма рентабельности (IRR), %				
17. Доход государства (налоги и платежи), млрд. руб.				

Таблица П.6.1

## ПОКАЗАТЕЛИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН &lt;\*&gt;

<\*> Показатели способов эксплуатации скважин приводятся по годам на текущую и последующие две пятилетки.

## Вариант

Способ эксплуатации	Показатели	Годы			
		3	4	5	6
1	2	3	4	5	6
Фонтан	Ввод скважин				
	Средний эксплуатационный фонд				
	Дебит по жидкости, куб. м/сут. максимальный				
	минимальный				
	Средняя обводненность, %				
Газлифт	Ввод скважин				
	Средний эксплуатационный фонд				
	Дебит по жидкости, куб. м/сут. максимальный				
	минимальный				
	Средняя обводненность, %				
	Удельный расход газа, куб. нм/куб. м				
	Общий расход газа, млн. куб. нм/год				
ШГН	Ввод скважин				
	Средний эксплуатационный фонд				
	Дебит по жидкости, куб. м/сут. максимальный				
	минимальный				
	Средняя обводненность, %				
ЭЦН	Ввод скважин				
	Средний эксплуатационный фонд				
	Дебит по жидкости, куб. м/сут. максимальный				
	минимальный				
	Средняя обводненность, %				

Таблица П.6.2

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ОСЛОЖНЕНИЙ  
ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПО РЕКОМЕНДУЕМОМУ  
ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ

N п/п	Необходимые мероприятия	Объемы применения	Периодичность	Примечание



**ОБОСНОВАНИЕ ПРОГНОЗА ДОБЫЧИ НЕФТИ,  
ОБЪЕМА БУРОВЫХ РАБОТ**

Вариант

Объект (месторождение), категория запасов

N п/п	Показатели	Годы				
		19__	19__	19__	19__	19__
1	2	3	4	5	6	7
1	Добыча нефти всего, тыс. т					
2	В том числе из: переходящих скважин					
3	новых скважин					
4	механизированных скважин					
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.					
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения					
7	из разведочного бурения					
8	переводом с других объектов					
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут.					
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни					
11	Средняя глубина новой скважины, м					
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м					
13	В т.ч. - добывающие скважины					
14	- вспомогательные и специ- альные скважины					
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.-дни					
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс. т					
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т					
18	Расчетная добыча нефти из перехо- дящих скважин данного года, тыс. т					
19	Ожидаемая добыча нефти из перехо- дящих скважин данного года, тыс. т					
20	Изменение добычи нефти из перехо- дящих скважин, тыс. т					
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %					
22	Мощность новых скважин, тыс. т					
23	Выбытие добывающих скважин, шт.					
24	В т.ч. под закачку					
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.					
26	В том числе нагнетательных в отработке					
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.					

28	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.				
29	Фонд механизированных скважин, шт.				
30	Ввод нагнетательных скважин, шт.				
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт.				
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.				
33	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.				
34	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.				
35	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут.				
36	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут.				
37	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут.				
38	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %				
39	Средняя обводненность продукции переходящих скважин, %				
40	Средняя обводненность продукции новых скважин, %				
41	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут.				
42	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут.				
43	Средняя приемистость нагнетательных скважин, куб. м/сут.				
44	Добыча жидкости, всего, тыс. т				
45	В т.ч. из переходящих скважин, тыс. т				
46	из новых скважин, тыс. т				
47	механизированным способом, тыс. т				
48	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т				
49	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т				
50	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.				
51	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %				
52	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %				
53	Темп отбора от текущих утвержденных запасов, %				
54	Закачка рабочего агента, тыс. куб. м (млн. куб. нм)/год				
55	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. т (млн. куб. нм)				
56	Компенсация отбора: текущая, %				
57	с начала разработки, %				

**ОБОСНОВАНИЕ ПРОГНОЗА ДОБЫЧИ НЕФТЯНОГО  
И ПРИРОДНОГО ГАЗА, ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА,  
ОБЪЕМА БУРОВЫХ РАБОТ**

Вариант

Объект (месторождение), категория запасов

N п/п	Показатели	Годы				
		19__	19__	19__	19__	19__
1	2	3	4	5	6	7
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн. куб. нм					
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн. куб. м					
3	Газовый фактор, куб. нм/т					
4	Добыча нефтяного газа, млн. куб. нм/год					
5	Использование нефтяного газа, млн. куб. нм/год					
6	Процент утилизации нефтяного газа, %					
7	Остаточные запасы природного газа категории А + В + С1, млн. куб. нм/год					
8	Отбор газа с начала разработки, млн. куб. нм/год					
9	Добыча газа, всего, млн. куб. нм/год					
10	Расход газа на собственные нужды, млн. куб. нм/год					
11	В т.ч. на технологические нужды, млн. куб. нм/год					
12	Добыча газа из переходящих скважин, млн. куб. нм/год					
13	Действующий фонд переходящих сква- жин на начало года, шт.					
14	Среднедействующий фонд переходящих скважин, шт.					
15	Среднесуточный дебит одной перехо- дящей скважины, тыс. куб. нм/год					
16	Среднее число дней работы перехо- дящей скважины, дни					
17	Добыча газа из скважин, вводимых из бездействия, млн. куб. нм/год					
18	Ввод в эксплуатацию скважин из без- действия, шт.					
19	Среднесут. дебит одной скважины, вводимой из бездействия, шт.					
20	Среднее число дней работы одной скважины, вводимой из бездействия, шт.					
21	Добыча газа из новых скважин, млн. куб. нм/год					
22	Ввод в эксплуатацию новых скважин,					



	шт.					
23	В т.ч. - из эксплуатационного бурения					
24	- переводом из других объектов					
25	- из консервации					
26	- из разведочного бурения					
27	Среднесуточный дебит 1 новой скважины, тыс. н. куб. м/год					
28	Среднее число дней работы 1 новой скважины, дни					
29	Расчетная годовая добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году, млн. куб. нм/год					
30	Ожидаемая расчетная добыча газа из старых скважин данного года, млн. куб. нм/год					
31	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин, д. е.					
32	Падение добычи газа по переходящим скважинам, млн. куб. нм					
33	Выбытие скважин из действующего фонда, шт.					
34	Средняя глубина бурения газодобывающих скважин, м					
35	Объем эксплуатационного бурения, тыс. м					
36	Средневзвешенное пластовое давление на начало года, МПа					
37	Среднее устьевое (рабочее) давление на начало года, МПа					
38	Содержание стабильного конденсата, г/куб. нм					
39	Добыча конденсата, тыс. т					
40	Коэффициент извлечения конденсата из газа, доли ед.					
41	Технологические потери конденсата, %					

Пункты 7 - 41 заполняются для газонефтяных месторождений при добыче природного газа и конденсата.

Таблица П.9.1

**ВИДЫ И ОБЪЕМЫ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ  
ПО \_\_\_\_\_ МЕСТОРОЖДЕНИЮ**

N п/п	Категория скважин	Количество скважин (числитель) и периодичность (знаменатель) исследовательских работ по видам							Примечание
		снятие индикаторных диаграмм	снятие кривой восстановления (падения) давления	гидропробы слушание и интерференция скважин	замер плас- тового и за- бойно- го да- вления	отбор глубинных проб	конт- роль поло- жения ВНК	...	
1.	Добывающие в т.ч. фонтанные газлифтные ЭЦН ШГН ...								
2.	Нагнетательные								
3.	Контрольные								
4.	Наблюдательные								
5.	Пьезометрические								

Таблица П.12

**СТРУКТУРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ ПО РАЗРАБОТКЕ  
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Номер раздела	Наименование раздела	Проект пробной эксплуатации залей	Проект опытно- промышленной разработки месторождения	Технологическая разработка месторождения	Проект работы (уточненный проект работы м-ния)	Анализ разработки месторождения
1	2	3	4	5	6	7

	Текстовая часть					
1.	Введение	+	+	+	+	+
2.	Цели и задачи документа	+	+	+	+	+
3.	Общие сведения о м-нии	+	+	+	+	+
4.	Геолого - физическая ха- рактеристика м-ния	кратко	+	+	+	+
4.1.	Геологическое строение месторождения	+	+	+	+	уточ- ненное
4.2.	Физико - гидродинамичес- кая характеристика про- дуктивных коллекторов, вмещающих пород и покры- шек	+	+	+	+	+
4.3.	Свойства и состав нефти, газа, конденсата и воды	+	+	+	+	+
4.4.	Результаты опробования и исследования скважин	+	+	+	+	+
4.5.	Запасы нефти, газа, конденсата	+	+	+	+	уточ- ненные
5.	Подготовка геолого - промысловой и технико - экономической основы для проектирования разра- ботки	+	+	+	+	+
5.1.	Анализ результатов буре- ния и пробной эксплуата- ции разведочных скважин, характеристика их режи- мов	+	+	+	+	+
5.2.	Анализ текущего состоя- ния разработки и эффек- тивность применяемой технологии	-	++	+	+	+
5.2.1.	Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации	-	++	+	+	+
5.2.2.	Сопоставление фактичес- ких и проектных показа- телей		++	+	+	+
5.2.3.	Пластовое давление в зонах отбора и закачки. Температура пласта	+	++	+	+	+
5.2.4.	Анализ выработки запа- сов нефти из пластов	-	++	+	+	+
5.2.5.	Анализ эффективности реализуемой системы разработки	-	++	+	+	+
5.3.	Обоснование принятой методики прогноза технологических показа- телей разработки	-	+	+	+	+
5.4.	Обоснование выделения эксплуатационных объек- тов, обоснование техно- логий и выбор расчетных вариантов разработки	+	+	+	+	+

5.5.	Исходные данные для расчета экономических показателей	+	+	+	+	+
6.	Технологические и технико - экономические показатели вариантов разработки	+	+	+	+	+
6.1.	Обоснование предельных толщин пласта для размещения скважин и сроков выработки извлекаемых запасов, количества и местоположения скважин - дублеров		+	+	+	+
6.2.	Технологические показатели вариантов разработки	+	+	+	+	+
6.3.	Экономические показатели вариантов разработки	+	+	+	+	+
6.4.	Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	-	+	+	+	+
7.	Технико - экономический анализ проектных решений	+	+	+	+	+
7.1.	Общие положения	+	+	+	+	+
7.2.	Показатели экономической оценки вариантов разработки	+	+	+	+	-
7.3.	Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат	+	+	+	+	+
7.4.	Налоговая система	+	+	+	+	+
7.5.	Источники финансирования	+	+	+	+	+
7.6.	Технико - экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	+	+	+	+	+
7.7.	Технико - экономическая эффективность новых технологических решений	+	+	+	+	+
7.8.	Практическое осуществление рекомендуемого варианта разработки	+	+	+	+	+
8.	Технология и техника добычи нефти и газа	+	+	+	+	+
8.1.	Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования	+	+	+	+	+
8.2.	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	+	+	+	+	+
8.3.	Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин	+	+	+	+	+
8.4.	Техника и технология	+	+	+	+	+

	добычи природного газа и конденсата					
8.5.	Требования и рекомендации к системе ППД	+	+	+	+	+
8.6.	Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при внедрении методов повышения нефтеизвлечения	+	+	+	+	+
9.	Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин	+	+	+	+	+
10.	Прогноз добычи нефти, газа, конденсата, объемов буровых работ и закачки воды в пласт	+	+	+	+	+
11.	Мероприятия по доразведке месторождения	+	+	+	+	+
12.	Проектирование комплекса систем промысловых и геофизических исследований по контролю и регулированию разработки	+	+	+	+	+
13.	Охрана недр и окружающей среды	+	+	+	+	+
14.	Заключение	+	+	+	+	+
15.	Литература	+	+	+	+	+
16.	Копия лицензионного соглашения	+	+	+	+	+
17.	Техническое задание	+	+	+	+	+
18.	Протокол техсовета организации - заказчика, ведущего добычу на данном месторождении (независимо от форм собственности)	+	+	+	+	+
19.	Табличные и графические приложения	+	+	+	+	+
	Таблицы					
	А. В разделе общих требований					
1.	П(ОТ).1	+	-	-	-	-
2.	П(ОТ).2	+	-	-	-	-
3.	П(ОТ).3	+	-	-	-	-
4.	П(ОТ).4	+	-	-	-	-
	Б. В текстовой части					
5.	П.2.1	+	+	+	+	+
6.	П.2.2	+	+	+	+	+
7.	П.2.3	+	+	+	+	+
8.	П.2.4	+	+	+	+	+
9.	П.2.5	-	+	+	+	+
10.	П.2.6	-	+	+	+	+
11.	П.2.7	+	+	+	+	+

12.	П.2.8	+	+	+	+	+
13.	П.2.9	+	+	+	+	+
14.	П.2.10	+	+	+	+	+
15.	П.2.11	+	+	+	+	+
16.	П.2.12	+	+	+	+	+
17.	П.2.13	+	+	+	+	+
18.	П.2.14	+	+	+	+	+
19.	П.2.15	-	+	+	+	+
20.	П.3.1	-	+	+	+	+
21.	П.3.2	-	-	+	+	+
22.	П.3.3	-	-	-	+	+
23.	П.3.4	-	-	-	+	+
24.	П.3.5	-	+	+	+	+
25.	П.3.6	-	+	+	+	+
26.	П.3.7	-	-	-	+	+
27.	П.3.8	+	+	+	+	+
28.	П.3.9	-	+	+	+	+
29.	П.3.10 (форма произвольная)	-	+	+	+	+
30.	П.4.1	-	+	+	+	+
31.	П.4.2	-	+	+	+	+
32.	П.4.3	-	+	+	+	+
33.	П.4.4	-	+	+	+	+
34.	П.4.5	-	+	+	+	+
35.	П.4.6	-	+	+	+	+
36.	П.4.7	-	+	+	+	+
37.	П.4.8	-	+	+	+	+
38.	П.4.9	-	+	+	+	+
39.	П.5.1	-	+	+	+	+
40.	П.5.2	-	+	+	+	+
41.	П.5.3	-	+	+	+	+
42.	П.5.4	-	+	+	+	+
43.	П.5.5	-	+	+	+	+
44.	П.5.6	-	+	+	+	+
45.	П.5.7	-	+	+	+	+
46.	П.5.8	-	+	+	+	+
47.	П.5.9	-	+	+	+	+
48.	П.5.10	-	+	+	+	+
49.	П.6.1	-	+	+	+	+
50.	П.6.2	-	+	+	+	+
51.	П.6.3	-	+	+	+	+
52.	П.8.1	+	+	+	+	+
53.	П.8.2	-	+	+	+	+
54.	П.9.1	-	+	+	+	+
55.	П.10	+	+	+	+	+
	Иллюстрационные материалы для рассмотрения проектного документа					
1.	Схема расположения месторождения на местности с указанием основных водных артерий, населенных пунктов, транспортных и нефтегазопроводных коммуникаций	+	+	+	+	-
2.	Структурные карты по кровле проницаемой части продуктивных	+	+	+	+	+

3.	пластов М 1:25000 Сводный геолого - геофизический разрез	+	+	+	+	+
4.	Схематические геологические профили продуктивных отложений по линиям пробуренных скважин	+	+	+	+	+
5.	Корреляционные схемы по линиям геологических профилей	+	+	+	+	+
6.	Карта нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов с нанесением пробуренных скважин М 1:25000	+	+	+	+	+
7.	Карты распространения продуктивных пластов с размещенными на них проектными и пробуренными нефтяными и нагнетательными скважинами и сводные схемы размещения скважин по месторождению с контурами нефтегазоносности	-	+	+	+	+
8.	Графики добычи нефти, жидкости, закачки агентов, темпов выработки запасов нефти, характеристики вытеснения	-	+	+	+	+
9.	Таблицы параметров продуктивных пластов, запасов нефти и газа, технико - экономических показателей вариантов разработки	-	+	+	+	+
10.	Карты текущего состояния разработки объектов	+	+	+	+	+
11.	Карты остаточных запасов нефти	-	+	+	+	+
12.	Графики проектных и фактических уровней добычи нефти, жидкости, закачки агентов, обводненности и др.	-	+	+	+	+
13.	Схемы размещения разведочных и оценочных скважин	+	+	+	+	+
14.	Схемы разбуривания объектов разработки, нанесенные на карты нефтенасыщенных толщин	+	+	+	+	+

Примечание. ++)- эти разделы рекомендуются в тех случаях, когда до проведения опытно - промышленных работ месторождение находилось в разработке.