МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
(ВНИИ)

РЕГЛАМЕНТ

СОСТАВЛЕНИЯ ПРОЕКТОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Москва — 1986 г.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
(ВНИИ)

УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель
Министра нефтяной промышленности
В. Ю. Филановский
8 апреля 1986 г.

РЕГЛАМЕНТ

СОСТАВЛЕНИЯ ПРОЕКТОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Москва — 1986 г.

Составители: Баишев Б. Т., Балашова Т. В., Боксерман А. А., Бученков Л. Н., Васильев И. П., Воинов В. В., Горбунов А. Т., Дергунов П. В., Жданов С. А., Жечков А. И., Рябинина З. К., Семин Е. И., Сургучев М. Л., Тарасов А. Г., Чоловский В. И., Шовкринский Г. Ю., Щербаненко Б. Т.

В составлении Регламента принимали участие:

от ВНИИ — Абдуллаев А. Г., Быков Н. Е., Васильевский В. Н., Гусев В. И., Егурцов Н. Н., Исайчев В. В., Иоффе О. П., Кац Р. М., Крючков Б. Н., Ляпков В. Д., Нестерова Н. Е., Пантелеева А. Г., Султанов Т. А., Федулов В. В.;

от ВНИИОЭНГ — Рыженков И. И., Рохлин С. М., Синявская Н. Д.;

от БашНИПИнефть — Тимашев Э. М., Родионов В. П.;

от Гипровостокнефть — Ковалев В. С., Калганов В. М., Горбатова А. Н., Шабанов В. А.;

от КазНИПИнефть — Лейбин Э. Л.;

от МИНГ — Пономарева И. А.;

от НПО «Союзнефтеотдача» — Ленчевский А. В.;

от НПО «Союзнефтепромхим» — Головко С. Н.;

от НПО «Союзтермнефть» — Чашкин Ю. Г.;

от ПермНИПИнефть — Самсонов Ю. Н., Стадникова Н. Е.;

от ПечорНИПИнефть — Никифоров В. П.;

от СоюзпроектНИИнефть — Маслянцев Ю. В., Лапидус В. З.;

от СибНИИНП — Бадьянов В. А., Батурин Ю. Е., Ревенко В. М.;

от ТатНИПИнефть — Дияшев Р. Н., Блинов А. Ф.;

от УкрГипроНИИнефть — Оноприенко В. П., Абрамов Ю. С., Нимец М. В., Гончарова А. К.;

от Министерства нефтяной промышленности — Юдин В. М., Лещенко В. Е., Гавура В. Е., Панфилов Б. П.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РЕГЛАМЕНТ

СОСТАВЛЕНИЯ ПРОЕКТОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

РД 39-0147035-207-86
взамен РД 39-9-452-80 и РД 39-9-135-79

Срок введения установлен с 1 июля 1986 г.
Срок действия до 1 июля 1989 г.

Настоящий Регламент определяет структуру и содержание проектных документов на промышленную разработку (технологических схем, проектов и уточненных проектов 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 составлению проектных документов, к содержанию и оформлению всех составляющих их частей и разделов, к содержанию технического задания на проектирование.

Положения Регламента основаны на обобщении отечественного и зарубежного опыта, последних достижений теории и практики разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Они учитывают опыт составления проектных документов по действовавшим ранее Регламентам, их рассмотрения на ЦКР и использования при составлении проектов обустройства месторождений, для планирования и организации буровых работ, добычи нефти и газа.

Регламентом устанавливается, что проектные документы составляются с учетом достижений методологии и практики проектирования, в них должны быть предусмотрены меры по внедрению наиболее прогрессивных технологичеких процессов и передовой техники, обеспечивающих ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности.

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.

Регламент подготовлен ВНИИ с учетом замечаний и предложений производственных нефтегазодобывающих объединений и отраслевых НИПИ.

В подготовке Регламента участвовали ведущие специалисты ВНИИ, отраслевых НИПИ, производственных нефтегазодобывающих объединений, Главтюменнефтегаза, функциональных управлений Министерства нефтяной промышленности.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

1. Общие требования и рекомендации к составлению технологических схем и проектов разработки нефтяных и газонефтяных месторождений 6
2. Требования к содержанию и оформлению проектных документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений . . 13
3. Техническое задание на проектирование 14
4. Содержание проектных документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений 17

1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОСТАВЛЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ И ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Технологические схемы и проекты разработки являются основными документами, по которым нефтегазодобывающие предприятия и объединения 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, схем развития и размещения нефтедобывающей промышленности района, пятилетних и перспективных планов добычи нефти и газа, объемов буровых работ и капиталовложений по месторождениям и используются при годовом планировании добычи нефти.

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

1.1. Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений должно быть направлено на достижение максимального народнохозяйственного эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них сопутствующих компонентов при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды, правил ведения горных работ.

Принимаемые в проектных документах решения по системам разработки и темпам освоения месторождений должны предусматривать ускоренное внедрение достижений НТП в нефтяную промышленность, базироваться на применении наиболее эффективной технологии и техники, обеспечивающей возможно высокий стабильный уровень добычи нефти при

технологически и экономически обоснованном конечном нефтеизвлечении из пластов, наилучшем использовании основных производственных фондов, материальных и трудовых ресурсов.

1.2. 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 (нефтепромысловой геологии, физико-химии пласта и подземной гидродинамики), технологии и техники строительства и эксплуатации скважин, обустройства промыслов, экономико-географических факторов, требований охраны недр и окружающей среды.

1.3. 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. Технологические схемы должны составляться с учетом результатов детальных сейсмических исследований, обеспечивающих уточнение геологического строения и детализацию структурного плана, границ распространения коллекторов, положения контуров газо- и нефтеносности сложнопостроенных продуктивных горизонтов с целью обоснования размещения скважин. При составлении проектов разработки дополнительно используются геологопромысловые данные, полученные в процессе реализации утвержденной технологической схемы, результаты специальных исследований, данные авторского надзора и анализа разработки.

1.4. Технологические схемы разработки составляются на начальные балансовые запасы нефти и газа категории ($A+B+C_1$) и C_2, как правило, утвержденные ГКЗ СССР или апробированные ЦКЗ Миннефтепрома. Проекты и уточненные проекты разработки составляются на остаточные на дату составления проектного документа балансовые запасы нефти и газа.

1.5. В технологических схемах разработки по залежам, значительная часть запасов нефти которых сосредоточена в недостаточно разведанных участках или пластах (запасы категории C_2), проектные решения должны приниматься с учетом необходимости доразведки и перспектив разработки все-

го месторождения. Технологические показатели разработки (объемы добычи нефти и газа, закачки воды, фонд добывающих и нагнетательных скважин) запасов категории C_2 прогнозируются отдельно и используются для проектирования обустройства месторождений, развития инфраструктуры и перспективного планирования добычи нефти и газа, объемов буровых работ.

1.6. В проектных документах на разработку обосновываются:

— выделение эксплуатационных объектов;

— порядок ввода объектов в разработку;

— выбор способов и агентов воздействия на пласты;

— системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин;

— способы и режимы эксплуатации скважин;

— уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа и жидкости из пластов, закачки в них вытесняющих агентов;

— 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), 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;

— объемы и виды работ по доразведке месторождения;

— вопросы, связанные с опытно-промышленными испытаниями новых технологий и технических решений.

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

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

1.8. 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.

1.9. 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.

1.10. Во всех рассматриваемых вариантах разработки в технологических схемах и проектах разработки предусматривается резервный фонд скважин. Резервные скважины предусматриваются с целью вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда в пределах контура 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%.

1.11. 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 (в результате аварий при эксплуатации) добывающих и нагнетательных скважин. Количество, размещение и порядок ввода

скважин-дублеров обосновывается 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.

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

1.13. Для повышения качества проектирования, надежности и точности прогнозирования процесса нефтеизвлечения на всех стадиях проектирования предусматривается широкое использование современных электронно-вычислительных машин (ЭВМ), систем автоматизированного проектирования разработки (САПР), 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.

1.14. Экономические показатели вариантов разработки определяются с использованием действующих в отрасли методов экономической оценки на основе рассчитанных технологических показателей и принятых нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат.

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

За конечный срок разработки принимается срок, когда высвобождаемые затраты на добычу одной тонны нефти достигают величины принятых предельных затрат.

1.16. Рекомендуемый для практического осуществления вариант выбирается в соответствии с действующей в отрасли

методикой экономической оценки путем сопоставления технико-экономических показателей расчетных вариантов разработки.

1.17. 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 (КИН).

1.18. 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 руководством производственных объединений (Главтюменнефтегаза).

1.19. В месячный срок после утверждения проектного документа на ЦКР проектирующей обустройство месторождения организации выдаются необходимые исходные данные по максимальным уровням отбора нефти, газа и жидкости и закачке рабочих агентов по месторождению в целом. При необходимости после проведения кустования устьев скважин проектирующая обустройство организация определяет количество и местоположение площадок промыслового обустройства, по которым проектирующая разработку организация проводит дополнительные расчеты технологических показателей.

1.20. Обоснование проектов планов добычи нефти и газа, объемов буровых работ производится в соответствии с действующими методическими указаниями по рекомендуемому к утверждению на ЦКР варианту разработки раздельно по запасам категорий $A+B+C_1$ и C_2 для каждого эксплуатационного объекта и месторождения в целом.

1.21. 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» с учетом требований к содержанию и оформлению включаемых в них материалов, всех составляющих их частей, разделов и параграфов.

1.22. Если в процессе реализации утвержденного проектного документа резко изменяются представления о геологическом строении, темп 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.

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

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

— Законами СССР;

— Указами Президиума Верховного Совета СССР;

— решениями Правительства СССР и другими нормативными актами по вопросам перспективного развития отраслей народного хозяйства;

— основами законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах;

— правилами разработки нефтяных и газонефтяных месторождений;

— приказами Министерства нефтяной промышленности и решениями коллегии;

— действующими ГОСТами, ОСТами;

— утвержденными Госпланом СССР, ГКНТ, Госстроем СССР, Миннефтепромом, ГКЗ СССР и Госгортехнадзором СССР инструкциями, руководствами, методиками, положениями, нормами технологического проектирования, нормативами удельных капиталовложений, амортизационных отчислений и текущих затрат;

— принятыми в отрасли основными направлениями научно-технического прогресса в области бурения и эксплуатации скважин, технологии разработки;

— решениями Всесоюзных отраслевых совещаний, рекомендациями схем развития и размещения производительных сил экономического района, утвержденными схемами развития и размещения нефтедобывающей промышленности района расположения месторождений.

2. ТРЕБОВАНИЯ К СОДЕРЖАНИЮ И ОФОРМЛЕНИЮ ПРОЕКТНЫХ ДОКУМЕНТОВ НА РАЗРАБОТКУ

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

2.2. 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, числа эксплуатационных объектов и рассматриваемых вариантов их разработки, стадии проектирования и т. д.

2.3. В реферате 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.

2.4. Включаемый в том I табличный и графический материал должен содержать все данные по рекомендуемому варианту 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).

2.5. Текстовые приложения к тому I должны содержать техническое задание на проектирование, различные акты, заключения и протоколы рассмотрения материалов заинтересованными организациями.

2.6. Табличные приложения, приводимые в томе II, должны содержать исходные данные и распечатки результатов расчетов на ЭВМ.

2.7. 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.

2.8. Если особенности проектирования месторождения не отражаются материалами Регламента, то для их пояснения приводятся специальные разделы в виде текста, таблиц, схем, графиков.

2.9. В случаях повторного представления материалов после предварительного рассмотрения на ЦКР сведения, оставшиеся без изменений, приводятся в сокращенном виде, со ссылкой на соответствующие отчеты.

2.10. Технологические схемы опытно-промышленных работ и технологические схемы на разработку мелких месторождений (с запасами менее 10 млн. т) составляются по сокращенному варианту в соответствии со структурой Регламента. Объем и содержание разделов этих работ определяются авторами технологических схем.

2.11. Проектные документы оформляются в соответствии с требованиями ГОСТа на отчеты о научно-исследовательских работах.

Все исходные данные по запасам нефти в пластах, их геолого-физическим характеристикам, результаты расчетов технологических и экономических показателей разработки приводятся в международной системе единиц измерений СИ.

3. ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА СОСТАВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ (ПРОЕКТА) РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ОБЪЕКТА, ПЛОЩАДИ)

3.1. На составление технологических схем и проектов разработки месторождения выдается техническое задание.

3.2. Техническое задание составляется с учетом основных положений утвержденных схем развития нефтегазодобывающей промышленности, пятилетних и перспективных планов добычи нефти и газа по экономическому району (объединению).

3.3. В техническом задании указываются обоснованные предпроектными проработками и согласованные между заказчиком и проектировщиком:

— год начала ввода месторождения в разработку; в случаях, когда не определен год начала ввода месторождения в разработку, показатели технического задания выдаются по порядковым номерам лет эксплуатации;

— возможные объемы бурения по годам на текущую и последующую пятилетки;

— 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;

— 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 МНП;

— особые требования по охране недр и природной среды;

— другие возможные ограничения.

3.4. Техническое задание составляется и подписывается главным инженером и главным геологом НГДУ, главным инженером проекта, утверждается руководством производственного объединения и проектной организации.

3.5. Вместе с техническим заданием заказчик представляет проектирующей организации утвержденный ГКЗ СССР (или апробированный ЦКЗ Миннефтепрома) подсчет запасов нефти, газа и конденсата, протоколы его рассмотрения в ГКЗ СССР и другие материалы.

4. СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТНЫХ ДОКУМЕНТОВ НА РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

МИНИСТЕРСТВО

Организация-составитель проектного документа
на разработку

Государственный
регистрационный №

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель
организации _____

_____
(фамилия, и. о.)

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА (ПРОЕКТ) РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО И ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Номер и название заказ-наряда,
отдельных его этапов по Темплану
организации-составителя

Зам. директора
Зав. отделами
Зав. лабораториями
Руководитель заказ-наряда

Город, год

ТОМ I
ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

Том I. ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Стр.

Реферат 24
Введение 25
1. **Общие сведения о месторождении** 25
2. **Геолого-физическая характеристика месторождения** . . . 25
2.1. Характеристика геологического строения 25
2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности . . . 26
2.3. Свойства и состав нефти, газа, конденсата и воды . . 28
2.4. Физико-гидродинамические характеристики 30
2.5. Запасы нефти, газа и конденсата 34
3. **Подготовка геолого-промысловой и технико-экономической основы для проектирования разработки** 38
3.1. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов 38
3.2. Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения . . 38
3.2.1. Анализ структуры фонда скважин и их текущих дебитов, технологических показателей разработки, пластового давления в зонах отбора и закачки . . 38
3.2.2. Анализ выработки запасов нефти из пластов . . 43
3.2.3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки 44
3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов 45
3.3.1. Обоснование расчетных моделей пластов, их геолого-физических характеристик, принятых для расчета технологических показателей разработки 45
3.3.2. Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки 46
3.4. Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки 46
3.4.1. Обоснование выделения эксплуатационных объектов по геолого-физическим характеристикам пластов . 46
3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики 48
3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт 50

Стр.

3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки 50
3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин 51
3.5. Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей 52
4. Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки 54
4.1. Обоснование предельных толщин пласта для размещения скважин и сроков выработки извлекаемых запасов, необходимости бурения скважин-дублеров 54
4.2. Технологические показатели вариантов разработки . . 55
4.3. Экономические показатели вариантов разработки . . 60
4.4. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр 61
5. Технико-экономический анализ проектных решений . . . 64
5.1. Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта 64
5.2. Технико-экономическая эффективность новых технологий и технических решений 69
6. Техника и технология добычи нефти и газа 69
6.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин . . 69
6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин 71
6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин 72
6.4. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения 73
6.5. Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения 74
6.6. Техника и технология добычи природного газа и конденсата 75
7. Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин . . 75
7.1. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ 75
7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин 76
8. Обоснование проекта плана добычи нефти, газа, конденсата и объемов буровых работ 76
9. Контроль за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования 79
10. Охрана недр и окружающей среды 82
11. Мероприятия по доразведке месторождения 83
12. Опытно-промышленные испытания новых технологий и технических решений 83
Том II. **Табличные приложения** 84
Графические приложения 105

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. Приводятся таблицы по форме табл. 3.3; 3.4; 3.5; 3.6; 4.3; 5.1; 5.4 и 8.1.

ВВЕДЕНИЕ

Приводятся обоснование постановки работы, краткие сведения по истории проектирования и разработки месторождения.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ
(Рис. 1.1)

Приводятся краткие экономико-географические сведения, особенности природно-климатических условий, орогидрографии и геоморфологии, имеющие существенное значение для принятия проектных решений. Кратко характеризуются размещение и мощности действующих в районе месторождения буровых, нефтегазодобывающих и строительных организаций, баз производственного обслуживания, магистральных нефтегазоводопроводов, железных и автомобильных дорог, водных путей, подъездных путей к площади месторождения, существующих источников водо- и электроснабжения, наличие жилья и т. д.

Рис. 1.1. Обзорная схема

Приводится расположение проектируемого и окружающих его месторождений, наносятся реки, озера, болота, существующие дороги, ЛЭП, водоводы, нефтегазопроводы.

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Характеристика геологического строения
(рис. П.2.1—П.2.2)

Дается краткая характеристика литолого-стратиграфического разреза вскрытых отложений, при наличии многолетнемерзлых пород анализируется их распространение по площа-

ди и на глубину. Характеризуются типы коллекторов, строение и особенности залегания продуктивных пластов, горизонтов (глубина залегания, характер распространения по площади, выклинивания и т. п.). Описываются типы и размеры залежей, их структурные особенности, тектонические нарушения, особенности распространения и размеры водонефтяных и газонефтяных зон. Приводятся принятые для проектирования средние значения отметок ВНК и ГНК и количество скважин, по которым проводилось осреднение.

В графических приложениях приводятся:

Рис. П.2.1. Структурные карты по кровле базисного (основного) продуктивного горизонта.

На структурной карте наносятся внешние и внутренние контура нефтеносности и газоносности, тектонические нарушения, все вскрывшие залежь скважины, границы запасов различных категорий.

Рис. П.2.2. Геологические разрезы (профили).

Геологические разрезы (профили) составляются вкрест и по простиранию залежи (при необходимости дополнительно по наиболее характерным направлениям и участкам структуры). На них наносятся все выделенные продуктивные пласты (горизонты) и непроницаемые разделы между ними, при необходимости составляются схемы корреляции блок-схемы продуктивных пластов.

2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности

(табл. П.2.1. — П.2.4; рис. П.2.3. — П.2.8)

Приводится характеристика толщин продуктивных пластов и непроницаемых разделов в разрезе горизонтов (пластов) их распространения по площади (зонам). Характеризуются слоистость, доли объемов пропластков различных толщин в общем объеме, коэффициенты песчанистости и расчлененности, прерывистость продуктивных пластов.

Анализируются полученные различными методами средние значения коллекторских свойств (пористости, проницаемости), начальной нефтегазонасыщенности (насыщенности связанной водой). Оценивается неоднородность пластов по толщинам и коллекторским свойствам, достоверность их определения.

Обосновываются принятые для проектирований величины коллекторских и фильтрационных характеристик продуктивных пластов.

В табличных приложениях приводятся:

Табл. П.2.1. Характеристика толщин пластов.

Табл. П.2.2. Статистические показатели характеристик неоднородности пластов.

Табл. П.2.3. Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности.

Табл. П.2.4. Статистические ряды распределения проницаемости.

В табл. П.2.1 данные по газонасыщенным толщнам приводятся только для газонефтяных залежей; коэффициенты вариации определяются по значениям толщин в скважинах.

В табл. П.2.2 характеристики прерывистости и другие показатели неоднородности определяются согласно принятой в районе методики.

В табл. П.2.3 для определения средних значений и коэффициентов вариации параметров по результатам лабораторного исследования керна используются совокупности их значений, равных или превышающих принятые величины нижних пределов. Графа 6 заполняется только при проектировании разработки газонефтяных месторождений. Гидродинамические исследования скважин используются для определения статистических показателей только по проницаемости. Для крупных нефтяных и газонефтяных месторождений с широкими водонефтяными и подгазовыми зонами (содержащими более 20% всех запасов нефти) характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности приводится по зонам.

Для составления проекта разработки используются все сведения о параметрах, полученные в результате реализации технологической схемы, в том числе данные по скважинам, пробуренным со сплошным отбором керна (если они предусматривались этой схемой). Дополнительное количество скважин со сплошным отбором керна, необходимое для уточнения исходных данных при составлении проектов разработки, определяется при составлении технологических схем и в авторских надзорах за их реализацией.

В графических приложениях приводятся:

Рис. П.2.3. Карты распространения коллекторов.

Рис. П.2.4. Карты эффективных нефтенасыщенных толщин пластов.

Рис. П.2.5. Карты эффективных газонасыщенных толщин.

Рис. П.2.6. Карты проницаемости.
Рис. П.2.7. Карты пористости.
Рис. П.2.8. Карты нефтенасыщенности.

Карты на рис. П.2.5 приводятся только для газонефтяных залежей. Карты на рис. П.2.6 — П.2.8 приводятся при необходимости в проектах разработки.

2.3. Свойства и состав нефти, газа, конденсата и воды (табл. П.2.5 — П.2.8; рис. 2.1, 2.2)

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

Анализируются диапазоны изменения и средние значения давления насыщения, газосодержания, объемного коэффициента, плотности и вязкости нефти в начальных пластовых условиях (табл. П.2.5).

Для крупных месторождений проводятся изменения свойств нефти и газа в начальных пластовых условиях по толщине и площади пласта, обосновывается осреднение свойств как по пласту, так и по отдельным его зонам.

В табличных приложениях в табл. П.2.6 — П.2.8 приводятся данные о компонентном составе разгазированной и пластовой нефти, нефтяного газа, фракционном составе разгазированной нефти, ионном составе пластовой воды.

По результатам лабораторных исследований приводятся газовые факторы, составы и свойства нефтяного газа по ступеням сепарации, плотность и реологические свойства нефти и водонефтяных смесей в зависимости от температуры и содержания воды, теплофизические и другие характеристики нефти и нефтяного газа, необходимые для проектирования систем сбора, разделения и промысловой подготовки нефти и газа, их внешнего транспорта. Для месторождений, на которых проектируется газлифтная эксплуатация скважин, дополнительно приводятся составы и свойства газа, рекомендуемого для газлифта.

Для залежей нефти, по которым могут быть рассмотрены варианты разработки на режимах истощения, приводятся зависимости газосодержания, объемного коэффициента и вяз-

Зависимости физических свойств нефти и нефтяного газа от давления при пластовой температуре

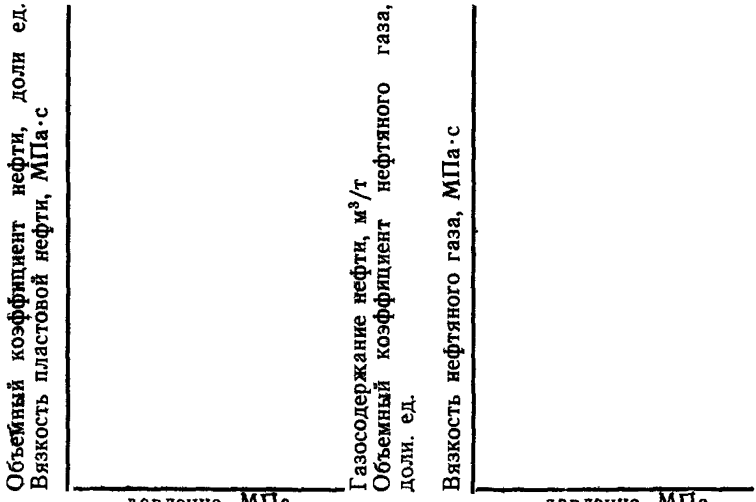


Рис. 2.1.

Зависимости физических свойств свободного газа и конденсата от давления при пластовой температуре

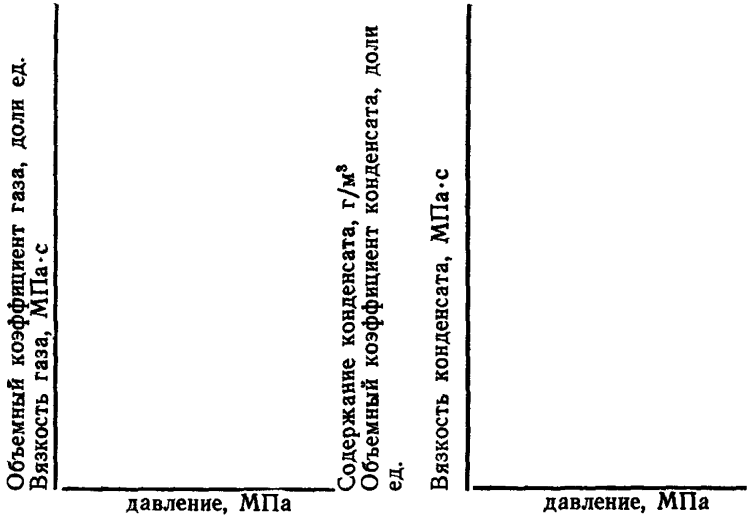


Рис. 2.2.

кости нефти и нефтяного газа от давления при пластовой температуре (рис. 2.1).

Для газонефтяных залежей, газонасыщенная часть которых содержит промышленные запасы газа и конденсата, дополнительно приводятся состав и свойства пластового газа, зависимости содержания конденсата, объемного коэффициента и вязкости газа и конденсата от давления при пластовой температуре (рис. 2.2).

Анализируются данные о диапазоне изменения и средних значениях газосодержания, объемного коэффициента, плотности и вязкости пластовой воды в начальных пластовых условиях, ее общей минерализации и ионного состава, возможность выпадения солей из пластовой воды при изменении начальных пластовых условий.

При применении тепловых методов повышения нефтеизвлечения приводятся зависимости вязкости пластовых жидкостей от давления и температуры, а при закачке пара — растворимость его в пластовых жидкостях.

При необходимости проводится сравнение утвержденных при подсчете запасов и уточненных в процессе разработки свойств пластовых флюидов, обоснование величин, принятых при проектировании.

2.4. Физико-гидродинамические характеристики

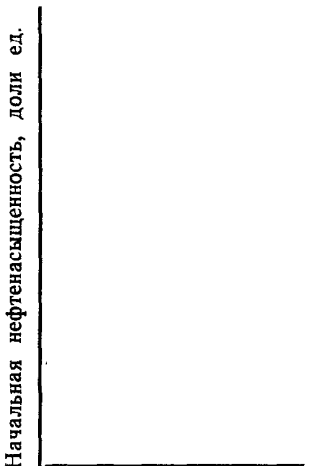
(Табл. 2.1, рис. 2.3—2.7; табл. П.2.9)

Характеризуется смачиваемость коллектора, физико-гидродинамические характеристики вытеснения нефти рабочим агентом (вода, газ, растворы химических продуктов, углекислота, пар и т. д.) — диапазон изменения и средние значения величин начальных и остаточных нефтенасыщенностей и соответствующих им конечных значений фазовых проницаемостей для нефти и воды, зависимости начальной и остаточной нефтенасыщенностей от проницаемости (табл. 2.1).

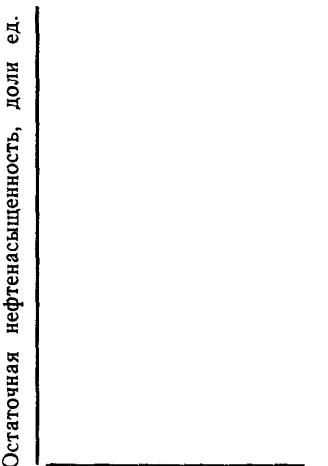
Для уникальных, крупных и средних по запасам месторождений приводятся зависимости фазовых проницаемостей для нефти, рабочих агентов и капиллярного давления от насыщенности водой, построенные по результатам лабораторных исследований вытеснения нефти рабочими агентами для представительных образцов пород (по характерным участкам, зонам, слоям пласта) (рис. 2.3 и 2.4).

При применении методов повышения нефтеизвлечения дополнительно приводятся данные о влиянии закачиваемого

Зависимость начальной и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости



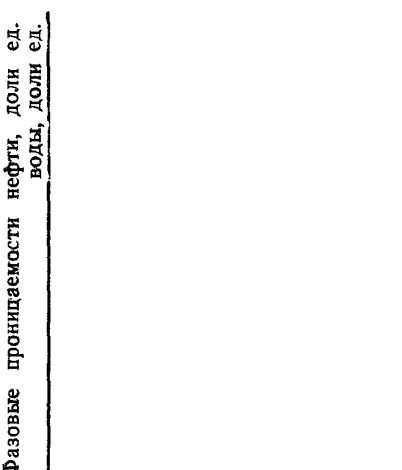
а)



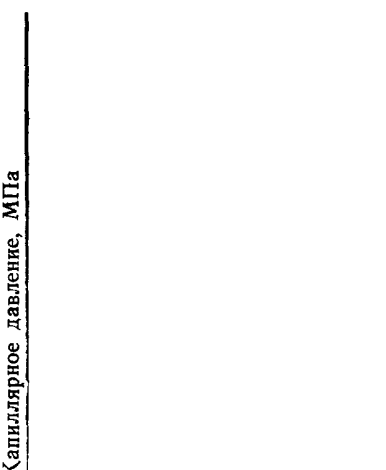
б)

Рис. 2.3.

Зависимость фазовых проницаемостей и капиллярного давления от водонасыщенности



а)



б)

Рис. 2.4.

Зависимости коэффициента вытеснения нефти раствором химреагента от его концентрации в растворе и размера оторочки

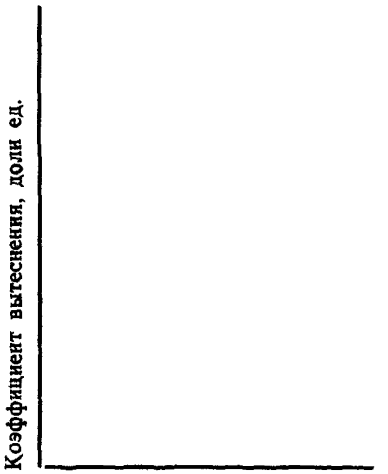


Рис. 2.5.

Зависимость адсорбции (десорбции) агента от его концентрации

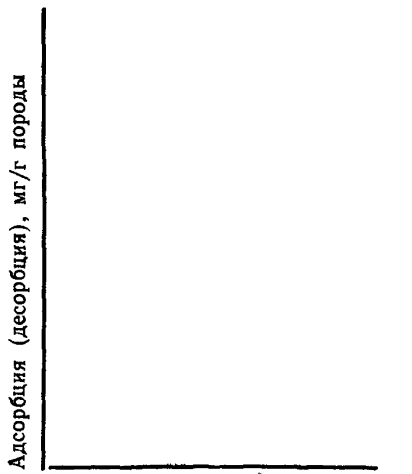


Рис. 2.6.

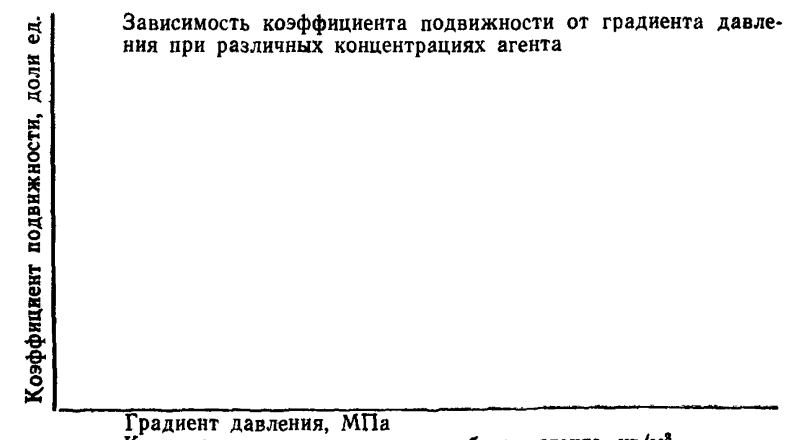


Рис. 2.7.

Таблица 2.1

Характеристики вытеснения нефти рабочим агентом по зонам продуктивного пласта *

Зоны пласта	Наименование	Проницаемость, мкм²	Содержание связанной воды доли ед.	Начальная нефтенасыщ. доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
							для рабочего агента при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности связанной водой
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Количество определений, шт							
	Среднее значение							
	Интервал изменения							

* Приводятся по зонам (нефтяная, водонефтяная, газонефтяная, газоводонефтяная) при наличии по ним исходной информации.

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

агента на капиллярное давление, смачиваемость и коллекторские свойства пласта и т. д.

Для сорбирующегося агента в случае использования метода на стадии заводнения приводится величина доотмыва (увеличение коэффициента вытеснения в промытой зоне), величины сорбции и десорбции.

В случае, если закачиваемый агент имеет аномальную подвижность, то приводится количественная оценка изменения подвижности в зависимости от концентрации агента, проницаемости пористой среды и скорости фильтрации (или градиента давления).

Определение экспериментальной зависимости приводится для нескольких концентраций или композиций с целью выбора оптимального состава (рис. 2.5—2.7).

Для тепловых методов приводятся теплофизические свойства пород и пластовых жидкостей (табл. П.2.9).

Дополнительная информация, используемая при проектировании методов повышения нефтеизвлечения, и формы ее представления приводятся в соответствии с действующими РД для этих методов.

Рекомендуемые величины и зависимости физико-гидродинамических характеристик обосновываются по результатам достаточного количества надежных лабораторных определений на представительных образцах пород данного пласта с использованием пластовых и закачиваемых флюидов. Для мелких месторождений допускается их обоснование с использованием обобщенных зависимостей, построенных для пластов данной группы по результатам большого количества прямых лабораторных определений для условий соседних месторождений.

2.5. Запасы нефти, газа, конденсата
(Табл. 2.2—2,3)

Приводятся утвержденные ГКЗ (ЦКЗ Миннефтепрома) подсчетные параметры, балансовые и извлекаемые запасы нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата, распределение их по зонам и категориям, при промышленном содержании в нефти, газе и конденсате ценных неуглеводородных компонентов дополнительно выделяются их запасы.

Таблица 2.2

Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа

Пласт	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Открытая пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	Плотность нефти, кг/м³	Начальные балансовые запасы нефти, тыс. т	Утвержденный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Добыча нефти на дату составления проектного документа, тыс. т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Итого по зонам												
Итого по пласту												
Всего по месторождению												

Продолжение табл. 2.2

Остаточные запасы нефти, тыс. т		Газосодержание пластовой нефти, м³/т	Начальные запасы газа, растворенного в нефти, млн. м³		Добыча растворенного газа на дату составления проектного документа, млн. м³	Остаточные запасы растворенного газа, млн. м³		Начальные запасы компонентов, содержащихся в нефти, (указать каких)		Добыто на дату составления проектного документа	Остаточные запасы компонентов	
балансовые	извлекаемые		балансовые	извлекаемые		балансовые	извлекаемые	балансовые	извлекаемые		балансовые	извлекаемые
15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27

Сводная таблица подсчетных параметров, запасов

Пласт	Зона	Категория запасов	Площадь газоносности, тыс. м²	Средняя газонасыщенная толщина, м	Коэффициент открытой пористости, доли единицы	Коэффициент газонасыщенности, доли единицы	Начальное пластовое давление, МПа	Пластовое давление на дату составления проектного документа, МПа	Поправка	
									на температуру	отклонение от закона Бойля-Мариотта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

* Приводится для газонефтяных залежей.

Таблица 2.3

свободного газа*и содержащихся в газе компонентов

Начальные балансовые запасы газа, млн. м³	Добыча газа на дату составления проектного документа, млн. м³	Остаточные балансовые запасы газа, млн. м³	Содержание стабильного конденсата, г/м³	Начальные балансовые запасы стабильного конденсата, тыс. т	Добыча стабильного конденсата на дату составления проектн. документа, тыс. т	Остаточные балансовые запасы стабильного конденсата, тыс. т	Запасы компонентов, содержащихся в газе (указать каких)		
							начальные	добыто на дату составления проектного документа	остаточные
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

В таблицах 2.2 и 2.3 все подсчетные параметры, начальные балансовые и извлекаемые запасы приводятся по последнему подсчету запасов, утвержденному в ГКЗ (ЦКЗ Миннефтепрома), а остаточные балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа и конденсата — на дату составления проектного документа.

Табл. 2.3 заполняется только для газонефтяных залежей с промышленными запасами свободного газа и конденсата.

3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

3.1. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов

(Табл. 3.1)

Приводится краткая характеристика законтурной области, ее размеров, связи с залежами нефти и газа. На основании геолого-промыслового изучения и данных гидродинамических, термометрических, термодинамических исследований пластов в скважинах, результатов их пробной эксплуатации, обосновываются начальные пластовые давления и температура, геотермический градиент, режим залежи, коэффициенты пьезопроводности, упругоемкости, гидропроводности, продуктивности, приведенный радиус скважин и т. д. (табл. 3.1). Анализируются продолжительность исследований при испытании скважин, величины реализованных депрессий и полученные дебиты скважин.

3.2. Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

3.2.1. Анализ структуры фонда скважин и их текущих дебитов, технологических показателей разработки, пластового давления в зонах отбора и закачки

(Табл. 3.2—3,4, рис. П.3.1, П.3.2)

Характеризуется структура фонда добывающих, нагнетательных и газовых скважин на дату составления проектного документа.

Таблица 3.1

Результаты исследования скважин и пластов

Об пласт

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту	Примечание
	скв.	измерений			
1	2	3	4	5	6
Начальное пластовое давление, МПа					
Пластовая температура, °С					
Геотермический градиент, °С					
Дебит нефти, т/сут.					
Обводненность вес., %					
Газовый фактор, $м^3/т$					
Удельная продуктивность, $\frac{м^3 \cdot 10}{м.\ сут.\ МПа}$					
Удельная приемистость, $\frac{м^3 \cdot 10}{м.\ сут.\ МПа}$					
Гидропроводность, $\frac{м^2 \cdot 10^{-12}}{Па \cdot с}$					
Приведенный радиус, м					
Пьезопроводность, $10^4 м^2/с$					
Проницаемость, $мкм^2$					
* Дебит газа, $\frac{тыс.\ нм^3}{сут.}$					
* Содержание стабильного конденсата, $г/м^3$					

* Сведения о дебитах газа и конденсата приводятся только по газонефтяным залежам.

В технологических схемах разработки по результатам пробной эксплуатации разведочных скважин, разработки первоочередных участков залежи и проведения опытно-промышленных работ анализируются дебиты добывающих и приемистость нагнетательных скважин, отборы нефти, жидкости, газа (конденсата), закачка рабочих агентов и др. показатели.

В проектах разработки приводится сравнение фактических и проектных показателей, анализируются причины их расхождения.

На основании анализа разработки уточняется связь залежей с законтурной областью и соседними пластами. Анализируется динамика и текущее состояние пластовых и забойных давлений в зоне отбора и закачки, возможные объемы утечек закачиваемого рабочего агента, изменение температуры пласта в процессе разработки и т. д.

В табл. 3.2 приводится характеристика фонда скважин на дату составления проектного документа. Строки с фондом газовых скважин заполняются только для газонефтяных залежей, разрабатываемых с отбором газа через газовые скважины.

В табл. 3.3 и 3.4 приводится сопоставление основных проектных и фактических показателей разработки. 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. Среднесуточный дебит определяется как частное от деления годового отбора (нефти, жидкости) по всем скважинам на суммарное число дней их работы в году. Темп отбора от текущих извлекаемых запасов определяется отношением текущего годового отбора нефти к остаточным извлекаемым запасам на 1.01 текущего года. Плотность сетки скважин определяется делением разбуренной площади, охваченной разработкой, на количество добывающих и нагнетательных скважин, перебывавших в эксплуатации. Сведения о добыче природного газа и конденсата приводятся только для газонефтяных залежей.

Таблица 3.3 приводится для каждого объекта применения метода воздействия на пласт.

Рис. П.3.1. Карты разработки.

На карты наносятся контуры нефтегазоносности, пробуренные добывающие и нагнетательные скважины. По скважинам в выбранном масштабе приводятся текущие дебиты нефти и воды в поверхностных условиях, приемистость нагнетательных скважин. При необходимости приводятся карты накопленных отборов и закачки.

Рис. П.3.2. Карты изобар. Карты изобар приводятся при необходимости в проектах и уточненных проектах разработки.

На картах наносятся границы опытных участков.

Таблица 3.2

Характеристика фонда скважин
(Объект)

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
1	2	3
Фонд добывающих скважин	Пробурено Возвращены с других горизонтов Всего В том числе: Действующие из них фонтанные ЭЦН ШГН газлифт Бездействующие В освоении после бурения В консервации Переведены под закачку Переведены на другие горизонты Ликвидированные	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено Возвращены 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 Возвращены 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.

Таблица 3.3

Сравнение проектных и фактических показателей разработки
(пласт)

Показатели	19 г.	19 г.	19 г.
1	2	3	4
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 нефтеизвлечения			
Добыча нефтяного газа, млн. нм^3			
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %			
Темп отбора от текущих запасов, %			
Обводненность среднегодовая (по весу), %			
Добыча жидкости, всего, тыс. т/год			
в т. ч. газлифт			
ЭЦН			
ШГН			
Накопленная добыча жидкости, тыс. т			
* Закачка рабочего агента накопленная, тыс. м^3			
годовая, тыс. м^3/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.			

Продолжение

1	2	3	4
Среднесуточный дебит новых скважин по нефти, т/сут. по жидкости, т/сут. Среднесуточная приемистость нагнетательной скважины, м³/сут. Среднее давление на забоях добывающих скважин (по рядам), МПа Среднее давление на устье нагнетательных скважин, МПа Пластовое давление, МПа Газовый фактор, м³/т Коэффициент использования фонда скважин, доли ед. Коэффициент эксплуатации скважин (по способам), доли ед. Плотность сетки добыв. и наги. скважин, 10^4м²/скв. Удельные остаточные балансовые запасы на 1 скв. эксплуатационного фонда, т/скв. ** Накопленная добыча газа, млн. нм³ конденсата, тыс. т ** Среднесуточный дебит 1 скважины по газу, тыс. нм³/сут.			

* Приводится в т. ч. 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.

3.2.2. Анализ выработки запасов нефти из пластов

Анализируется характер и степень выработки запасов нефти разрабатываемых участков (характер перемещения ВНК, степень охвата пластов воздействием рабочего агента, распределение остаточных запасов нефти).

Приводится краткий анализ результатов опытно-промышленных работ по применению методов повышения нефтеизвлечения.

Для обоснования выводов в приложениях приводятся необходимые графические построения и результаты расчетов, объем и форма представления которых определяется авторами проектных документов.

Таблица 3.4

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом

Показатели	Годы			
	19 г.	19 г.	19 г.	и т. д.
1	2	3	4	5
Добыча нефти, всего, тыс. т/год				
в т. ч. за счет метода повышения нефтеизвлечения				
Накопленная добыча нефти, тыс. т				
в т. ч. за счет метода повышения нефтеизвлечения				
Добыча жидкости, всего, тыс. т/год				
Накопленная добыча жидкости, тыс. т				
* Закачка рабочего агента, годовая, тыс. $м^3$/год				
* Закачка рабочего агента, накопленная, тыс. $м^3$				
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 $\frac{\text{нефти}}{\text{жидкости}}$				
Капитальные вложения, млн. руб. (основные фонды)				
Себестоимость добычи 1 т нефти, руб./т				

* Приводятся в т. ч. показатели по каждому компоненту рабочего агента (ПАВ, полимер, щелочь и т. д.).

3.2.3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Кратко характеризуется эффективность реализуемой системы разработки и влияние на нее применяемых конструкций скважин, их технического состояния, методов вскрытия пластов и освоения скважин, их глушения и освоения после ремонтных работ, способов и техники их эксплуатации, систем поддержания пластового давления, сбора, учета и промысловой подготовки продукции скважин, мероприятий по

предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации, мероприятий по контролю за разработкой, по охране недр и окружающей среды.

При применении методов повышения нефтеизвлечения приводится анализ работы применяемых для их реализации специальных установок.

3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

3.3.1. Обоснование расчетных моделей пластов, их геолого-физических характеристик, принятых для расчета технологических показателей разработки

(Рис. 3.1, табл. П.3.1; П.3.2)

С учетом геологического строения пластов, типа коллекторов, их неоднородности, принятой методики расчета технологических показателей обосновываются расчетные геолого-физические модели неоднородных пластов. Характеристики принятых расчетных моделей слоистых пластов приводятся в табл. П.3.1.

С использованием этих данных и принятых в разделе 2 физико-гидродинамических характеристик (данных о начальных и остаточных нефтенасыщенностях, соответствующих им фазовых проницаемостях) обосновываются принятые характеристики модифицированных фазовых проницаемостей, которые приводятся на рис. 3.1 и в табл. П.3.2. Вид графика на рис. 3.1 выбирается авторами проектных документов по аналогии с рис. 2.4.

При применении методов повышения нефтеизвлечения в табл. П.3.1 — П.3.2 приводятся все дополнительные 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.), реологические свойства нефтей и закачиваемых агентов, параметры, определяющие зависимость вязкости (подвижности) воды и нефти под влиянием рабочего агента, адсорбции и десорбции на породе пласта и др.

Содержание и форма представления данных в табл. П.3.1 и П. 3.2 с учетом рассматриваемых вариантов разработки,

методов воздействия и принятой методики расчета определяются авторами проектных документов.

3.3.2. Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки
(Табл. П.3.3)

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 правомочность применения (использования) выбранной методики по форме табл. П.3.3 или аналогичной.

3.4. Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1. Обоснование выделения эксплуатационных объектов по геолого-физическим характеристикам пластов
(Табл. 3.5)

На многопластовых месторождениях на основании данных комплексного геолого-промыслового изучения месторождения, фактического состояния его разработки, возможностей техники и технологии эксплуатации скважин с учетом опыта разработки месторождений со сходными условиями и необходимости достижения утвержденного коэффициента нефтеизвлечения по всем продуктивным пластам и высоких экономических показателей разработки месторождения 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. Эти характеристики приводятся в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Параметры	Объекты	
1	2	3
Средняя глубина залегания, м		
Тип залежи		
Тип коллектора		
Площадь нефтегазоносности, тыс. $м^2$		
Средняя общая толщина, м		
* Средняя газонасыщенная толщина, м		
Средняя нефтенасыщенная толщина, м		
Пористость, доли ед.		
Средняя насыщенность нефтью (газом), доли ед.		
Проницаемость, $мкм^2$		
Коэффициент песчанистости, доли ед.		
Коэффициент расчлененности, доли ед.		
Пластовая температура, °С		
Пластовое давление, МПа		
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с		
Плотность нефти в пластовых условиях, $т/м^3$		
Объемный коэффициент нефти, доли ед.		
Содержание серы в нефти, %		
Содержание парафина в нефти, %		
Давление насыщения нефти газом, МПа		
Газосодержание нефти, $м^3/т$		
* Содержание стабильного конденсата, $г/м^3$		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с		
Плотность воды в пластовых условиях, $т/м^3$		
Средняя продуктивность, 10 $м^3/(сут \cdot МПа)$		
Средняя приемистость, 10 $м^3/(сут \cdot МПа)$		
Начальные балансовые запасы нефти, млн. т (утв. ГКЗ СССР или на балансе ВГФ СССР):		
в том числе: по категории C_1/C_2		
Начальные извлекаемые запасы нефти, млн. т (утв. ГКЗ СССР или на балансе ВГФ СССР):		
в том числе: по категории C_1/C_2		
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.		
в том числе: по запасам категории C_1/C_2		
* Начальные балансовые запасы свободного газа, млн. $м^3$ (утв. ГКЗ СССР или на балансе ВГФ СССР):		
в том числе: по категории C_1/C_2		
* Начальные балансовые запасы конденсата, млн. т.		
* Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.		

* Приводятся для газонефтяных залежей.

3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики
(Табл. 3.6)

Обосновывается выбор расчетных вариантов разработки, различающихся видами воздействия на залежь, системами размещения добывающих и нагнетательных скважин, плотностями сеток скважин, режимами работы последних, темпами ввода месторождения в разработку, способами эксплуатации скважин и другими характеристиками.

В проектах расчетные варианты разработки выбираются с учетом результатов авторского надзора и анализа разработки месторождения по утвержденной технологической схеме. В качестве базового варианта обязательно рассматривается вариант с распространением реализуемой по технологической схеме системы разработки на весь пласт.

Для крупных месторождений с широкими водонефтяными, подгазовыми и газовыми зонами при необходимости рассматриваются варианты с выделением этих зон в самостоятельные площади разработки.

Для крупных многопластовых месторождений с близкими геолого-физическими характеристиками пластов, допускающими возможность их объединения в один или выделение нескольких эксплуатационных объектов, рассматриваются варианты совмещенной и самостоятельной разработки пластов с выделением базисных эксплуатационных объектов и площадей.

Для газонефтяных месторождений при наличии соответствующих условий рассматриваются варианты разработки с применением барьерного заводнения, обосновываются местоположение барьерного ряда и количество нагнетательных скважин в нем, порядок и очередность их освоения, сроки создания барьера, величины отбора свободного газа из добывающих скважин, расположенных в зоне барьерного заводнения, конструкции газовых скважин, условия вскрытия нефтяной части пласта (расстояния между интервалом и перфорации и ГНК).

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)

Таблица 3.6

Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки

Месторождение Объект

Характеристики	Варианты			
	I	II	III	
1	2	3	4	5
Режим разработки				
Система размещения скважин				
Расстояние между скважинами				
Плотность сетки, 10^4 м²/скв.				
Коэффициент охвата процессом вытеснения, доли ед.				
Соотношения скважин в элементе, доб./наг.				
*Режим работы скважин:				
— добывающих				
— нагнетательных				
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.				
Коэффициенты эксплуатации скважин, доли ед.:				
— фонтанных				
— механизированных				
— нагнетательных				
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %				
Другие характерные показатели				

* Указываются условия работы скважин: забойные давления, величины дебитов и т. д.

эксплуатационных объектов, усилению систем поддержания пластового давления и переходу на более активные системы разработки (перенос фронта нагнетания воды, внедрение очагового избирательного заводнения, переход на площадные системы разработки). 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). Надежное прогнозирование возможного эффекта от проведения предлагаемых конкретных мероприятий по регу-

лированию разработки может проводиться только с применением адекватных моделей фильтрации, идентифицированных с параметрами пласта по данным истории разработки.

В технологической схеме обосновывается необходимость проведения опытно-промышленных работ по оценке эффективности применения в условиях разработки месторождения тех или иных методов повышения нефтеизвлечения из пластов.

В табл. 3.6 в составе основных исходных характеристик выбранных расчетных вариантов разработки приводится коэффициент охвата процессом вытеснения, обоснованный в разделе 3.4.5.

3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

При заводнении обосновываются источники водоснабжения: подрусловая, пластовая, морская или сточная вода. Подробные характеристики состава вод и требования к системе ППД приводятся в разделе 6.4.

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, свойствах приготовляемых растворов. В случаях применения композиций на основе нескольких агентов, дается состав смеси и ее основные характеристики. Приводятся данные по совместимости закачиваемых агентов с пластовыми жидкостями, о взаимодействии с металлом труб и оборудования при различных давлениях и температурах.

Требования, предъявляемые к агентам, составляются в соответствии с РД по методам, а физико-химические свойства агентов берутся из ГОСТов и ТУ и приводятся раздельно для каждого агента.

3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

С учетом геологического строения пластов, типа коллекторов, их фильтрационных характеристик и неоднородности, режимов залежей, стадий и возможных вариантов их разработки и т. д. обосновывается принятая методика расчета технологических показателей разработки.

3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин
(Рис. 3.2, табл. П.3.4)

Обосновывается принятая методика определения коэффициентов охвата процессом вытеснения. Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта. Эти коэффициенты рассчитываются 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.

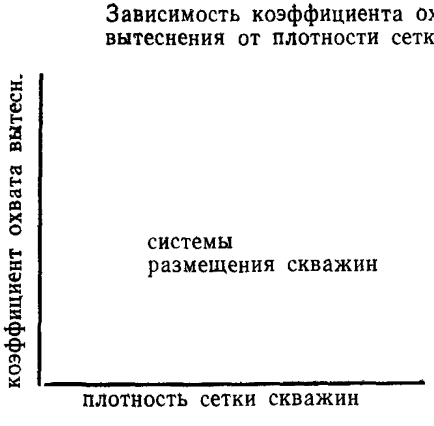


Рис. 3.2.

Для обоснования принятых величин коэффициентов охвата процессом вытеснения в приложениях приводятся необходимые графические построения и результаты расчетов, объем и форма которых определяются авторами проектных документов (табл. П.3.4).

3.5. Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей
(Табл. 3.7)

Определяются направления капитальных вложений в бурение и нефтепромысловое строительство (табл. 3.7). Обосновываются нормативы капитальных вложений по направлениям нефтепромыслового строительства с учетом их изменения во времени. Сметная стоимость одного метра проходки принимается на основе проектов и смет на бурение разведочных, добывающих и нагнетательных скважин. Удельные капитальные вложения в нефтепромысловое строительство принимаются в соответствии с утвержденными в установленном порядке нормативами капитальных вложений.

При строительстве на месторождении специальных сооружений и установок для реализации методов повышения нефтеизвлечения нормативы капитальных вложений по ним обосновываются на базе сметно-проектной документации или фактических данных.

Обосновываются нормативы текущих затрат по статьям калькуляции, средние нормы амортизации основных фондов (кроме скважин) по объектам. Нормативы текущих затрат обосновываются с использованием фактических данных расшифровок статей калькуляции по НГДУ (объединению) за последние три года. Если же приводятся апробированные нормативы, согласованные с руководством экономической службы объединения, то в тексте приводятся ссылки на источник. Особо обосновываются нормативы текущих затрат на сбор и транспорт газа. Нормы амортизации основных фондов (кроме скважин) принимаются в целом по среднему их значению, сложившемуся в НГДУ (объединении) в разрезе статей калькуляции.

Нормативы текущих затрат по закачке реагента при применении методов повышения нефтеизвлечения принимаются по планово-расчетным или фактическим данным НГДУ.

Принятые величины нормативов для расчета капиталовложений и эксплуатационных затрат вместе с необходимыми дополнительными данными приводятся в табл. 3.7.

Таблица 3.7.

Нормативы капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Месторождение Объект

Наименование	Значение
1	2
Капитальные вложения	
Стоимость бурения скважины, тыс. р/скв.	
Стоимость спецсооружений, тыс. р/скв.	
Оборудование, не входящее в сметы строек	
— предприятий нефтедобычи, тыс. р/скв.	
— прочих организаций, %	
Сбор и транспорт нефти, тыс. р/скв. доб.	
Сбор и транспорт газа, »	
Комплексная автоматизация, »	
Промводоснабжение, тыс. р/скв. доб.	
Электроснабжение и связь, тыс. р/скв. доб.	
Базы производственного обслуживания НГДУ, тыс. р/скв. доб.	
Стоимость строительства дорог, тыс. р/км.	
Оборудование для газлифта, тыс. р/скв.	
Технологическая подготовка нефти:	
— обезвоживание, р/т	
— обессоливание, р/т	
Заводнение, тыс. р/скв. нагнет.	
Специальное оборудование и установки для методов повышения нефтеизвлечения, тыс. руб/шт.	
Специальные трубопроводы для закачки рабочего агента метода повышения нефтеизвлечения, тыс. р/км.	
Очистные сооружения, р/куб.м.	
Прочие объекты и затраты, %	
Эксплуатационные затраты	
Обслуживание скважин:	
— добывающей, тыс. р/скв.	
— нагнетательной, тыс. р/скв.	
Сбор и транспорт нефти и газа, р/т. жидк.	
Технологическая подготовка нефти, »	
Отчисления на ГРР, р/т. нефти	
Стоимость сжатого воздуха (газа), р/куб.м.	
Стоимость 1 кВт.ч эл/энергии, р.	
Замыкающие затраты, р/т. нефти	
Цена нефтяного газа, р/тыс. куб.м	
Норма амортизационных отчислений	
— на капитальный ремонт скважин, %	
— на реновацию объектов обустройства, %	

Продолжение

1	2
— на капитальный ремонт объектов обустройства, %	
Стоимость единицы рабочего агента, руб/т	
Дополнительные данные	
Коэффициент затрат на замещение фондов, доля ед.	
Норматив эффективности капитальных вложений, доля ед.	
Коэффициент приведения разновременных затрат, доля ед.	
Удельные расходы на механизированную добычу:	
— эл./энергии при добыче ШГН, кВт.ч/т. жидк.	
— эл./энергии при добыче ЭЦН, »	
— сжатого воздуха (газа), куб.м/т. жидк.	
— эл./энергии на закачку рабочих агентов, кВт.ч/куб. м	
Предельные высвобождаемые затраты, р/т	

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1. Обоснование предельных толщин пласта для размещения скважин и сроков выработки извлекаемых запасов, необходимости бурения скважин-дублеров (Табл. П.4.1—П.4.3)

По каждому выделенному эксплуатационному объекту для всех рассматриваемых вариантов приводятся технологические показатели разработки характерных элементов (Табл. П.4.1). С использованием этих показателей, принятых экономических нормативов и критериев обосновываются предельные нефтенасыщенные толщины пластов для размещения скважин, их допустимый минимальный начальный дебит по нефти (табл. П.4.2), срок выработки извлекаемых запасов и предельная обводненность продукции при отключении скважин (табл. 2.4.3). Для нефтяных месторождений, разрабатываемых на режиме растворенного газа или с газовой (газоводяной) репрессией на пласт, а также для подгазовых зон газонефтяных месторождений в технологических схемах и проектах разработки дополнительно обосновываются макси-

мально допустимые величины технологически обоснованного газового фактора.

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

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

4.2. Технологические показатели вариантов разработки (Табл. 4.1—4.3; табл. П.4.4; П.4.5)

С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добывных возможностей продуктивных пластов, принятых минимальных толщин 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 для технологических схем и двух — для проектов разработки, которые называются основными.

Технологические показатели разработки эксплуатационных объектов рекомендуемого варианта приводятся в текстовой части в табл. 4.1—4.3.

Технологические показатели по основным вариантам приводятся в приложении в табл. П.4.4 и П.4.5 по форме табл. 4.1 и табл. 4.2.

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 объемы закачки воды в них. Для вариантов разработки газонефтяных залежей с отбором газа из газовых шапок через газовые скважины дополнительно приводится таблица с ди-

Характеристика основного

Объект

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения				Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м.	Выбытие скважин	
	всего	добывающих	нагнетательных	газовых			всего	нагнетательных
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Характеристика основных показателей

Объект

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т.	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, млн.т.	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, доли единицы	Годовая добыча жидкости, тыс. т.	
		начальных	текущих				всего	мех. способ
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица 4.1.

фонда скважин

Вариант

Фонд добывающих скважин на конец периода			Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину			Приемистость 1 нагнет. скважины, м³/сут
всего	механизированных	газовых		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа тыс.н., м³/сут	
10	11	12	13	14	15	16	17

Таблица 4.2.

разработки по отбору нефти и жидкости

Вариант

Накопленная добыча жидкости, млн. т.		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, млн. м³ (млр. нм³)		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн. нм³	
всего	мех. способ		годовая	накопленная		годовая	накопленная
10	11	12	13	14	15	16	17

намикой 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.

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 (пластов), с учетом добывных 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 нефтегазонасыщенных толщин с контурами нефтегазоносности (рис. П.2.4). 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 текущую и последующие пятилетки.

В табл. 4.1 и 4.2 (табл. П.4.4 и П.4.5) показатели приводятся за первые 30 лет разработки по годам, далее по пятилеткам и за весь срок.

В табл. 4.1 (П.4.4) 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, 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. 4.2 (П.4.5) показатели в графах 2, 8, 9, 12, 13, 16 в периодах приводятся средние значения за период. В графах 13, 14 при применении методов повышения нефтеизвлечения из пластов количество рабочего агента приводится по каждому компоненту (вода, полимер, ПАВ, пар и др.) в тыс. т. Размерность в скобках приводится при закачке газа. В графе 12 обводненность продукции скважин приводится в весовых процентах в поверхностных условиях. Добыча нефтя-

Таблица 4.3

Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам

Наименование	Объекты		
1	2	3	4
Плотность сетки доб.+нагнет. скв., 10^4 м²/скв.			
Проектный уровень добычи нефти, млн. т/год			
Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извлекаемых запасов), %			
Год выхода на проектный уровень			
Продолжительность проектного уровня, годы			
Проектный уровень добычи жидкости, млн. т/год			
Проектный уровень добычи попутного газа, млн. нм³/год			
Проектный уровень добычи свободного газа, млн. нм³/год			
Проектный уровень добычи конденсата, млн. т/год			
Проектный уровень закачки воды (раб. агентов), млн. м³/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			

Продолжение

1	2	3	4
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.

ного газа (графы 16, 17) определяется произведением 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. 4.2 (П.4.5) могут составляться с учетом специфики применяемых методов.

4.3. Экономические показатели вариантов разработки (Табл. 4.4, 4.5; табл. П.4.6—П.4.12)

С использованием технологических показателей и принятых экономических нормативов (табл. 3.7) рассчитываются капитальные вложения в бурение скважин и по направлениям нефтепромыслового строительства, амортизационные отчисления на реновацию и капитальный ремонт основных фондов, эксплуатационные расходы по статьям затрат.

Капитальные вложения в разработку нефтяного месторождения определяются с учетом бурения резервных скважин и скважин-дублеров, ввода мощностей по закачке рабочих агентов в пласты, подготовке нефти, откачке сточных вод (табл. П.4.6) по объектам.

Результаты расчетов экономических показателей по вариантам разработки объектов приводятся в табл. П.4.7—П.4.9.

По всем рассматриваемым вариантам для каждого мероприятия по совершенствованию систем и технологий разработки (уплотнение сетки скважин, организация очагов, циклическое заводнение и т. д.) и для каждого метода повышения нефтеизвлечения (закачка ПАВ, пара и т. д.) приводятся технико-экономические показатели по форме табл. П.4.10.

Основные экономические показатели по рекомендуемому варианту приводятся в табл. 4.4 (по остальным вариантам в таблице П.4.11 по форме табл. 4.4), а по каждому мероприятию в таблице 4,5 (по остальным вариантам в табл. П.4.12 по форме табл. 4.5). В таблицах П.4.11 и П.4.12 показатели приводятся за 30 лет по годам, далее по пятилеткам и за год достижения экономического предела разработки.

Для вариантов разработки газонефтяных месторождений с отбором природного газа показатели капитальных вложений и эксплуатационных затрат рассчитываются с учетом затрат на его добычу и промысловую подготовку.

Удельные капитальные вложения (фондоемкость) по годам разработки определяются отношением среднегодовых основных фондов (с учетом выбытия скважин) к годовой добыче нефти.

Удельные капитальные вложения за период (5, 15 и более лет) определяются как сумма среднегодовых основных фондов, поделенная на накопленную добычу нефти за данный период.

Приведенные затраты представляют собой сумму себестоимости 1 т нефти расчетного года и нормативной прибыли, определяемой произведением нормативного коэффициента эффективности капитальных вложений (0,1) на удельные капитальные вложения в данном году.

Высвобождаемые затраты и народнохозяйственный эффект рассчитываются в соответствии с действующей отраслевой методикой оценки нефтяных и газонефтяных месторождений.

4.4. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр (Табл. 4.6)

По категориям запасов и зонам, по эксплуатационным объектам и месторождению в целом для основных вариантов разработки анализируются расчетные величины КИН из недр. Величины КИН из недр по рекомендуемому к утверждению варианту сравниваются с величинами, утвержденными в ГКЗ

Основные экономические

Объект

Годы и периоды	Капитальные вложения, тыс. руб.				Эксплуатационные затраты, тыс. руб.		
	бурение скважин	промысловое обустройство	всего	с начала разработки	амортизация	текущие затраты	всего
1	2	3	4	5	6	7	8

Технико-экономические показатели применения совершенствования системы и

Объект

Годы и периоды	Добыча нефти за счет метода, мероприятия, тыс. т	Удельная эффективность применения мероприятия т/т	Дополнительные капитальные вложения, тыс. руб.				Дополнительные эксплуатационные затраты, тыс. руб.		
			бурение скважин	промысловое обустройство	всего	с начала разработки	амортизация	текущие затраты	всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 4.4

показатели разработки

Вариант

Себестоимость добычи нефти, руб/т	Удельные капитальные вложения, руб/т	Приведенные затраты, руб/т	Высвобождаемые затраты, руб/т	Денежная оценка народно-хозяйствен. эффекта, млн. руб.
9	10	11	12	13

Таблица 4.5.

метода повышения нефтеизвлечения из пластов, технологии разработки

Вариант

Себестоимость дополнительной нефти, руб/т	Удельные капитальные вложения, руб/т	Приведенные затраты, руб/т	Высвобождаемые затраты, руб/т	Денежная оценка народно-хозяйственного эффекта, млн. р.
11	12	13	14	15

СССР, и с величинами, достигнутыми на других месторождениях со сходными геолого-физическими условиями.

Таблица 4.6.

Сопоставление утвержденных и расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)
Месторождение

Пласт	Категория запасов	Зоны, участки	КИН, утвержден. в ГКЗ СССР	Варианты	Расчетные коэффициенты			
					вытеснения нефти	охвата вытеснением	охвата заводнением	КИН
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Анализируются расчетные КИН по вариантам с применением и без применения мероприятий. Определяется прирост КИН за счет применения мероприятий по сравнению с базовым вариантом. Обосновываются полученные значения коэффициентов.

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

5.1. Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта. (Табл. 5.1—5.4, рис. П.5.1)

Исходя из технического задания, на основе заданного метража бурения и уровней добычи нефти по месторождению в целом, составляются варианты разработки месторождения, различающиеся очередностью ввода в разработку и темпами разбуривания эксплуатационных объектов. Рассчитываются технологические и экономические показатели вариантов разработки месторождения в целом. Результаты расчетов приводятся по формам табл. П.4.4—П.4.12.

Сопоставление технико-экономических показателей трех лучших вариантов разработки приводится в табл. 5.1. На основе анализа этих показателей выбирается рекомендуемый вариант разработки месторождения в целом. Технологические показатели рекомендуемого варианта разработки месторождения в целом приводятся в табл. 5.2—5.4 (по форме табл. 4.1—4.3).

В табл. 5.1 дополнительные добыча нефти, капитальные вложения и эксплуатационные затраты определяются по сравнению с базовым вариантом. В проектах разработки за начало отсчета принимается дата начала реализации составляемого проектного документа. Величина коэффициента извлечения нефти приводится за весь срок разработки. За основной срок разработки принимается срок отбора 80% от начальных извлекаемых запасов.

Рис. П.5.1. Сводная карта расположения пробуренных и проектных скважин эксплуатационных объектов.

На карту наносятся внешние и внутренние контуры нефте(газо)носности всех эксплуатационных объектов, забои пробуренных и проектных скважин, охранные зоны. Рисунок П.5.1 приводится только для рекомендуемого варианта разработки.

Таблица 5.1.

Технико-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения

Наименование	Проектные показатели по предыдущему утвержденному документу	Фактические показатели на дату составления данного проектного документа	Варианты		
			I базовый	II	III
1	2	3	4	5	6
Проектный уровень добычи нефти, млн. т. в год					
Темп отбора при проектном уровне (от утвержденных начальных извлекаемых запасов), %					
Год выхода на проектный уровень					

Продолжение таблицы 5.1.

1	2	3	4	5	6
Продолжительность проектного уровня, годы					
Проектный уровень добычи жидкости, млн. т/год					
Проектный уровень добычи попутного газа, млн. нм^3/год					
Проектный уровень добычи свободного газа, млн. нм^3/год					
Проектный уровень добычи конденсата, млн. т/год					
Проектный уровень закачки рабочих агентов, млн. м^3/год (тыс. т)					
Проектный срок разработки, годы					
Накопленная добыча нефти, млн. т					
за 5 лет					
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки с начала разработки					
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.					
Накопленная добыча жидкости, млн. т					
за 5 лет					
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки с начала разработки					
Закачка рабочих агентов, млн. м^3					
за 5 лет					
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки с начала разработки					
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.					

1	2	3	4	5	6
Фонд скважин-дублеров, шт.					
*Фонд скважин для мероприятия, шт.					
Удельные извлекаемые запасы нефти, приходящиеся на одну добывающую скважину, тыс. т					
добывающую+нагнетательную					
добыв.+нагнет.+резервную					
Средняя обводненность к концу разработки, %					
Капитальные вложения, тыс. руб.					
за 5 лет					
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки					
Удельные капитальные вложения, руб/т					
за 5 лет					
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки					
Эксплуатационные затраты, тыс. руб.					
за 5 лет					
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки					
Себестоимость, руб/т					
за 5 лет					
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки					
Приведенные затраты, руб/т					
за 5 лет					
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки					
Дополнительная накопленная добыча нефти — всего, млн. т					
за 5 лет					
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки					
в т. ч. за счет мероприятия *					
за 5 лет					

* Под мероприятиями понимается применение методов повышения нефтеизвлечения, совершенствование систем и технологии разработки.

1	2	3	4	5	6
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки					
Дополнительные капитальные вложения — всего, тыс. руб.					
за 5 лет					
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки					
в т. ч. для мероприятия					
за 5 лет					
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки					
Себестоимость дополнительной добычи нефти, руб/т					
за 5 лет					
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки					
в т. ч. за счет мероприятия					
за 5 лет					
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки					
Приведенные затраты на 1 т дополнительной добычи нефти, руб/т					
за 5 лет					
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки					
в т. ч. за счет мероприятия					
за 5 лет					
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки					
Народнохозяйственный эффект, млн. руб.					
за 5 лет					
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки					
в т. ч. за счет мероприятия					
за 5 лет					
10 лет					
15 лет					
проектный срок разработки					

5.2. Технико-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.

Технологическая и годовая экономическая эффективность рассчитываются по видам мероприятий за первые 6 лет и приводятся по формам соответствующих утвержденных РД.

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин (Табл. 6.1)

Обосновываются давления на устьях добывающих скважин, предельные давления фонтанирования и условия перевода скважин на мехдобычу, выбор способов механизированной эксплуатации скважин. Для каждого способа эксплуатации скважин приводится обоснование конструкции лифтов, обоснование выбора рекомендуемого внутрискважинного и наземного оборудования. Для газлифтного способа эксплуатации скважин обосновываются типы рекомендуемых газлифтных установок (бескомпрессорный, компрессорный, непрерывный или периодический газлифт), источники и ресурсы газа, устьевые давления и удельные расходы рабочего агента. Для каждого способа в табл. 6.1 приводятся показатели эксплуатации скважин по способам, включающие динамику ввода и фонд скважин, их дебиты по жидкости и обводненность.

В вариантах одновременно-раздельной разработки многопластовых объектов обосновывается выбор специального устьевого и скважинного оборудования, обеспечивающего их надежную одновременно-раздельную эксплуатацию, контроль и регулирование процесса разработки каждого пласта.

Выбор способов эксплуатации скважин производится на основании сравнения их технико-экономических показателей

Таблица 6.1.

Показатели эксплуатации скважин*

Вариант

Способ эксплуатации	Показатели	Годы			
1	2	3	4	5	6
Фонтан	Ввод скважин				
	Средний эксплуатационный фонд				
	Дебит по жидкости, максимальный				
	$м^3$/сут минимальный				
	средний				
	Средняя обводненность, %				
Газлифт	Ввод скважин				
	Средний эксплуатационный фонд				
	Дебит по жидкости, максимальный				
	$м^3$/сут минимальный				
	средний				
	Средняя обводненность, %				
	Удельный расход газа, $нм^3/м^3$				
	Общий расход газа, млн. $нм^3$/год				
ШГН	Ввод скважин				
	Средний эксплуатационный фонд				
	Дебит по жидкости, максимальный				
	$м^3$/сут минимальный				
	средний				
	Средняя обводненность, %				
ЭЦН	Ввод скважин				
	Средний эксплуатационный фонд				
	Дебит по жидкости, максимальный				
	$м^3$/сут минимальный				
	средний				
	Средняя обводненность, %				

* Показатели способов эксплуатации скважин приводятся по годам на текущую и последующие две пятилетки.

по группам скважин, обладающим относительно однородными характеристиками — динамикой добычи жидкости, обводненности и т. п. с учетом конкретных условий эксплуатации оборудования (физико-химических свойств пластовых флюидов, конструкции скважин, природно-климатических условий, трудоемкости ремонта и обслуживания, сложившейся в райо-

не системы эксплуатации и др.), а также ограничений на имеющиеся ресурсы оборудования и рабочих агентов.

Выбор всего поверхностного и скважинного оборудования производится на основе технико-экономического анализа с учетом достигнутого технического уровня, конкретных условий эксплуатации оборудования (свойств пластовых флюидов, особенностей применяемых методов повышения нефтеизвлечения, природно-климатических условий, условий ремонта и обслуживания и др.). Выбранное скважинное и поверхностное оборудование должно удовлетворять требованиям контроля за процессом разработки и техническими режимами работы скважин.

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

С учетом геолого-физической характеристики продуктивных пластов, состава и свойств продукции скважин, их конструкции и проектируемых режимов работ и т. п. определяются факторы, обуславливающие возможные осложнения при эксплуатации скважин. Обосновываются допустимые депрессии на пласт и предельные дебиты скважин, при наличии водонефтяных и подгазовых зон — рекомендуемые отходы интервалов перфорации от положений ВНК и ГНК.

Приводится обоснование необходимости и содержание мероприятий по предотвращению выноса песка, образования песчаных пробок. Обосновываются специальные конструкции забоев скважин, выбор необходимого защитного оборудования для ограничения поступления мехпримесей и свободного газа на прием насосов, мероприятия по предотвращению образования столбов воды в стволах добывающих скважин, неконтролируемых прорывов подошвенных вод и свободного газа.

Приводится обоснование необходимости и предполагаемых объемов защитных мероприятий против коррозии, возможного застывания нефти, выпадения из нее солей и парафина, их отложений на подземном и наземном оборудовании, загидрачивания напорных линий газлифтных скважин, подземных труб, выкидных и сборных линий добывающих скважин с высокими газовыми факторами, растепления многолетнемерзлых пород под фундаментами оборудования и вокруг устьев скважин, замерзания напорных линий устьев и стволов

Таблица 6.2.

Мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки

№№ пп.	Необходимые мероприятия	Объемы применения	Периодичность	Примечание

нагнетательных скважин и других осложнений. Обосновывается выбор специального оборудования, агрегатов, реагентов и других технических средств, необходимых для реализации намеченных мероприятий по борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин (табл. 6.2).

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

С учетом конкретных условий разработки месторождения, прогнозируемой динамики добычи нефти, воды и газа, способа эксплуатации и устьевых давлений добывающих скважин, состава и свойств их продукции, условий внешнего и внутреннего транспорта нефти и утилизации нефтяного газа, задач контроля за процессом разработки и технологическими режимами работы скважин, охраны окружающей среды формулируются требования к системе и сооружениям промыслового сбора, подготовки продукции скважин. Перечисляются факторы, которые могут осложнять эксплуатацию системы сбора, транспорта и подготовки продукции скважин, формулируются требования к мероприятиям по их предупреждению.

Мощности сооружений систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин должны быть рассчитаны на максимальные уровни отборов нефти, газа и воды. Все оборудование этих сооружений должно удовлетворять требованиям надежной работы в соответствующем климатическом поясе.

В случае применения методов повышения нефтеизвлечения приводятся мероприятия по использованию существующих объектов и сооружений или их реконструкции с учетом специфики метода, или использованию специализированных систем.

6.4. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения (Табл.П6.1)

С учетом принятых забойных давлений нагнетания или коэффициентов приемистости и объемов закачки обосновываются устьевые давления нагнетательных скважин, требования к мощности системы ППД по годам (объемы и давления нагнетания), порядок освоения и ввода нагнетательных скважин. Специально обосновываются требования к системе ППД, диктуемые задачами учета закачки, дифференцированного воздействия на различные пропластки (пласты или участки залежи) и контроля за их разработкой.

В вариантах с разделением закачки в нагнетательных скважинах обосновываются выбор специального устьевого и скважинного оборудования, обеспечивающего их надежную эксплуатацию при дифференцированном воздействии на отдельные пласты, учет, контроль и регулирование закачки в каждый из них.

По возможным источникам водоснабжения для заводнения определяются состав и физико-химические свойства их вод, совместимость с пластовыми водами и породой.

С учетом геолого-физических характеристик продуктивных пластов, состава и свойств пород и насыщающих флюидов формулируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод, обеспечивающей их обескислороживание и снижение коррозионной активности, допустимое содержание в них мехпримесей и ионов железа, подавление сульфатвосстанавливающих бактерий, предотвращение солеотложений и 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 других веществ (химреагентов).

Для подземных источников водоснабжения дополнительно обосновываются дебиты и число водозаборных скважин, способы их эксплуатации.

Перечисляются факторы, которые могут осложнять эксплуатацию системы ППД, формулируются требования по предупреждению возможных осложнений.

Мощности сооружений систем ППД должны быть рассчитаны на максимальные уровни закачки воды (агента). Все

оборудование и сооружения системы ППД должны удовлетворять требованиям надежной работы в соответствующем климатическом поясе.

При наличии в сточных водах химических реагентов предусматриваются мероприятия по их вторичному использованию. При излишках сточных вод обосновывается их закачка в специально выбранные поглощающие пласты.

Сведения о составе и свойствах вод, рекомендуемых для закачки в пласты, приводятся в таблице П.6.1.

6.5. Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения (рис.6.1)

При проведении опытных работ и промышленном применении методов повышения нефтеизвлечения из пластов приводятся требования и мероприятия по приему, транспортировке и хранению рабочих агентов с учетом их физико-химических характеристик (в соответствии с действующими нормами и правилами).

Обосновывается технология приготовления и закачки рабочих агентов (раствора химреагентов, газа, пара, воздуха, воды) в пласт.

Описывается рекомендуемый способ подготовки воды (газа) для приготовления рабочих агентов и использования при реализации метода.

При проведении опытных работ дается принципиальная схема (рис. 6.1) с основными технологическими параметрами с описанием состава основных объектов и сооружений, характеристика оборудования для приготовления и подачи рабочих агентов в пласт.

Выбор основного оборудования и материалов делается с учетом технологических показателей, особенностей метода, конкретных условий эксплуатации (коррозионных свойств реагентов, их водных растворов, газов, рабочих параметров, природно-климатических условий, трудоемкости ремонта и обслуживания и др.), а также имеющегося оборудования и рабочих агентов.

При использовании методов повышения нефтеизвлечения, основанных на процессах внутрипластового горения, формулируются требования к способу инициирования горения и необходимому оборудованию.

6.6. 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 и газовых зонах газонефтяных залежей обосновываются требования к конструкциям газовых скважин и их забоев, методам вскрытия пластов и освоения скважин, выбор их подземного и наземного оборудования, необходимость, виды и объемы мероприятий по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин (разрушение призабойной зоны, гидратообразование, коррозия и т. д.), требования к системам сбора и подготовки продукции газовых скважин.

Раздел приводится только в технологических схемах, проектах разработки газонефтяных месторождений, разрабатываемых с отбором природного газа из газовых шапок, а также месторождений, разрабатываемых с закачкой газов.

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

7.1. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

С учетом глубин залегания и геолого-физических характеристик продуктивных пластов, наличия в разрезе многолетнемерзлых и обваливающихся пород, газонасыщенных и водонапорных горизонтов, особенностей и параметров проектируемой технологии разработки, назначения скважин, способов и возможных осложнений при их эксплуатации и т. д. обосновываются требования к конструкциям скважин и их забоев. Формулируются требования к профилям скважин, к допустимым отклонениям их забоев от вертикали и проектных положений, к технологии проведения и качеству цементажа скважин, к высоте подъема цемента. Рекомендуемые конструкции скважин должны по возможности предусматривать сохранение вертикальности профиля в интервалах распространения многолетнемерзлых пород и его прямолинейности в интервалах установки насосного оборудования, обеспечивать надежное разобщение пластов, исключающее заколон-

ную циркуляцию нефти, газа и воды, сохранение естественного состояния призабойных зон, надежную эксплуатацию скважин механизированными способами, проведение геолого-технических мероприятий, исследовательских и ремонтных работ.

С учетом очередности ввода эксплуатационных объектов, необходимости своевременного формирования проектируемых систем разработки, допустимых отклонений профиля скважин от вертикали обосновываются требования к порядку разбуривания месторождения.

Рекомедуемые порядок разбуривания месторождения и кустование скважин должны обеспечить вовлечение в разработку возможно больших запасов, возможно быстрое формирование проектируемых систем воздействия на пласты.

7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

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 растворов, используемых при проведении этих работ. Рекомендуемые методы и технология выполнения этих работ, состав и свойства используемых буровых растворов должны обеспечивать сохранение естественного состояния призабойных зон продуктивных пластов (исключение их загрязнения и разрушения), предотвращение разрушения цементного камня и деформации колонн, прорывов посторонних вод и газа.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ (Табл. 8.1—8.2)

Для обоснования проектов пятилетних и перспективных планов добычи нефти и газа, объемов буровых работ на основе результатов разделов 4—6 по годам на текущую и последующие три пятилетки по рекомендуемому варианту разработки приводится динамика ввода новых скважин и их дебитов, коэффициентов изменения добычи нефти по переходящим скважинам, объемы эксплуатационного бурения, до-

Таблица 8.1.

ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ОБЪЕМА БУРОВЫХ РАБОТ

Вариант

Объект (месторождение), категория запасов

№№ пп.	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	механизированным способом					
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 специальные 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 переходящих скважин данного года, тыс. т					
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т					

Продолжение таблицы 8.1

1	2	3	4	5	6	7
20	Изменение добычи нефти из переходящих 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 нагнет. в отработке					
27	Действ. фонд добывающих скважин на конец года, шт.					
28	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.					
29	Фонд механизированных скважин, шт.					
30	Ввод ~~нагнетательных~~ под нагнетание скважин, шт.					
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт.					
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.					
33	Действ. 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	» » переходящих »					
40	» » новых »					
41	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут					
42	» переходящих » »					
43	Средняя приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут					
44	Добыча жидкости, всего, тыс. т					
45	В т. ч. из переходящих скважин, тыс. т					
46	из новых скважин »					
47	механизированным способом					
48	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т					

1	2	3	4	5	6	7
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 » %					
54	Закачка рабочего агента, тыс. м³ (млн. нм³)/год					
55	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м³ (млн. нм³)					
56	Компенсация отбора: текущая, %					
57	» с начала разработки, %					

бычи нефти, нефтяного и природного газа (конденсата), закачки воды, динамика фонда и средних дебитов скважин и др. показатели.

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

На месторождениях и объектах, более 20 процентов запасов которых приходится на запасы категории C_2, проекты плановых показателей обосновываются раздельно по категориям $A+B+C_1$ и C_2.

9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В технологических схемах формулируются задачи по контролю за разработкой, приводятся виды и объемы специальных гидродинамических, промыслово-геофизических и лабораторных исследовательских работ, рекомендуемых для контроля за реализацией проектируемых процессов разработки пластов, выработки их запасов, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования в дополнение к утвержденному (действующему в районе) принципиальному

Таблица 8.2.

ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧА НЕФТЯНОГО И ПРИРОДНОГО ГАЗА, ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА, ОБЪЕМА БУРОВЫХ РАБОТ*

Вариант

Объект (месторождение), категория запасов

№№ пп.	Показатели	Годы				
		19 . .	19 . .	19 . .	19 . .	19 . .
1	2	3	4	5	6	7
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн. нм³					
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн. нм³					
3	Газовый фактор, нм³/т					
4	Добыча нефтяного газа, млн. нм³/год					
5	Использование нефтяного газа, млн. нм³/год					
6	Процент утилизации нефтяного газа, %					
7	Остаточные запасы природного газа категории $A+B+C_1$, млн. нм³					
8	Отбор газа с начала разработки, млн. нм³					
9	Добыча газа, всего, млн. нм³/год					
10	Расход газа на собственные нужды, млн. нм³/год					
11	В т. ч. на технологические нужды, млн. нм³/год					
12	Добыча газа из переходящих скважин, млн. нм³/год					
13	Действующий фонд переходящих скважин на начало года, шт.					
14	Среднедействующий фонд переходящих скважин, шт.					
15	Среднесуточный дебит одной переходящей скважины, тыс. нм³/сут					
16	Среднее число дней работы переходящей скважины, дни					
17	Добыча газа из скважин, вводимых из бездействия, млн. нм³/год					
18	Ввод в эксплуатацию скважин из бездействия, шт.					
19	Среднесуточный дебит одной скважины, вводимой из бездействия, тыс. нм³/сут					

1	2	3	4	5	6	7
20	Среднее число дней работы одной скважины, вводимой из бездействия, дни					
21	Добыча газа из новых скважин, млн. $нм^3$/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. $нм^3$/сут					
28	Среднее число дней работы 1 новой скважины, дни					
29	Расчетная годовая добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году, млн. $нм^3$/год					
30	Ожидаемая расчетная добыча газа из старых скважин данного года, млн. $нм^3$/год					
31	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин, доли ед.					
32	Падение добычи газа по переходящим скважинам, млн. $нм^3$					
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/$нм^3$					
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.

комплексу по контролю за разработкой. При необходимости обосновывается число и местоположение специальных контрольных и наблюдательных скважин.

В проектах и уточненных проектах разработки анализируется эффективность применяемых методов контроля за разработкой месторождений, состоянием скважин и скважинного оборудования, обосновываются виды дополнительных исследовательских работ, предусматриваемых для контроля реализации и оценки эффективности проектируемых мероприятий по регулированию процесса разработки.

В случае применения метода повышения нефтеизвлечения приводится методика определения технологического эффекта от применения метода.

Обосновывается необходимый для этого объем исследований в подготовительный и основной периоды реализации метода.

Приводятся мероприятия, обеспечивающие получение регулярной и достоверной информации о течении процесса вытеснения нефти рабочими агентами в пласте.

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

С учетом конкретных условий обосновываются дополнительные мероприятия, обеспечивающие охрану недр и окружающей среды, безопасность близрасположенных населенных пунктов при разбуривании и разработке месторождения, эксплуатации нагнетательных, добывающих, газовых и водозаборных скважин, скважин, используемых для закачки сточных вод в поглощающие пласты, не предусмотренные действующими законами, постановлениями и положениями.

Приводится перечень дополнительных требований и мероприятий по технике безопасности, пожарной безопасности, мероприятий по защите окружающей среды при применении метода повышения нефтеизвлечения.

Рекомендуемые требования обосновываются с учетом действующих норм и правил по проектированию, строительству и эксплуатации объектов обустройства нефтяных месторождений с учетом особенностей применяемого метода.

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В технологических схемах (при необходимости и в проектах разработки) приводятся задачи детальных сейсмических исследований, виды и объемы промысловых и лабораторных исследовательских работ, необходимых для доразведки месторождения, отдельных пластов и площадей, их газонефтяных, водонефтяных и краевых зон. В составе этих работ обосновываются количество и местоположение скважин эксплуатационного фонда, проектируемых к бурению с отбором керна, оценочных скважин первоочередного бурения (с целью выявления и уточнения границ обособленных продуктивных полей, перевода запасов категории C_2 в более высокие категории), предусматриваются работы по проведению специальных испытаний, геолого-промысловых и геофизических исследований скважин, лабораторных исследований керна и пластовых флюидов, необходимых для уточнения положений ВНК и ГНК, оставшихся невыясненными в процессе разведки деталей геологического строения залежей, коллекторских и фильтрационных характеристик продуктивных пластов, состава и физико-химических свойств насыщающих их флюидов, для газонефтяных залежей — определение наличия насыщенности нефтью и ее распределения в газовых шапках.

12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Приводится обоснование необходимости и масштабов проведения опытно-промышленных испытаний новых технологий и технических решений по созданию и совершенствованию методов вскрытия пластов и освоения скважин, их конструкций, способов и техники эксплуатации, интенсификации процессов разработки, применения методов повышения нефтеотдачи пластов и других вопросов.

Раздел приводится при необходимости.

Содержание и форма представления материалов не регламентируются.

ТОМ II
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Табличные приложения к проектным документам на разработку представляют собой сводку распечаток на ЭВМ исходных данных и результатов промежуточных расчетов, проведенных для обоснования принятых решений, прогнозируемых технологических и технико-экономических показателей разработки, технологии эксплуатации скважин. Они должны содержать все дополнительные данные, необходимые для экспертизы проектных документов.

Распечатки таблиц приложений нумеруются по соответствующим разделам проектных документов.

Необходимые пояснения по содержанию таблиц приложений приводятся по тексту требований к содержаниям соответствующих разделов.

При необходимости этот перечень может быть дополнен по усмотрению авторов проектных документов на разработку.

ПЕРЕЧЕНЬ

рекомендуемых табличных приложений

Таблица П.2.1. Характеристика толщин пласта
Таблица П.2.2. Статистические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта)
Таблица П.2.3. Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности
Таблица П.2.4. Статистические ряды распределения проницаемости
Таблица П.2.5. Свойства пластовой нефти, газа и воды
Таблица П.2.6. Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти
Таблица П.2.7. Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти
Таблица П.2.8. Содержание ионов и примесей в пластовой воде
Таблица П.2.9. Теплофизические свойства пород и пластовых жидкостей
Таблица П.3.1. Расчетная модель слоистого пласта (пример)
Таблица П.3.2. Характеристика модифицированных фазовых проницаемостей
Таблица П.3.3. Сопоставление фактических и расчетных технологических показателей истории разработки
Таблица П.3.4. Исходные данные и результаты расчетов коэффициентов охвата процессом вытеснения
Таблица П.4.1. Результаты гидродинамических расчетов технологических показателей разработки характерных элементов

Таблица П.4.2. Предельные толщины пласта для размещения скважин
Таблица П.4.3. Срок выработки извлекаемых запасов расчетного элемента и предельная обводненность продукции при отключении скважин
Таблица П.4.4. Характеристика основного фонда скважин
Таблица П.4.5. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости
Таблица П.4.6. Дополнительные показатели для расчета капитальных вложений
Таблица П.4.7. Капитальные вложения в бурение скважин и по направлениям нефтепромыслового строительства
Таблица П.4.8. Эксплуатационные затраты
Таблица П.4.9. Расчет экономической эффективности разработки
Таблица П.4.10. Расчет экономической эффективности применения метода повышения нефтеизвлечения из пластов, совершенствования системы и технологии разработки
Таблица П.4.11. Основные экономические показатели разработки
Таблица П.4.12. Технико-экономические показатели применения метода повышения нефтеизвлечения из пластов, совершенствования системы и технологии разработки
Таблица П.6.1. Состав и физико-химические свойства воды, рекомендуемой для заводнения

Таблица П.2.1.

Характеристика толщин пластов

Толщина	Наименование	Зоны пласта (горизонта)	По пласту в целом
1	2	3	4
Общая	Средняя, м Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения, м		
Нефтенасыщенная	Средняя, м Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения, м		
Газонасыщенная	Средняя, м Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения, м		
Эффективная	Средняя, м Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения, м		

Таблица П.2.2.

Статистические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта)

Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости, 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.2.3.

Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм²	Пористость, доли ед.	Начальная		Насыщенность связанной водой, доли ед.
				нефтенасыщенность доли ед.	газонасыщенность, доли ед.	
1	2	3	4	5	6	7
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт. К-во определений, шт. Среднее значение Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения					
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт. К-во определений, шт. Среднее значение Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения					
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт. К-во определений, шт. Среднее значение Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения					
	Принятые при проектировании					

Таблица П.2.4.

Статистические ряды распределения проницаемости

№№ п/п	По данным геофизических исследований		По данным лабораторного изучения керна	
	Интервалы изменения, мкм²	Число случаев	Интервалы изменения, мкм²	Число случаев
1	2	3	4	5
1				
	Всего			

Таблица П.2.5.

Свойства пластовой нефти, газа и воды

Наименование	Пласт			
	количество исследованных		диапазон изменения	среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
а) Нефть				
Давление насыщения газом, МПа				
Газосодержание, м³/т				
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м³/т				
P1= МПа T1= °C				
P2= T2=				
P3= T3=				
P4= T4=				
P5= T5=				
Суммарный газовый фактор, м³/т				
Плотность, кг/м³				
Вязкость, мПа·с				
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.				

Продолжение табл. П.2.5.

1	2	3	4	5
Температура насыщения парафином, °С				
Пластовая температура, °С				
б) Газ газовой шапки				
Давление начала и максимальной конденсации, МПа				
Плотность, кг/м³				
Вязкость, мПа·с				
Содержание стабильного конденсата, г/м³				
в) Пластовая вода				
Газосодержание, м³/т				
— в т. ч. сероводорода, м³/т				
Объемный коэффициент, доли ед.				
Вязкость, мПа·с				
Общая минерализация, г/л				
Плотность, кг/м³				

Таблица П.2.6.

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

Наименование	Пласт				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Сероводород					
Углекислый газ					
Азот+редкие					
в т. ч. гелий					

1	2	3	4	5	6
метан					
этан					
пропан					
изобутан					
н. бутан					
изопентан					
н. пентан					
гексаны					
гептаны					
остаток (C_8+высшие)					
Молекулярная масса					
Молекулярная масса остатка					
Плотность					
— газа, кг/м^3					
— газа относительная (по воздуху), доли ед.					
— нефти, кг/м^3					

Таблица П.2.7.

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование		Пласт			
		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв.	проб		
1		2	3	4	5
Вязкость, мПа·с при 20°С					
50 С					
Температура застывания, °С					
Температура насыщения парафином, °С					
массовое содержание, %	Серы				
	смол силикагелевых				
	Асфальтенов				
	Парафинов				

1	2	3	4	5
объемный выход фракций, %: н. к. 100°С				
до 150°С				
до 200°С				
до 300°С				

Таблица П.2.8.

Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Содержание ионов, $\frac{\text{моль}}{\text{м}^3}$ и примесей, г/м³	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
Cl^-				
SO_4^{--}				
HCO_3^-				
Ca^{++}				
Mg^{++}				
Na^+				
K^+				
Примеси				
pH				

Таблица П.2.9.

Теплофизические свойства пород и пластовых жидкостей

Наименование параметров	Горные породы		Пластовые жидкости	
	коллекторы	вмещающие	нефть	вода
1	2	3	4	5
Число исследованных образцов				
Средняя плотность, кг/м³				

1	2	3	4	5
Коэффициент температуропроводности, м²/час				
Среднее значение				
Коэффициент теплопроводности, ккал/м·час·град				
Удельная теплоемкость, ккал/кг·град				

Таблица П.3.1.

Расчетная модель слоистого пласта

Зона пласта	Номер слоя	Эффективная проницаемость по воздуху, мкм²	Доля объема
1	2	3	4

Таблица П.3.2.

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.3.3.

Сопоставление фактических и расчетных технологических показателей истории разработки

Годы	Фонд добывающ. скважин		Фонд нагнет. скважин		Добыча нефти, тыс. т		Добыча жидкости, тыс. т		Закачка воды, тыс. т		Пластовое давление, МПа		Добыча газа, млн. м³		Добыча конденсата, тыс. т	
	Факт.	Расч.	Факт.	Расч.	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	15	16	17

* Графы 14—17 приводятся только для газонефтяных залежей.

Таблица П.4.1.

Результаты гидродинамических расчетов технологических показателей разработки характерного элемента*

Годы	Годовая добыча нефти, тыс. т.		Годовая добыча жидкости, тыс. т.		Годовая добыча газа, млн. нм³	Годовая закачка воды, тыс. м куб.	Коэф. нефтеизвлечения, доли ед.	Обводненность, % вес.
	всего	мехспособом	всего	мехспособом				
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Продолжение

Накопленная				Среднесуточный дебит 1 скважины, т/сутки			Среднесуточная приемистость 1 скв., м³/сутки	Прокач. объем (в долях объема пор)
добыча нефти, тыс. т	добыча жидкости, тыс. т.	добыча газа, млн. нм³	закачка воды (газа), тыс. м³ (млн. нм³)	нефти	жидкости	газа, тыс. нм³/сут.		
10	11	12	13	14	15	16	17	18

* Показатели приводятся по годам за первые 30 лет и далее по пятилеткам и за весь срок разработки.

В графах 7, 13 при применении методов повышения нефтеизвлечения из пластов количество рабочего агента приводится по каждому компоненту (вода, полимер, раствор ПАВ, пар и др.) в тыс. т.

Таблица П.4.2.

Предельные толщины пласта для размещения скважин

Номер варианта	Объект (участок, зона), категория запасов	Накопленные показатели по элементу за 15 лет			Совокупн. затраты по элементу за 15 лет, млн. руб.	в том числе		Оценка накопленной добычи нефти в замыкающих затратах, млн. руб.	Предельная толщина, м	Минимальный начальный дебит скважин по нефти, т/сут
		добыча нефти, тыс. т	добыча жидкости, тыс. т	закачка рабочего агента, тыс. куб. м		капитальн. вложения	эксплуатац. затраты без аморт.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Таблица П.4.3.

Срок выработки извлекаемых запасов расчетного элемента и предельная обводненность продукции при отключении скважин*

Номер варианта	Объект (участок, зона), категория запасов	Средняя толщина	Год достижения экономического предела эксплуатации	Показатели разработки			Высвобождаемые затраты на 1 т нефти, руб./т	Дебит скважин		Предельная годовая обводненность, %
				добыча нефти, тыс. т	добыча жидкости, тыс. т.	закачка рабочего агента, тыс. куб. м		нефти, т/сут.	жидкости, т/сут.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

* Все показатели в таблице приводятся за год достижения экономического предела эксплуатации.

Дополнительные показатели для

Объект

Годы и периоды	Ввод скважин					Ввод	
	резервных	дублеров	ЭЦН	ШГН	газлифт	заводнению тыс. м³/сут	подготовке нефти тыс. т
1	2	3	4	5	6	7	8

Графы 11, 12, 13 заполняются при применении методов

Капитальные вложения в бурение скважин и по направлениям

Объект (месторождение)

Годы и периоды	Бурение скважин		Оборудование, не входящее в сметы строек предприятий нефтедобычи и прочих организаций	Сбор и транспорт		Комплексная автоматизация технологических процессов	Технологическая подготовка нефти
	всего	в т. ч. резервные, дублеры		нефти	газа		
1	2	3	4	5	6	7	8

Эксплуатационные

Объект

Годы и периоды	Амортизация добывающих и специальных скв.	Обслуживание добывающих скважин	Энергия на механизированную добычу жидкости	Заводнение	Метод повышения нефтеизвлечения
1	2	3	4	5	6

Таблица П.4.6.

расчета капитальных вложений

Вариант

мощности по очистным сооружениям, тыс. м³/сут	Строительство дорог, км	Специальные установки, шт.	Специальные трубопроводы, км	Расход рабочего агента, тыс. т (млн. нм³)
9	10	11	12	13

повышения нефтеизвлечения.

Таблица П.4.7.

нефтепромыслового строительства, тыс. руб.

Вариант

Заводнение	Метод повышения нефтеизвлечения	Водоэлектроснабжение, связь	Охрана природы, очистные сооружения	Базы производственного обслуживания НГДУ	Автодорожное строительство	Прочие направления	Капитальные вложения	
							всего	в т. ч. СМР
9	10	11	12	13	14	15	16	17

Таблица П.4.8.

затраты, тыс. руб.

Вариант

Сбор и транспорт нефти	Сбор и транспорт газа	Подготовка нефти	Общепроизводственные расходы	Отчисления на ГРР	Всего затрат
7	8	9	10	11	12

Таблица П.4.9.

Расчет экономической эффективности разработки

Объект Вариант

Годы и периоды	Годовая добыча: нефти, тыс. т	Годовая добыча: газа, млн. нм³	Ценность продукции*, тыс. руб.	Совокупные затраты: всего	Совокупные затраты: в т. ч. эксплуатационные**	Дисконтированные показатели, тыс. руб.: ценность продукции	Дисконтированные показатели, тыс. руб.: совокупные затраты	Высвобождаемые затраты, руб/т	Денежная оценка народнохозяйственного эффекта, млн. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица П.4.10

Расчет экономической эффективности применения метода повышения нфетеизвлечения из пластов, совершенствования системы и технологии разработки

Объект Вариант

Годы и периоды	Годовая добыча за счет метода, мероприятия: нефти, тыс. т	Годовая добыча за счет метода, мероприятия: газа, млн. нм³	Ценность продукции, тыс. руб.	Совокупные затраты, тыс. руб.: всего	Совокупные затраты, тыс. руб.: эксплуатационных**	Дисконтированные показатели, тыс. руб.: ценность продукции	Дисконтированные показатели, тыс. руб.: совокупные затраты	Высвобождаемые затраты, руб/т	Денежная оценка народнохозяйственного эффекта, млн. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

* Замыкающие затраты на нефть плюс оптовые цены на газ и конденсат.

** Совокупные затраты — сумма капитальных вложений и эксплуатационных затрат без реновации и отчислений на ГРР.

Таблица П.6.1.

Состав и физико-химические свойства воды, рекомендуемой для заводнения

Пласт	Источники водоснабжения	Содержание механических примесей, мг/л	Содержание ионов мг-л / мг-экв/л								Общая минерализация, г/л
			pH	SO_4^{--}	Cl^-	HCO_3^-	Ca^{++}	Mg^{++}	$K^+ + Na^+$	$Fe^{++} + F^{+++}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Графические приложения к проектным документам на разработку должны содержать все необходимые для обоснования и экспертизы принятых решений и прогнозируемых технологических показателей материалы.

Перечень рекомендуемых графических приложений включает в себя следующие карты, профили, схемы:

Рис. П.2.1. Структурная карта по кровле базисного продуктивного горизонта
Рис. П.2.2. Геологические разрезы (профили)
Рис. П.2.3. Карты распространения коллекторов
Рис. П.2.4. Карты эффективных нефтенасыщенных толщин пластов
Рис. П.2.5. Карта эффективных газонасыщенных толщин
Рис. П.2.6. Карты проницаемости
Рис. П.2.7. Карты пористости
Рис. П.2.8. Карты нефтенасыщенности
Рис. П.3.1 Карты разработки
Рис. П.3.2. Карты изобар
Рис. П.5.1. Сводная карта расположения пробуренных и проектных скважин эксплуатационных объектов

Графические приложения нумеруются по соответствующим разделам проектных документов. Необходимые пояснения по содержанию графических приложений приводятся по тексту соответствующих разделов.

Рис. П.2.2, П.2.4, П.2.5, П.3.1, П.3.2 приводятся для всех выделенных для самостоятельной разработки эксплуатационных объектов.

Рис. П.3.1 и П.3.2 приводятся, как правило, только в проектах и уточненных проектах разработки. Рис. П.2.3, П.5.1 приводятся только для многопластовых залежей. Для однопластовых залежей положения забоев пробуренных и проектных скважин наносятся на карту со схемой разбуривания залежи (рис. П.2.4).

При необходимости перечень графических приложений может быть дополнен по усмотрению авторов проектных документов на разработку.

Заказ 32Д Объем 6,75 Тираж 1000
Типография ХОЗУ Миннефтепрома

gost.e-ecolog.ru