

ОАО "Газпром"
Всероссийский научно-исследовательский институт
природных газов и газовых технологий



ВНИИГАЗ

РЕГЛАМЕНТ
СОСТАВЛЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ ДОКУМЕНТОВ
ПО РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ И
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

№ документа	С. 1
Дата	20.01.99
Исполнитель	С. Г.
Проверенный	С. Г.

Москва
1999

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
I. Общие методические, организационные положения и требования к составлению проектных документов по разработке газовых и газоконденсатных месторождений при различных условиях ее проведения (на истощение, с поддержанием давления и др.).....	5
II. Содержание проектных документов по разработке газовых и газоконденсатных месторождений.....	15
Том 1.	17
Том 2. Приложения.	75
Реферат проектного документа.....	86

ОТРАСЛЕВОЙ НОРМАТИВНЫЙ ДОКУМЕНТ

РЕГЛАМЕНТ

составления проектных документов по разработке
газовых и газоконденсатных месторождений

Срок введения установлен с _____

Настоящий Регламент содержит общие требования и рекомендации к составлению проектных документов (технологических схем, проектов разработки и доработки) по газовым и газоконденсатным месторождениям при различных условиях проведения разработки (на истощение, с поддержанием давления и др.). Он определяет структуру и содержание проектных документов на все виды промышленной разработки объектов.

Положения Регламента основаны на обобщении отечественного и зарубежного опыта, последних достижений теории и практики разработки месторождений природного газа. При его составлении учтены Закон РФ о недрах, Закон РФ об охране окружающей природной среды, Закон РФ о соглашениях о разделе продукции, Положение о порядке лицензирования пользования недрами, Налоговое законодательство РФ и другие законодательные, юридические акты, положения и нормативные документы.

Требования и рекомендации настоящего Регламента обязательны для всех организаций, занимающихся составлением проектных документов по разработке.

Регламент выполнен по заданию ОАО "Газпром". При его составлении учтены замечания и предложения производственных газодобывающих предприятий, научно-исследовательских, проектных институтов и других организаций. В подготовке документа участвовали специалисты ВНИИГАЗа, ВНИПИ-газдобычи и Управлений ОАО "Газпром".

1. Общие методические, организационные положения и требования к составлению проектных документов по разработке газовых и газоконденсатных месторождений при различных условиях ее проведения (на истощение, с поддержанием давления и др.)

Технологические схемы, проекты разработки и доработки являются основными документами, по которым недропользователи осуществляют промышленную разработку месторождений природного газа и проводят опытно-промышленные работы по испытанию новых технологий. Они служат основой для составления проектных документов на строительство скважин и обустройство промысла, используются при текущем и перспективном планировании добычи углеводородов, объемов буровых работ и капиталовложений в освоение месторождений, строительства газопроводов.

Проектные документы по разработке являются технологической основой для Инвестиционных проектов по газовым и газоконденсатным месторождениям. Однако вопросы финансирования, привлечения инвесторов и порядок составления Инвестиционных проектов выходят за рамки настоящего Регламента.

Проектные документы по разработке в соответствии с полученной лицензией на пользование недрами составляются на основе апробированных геосударственной экспертизой материалов по запасам и геологической информации.

На основании действующего законодательства лицензия на добычу предоставляется на срок до 20 лет и может быть продлена. Она дает право на разведку и разработку месторождений природного газа.

В соответствии с лицензией участок недр предоставляется пользователю в виде горного отвода (Инструкция о порядке предоставления горных отводов для разработки газовых и нефтяных месторождений, РД-07-122-96, Госгортехнадзор РФ, Москва, 1996 г.). На основании Инструкции в проектные документы по разработке может быть включен специальный раздел "Объемы горного отвода".

Основные проектные документы Регламента соответствуют стадиям разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений.

Технологическая схема разработки определяет предварительную систему разработки и составляется до начала промышленной эксплуатации месторождения по данным разведки и пробной эксплуатации скважин. Для газоконденсатных залежей дополнительно рассматриваются мероприятия по повышению конденсатоотдачи.

В составе технологической схемы рассматривается опытно-промышленная эксплуатация (ОПЭ), как ее отдельная стадия. Она предусматривается для отдельных залежей, блоков или участков сложно построенных и недостаточно разведанных крупных газовых и газоконденсатных месторождений. Цель ОПЭ - получение информации и уточнение необходимых исходных данных для надежного обоснования проектных решений на период ос-

новой разработки объекта в целом. Срок ОПЭ устанавливается в интервале 3-5 лет в зависимости от характеристики залежей, особенностей их строения, степени изученности. Технологические решения на период ОПЭ должны приниматься с учетом задач доразведки и стратегии освоения месторождения или объекта разработки в целом. Для стадии ОПЭ чрезвычайно важна детальная программа дополнительного изучения, исследований и опытных работ.

Проект разработки - основополагающий проектный документ для эксплуатации месторождения. Он базируется на более детальной, по сравнению с технологической схемой разработки, информации, включающей в себя материалы реализации технологической схемы и анализа разработки, оценку запасов по данным эксплуатации, результаты специальных исследований. Используются расчетные модели, адаптированные по истории разработки.

Проект разработки составляется в процессе эксплуатации, а в отдельных случаях - до её начала, когда ввод в эксплуатацию задерживается на значительный период времени, и накапливается необходимый объем информации для составления проекта.

Проект доразработки предназначен для завершающей стадии эксплуатации, которая характеризуется осложненными условиями, вызванными следующими причинами:

- существенным уменьшением дебитов скважин вследствие снижения пластового давления (период падающей добычи);
- обводнением эксплуатационного фонда скважин и пескопроявлением;
- "старением" фонда скважин и объектов обустройства промысла.

В проекте доразработки определяется период рентабельной разработки месторождения и время прекращения эксплуатации с учетом потребителей и экономической ситуации. Приводятся детальные расчеты конечной газо- и конденсатоотдачи. Рассматривается возможность использования подземного и наземного технологического оборудования до конца эксплуатации либо необходимость его замены. Для газоконденсатных месторождений должны быть рассмотрены вторичные методы извлечения углеводородов.

Период расчета технологических показателей в технологических схемах и проектах разработки должен соответствовать сроку действия лицензии на добычу и составлять не менее 20 лет.

Для составления рассматриваемых проектных документов используется следующая исходная информация:

- геологическая (материалы по подсчету запасов газа и жидких углеводородов, результаты лабораторных исследований керна и пластового флюида, геохимические данные);
- геофизическая (материалы полевых и скважинных геофизических исследований, петрофизические зависимости, увязанные с данными ГИС);
- промысловая (результаты обработки данных гидрогеодинамических исследований скважин, материалы исследований на газоконденсатность, результаты пробной эксплуатации разведочных скважин и опытных работ по методам поддержания пластового давления и воздействия на пласт);

- нормативно-отраслевая (законодательные и юридические акты и положения, техническое задание на составление проектного документа, исходные данные для экономических расчетов).

Используются также данные о состоянии окружающей среды и материалы по её охране, содержащиеся в фондовых и печатных работах.

Технологические схемы разработки составляются на начальные запасы газа и конденсата, утвержденные ГКЗ РФ или апробированные ОАО "Газпром", при этом запасы категорий А+В+С₁ принимаются в полном объеме, а запасы категории С₂, как правило, частично в соответствии с указаниями Технического задания на проектирование. По месторождениям (залежам), значительная часть запасов газа и конденсата которых сосредоточена в недостаточно разведанных участках или пластах (категория С₂), должны рассматриваться возможности разработки и необходимость доразведки объекта проектирования в целом.

Проекты разработки и доразработки составляются на разведанные запасы газа и конденсата (категории А+В+С₁), утвержденные ГКЗ РФ на основании последнего подсчета запасов, если изменения их начальных величин за истекший до проектирования период не превышают 20%. При уточнении запасов в процессе доизучения более чем на 20% необходимо их переутверждение в ГКЗ РФ.

На базе указанной исходной информации в проектных документах по разработке обосновываются:

- выделение эксплуатационных объектов;
- условия и порядок их ввода в разработку;
- геолого-газодинамические модели объекта проектирования;
- выбор способов и агентов для воздействия на пласты и поддержания пластового давления (ППД);
- уровни годовых отборов углеводородов по условиям добычных возможностей пласта;
- объемы добычи газа (с учетом сезонной неравномерности), добычи конденсата и сопутствующих компонентов по пластам, объектам разработки и зонам УКПГ, объемы закачки агентов;
- системы размещения, количество добывающих, нагнетательных и контрольных скважин на каждый объект и очередность ввода скважин по годам разработки;
- технологические режимы работы скважин и оборудования;
- промышленная газо- и конденсатоотдача;
- выбор способов эксплуатации добывающих скважин и разделения на поверхности жидких и газообразных продуктов для дальнейшего использования;
- требования к системе ППД и качеству агентов, используемых для закачки в пласты;
- требования и рекомендации по конструкциям добывающих и нагнетательных скважин, производству буровых работ, методам вскрытия пластов и

освоению скважин, наземному и подземному скважинному оборудованию с учетом выделенных объектов и очередности их ввода в эксплуатацию;

- технология вторичного вскрытия пластов и интенсификации притоков;
- задачи проведения геофизических исследований скважин (ГИС) и использования их результатов;
- комплекс геофизических и газогидродинамических исследований скважин при их строительстве и эксплуатации;
- система формирования геолого-геофизической информации (ГТИ) — основы для создания цифровых моделей объектов разработки и требования к ней;
- мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и организации их капитального ремонта (рекомендуемые технологии и технические средства) и контролю за техническим состоянием колонны и затрубного пространства (в том числе геофизическими методами);
- мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки;
- рекомендации по организации мониторинга разработки и сброса потоков с использованием комплекса геофизических и геохимических методов, в том числе систематических наблюдений за конкретными техногенными явлениями для данного месторождения, например, образованием вторичных залежей и надпродуктивной толще, по анализу результатов работ (наблюдений, исследований и пр.), по организации полигонов для контроля за проседанием земной поверхности;
- рекомендации по системам сбора и подготовки продукции;
- мероприятия по охране недр и окружающей среды, технике безопасности, промышленной и пожарной безопасности, рекомендации по организации и проведению мониторинга окружающей среды;
- технико-экономические показатели и критерии оценки эффективности рекомендуемого варианта разработки;
- решения по опытно-промышленным испытаниям (опытным работам) с целью апробации и внедрения новых технологий и технических разработок, в том числе по вопросам ППД;
- программа по доразведке, дополнительному изучению (в рамках лицензии на добычу), исследованиям и опытным работам.

Указанные проблемы и вопросы составляют основное содержание всех рассмотренных проектных документов, однако подход к проектированию зависит от конкретных особенностей месторождения, определяемых его типом и характером геологического строения. Специфические особенности месторождений приведены ниже.

Месторождения со сложным составом пластовой смеси:

- наличие в газе ценных сопутствующих компонентов, входящих в состав добываемой продукции;
- высокое содержание агрессивных компонентов, обуславливающее специфические требования к скважинному и промышленному оборудованию;
- объединение добычи и переработки углеводородов в едином газохимическом комплексе и необходимость учета конечных продуктов;

- продолжительный период постоянной добычи по месторождению (залежи), являющемуся базой газоперерабатывающего завода, обеспечивающей устойчивую его работу;

- повышенная экологическая опасность.

Месторождения шельфовой зоны:

- затрудненные условия получения исходной информации для проектирования;
- сезонная неравномерность проведения геологоразведочных работ;
- ограниченная площадь (в пределах морских платформ) для размещения эксплуатационных скважин и промышленных сооружений;
- концентрированное расположение устьев скважин;
- значительное (до нескольких километров) удаление забоев скважин от морских устьев;
- срок разработки непосредственно зависит от физического износа платформ;
- дорогостоящие промышленные сооружения;
- специфические экологические ограничения.

Малые месторождения:

- незначительный объем информации и ограниченные геометрические размеры обуславливают использование упрощенных схем и геологических моделей, расчеты технологических показателей проводятся в целом по месторождению (залежи);
- особенности динамики отбора газа (отсутствие периодов нарастающей и постоянной добычи), допустимость высоких темпов годовых отборов по отношению к начальным запасам;
- сокращенный объем работ по обустройству промысла и возможность быстрого ввода в эксплуатацию;
- месторождение в отдельности имеет второстепенное значение для баланса добычи углеводородов в регионе;
- при величине запасов газа менее 1 млрд. м³ не требуется рассмотрение подсчета запасов в ГКЗ РФ.

Многопластовые месторождения

Разработка многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений различных типов и характеристик осуществляется по эксплуатационным объектам, представляющим собой отдельные пласты либо несколько пластов, объединенных в один объект.

Группа месторождений (залежей)

Для месторождений (залежей), связанных между собой гидродинамически (единый продуктивный горизонт), технологически (общая система сбора, переработки или транспорта газа) или организационно (общая лицензия), целесообразно составление проектного документа по разработке для группы в целом.

Для газоконденсатных месторождений (залежей), намечаемых к разработке с ППД, должны быть обоснованы возможные продолжительность и объ-

емы отборов пластовых флюидов на режиме истощения, допустимые снижения пластовых давлений на этом этапе (по отношению к начальному давлению), продолжительность периода ППД и дальнейшей доработки на истощение.

В целях ускорения освоения пользователями недр объектов (месторождений, залежей) в отдельных случаях возможно составление технологической схемы разработки и проекта обустройства до завершения государственной экспертизы геологической информации и запасов. При таком порядке работ апробация геологической информации и запасов природного газа и конденсата производится в рамках Комиссии по месторождениям и ПХ ОАО "Газпром" (секция по разведке и запасам). Государственная экспертиза может осуществляться параллельно с подготовкой проектных документов. В случаях несоответствия указанных оценок в проектные документы по разработке и обустройству должны вноситься коррективы.

При составлении проектных документов необходимо рассматривать различные в принципиальном отношении варианты. Основная группа вариантов связана с разработкой на истощение. Дополнительные - должны учитывать применение новых технологий.

Цель технико-экономических расчетов, входящих в состав экономических разделов проектных документов Регламента (технологическая схема, проект разработки, проект доработки):

- оценка экономической эффективности вариантов разработки;
- выбор рекомендуемого к внедрению варианта, как наиболее эффективного, удовлетворяющего интересам предприятия и государства в условиях рыночной экономики.

Основные экономические понятия и термины, используемые при расчетах показателей эффективности, приняты в соответствии с действующими "Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования" (Госстрой, 1994г.).

Сравнение различных вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта осуществляются на основании анализа системы экономических критериев:

- чистый доход (ЧД);
- чистый дисконтированный доход (ЧДД или NPV);
- индекс доходности (ИД);
- внутренняя норма доходности (ВНД или IRR);
- срок окупаемости ($T_{ок}$) по ЧД и по ЧДД.

При подготовке проектных документов необходим унифицированный подход к терминологии и значениям используемых нормативных коэффициентов. В рамках одного проектного документа действует единая валюта (рубль, доллар или др.), указываемая в Техническом задании на его составление, с выделением валютной части и указанием курса рубля.

Требования к содержанию экономических разделов сводятся к следующему. Дается краткая характеристика технологических вариантов, подлежащих экономической оценке. Определяется цель экономического исследования

с учетом стадии проектирования, характеристики месторождения, способа разработки, состава добываемой продукции и направлений ее использования.

Расчетный период - указываются его границы, в пределах которых осуществляется экономическая оценка. Расчетный период определяется с учетом срока действия лицензии на добычу.

Дисконтирование - технико-экономические расчеты проводятся, как правило, при норме дисконта 10%. Дисконтируемые величины приведены к году начала инвестиционного цикла.

Цены - расчеты экономических показателей выполняются в постоянных (базисных) ценах нулевого года расчета, указываемых в Техническом задании.

Налоговые условия - приводится полный перечень подлежащих учету налоговых платежей и отчислений в соответствии с действующим на момент определения расчетов законодательством. Указываются нормативные документы, обосновывающие их величину и порядок начисления.

Факторы риска и неопределенности - проводится их оценка и анализ. Для газовой отрасли наиболее существенными являются:

- неточность информации по эксплуатационной характеристике (продуктивности) скважин, по величине запасов углеводородов, по условиям разработки (режим эксплуатации залежей, продвижение пластовых вод и пр.);
- условия конъюнктуры внутреннего и внешнего рынка, влияющие на колебание ценовых показателей.

Учет влияния факторов риска и неопределенности на показатели эффективности особенно важен для вновь вводимых месторождений или при оценке новых технологий.

Положения о разделе продукции (СРП) - расчеты на основе Закона РФ "О соглашениях о разделе продукции" могут быть представлены в проектных документах по разработке с учетом конкретных условий СРП в рамках рассматриваемого проекта, если соответствующий вариант предусмотрен Техническим заданием.

Эколого-экономическая оценка - в составе затрат учитываются расходы на экологию в целях рассмотрения их влияния на эффективность проектных решений.

Стадии проектирования обуславливают особенности подготовки исходных данных, расчетов технико-экономических показателей и оценки рисков рекомендуемого варианта.

Обоснование капитальных вложений и эксплуатационных затрат производится с учетом специфики данного региона:

- для вновь вводимых месторождений - на основе материалов по сопоставимым объектам-аналогам;
- для разрабатываемых месторождений - по фактическим данным.

Направления использования продукции и условия ее сбыта - приводятся результаты анализа спроса и предложения на добываемую продукцию.

условий ее сбыта в данном регионе, в прилегающей экономической зоне или за их пределами.

Затраты на ликвидацию – затраты на текущую ликвидацию скважин предусматриваются в проектных документах по разработке в составе эксплуатационных затрат. Финансирование затрат на ликвидацию промысловых сооружений при закрытии промысла осуществляется из централизованных источников.

Разработка месторождений шельфовой зоны характеризуется значительными капитальными вложениями, увеличением затрат в связи со специфическими геотехническими условиями и дополнительными транспортными расходами. Особенности обустройства и обслуживания морских месторождений должны быть учтены при формировании капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Состав и содержание отдельных разделов проектных документов по разработке приведены во второй части Регламента.

В проектных документах по разработке должны рассматриваться вопросы **научного сопровождения** по внедрению рекомендуемого варианта. Приводится программа соответствующих научно-исследовательских работ.

К утвержденным проектным документам по разработке составляются **Коррективы**, являющиеся их неотъемлемой частью. Они содержат уточнения и дополнения в основные проектные решения в связи с существенными изменениями (геологического строения, запасов, продуктивной характеристики скважин и пр.) и подлежат утверждению в таком же порядке, как и основные проектные документы.

Авторское сопровождение выполнения утвержденных проектных решений осуществляется организацией-генпроектировщиком (и другими исполнителями) по заданию заказчика. Уточнения, не изменяющие принципиально основных положений утвержденных проектных документов, учитываются оперативно в процессе эксплуатации на основе авторского сопровождения или анализа разработки.

Проектные документы на разработку газовых и газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками должны подготавливаться в соответствии с "Регламентом составления проектных и технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений" (РД 153-39-007-96).

Для повышения оперативности проектирования и обеспечения надежности и точности определения технологических показателей следует предусматривать на всех стадиях проектирования широкое использование современной компьютерной техники и специализированных программных средств, а также систем автоматизированного проектирования.

Материалы проектных документов должны включать все необходимые данные, в том числе по геолого-газодинамическим моделям объектов проектирования, позволяющие производить независимую экспертизу предлагаемых решений по рассматриваемому месторождению (залежи, объекту). В состав проектного документа входят **основная часть** с таблицами и рисунками (том

1), текстовые приложения (том 2) и графические приложения. Последние оформляются в отдельной папке или прилагаются к тому 1. В томе 1 приводится также перечень текстовых и графических приложений. Кроме того, составляется реферат проектного документа в виде отдельной записки.

Основная часть охватывает все разделы проектного документа и раскрывает существо рассматриваемых вопросов. В ней приводятся обоснования принимаемых технологических и технических решений. Объем и детальность разработки отдельных разделов зависят от сложности строения месторождения (залежи), числа эксплуатационных объектов и рассматриваемых вариантов разработки, стадии проектирования и т.д.

Рассмотрение и утверждение проектных документов по разработке осуществляется на основании Положения о соответствующем официальном и полномочном органе. В настоящее время таковым является Комиссия по месторождениям и подземным хранилищам газа ОАО "Газпром" (приказ ОАО "Газпром" № 117 от 02.09.1998 г.).

Проектные документы по разработке подлежат отраслевой и территориальной экологической экспертизе и согласованию в органах Госгортехнадзора России.

Проектные документы по разработке отражают интересы ОАО "Газпром", являются его интеллектуальной собственностью и носят конфиденциальный характер.

Техническое задание на составление проектного документа по разработке

Рассматриваемые проектные документы подготавливаются в соответствии с Техническим заданием, макет которого приведен в Приложении I. Заказчиком работ может выступать организация-недропользователь и/или ОАО "Газпром". Задание подготавливается заказчиком совместно с организацией-генпроектировщиком. Когда заказчиком является организация-недропользователь, задание согласовывается с Управлением геологии, разработки и лицензирования месторождений и другими Управлениями ОАО "Газпром" в части их компетенции. Если заказчиком выступает ОАО "Газпром", то необходимо согласование с организацией-недропользователем. Техническое задание утверждается Председателем Комиссии по месторождениям и ПХГ ОАО "Газпром".

Исходная информация представляется организацией-недропользователем или ОАО "Газпром", что отмечается в задании. В ее составе должны быть материалы подсчета запасов газа и конденсата с указанием даты и документов его рассмотрения.

В Техническом задании содержатся следующие положения:

– **заданный уровень отбора** (в натуральных единицах и в процентах от начальных запасов) в основной период разработки месторождения (объекта) с

учетом действующих положений утвержденных схем развития газодобывающей промышленности по экономическому району;

- намечаемый срок ввода в эксплуатацию;
- особые факторы, влияющие на порядок ввода эксплуатационных объектов в разработку и очередность их разбурирования;
- направления комплексного использования газа и конденсата;
- особые требования по экологической безопасности, охране недр и окружающей среды;

- экономические требования и исходные условия для расчетов.

Заданные положения, приводимые в Техническом задании, могут быть откорректированы при изменении условий.

В Техническом задании дополнительно указываются:

- возможности и условия организации и проведения буровых работ в регионе и геофизических работ в скважинах;
- специфические факторы, влияющие на технику и технологию добычи и подготовки газа к транспорту;
- возможности использования уже действующих в районе месторождения и высвобождающихся в ближайшее время промысловых объектов (УКПГ, ДКС, головных сооружений), а также газоперерабатывающих заводов и газопроводов.

При подготовке Технического задания должен быть рассмотрен указанный в лицензии уровень добычи углеводородного сырья. Появление существенных оснований для его изменения может вызвать пересмотр лицензии и внесение корректив в лицензионное соглашение.

В отдельных случаях в Техническом задании отмечаются особые требования к проектному документу.

Техническое задание завершается указанием сроков составления проектного документа и представления его в ОАО "Газпром".

II. Содержание проектных документов по разработке газовых и газоконденсатных месторождений

ОАО "ГАЗПРОМ"
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И ГАЗОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ (ВНИИГАЗ)

"УТВЕРЖДАЮ"

Заместитель Председателя
Правления ОАО "Газпром"

 В.В.Ремизов

"05" февраля 1999 г.

РЕГЛАМЕНТ

составления проектных документов по разработке
газовых и газоконденсатных месторождений

Москва
1999

Настоящий Регламент устанавливает общий порядок проведения работ по подготовке проектных документов по разработке газовых и газоконденсатных месторождений с учетом различных условий её проведения (на истощение с поддержанием давления и др.). В нем приведены требования и рекомендации по составлению проектных документов, определены их структура и содержание основного текста, текстовых и графических приложений.

Данная редакция Регламента подготовлена коллективом исполнителей в составе: д.т.н., проф. Тер-Саркисов Р.М., д.т.н., проф. Зотов Г.А., к.т.н. Степанов Н.Г., к.г.-м.н. Фриман Ю.М., к.э.н. Ходеева Н.И., к.т.н. Цыбульский П.Г., д.т.н., проф. Шмыгля П.Т., д.т.н. Островская Т.Д., к.т.н. Юшкин В.В. (ВНИИГАЗ); к.г.-м.н. Пономарев В.А., Вишневецкий Н.Н., Ворожбицкий В.М., к.т.н. Гереш П.А., Горовов В.И., Кузин А.М., Махоткина Т.Г., Цикунков А.А. (Управление геологии, разработки и лицензирования месторождений ОАО "Газпром"); к.т.н. Карлинский Е.Д., к.г.-м.н. Смирнов Б.В., Светлов М.Я., Тихонова А.Н. (ВНИИГаздобыча). В работе принимали участие: Захаров Н.И., Логунов А.В., к.т.н. Скира И.Л., Татарченко М.И. (ВНИИГАЗ).

При подготовке разделов, связанных с геофизическими исследованиями скважин и использованием их результатов в проектных документах по разработке, учтены предложения ДОО "Газпромгеофизика". Раздел по экологическому обоснованию и макет Экологического обоснования проектного документа по разработке составлены в соответствии с предложениями Управления науки, новой техники и экологии ОАО "Газпром".

Регламент согласован с Госгортехнадзором России (№10-12/597 от 11.11.1998 г.) и вводится взамен Временного регламента составления проектов ОПЭ и разработки газовых и газоконденсатных месторождений, разрабатываемых на истощение (М., 1990).

Авторы выражают благодарность специалистам Управления ОАО "Газпром": экономической экспертизы (Ихильчику И.Е., Дроздову В.А., Либман Р.М., Поликарповой С.К.); проектирования и экспертизы (Крамаренко Н.В., Сидельниковой А.Н., Чернышову В.Н.) за содействие в работе над Регламентом и также признательны сотрудникам ТюменНИИГипрогаза (Фоминой С.Т., Цацульникову В.Т., Каменеву А.П.) за консультации по экологическим проблемам.

© Всероссийский научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий (ВНИИГАЗ), 1999

Министерство (ведомство)
Организация-генпроектировщик проектного документа

Государственный и
регистрационный №

"УТВЕРЖДАЮ"

Руководитель

организации-генпроектировщика

подпись

дата

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА (ПРОЕКТ) РАЗРАБОТКИ (ДОРАЗРАБОТКИ) МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАЛЕЖИ)

ТОМ 1

Зам. Генерального директора
Нач. отделов
Нач. лабораторий
Руководитель работы

Город
год

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	20
1. Общие сведения по месторождению.....	20
2. Геолого-геофизическая характеристика месторождения.....	20
2.1. Геологическое строение.....	20
2.2. Параметры продуктивных пластов (горизонтов) по керну, ГИС и материалам сейсмостратиграфии.....	21
2.3. Геофизические исследования на месторождении.....	23
2.4. Физико-химическая характеристика газа и конденсата.....	25
2.5. Гидрогеологическая характеристика месторождения	32
2.6. Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов.....	35
3. Подготовка геолого-промысловой и технологической основы для проектирования разработки.....	38
3.1. Анализ результатов газогидродинамических исследований скважин и пластов.....	38
3.2. Анализ текущего состояния разработки.....	38
3.3. Выделение эксплуатационных объектов.....	43
3.4. Выбор способов и агентов для воздействия на пласт.....	44
3.5. Выбор расчетных вариантов разработки.....	45
4. Технологические и технико-экономические показатели разработки.....	46
4.1. Обоснование расчетных моделей.....	46
4.2. Исходные данные для технологических расчетов	46
4.3. Уточнение расчетных моделей по данным истории разработки.....	48
4.4. Технологические показатели разработки.....	48
4.5. Техничко-экономические показатели.....	48
4.6. Анализ технико-экономических показателей разработки и обоснование выбора рекомендуемого варианта.....	56
5. Мероприятия по внедрению рекомендуемого варианта разработки.....	56
5.1. Основные положения по реализации рекомендуемого варианта.....	56
5.2. Расположение добывающих и нагнетательных скважин и порядок их ввода в эксплуатацию	57
5.3. Рекомендации по контролю за разработкой.....	57
5.4. Предложения по доработке месторождения.....	59
5.5. Оценка рисков и анализ возможностей повышения эффективности разработки по рекомендуемому варианту.....	59
6. Требования к конструкции скважин, их бурению, методам вскрытия пластов и освоению скважин.....	60
6.1. Анализ проводки скважин на месторождении.....	60

6.2. Конструкция скважин	60
6.3. Вид бурения и необходимое оборудование.....	62
6.4. Рекомендации по составу бурового раствора	62
6.5. Способ бурения и бурильный инструмент.....	62
6.6. Вскрытие продуктивных отложений.....	65
6.7. Рекомендации по исследованиям в процессе проводки скважин.....	65
6.8. Освоение скважин.....	65
7. Технология и техника добычи газа и конденсата.....	66
7.1. Анализ состояния и эффективности применяемой технологии и техники добычи газа и конденсата.....	66
7.2. Обоснование конструкций фонтанных подъемников и оборудование скважин.....	66
7.3. Предупреждение осложнений при эксплуатации скважин и осуществлении мероприятий по ППД.....	66
7.4. Рекомендации по интенсификации притока газа и обеспечению закачки агентов в нагнетательные скважины.....	67
8. Требования и рекомендации по системе сбора, промысловой подготовке и внутрипромысловому транспорту газа и конденсата и по системе закачки агентов в пласт при ППД.....	68
9. Экологическое обоснование проектного документа по разработке (охрана недр и окружающей среды).....	69
9.1. Правовые основы обеспечения экологической безопасности и проведения экологической политики.....	69
9.2. Ограничения на природопользование.....	69
9.3. Оценка текущего состояния компонентов окружающей среды.....	69
9.4. Оценка воздействия объекта на окружающую среду.....	69
9.5. Мероприятия по предотвращению и снижению неблагоприятных воздействий на окружающую среду.....	70
9.6. Охрана недр.....	70
9.7. Утилизация промстоков в процессе эксплуатации.....	70
9.8. Экологический мониторинг.....	71
10. Техничко-экономическая эффективность новых технологических и технических решений.....	71
11. Заключение (выводы и предложения).....	71

Перечень текстовых приложений (к тому 2)

Перечень графических приложений

Введение

Содержит краткие сведения по истории проектирования разработки рассматриваемого объекта с указанием ранее утвержденных проектных документов, в т.ч. корректив и дополнений. Дается обоснование постановки данной работы. Приводятся сведения об имеющейся у геопроктировщика лицензии на право составления проектных документов по разработке газовых и газоконденсатных месторождений.

По месторождениям с несколькими самостоятельными объектами разработки излагаются концепции освоения месторождения в целом.

1. Общие сведения по месторождению

Кратко характеризуются размещение и мощности действующих в районе месторождения газодобывающих и газоперерабатывающих организаций, газопроводов, приводятся сведения об автодорогах, подъездных путях к площади, существующих источниках водо- и электроснабжения, наличии жилья и др.

Отмечаются особенности орогидрографии, геоморфологии, климатических условий и геокриологические характеристики, которые могут иметь важное значение для принятия проектных решений. Приводится схема района месторождения с нанесением элементов гидросети, населенных пунктов, объектов инфраструктуры, газо-, нефте- и продуктопроводов, ЛЭП, ГПЗ, НПЗ, ГЭС, ГРЭС, месторождений газа, нефти и других полезных ископаемых (рис. 1.1 и графическое приложение 1).

Приводится схематическая карта месторождений стройматериалов (графическое приложение 2). При соответствующей необходимости прилагается также схема геокриологической изученности с 1-2 разрезами (графическое приложение 3).

2. Геолого-геофизическая характеристика месторождения

2.1. Геологическое строение.

2.1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений.

Приводится литолого-стратиграфический разрез в пределах изученных глубин. Отмечаются особенности залегания продуктивных горизонтов (глубины, распространение по площади, выклинивание и т.п.).

2.1.2. Газонефтеносность месторождения.

Указываются типы и размеры залежей, их структурные особенности, наличие тектонических нарушений и их влияние на геологическое строение. Обосновываются положения ГВК - соответствующие этому данные приводятся в таблице 2.1. По результатам их анализа и обобщения характеризуются особенности распространения газовых и газоводяных зон (участков).

Геологическое строение месторождения иллюстрируется следующим образом. На сводном разрезе (рис. 2.1) отмечаются все выделенные по месторождению продуктивные пласты и предполагаемые (по геофизическим данным) горизонты.

На структурной карте (рис. 2.2) наносятся контуры газоносности, тектонические нарушения, линии выклинивания продуктивных отложений или замещения коллекторов плотными породами. При наличии на месторождении нескольких продуктивных горизонтов, на карте основного из них наносятся контуры и линии выклинивания других горизонтов.

Схемы корреляции разрезов скважин (рис. 2.3) составляются по направлениям (участкам) с учетом намечающихся геологических закономерностей.

На рис. 2.4 приводятся геологические профили по наиболее характерным направлениям и участкам структуры.

На картах распространения коллекторов (рис. 2.5) выделяются зоны выклинивания коллекторов или замещения их плотными породами, зоны слияния со смежными пластами и различными разновидностями коллекторов, газовые и газоводяные зоны, тектонические нарушения.

2.2. Параметры продуктивных пластов (горизонтов) по керну, ГИС и материалам сейсмостратиграфии.

В технологических схемах для определения параметров продуктивных пластов используются материалы по разведочным скважинам. В проектах разработки учитываются также сведения о параметрах, полученные в процессе доразведки объектов и в результате реализации технологической схемы, в том числе данные по скважинам, пробуренным со сплошным отбором керна в специально намеченных интервалах. При необходимости получения дополнительной информации, в коррективах к технологическим схемам должны быть даны соответствующие рекомендации. В проектных документах по разрабатываемым месторождениям дополнительно используются сведения о параметрах, полученные при проведении исследований, связанных с поддержанием пластового давления и применением методов воздействия на пласт.

2.2.1. Пористость, проницаемость, начальная газонасыщенность.

Приводятся (табл. 2.2) статистические показатели по проницаемости, пористости и начальной газонасыщенности. Надежность определения последней непосредственно связана с достоверным установлением величин остаточной водо- и нефтенасыщенности. Указываются сведения об анизотропии проницаемости (в горизонтальном и вертикальном направлениях).

Средние величины параметров устанавливаются по совокупности их значений. По данным геофизических определений даются средневзвешенные по толщинам, а для других методов - средние по числу случаев. Обосновываются значения параметров, принятые для проектных расчетов.

Таблица 2

Средние абсолютные отметки ГВК

Пласт (горизонт)	Номера скважин	Отметки ГВК		
		по геофизическим данным	по опробованию скважин	принятые для построения
1	2	3	4	5

Таблица 2

Статистические характеристики параметров пласта (горизонта)

Методы исследования	Наименование характеристик	Параметры пласта					
		Проницаемость, мкм ²		Открытая порис- тость, %	Нач.газо- насыщен- ность, %	Остаточная водонасы- щенность, %	Остаточная нефтена- сыщенность, %
		при атм. давл.	при пласт. давл.				
1	2	3	4	5	6	7	8
Лабораторные исследования керн	Кол-во скважин						
	Кол-во определений						
	Среднее значение						
	Коеф-т вариации						
Геофизические исследования	Кол-во скважин						
	Кол-во определений						
	Среднее значение						
	Коеф-т вариации						
Гидрогазо- динамические исследования	Кол-во скважин						
	Кол-во определений						
	Среднее значение						
	Коеф-т вариации						
Рекомендуемые для проекти- рования	Среднее значение						
	Коеф-т вариации						

2.2.2. Толщины продуктивных горизонтов (пластов).

Приводятся данные по горизонтам об. общей, эффективной и газонасыщенной толщинах (табл. 2.3).

Распределение толщин по площади, в т.ч. по отдельным зонам, иллюстрируется графически:

- рис.2.6. Карта эффективных толщин;
- рис.2.7. Карта газонасыщенных толщин.

2.2.3. Показатели неоднородности пластов.

Величины неоднородности пластов анализируются на основе статистических показателей - таблица 2.4.

Статистические характеристики параметров пласта, толщин пластов и непроницаемых разделов, показателей неоднородности пласта (табл. 2.2-2.4) непосредственно используются при подготовке геолого-математических моделей, на основе которых проводятся расчеты технологических показателей разработки при составлении проектных документов.

2.2.4. Результаты лабораторного изучения гидродинамических характеристик пластов-коллекторов.

Характеризуется смачиваемость коллектора, приводятся средние значения остаточных газо- и конденсатонасыщенности. Иллюстрируются (табл. 2.5.) характеристики вытеснения газа водой. Приводятся зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности и коэффициента вытеснения для различных пластов. Указанные показатели и характеристики используются для расчетов продвижения пластовых вод и для оценок текущей и конечной газоотдачи, которые должны быть приведены в составляемом проектном документе.

2.3. Геофизические исследования на месторождении.

2.3.1. Разведочная геофизика.

Приводятся объемы и результаты проведенных полевых геофизических исследований при разведке месторождения. Анализируются комплекс примененных методов, методика и результаты интерпретации в свете подготовки данных для составления моделей залежи.

2.3.2. Геофизические исследования скважин (ГИС-бурение).

Оценивается выполненный комплекс ГИС, его эффективность и информативность для:

- изучения геологического строения объекта, в том числе границ распространения коллекторов, и обоснования критериев выделения реперов, коллекторов, продуктивных пластов;

Таблица 2
Статистические характеристики толщин пластов и непроницаемых разделов

Толщина	Наименование характеристик	Зона пласта (горизонта)		По пласту в целом
		газовая	газоводяная	
1	2	3	4	5
Общая	Средневзвешенные значения толщин, м			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения, м			
Газонасыщенная	Средневзвешенные значения толщин, м			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения, м			
Эффективная	Средневзвешенные значения толщин, м			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения, м			
Непроницаемых разделов	Средневзвешенные значения толщин, м			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения, м			

Таблица 3
Статистические характеристики показателей неоднородности пласта (горизонта)

Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанности (Кп)		Коэффициент расчлененности (Кр)		Другие показатели неоднородности
	среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации	
1	2	3	4	5	6

Таблица 4
Характеристика вытеснения газа водой

Пористость, %	Проницаемость, мкм²	Начальная газонасыщенность, %	Коэффициенты вытеснения при давлении вытеснения			Газоотдача, доли ед.
			количество определений	интервал изменения	среднее значение	
1	2	3	4	5	6	7

- определения эффективных толщин, коэффициентов пористости, газонасыщенности, глинистости, проницаемости, положения газонефтяного (газонефтяного) контакта.

Дается оценка точности определения параметров для подсчета запасов.

2.4. Физико-химическая характеристика газа и конденсата.

2.4.1. Результаты исследований скважин на газоконденсатность

Конденсатогазовый фактор, отбор проб добываемого газа и конденсата.

В технологических схемах приводятся результаты промысловых и лабораторных исследований на газоконденсатность по разведочным скважинам. При составлении проектов разработки и доработки эти данные дополняются и уточняются материалами последующих исследований эксплуатационных скважин. Для многопластовых месторождений, когда параметры отдельных горизонтов различаются между собой, газоконденсатные характеристики приводятся отдельно по каждому горизонту.

Представительное количество исследуемых скважин на газоконденсатность, депрессии на пласт и скорости на входе в НКТ в процессе исследований, режим работы сепарационных установок, количество проб газа и конденсата и условия их отбора устанавливаются в соответствии с "Руководством по исследованию скважин" (1995 г.).

Конденсатогазовый фактор (КГФ) - отношение объема сырого или стабильного конденсата к объему газа сепарации (в см³/м³ или г/м³).

При определении КГФ по сырому конденсату учитываются углеводороды C₂₊ с растворенными в них газовыми углеводородами (C₁-C₄) и газовыми неуглеводородными компонентами (N₂; CO₂; H₂S; He и др.) при соответствующих термобарических условиях сепарации.

При определении КГФ по стабильному конденсату учитываются углеводороды C₂₊, в которых растворено не более 3-4 об.% промежуточных газовых углеводородов (C₃-C₄) и неуглеводородных компонентов.

Поскольку в промысловой практике имеет место отчетность по сырому конденсату, то его количество (по объему или весу) определяется пересчетом по стабильному конденсату с использованием коэффициента усадки сырого конденсата. Коэффициент усадки - отношение количества стабильного конденсата к сырому (по объему или весу).

Приводится краткое описание замера конденсатогазового фактора и условий отбора проб газа сепарации и сырого конденсата, даются сведения о коэффициенте усадки и плотности конденсата.

Результаты промысловых исследований скважин на газоконденсатность в табличной форме представлены в томе 2 - Приложения (табл. П.2.1). В этой таблице приводятся также данные о количестве и плотности стабильного конденсата, состоящего из смеси конденсата I и II ступеней сепарации.

В основном тексте проектного документа приводятся графики зависимости выхода стабильного конденсата от давлений и температур сепарации газа в I и II ступенях (рис. 2.8-2.9).

2.4.2. Состав газа сепарации, дегазации, дебутанизации, пластового газа и конденсата.

Соответствующие характеристики приводятся в таблицах:

- 2.6. Компонентный состав газа и конденсата;
- 2.7. Фракционный состав и физико-химические свойства стабильного конденсата;
- 2.8. Групповой состав стабильного конденсата.

В указанных таблицах представляются осредненные данные по рассматриваемому объекту, полученные в результате лабораторных исследований проб газа и конденсата, отобранных из скважин, условия которых отвечают требованиям "Руководства..." (1995 г.)

Приводимое в таблице 2.6 потенциальное содержание углеводородов C_{5+} определяется на основании состава пластового газа с учётом молекулярной массы этой фракции.

2.4.3. Пластовые потери конденсата, конденсатоотдача.

При решении вопроса о способе разработки газоконденсатных месторождений этим показателям уделяется специальное внимание.

По материалам дифференциальной конденсации пластового флюида, осуществляемой в установках фазового равновесия (PVT), определяются: давление начала конденсации, давление максимальной конденсации, динамика конденсации фракции C_{5+} и её плотности при снижении пластового давления, пластовые потери конденсата (фракция C_{5+}). На основе указанных экспериментальных данных в соответствии с "Методическим руководством по подсчёту балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, неуглеводородных компонентов, определению их потенциального содержания в пластовом газе, учёту добычи конденсата и компонентов природного газа" (1990 г.) рассчитывается изменение потенциального содержания в пластовом газе фракции C_{5+} , её суммарное извлечение из пласта и содержание её в газовой фазе пластового флюида. Результаты иллюстрируются таблицей 2.9, во второй графе которой приводятся экспериментальные данные, полученные на установке PVT, а в остальных графах (3-6) - расчётные величины.

Конденсатоотдача, т.е. коэффициент извлечения углеводородов C_{5+} из н.п.р. определяется отношением суммарного их извлечения к начальному потенциальному содержанию.

При определении газоконденсатных характеристик, используемых в проектных документах по разработке, необходимо применять комплексный подход. При недостаточности, неоднозначности экспериментальных данных или их отсутствии прогнозирование изменения газоконденсатных

Таблица 2.6

Компонентный состав газа и конденсата

Компо- ненты	Состав газов						Состав в конденсате						Состав пластового газа			
	сепарации		дегазации		дебутанизации		дебутанизация % м.в.а.	сырого				моли	% мол.	% масс.		
	моли	% мол.	моли	% мол.	моли	% мол.		% мол.	% масс.							
2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14	15				
1																
CH ₄																
C ₂ H ₆																
C ₃ H ₈																
i-C ₄ H ₁₀																
n-C ₄ H ₁₀																
i-C ₅ H ₁₂																
n-C ₅ H ₁₂																
C ₆ H ₁₄																
C ₇ H ₁₆																
C ₈ H ₁₈																
C ₉ H ₂₀																
C ₁₀ H ₂₂																

Продолжение табл. 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
N_2														
CO_2														
H_2S														
RSH														
He														
Всего														
C_{10+}														

Молекулярная масса в пластовом газе, кг/моль C_{10+} - C_{10+} -

Молярная доля газа сепарации в пластовом газе -

Молярная доля "сухого" газа в пластовом газе -

Молярное соотношение газа сепарации и "сухого" газа -

Потенциальное содержание углеводородов C_{10+} г/м³ "сухого" газа -

Таблица 2.7

Фракционный состав и физико-химические свойства стабильного конденсата

№№ п/п	Наименование	Значение
1	2	3
1.	Фракционный состав НК, °C 10% об. перегоняется при t °C 20 "- 30 "- 40 "- 50 "- 60 "- 70 "- 80 "- 90 "- КК, °C Отгон, % Остаток, % Потери, %	
2.	Плотность ρ_4^{20} , г/см ³	
3.	Молекулярная масса	
4.	Температура помутнения, °C	
5.	Температура застывания, °C	
6.	Вязкость, мПа·с при -20 °C -10 °C +20 °C +40 °C	
7.	Содержание, % масс. общей серы твёрдых парафинов смола асфальтенов	

Таблица 2.8

Групповой состав стабильного конденсата

Температурные пределы отбора фракций, °С	Выход фракций, % масс.	Содержание углеводородов, % масс.					
		на фракцию			на конденсат		
		аромат.	нафтен.	метан.	аромат.	нафтен.	метан.
1	2	3	4	5	6	7	8
до 60							
60-95							
95-122							
122-150							
150-200							
200-250							
250-300							
300-350							
350-400							
400-450							
450-500							
выше 500							
НК-200							
НК-300							
НК-400							
НК-500							
Конденсат							

Таблица 2.9

Динамика пластовых потерь конденсата (фракция C_{3+}) и конденсатаотдачи при снижении пластового давления

Давление, МПа	Пластовые потери C_{3+} , г/м ³	Потенциал C_{3+} , г/м ³	Суммарное извлечение C_{3+} из пласта, г/м ³	Содержание C_{3+} в газовой фазе пластового флюида, г/м ³	Коэффициент извлечения C_{3+} из непр- долы скважины
1	2	3	4	5	6

характеристик может проводиться на основе аналитических методов. При этом аналитические оценки рассматриваются как предварительные и подлежат последующей корректировке по материалам экспериментальных исследований.

2.5. Гидрогеологическая характеристика месторождения.

2.5.1. Размеры и параметры водонапорного бассейна.

Характеристика бассейна дается в табличной форме (табл. 2.10), приводятся средние параметры и диапазон их изменения по бассейну в целом по отдельным его участкам. В тексте приводятся сведения о степени изученности бассейна (количество исследованных скважин, распределение по площади, достоверность исследований и пр.), которые изображаются так и на рисунках:

- рис. 2.10. Схема водонапорного бассейна;
- рис. 2.11. Опорный гидрогеологический разрез.

На схеме (рис.2.10) наносятся скважины с указанием соответствующих параметров (толщина, проницаемость, гидропроводность, газонасыщенность). При наличии достаточных данных проводятся изолинии. Если таковых возможности нет, то целесообразно указать характеристики хотя бы отдельным участкам (средние или единичные).

На гидрогеологическом разрезе (рис. 2.11):

- наносится литологическая колонка с выделением гидрогеологических этажей, комплексов и водоупоров;
- приводится изменение ионно-солевого состава и минерализации вод с глубиной, а также их газовой составляющей;
- указываются термобарические условия недр.

Фактические данные по скважинам законтурной области и результаты исследований приводятся в Приложениях (табл. П.2.2.).

2.5.2. Физико-химическая характеристика вод.

По рассматриваемому месторождению (залежи) приводятся анализы материалов исследований (промысловых и лабораторных). Основные характеристики пластовых вод приводятся в таблице 2.11.

Обосновываются начальные гидрохимические коррелятивы с учетом анализа количества и состава пластовых, конденсационных, связанных других вод рассматриваемых продуктивных горизонтов, а также выше-нижележащих отложений.

Указывается возможность выпадения солей из пластовой воды в процессе эксплуатации месторождения.

Особое внимание следует обратить на наличие агрессивных компонентов (H_2S , CO_2) как непосредственно в водах, так и в растворенных в них газах, и

Таблица 2.10

Сведения о водонапорном бассейне

Параметры	Единицы измерения	Среднее значение	Диапазон изменения параметра	
			минимальное значение	максимальное значение
1	2	3	4	5
Площадь бассейна	км ²			
Толщина пласта в бассейне	м			
Открытая пористость пласта	%			
Проницаемость пласта	мкм ²			
Газонасыщенность пластовых вод в бассейне	см ³ /л			
Начальное давление из ГВК	МПа			
Температура	°C			
Объемный коэффициент пластовых вод	доли ед.			
Вязкость пластовых вод	мПа·с			
Общая минерализация пластовых вод	г/л			
Плотность пластовых вод	г/см ³			

случае их присутствия - дополнить таблицу 2.11 соответствующими сведениями (наименование, количество, содержание).

Таблица 2.11

Характеристики пластовой воды месторождения (залежи)

Наименование, ед. измерения	Количество определений	Диапазон изменений	Среднее значение
1	2	3	4
Газосодержание, см ³ /л			
Состав водорастворенного газа, % об.			
Объемный коэффициент, доли ед.			
Вязкость, мПа·с			
Общая минерализация, г/л			
Плотность, г/см ³			
Содержание ионов, мг/л:			
Cl ⁻			
SO ₄ ²⁻			
HCO ₃ ⁻			
Ca ²⁺			
Mg ²⁺			
Na ⁺ + K ⁺			

2.5.3. Оценка режима и характера вероятного продвижения пластовых вод.

С учетом типа залежи, строения продуктивной толщи, характеристик зоны контакта газовода дается оценка ожидаемого проявления упруго-водонапорного режима в процессе разработки. В технологических схемах он носит качественный характер.

При составлении проектов разработки и доработки проводятся расчеты внедрения вод по вариантам разработки, что позволяет получить более обоснованные результаты.

2.5.4. Рекомендации по гидрогеологическим наблюдениям и исследованиям в процессе разработки.

Обосновываются необходимые виды исследований по скважинам (наблюдения за статическими уровнями, отборы проб, гидрохимические исследования, измерения количества и качества вод, выносимых вместе с газом из скважин), а также система наблюдений (мониторинг) за водонапорным бассейном и продвижением воды в залежи.

2.6. Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов.

В проектных документах по разработке приводятся данные о начальных запасах по последнему подсчету, утвержденному ГКЗ РФ или принятому ОАО "Газпром", а также величины остаточных запасов газа и стабильного конденсата (табл. 2.12). Нефть принимается как сопутствующий компонент залежей природного газа, так как разработки газонефтяных объектов в данном Регламенте не рассматривается. Она регламентируется специальным нормативным документом (РД 153-39-007-96) - см. выше (1 часть Регламента).

ГКЗ РФ утверждает балансовые и извлекаемые запасы конденсата по содержанию фракции C₃₊ в составе пластового газа, условно называя её "стабильным конденсатом". Соответственно в данном разделе о запасах, а также при рассмотрении пластовых потерь конденсата и конденсатоотдачи (п. 2.3.3), имеется в виду только фракция C₃₊. Накопленное её извлечение включает фактическую добычу (по промысловым данным) с учётом технологических потерь в системе сбора, подготовки, транспорта и переработки.

В проектных документах анализируются материалы по запасам газа и конденсата. На стадии эксплуатации выполняется подсчёт запасов газа по падению давления. Проводится оценка запасов газа по условиям их дренирования и вовлечения в разработку.

Дается сопоставление утвержденных (последний подсчёт), апробированных и принятых при проектировании подсчетных параметров, запасов газа и стабильного конденсата (табл. 2.13). В случае отличия принятых при проектировании величин от официальных, соответствующие изменения указываются в этой таблице в абсолютных и относительных (%) цифрах.

Раздел 2 иллюстрируется также следующей графикой.

Графическое приложение 4. Сводный литолого-стратиграфический разрез. На нем указываются стратиграфические границы, толщины, продуктивные пласты, промыслово-геофизические данные, положения отражающих горизонтов и наносится литологическая колонка.

Графическое приложение 5. Подсчетные планы по продуктивным горизонтам (с учетом выделения эксплуатационных объектов).

Графическое приложение 6. Карты эффективных газонасыщенных толщин по продуктивным горизонтам (с учетом выделения эксплуатационных объектов).

Графическое приложение 7. Карты $k_a \times k_r \times h$ или $k_a \times h$ по продуктивным горизонтам (с учетом выделения эксплуатационных объектов).

Графическое приложение 8. Геологические разрезы продуктивных отложений (по эксплуатационным объектам).

Таблица 2.1

Запасы газа, стабильного конденсата и сопутствующих компонентов

Наименование	Величины
1	2
Начальные балансовые запасы газа, млрд. м ³	
Накопленная добыча газа на дату проектирования, млрд. м ³	
Остаточные балансовые запасы газа на дату проектирования, млрд. м ³	
Начальные балансовые запасы стабильного конденсата, тыс. т	
Начальные извлекаемые запасы стабильного конденсата, тыс. т	
Накопленное извлечение стабильного конденсата, тыс. т	
Остаточные балансовые запасы стабильного конденсата, тыс. т	
Начальные запасы:	
этана, тыс. т	
пропана, тыс. т	
бутана, тыс. т	
сероводорода, тыс. т	
диоксида углерода, тыс. м ³	
гелия, тыс. м ³	
нефти, тыс. т	
Организация, утвердившая запасы (дата утверждения, № протокола)	

Таблица 2.1.1

Сопоставление подсчётных параметров, запасов газа и стабильного конденсата

Подсчётные параметры	Утверждённые ГКЗ РФ	Апробированные ОАО "Газпром"	Принятые при проектировании
1	2	3	4
Плотность газонасыщенности, кг/м ³			
Газонасыщенная толщина, м			
Объём газонасыщенных пластов, м ³			
Пористость, %			
Газонасыщенность, доли ед.			
Пластовое давление, МПа			
Пластовая температура, °С			
Коэффициент сжимаемости			
Балансовые запасы пластового газа, млрд. м ³			
Потенциальное содержание стабильного конденсата, г/м ³			
Балансовые запасы "сухого" газа, млрд. м ³			
Балансовые запасы стабильного конденсата, тыс. т			

3. Подготовка геолого-промысловой и технологической основы для проектирования разработки

3.1. Анализ результатов газогидродинамических исследований скважин и пластов.

Приводятся: краткая характеристика продуктивности скважин, результаты геолого-промыслового изучения и газогидродинамических, термометрических, термодинамических исследований пластов в разведочных, добывающих и нагнетательных скважинах; результаты пробной эксплуатации разведочных скважин или участков, а также опытно-промышленных испытаний (опытных работ) по апробации и внедрению новых технологических и технических разработок, по применению различных методов поддержания пластового давления и др. Проводится анализ достаточности исследований и определяется необходимость проведения дополнительных работ.

Обосновываются величины начальных пластовых давлений и температур в разрезе продуктивных отложений, геотермический градиент, коэффициенты теплопроводности, упругоэластичности, гидропроводности, продуктивности и т.д. Предпочтительно проводить определение этих характеристик на основании анализа результатов исследований скважин (табл. 3.1). Соответствующие параметры являются менее надежными, если они представлены расчетными величинами или взяты по аналогии.

Оцениваются величины допустимых дебитов газа и депрессий с указанием ограничивающих факторов (вынос песка, подтягивание пластовой воды, скорость потока при наличии агрессивных компонентов и пр.). Приводятся данные профилей притока, определяется концепция толщины вскрытия продуктивного пласта.

Результаты опробования и исследования скважин в полном объеме приводятся в Приложениях (табл. П.3.1.).

В проектах разработки и доработки объем информации включает в себя анализ результатов как по разведочным, так и по эксплуатационным скважинам, т.е. он существенно представительнее, чем в технологических схемах.

3.2. Анализ текущего состояния разработки.

Приводится в проектах разработки и доработки; характеризуется фонд скважин (табл. 3.2), в том числе переведенных из разведочных, дается сравнение проектных и фактических показателей разработки (табл. 3.3).

Рассматриваются в динамике: состояние фонда скважин, изменение по скважинам дебитов газа, конденсата, количества добываемой воды, коэффициентов фильтрационных сопротивлений. Указываются условия освоения и дебиты новых скважин, наличие и характер межпластовых перетоков газа.

Таблица 3.1

Результаты исследований скважин и пластов

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту	Примечание
	сква.	измерений			
	2	3	4	5	6
Начальное пластовое давление, МПа					
Стапическое давление, МПа					
Давление на устье, МПа					
Депрессия на пласт, МПа					
Дебит газа, тыс. м ³ /сут					
Дебит стапического конденсата, т/сут					
Конденсатогорный фактор, г/м ³					
Количество выносимой воды, м ³ /сут					
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:					
А, МПа/(тас. м/сут)					
В, (МПа/(тас. м/сут))					
Пластовая температура, °С					
Геотермический градиент, °С/100 м					
Упругоэластичность, 1/МПа					
Гидропроводность, мкм ² ·м/МПа·с					
Породопроницаемость, мкм ²					
Приведенный радиус, м					
Проницаемость пласта в газовой зоне, мкм ²					
Проницаемость пласта в законтурной зоне, мкм ²					

Таблица 3.2

Характеристика фонда скважин на дату составления проектного документа

Наименование	Характеристика фонда скважин	Кол-во скважин
1	2	3
Фонд добывающих скважин	Пробурено Переведены из разведочных Возвращены с других горизонтов Всего в том числе: действующие бездействующие в освоении после бурения в консервации в ожидании ликвидации переведены на другие горизонты ликвидированные	
Фонд нагнетательных скважин *	Пробурено Переведены из разведочных Возвращены с других горизонтов Переведены из добывающих Всего в том числе: под закачкой бездействующие в освоении после бурения в консервации в отработке на газ переведены на другие горизонты ликвидированные	
Фонд специальных скважин	Всего в том числе: наблюдательные пьезометрические для закачки промстоков водозаборные и др.	

* В случаях применения методов ППД или воздействия на пласт.

Таблица 3.3

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Показатели	По годам		
	19	19	19
1	2**	3	4
Добыча газа, млрд м ³ /год Суммарная добыча газа, млрд м ³ Темп отбора газа от нач. балансовых запасов, % Конденсатогазовый фактор, г/м ³ Добыча стабильного конденсата, тыс т/год Суммарная добыча стабильного конденсата, тыс т Количество воды в продукции скважин, г/м ³ Добыча воды, тыс м ³ /год Накопленная добыча воды, тыс м ³ Эксплуатационное бурение, тыс м Ввод скважин, шт.: эксплуатационных нагнетательных* Фонд скважин на конец года, шт.: добывающих нагнетательных* Средняя депрессия на добыв. скважинах, МПа Средний дебит газа одной скважины, тыс м ³ /сут Скорость газа на устье скважин, м/с Давление на устье скважин, МПа в т.ч. максимальное минимальное Давление на приеме УКПГ, МПа Пластовое давление в зоне отбора газа, МПа Коэффициенты фильтрационных сопротивлений: А, (МПа) ² /(тыс м ³ /сут); В, [МПа/(тыс м ³ /сут)] ² ; Коэффициент эксплуатации скважин Коэффициент использования фонда скважин Годовая закачка агента в пласт*, млрд м ³ (млн м ³) Средняя приемистость агента (на одну скважину)*, тыс. м ³ /сут (м ³ /сут) Давление нагнетания на устье скважин*, МПа Доля обратной закачки агента от добываемого газа*, %			

* В случаях применения методов ППД или воздействия на пласт.

** В колонках 2-4 в числителе указываются проектные показатели, а в знаменателе - фактические.

Анализируется изменение текущих и накопленных потоков конденсата и воды, пластовых, забойных и устьевых давлений (табл. 3.3).

Оценивается соответствие исходной геологической модели текущему состоянию разработки. Рассматривается достаточность полученной в процессе разбуривания и эксплуатации геолого-геофизической информации для корректировки модели.

Для представительности и наглядности проводимого анализа необходимы графические иллюстрации:

- рис. 3.1. Динамика фонда добывающих и нагнетательных скважин, их дебитов и приемистости;
- рис. 3.2. Карта изобар;
- рис. 3.3. Характерные профили давлений;
- рис. 3.4. Карта разработки с нанесением начальных и текущих контуров, скважин (с указанием дебитов газа, конденсата, воды по ним на дату проведения анализа), УКПГ (УППГ), ДКС, НКС;
- рис. 3.5. Динамика годовых отборов газа, конденсата, добычи воды, объемов закачки различных агентов в пласты, пластовых давлений, содержания пластовой воды в продукции скважин;
- рис. 3.6. Сопоставление газоконденсатных характеристик (конденсатогазового фактора и плотности конденсата) по данным эксплуатации скважин с результатами газоконденсатных исследований в промысловых условиях.

Карта разработки является весьма важным для данного раздела графическим материалом и приводится в папке приложений (графическое приложение 9).

В проектах месторождений с несколькими эксплуатационными объектами анализ проводится по каждому из них. Рассматриваются условия работы пластов (горизонтов) в едином объекте и, в случае необходимости, даются рекомендации по уточнению выбора указанных объектов.

При расхождении (по результатам анализа) фактических и проектных показателей разработки выявляются и в тексте проекта указываются их причины.

Обосновываются, для последующих расчетов в данном проекте, максимально возможные дебиты газа и допустимые депрессии по добывающим скважинам. По нагнетательным скважинам обосновываются и приводятся рекомендации по усовершенствованию системы и технологии ППД. При этом необходимо учитывать:

- допустимую скорость потока газа по условиям коррозии;

- устойчивость пласта-коллектора, возможность разрушения призабойной зоны пласта и образования песчаных пробок в скважинах;
- предупреждение проникновения подошвенных и законтурных вод к забоям скважин;
- выпадение конденсата в призабойной зоне и обеспечение выноса жидкости с забоев скважин;
- особенности конструкции и технического состояния скважин, систем сбора и промысловой подготовки газа, необходимость поддержания устьевых давлений на уровнях, обеспечивающих наиболее полное извлечение конденсата в установках низкотемпературной сепарации и т.д.

Для эксплуатируемых объектов строятся зависимости средневзвешенного приведенного пластового давления от суммарного отбора газа из пласта (рис. 3.7), которые используются для оценки режима залежи, уточнения начальных балансовых запасов газа и прогнозных оценок на перспективу. Обязателен учет при этом всего извлечения газа (отбор и потери) как при испытании разведочных скважин, так и в процессе разработки (исследование скважин, аварийные ситуации и пр.).

Для залежей с высоким содержанием конденсата необходимо обращать внимание на особенности определения величины суммарного отбора пластового газа и значений приведенных пластовых давлений.

При расчетах показателей разработки на основе динамических моделей нет необходимости в использовании зависимости "давление - отбор", так как исходные данные уточняются в процессе адаптации моделей.

Приводятся результаты ГИС по динамике ГВК, оценке текущей газонасыщенности и по техническому состоянию скважин.

По данным наблюдений геофизическими методами и оценочных расчетов анализируется степень продвижения пластовых вод в искомый объект. С учетом данных гидрохимических и промысловых наблюдений по скважинам рассматривается состояние их обводнения с выяснением возможных причин (геологических, технических и пр.). Если количество данных достаточно представительное, то следует привести соответствующую карту (схему) состояния внедрения пластовых вод (графическое приложение 10).

В проектном документе должна быть приведена оценка (прогноз) характера возможных проявлений пластовых вод в различных частях разрабатываемого массива (по его площади и разрезу), в особенности - для зон расположения как добывающих, так и нагнетательных скважин.

Результаты анализа разработки объектов должны использоваться при адаптации расчетных моделей (см. п.4.3.).

3.3. Выделение эксплуатационных объектов.

Для многопластовых месторождений на основании комплексного геолого-промыслового изучения, возможностей техники и технологий

эксплуатации скважин, показателей предшествующей разработки объекта (для проектов разработки и доразработки) дается обоснование объединения пластов и эксплуатационные объекты. При этом должен быть учтен опыт разработки месторождений с аналогичными характеристиками, а также приняты во внимание технико-экономические и организационные факторы.

При установлении очередности ввода объектов в разработку необходимо предусмотреть возможное использование энергии горизонтов высокого давления для бескомпрессорного транспорта газа низконапорных горизонтов (или соседних месторождений) с применением современных технологий в этой области.

В проектно-техническом документе приводится обоснование эксплуатационных характеристик и параметров по объекту в целом и расчеты соответствующего количества проектных скважин на эксплуатационные объекты. При этом должно быть обращено внимание на особенности контроля за разработкой отдельных пластов, объединяемых в едином объекте.

3.4. Выбор способов и агентов для воздействия на пласт.

3.4.1. Обоснование способов воздействия на пласт и методов поддержания пластового давления (ППД).

Решение рассматриваемых вопросов осуществляется для газоконденсатных залежей на основе анализа результатов промысловых исследований скважин и пластов с учетом результатов лабораторных исследований кернов, материалов петрофизических анализов пород-коллекторов, других промысловых и лабораторных данных, а также технико-экономических расчетов, подтверждающих целесообразность применения указанных методов.

В качестве методов ППД при разработке газоконденсатных залежей могут быть использованы: обратная закачка "сухого" газа в пласт (сайклинг-процесс), закачка вод в залежь, комбинация указанных способов, нагнетание в пласт инертного газа, например, азота.

Выбор соответствующих методов и способов основывается на комплексной технико-экономической оценке ожидаемой эффективности их применения в конкретных условиях объекта проектирования. При этом учитываются потребности региона (района) в газе и конденсате, качество и ценность добываемых флюидов (в зависимости от компонентосодержания) и направления использования продукции.

Приводятся результаты лабораторных исследований и аналитических расчетов по оценке возможной углеводородоотдачи и влияния на нее различных технологических факторов (вид агента, его концентрация, давление закачки, размер оторочки растворителя и др.).

Рассматривается программа необходимых дополнительных исследований и опытных работ для более надежного обоснования рекомендуемой технологии.

3.4.2. Выбор рабочих агентов для поддержания пластового давления и воздействия на пласт.

При обосновании выбора рабочего агента для воздействия на пласт исследуется приемистость скважин, рассматриваются результаты гидрогидродинамических исследований пластов, учитываются данные о возможном взаимодействии закачиваемых агентов с породами-коллекторами и пластовыми флюидами при различных давлениях и температурах.

Указываются возможные источники получения агентов с оценкой их ресурсов и условий доставки на промысел. Приводятся основные характеристики агентов.

Следует предусмотреть возможные технологические осложнения при реализации методов воздействия на пласт: образование твердых отложений (парафин, гипс и пр.), кристаллогидратов, разбухание цемента в пласте и т.д.

Рассматриваются технические и технологические возможности осуществления предлагаемого метода воздействия на пласт в условиях данного объекта (месторождения, залежи). При этом должно быть предусмотрено обеспечение охраны недр и окружающей среды (предотвращение межпластовых перетоков закачиваемого агента через литологические окна или по заколонному пространству, необходимость утилизации попутных вод и пр.).

3.5. Выбор расчетных вариантов разработки.

В соответствии с исходными данными и проведенными обоснованиями (п.п. 3.1-3.4) формируются расчетные варианты разработки. Они отличаются между собой условиями объединения продуктивных пластов в эксплуатационные объекты, разработкой объектов на истощение или с ППД, количеством проектных добывающих и нагнетательных скважин, системами размещения скважин на объектах и режимами их эксплуатации.

При выборе расчетных вариантов разработки следует учитывать:

- особенности геологического строения пласта;
- физико-химические свойства пластовых флюидов;
- возможный характер проявления упруговодонапорного режима (в связи с имеющей место неоднородностью распределения коллекторских свойств по площади и разрезу и степенью активности законтурных вод);
- экономико-географические и природно-климатические условия региона (района);
- требования охраны недр и окружающей природной среды.

Для газоконденсатных залежей следует рассматривать (в числе других) также и варианты с постоянной добычей стабильного конденсата в течение длительного времени.

Расчетные варианты охватывают широкий диапазон возможных сценариев разработки. Это позволяет более обоснованно выбрать несколько предпочтительных, так называемых рабочих вариантов.

4. Технологические и технико-экономические показатели разработки

4.1. Обоснование расчетных моделей.

Для каждого объекта разработки на основании данных, приводимых в разделах 2 и 3, выбираются расчетные модели пластов и методика расчетов технологических показателей. При этом учитываются: значимость месторождения в масштабе региона и отрасли, особенности геологического строения залежей, тип коллекторов, неоднородность, емкостные и фильтрационные характеристики продуктивных пластов, физико-химические свойства насыщающих их и закачиваемых в них флюидов, гидрогеологическая характеристика месторождения и региона в целом, материалы анализа эксплуатации и контроля за разработкой.

Для технологических схем и проектов по неразбатываемым месторождениям выбор расчетных моделей проводится на основании информации, накопленной до начала эксплуатации, и опыта проектирования разработки аналогичных залежей. В проектных документах по разрабатываемым месторождениям при построении моделей учитываются реальные условия эксплуатации. Соответственно, в технологических схемах разработки, как правило, используется модель "средняя скважина". В проектах разработки и доработки, наряду с указанной моделью, имеется возможность обоснованно использовать двумерные и трехмерные сеточные модели.

4.2. Исходные данные для технологических расчетов.

Для каждого выделенного эксплуатационного объекта, а при необходимости для отдельных его зон (зоны УКПГ для крупных залежей), обосновываются данные, необходимые для технологических расчетов (табл. 4.1-4.2).

В указанных таблицах, а также выше – в таблице 3.1, приводятся характеристики и параметры для проведения расчетов на основании модели "средняя скважина".

Для двумерных сеточных моделей используется информация в виде карт параметров (толщина, пористость, проницаемость, фильтрационные сопротивления и др.), средние значения которых указаны в таблице 4.1. Информация может быть представлена также в виде таблиц, содержащих значения соответствующих параметров по скважинам.

Для трехмерных сеточных моделей дополнительно используются геолого-геофизические профили, иллюстрирующие закономерности изменения параметров по вертикали, или табличные данные их значений по отдельным пропласткам на основе схематизации разрезов скважин.

Источниками исходных данных для построения моделей являются:

- материалы последнего подсчета запасов углеводородов (см. п. 2.6.);
- результаты промысловых исследований скважин;
- фактические данные разработки.

Таблица 4.1

Геологические характеристики для технологических расчетов

Наименование	Величины
1	2
Средняя глубина залегания пластов объекта, м	
Размеры объекта (длина/ширина), м	
Площадь газонасыщенности, м ²	
Средняя толщина, м	
эффективная	
газонасыщенная	
водонасыщенная	
Средняя газонасыщенность, доли ед.	
Средняя водонасыщенность, доли ед.	
Пористость, доли ед.	
Проницаемость, мкм ²	
Пластовое давление, МПа	
в том числе	
начальное	
на дату составления проектного документа	
Пластовая температура, °С	
Свойства флюидов в пластовых условиях:	
плотность газа, кг/м ³	
плотность воды, кг/м ³	
вязкость газа, мПа·с	
вязкость воды, мПа·с	
Балансовые запасы газа, млрд. м ³	
Содержание стабильного конденсата, г/м ³	
Балансовые запасы стабильного конденсата, тыс. т	

Таблица 4.2

Промысловые данные для технологических расчетов

Наименование	Величины
1	2
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений	
А, МПа ² /(тыс. м ³ /сут)	
В, (МПа/(тыс. м ³ /сут)) ²	
Сопротивление ствола скважины	
Сопротивление шлейфа	
Сопротивление внутрипромыслового коллектора	
Максимальные дебиты скважин по газу, тыс. м ³ /сут	
Давление на входе в магистральный газопровод, МПа	
Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.	

4.3. Уточнение расчетных моделей по данным истории разработки.

Проведению расчетов технологических показателей по разрабатываемым месторождениям должно предшествовать воспроизведение на имеющихся моделях (программах) истории разработки. Полученные результаты сопоставляются с фактическими данными эксплуатации. Адаптацию модели следует проводить по скважинам и эксплуатационным объектам по основным технологическим показателям: дебиты, пластовые и забойные давления, степень и характер продвижения пластовых вод.

В случаях расхождения расчетных и фактических показателей должны быть внесены необходимые коррективы в исходные данные или в ранее принятую модель на основе анализа возможных причин указанного несоответствия. Дальнейшие проектные расчеты проводятся на адаптированных моделях с использованием уточненных характеристик.

4.4. Технологические показатели разработки.

По сформированным расчетным вариантам и обоснованным расчетным моделям определяются технологические показатели разработки, состав которых иллюстрируется таблицей П.4.1. (Приложения).

4.5. Технико-экономические показатели.

Приводятся необходимые обоснования капитальных вложений в эксплуатационных затрат по вариантам разработки. В проектных документах по разработке исходная экономическая информация представляется в виде сводной таблицы 4.3.

Определяются направления капитальных вложений в соответствии со структурой технологических объектов промысла. Для обоснования удельных показателей капиталовложений в бурение скважин используются материалы проектов или смет на строительство скважин, либо фактические данные по стоимости бурения. Обоснование удельных показателей капитальных затрат на обустройство месторождения осуществляется на основе проектно-сметной документации и фактических данных.

В технологических схемах разработки и проектах по вновь вводимым месторождениям для оценки капитальных вложений используются проектные или фактические данные по объектам-аналогам с учетом специфических особенностей месторождения (залежи). Указываются основные параметры, позволяющие провести аналогию: эксплуатационная характеристика пласта-коллектора, состав пластового флюида, условия района месторождения, направление сбыта продукции и др.

В проектах разработки и доработки капитальные вложения и обустройство оцениваются на основе проектно-сметной документации по эксплуатируемому объекту с учетом показателей уже освоенных капиталовложений и фактической стоимости промышленных сооружений.

Таблица 4.3

Исходные данные для технико-экономических расчетов

Направления	Значение
1	2
Капитальные вложения	
Бурение добывающих и нагнетательных скважин, млн.руб./ска.	
Обустройство, обвязка и оборудование устьев добывающих скважин, млн.руб./ска.	
Выкидные линии (шлейфы) и параллельные им коммуникации (ингибиторопроводы и пр.) от добывающих скважин (или кустов скважин), млн.руб./км	
Установки комплексной подготовки газа (УКПГ), млн.руб./шт.	
Установки предварительной подготовки газа (УППГ), млн.руб./шт.	
Газосборные коллекторы, млн.руб./км	
Установка стабилизации конденсата (УСК), млн.руб.	
Установка сероочистки (УСО), млн.руб.	
Конденсатосборные коллекторы, млн.руб./км	
Дожимная компрессорная станция (ДКС), млн.руб./компр.агр.	
Нагнетательная компрессорная станция (НКС)*, млн.руб./компр. агр.	
Установка и оборудование для закачки агента в пласт*, млн.руб.	
Трубопроводы для закачки рабочего агента в пласт*, млн.руб./км	
Обустройство, обвязка и оборудование устьев нагнетательных скважин*, млн.руб./ска.	
Объекты прямого снабжения, млн.руб./УКПГ (УППГ)	
Объекты электроснабжения и связи, млн.руб./УКПГ (УППГ)	
Общепромысловые объекты, млн.руб./промысел	
Дороги, млн.руб./км	
Газопровод подключения, млн.руб./км	
Конденсатопровод, млн.руб./км	
Объекты промышленной инфраструктуры, % от стоимости объектов обустройства	
Природоохранные мероприятия, % от суммарных капитальных вложений	
Компенсация ущерба для окружающей среды, % от суммарных капитальных вложений	
Непредвиденные расходы, млн.руб.	
Прочие, млн.руб.	

Продолжение табл.

1	2
Эксплуатационные затраты	
Вспомогательные материалы, топливо, энергия, тыс.руб./1000 м ³	
Заработная плата с отчислениями, тыс.руб./чел.	
Затраты по эксплуатации УСК (без амортиз. отчисл.), тыс.руб./т	
Затраты по эксплуатации УСО (без амортиз. отчисл.), тыс.руб./1000 м ³	
Затраты по эксплуатации ДКС (НКС)* без амортиз. отчисл., тыс.руб. компр. агр.	
Затраты по эксплуатации уст. для закачки агента в пласт*, тыс.руб./уст.	
Норма амортизационных отчислений на полное восстановление, % от балансовой стоимости основных фондов:	
- по скважинам	
- по объектам обустройства	
Затраты на капремонт, млн.руб./скв.	
Прочие, % от суммарных эксплуатационных затрат	
Затраты на экологию, % от суммарных эксплуатационных затрат	
Затраты на ликвидацию, млн.руб./скв.	
Дополнительные данные	
Оптовая цена добывающего предприятия на газ, руб./1000 м ³	
Оптовая цена добывающего предприятия на конденсат, руб./т	
Оптовые цены на продукцию ГПЗ, руб./т (руб./1000 м ³)	
Норма дисконта, доли ед.	

* В случаях применения методов ППД или воздействия на пласт.

Расчет капитальных вложений в шлейфы и параллельные им коммуникации при известной их протяженности ведется, исходя из стоимости сооружения 1 км трубопровода.

Отдельно выделяются капиталовложения по объектам производственного снабжения, электроснабжения и связи, расположенным вне площадок УКПГ и УППГ.

Специальное внимание обращается на капиталовложения, связанные с охраной недр и окружающей среды.

Для обоснования эксплуатационных затрат в зависимости от стадии проектирования за основу принимается проектная или фактическая смета затрат на производство.

Эксплуатационные затраты рассчитываются по основным элементам затрат: материальные затраты (вспомогательные материалы, топливо, энергия), заработная плата с отчислениями, амортизация на полное восстановление по скважинам и объектам обустройства, затраты на капремонт и прочие расходы. Необходимо учитывать, что при переводе разведочных скважин в категорию эксплуатационных производится начисление амортизационных отчислений, соответствующее величине основных фондов.

Для газоконденсатных месторождений, в случаях применения методов ППД, в составе затрат учитываются соответствующие капитальные вложения и эксплуатационные затраты, связанные с закачкой агента в пласт. Приводится цена покупки природного газа, используемого в качестве агента для закачки в пласт.

При разработке месторождений со сложным составом пластовой смеси, когда промысел и газоперерабатывающий завод объединяются в едином газохимическом комплексе, при оценке экономических показателей выручка от реализации определяется по конечным продуктам переработки с учетом затрат на их получение.

Затраты на экологию связаны с единовременными и периодическими мероприятиями по охране окружающей среды и компенсации наносимого ей ущерба в результате освоения месторождения. Единовременные затраты учитываются в капитальных вложениях, периодические расходы по ежегодным природоохранным мероприятиям, включая затраты на систему экологического мониторинга, учитываются в суммарных годовых эксплуатационных затратах.

В таблице 4.3 также указываются необходимые дополнительные данные. Для организаций ОАО "Газпром" цены на продукцию газодобывающих предприятий, указываются в соответствии с утвержденными текущими прейскурантами оптовых цен, для других предприятий они определяются исходя из договорных цен.

Налоги отражают новую рыночную структуру затрат на добычу газа и газового конденсата, учитывают специфику отрасли и данного региона. Налоговые платежи и отчисления представляются в проектом документе отдельным перечнем (табл. 4.4.), при составлении которого следует четко разграничивать налоги, включаемые в себестоимость или относимые на

Таблица 4

Налоговые платежи и отчисления

Наименование	База расчета	Ставка, %	Обоснование
1	2	3	4
Налог на добавленную стоимость (НДС)	Цена реализации		
Акцизный сбор	Цена реализации без НДС		
Налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции			
- плата за право пользования недрами (роялти)	Выручка от реализации (по цене газодобывающего предприятия)		
- отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ)	Выручка от реализации		
- налог на пользователей автодорог	Фонд оплаты труда		
- отчисления в фонд социального страхования	"		
- отчисления в Государственный пенсионный фонд	"		
- отчисления на обязательное медицинское страхование	"		
- отчисления в Государственный фонд занятости населения РФ	"		
- плата за пользование природными ресурсами	устанавливается местными органами денежном выражении		
Налоги, относимые на финансовые результаты			
- налог на имущество	Среднегодовая стоимость основных фондов		
- налог на нужды образования	Фонд оплаты труда		
- налог на содержание ЖФ и ОСКС	Выручка от реализации		
Налог на прибыль	Налогооблагаемая прибыль		

Таблица 4.5

Сравнение технико-экономических показателей разработки месторождения

Показатели	Проектные (утвержденные)	Фактические (по годам)		
		1	2	3
1	2	3	4	5
Добыча газа, млрд.м ³ /год				
Добыча стабильного конденсата, тыс.т/год				
Закачка агента в пласт*, млрд.м ³ (млн.м ³)				
Количество добывающих скважин, шт.				
Количество нагнетательных скважин*, шт.				
Средний дебит газа по добыч. скв., тыс.м ³ /сут				
Средняя приемистость нагнетательных скважин*, тыс.м ³ /сут (м ³ /сут)				
Стоимость промышленно-производственных основных фондов, млн. руб., в т.ч.: скважины, промышленное обустройство				
Капитальные вложения, млн. руб.				
Эксплуатационные затраты, включая налоги, млн.руб., в т.ч. амортизационные отчисления				
Себестоимость добычи газа, руб./1000 м ³				
Себестоимость добычи конденсата с учетом закачки агента*, руб./т				

* В случаях применения методов ИПД или воздействия на пласт.

Таблица

Расчет показателей экономической оценки по вариантам разработки
(вариант), млн.руб.

Наименование	Всего за расчетный период	в т.ч. по годам
1	2	3
Выручка от реализации		
Капитальные вложения		
Остаточная стоимость основных фондов		
Эксплуатационные затраты		
в том числе:		
- амортизационные отчисления		
- налоги и платежи, включаемые в себестоимость		
из них - в местный бюджет		
Балансовая прибыль		
Налоги, относимые на финансовые результаты		
Налогооблагаемая прибыль		
Налог на прибыль		
Чистая прибыль		
Поток реальных денег		
Дисконтированный поток реальных денег		
Чистый доход		
Чистый дисконтированный доход		
Внутренняя норма доходности, %		
Индекс доходности, доли ед.		

Таблица 4.7.

Технологические и технико-экономические показатели рабочих вариантов разработки

Показатели	Рабочие варианты			
	I	II	III	...
1	2	3	4	5
Годовой отбор газа в период постоянной добычи (проектный уровень), млрд.м ³				
Накопленная добыча газа, всего, млрд.м ³ в т.ч.: за период нарастающей добычи за период постоянной добычи за период падающей добычи				
Конечная газоотдача, % от начальных балансовых запасов				
Годовая (максимальная) добыча стабильного конденсата, тыс.т.				
Накопленная добыча стабильного конденсата, всего, тыс.т. в т.ч.: за период нарастающей добычи за период постоянной добычи за период падающей добычи				
Годовая (максимальная) закачка агента*, млрд.м ³ (млн.м ³)				
Накопленная закачка агента*, всего, млрд.м ³ (млн.м ³) в т.ч.: за период нарастающей добычи за период постоянной добычи за период падающей добычи				
Конечная конденсатотдача, % от начальных балансовых запасов стабильного конденсата				
Продолжительность разработки, годы в т.ч.: периода нарастающей добычи периода постоянной добычи периода падающей добычи				
Фонд скважин, всего, ед. в т.ч.: добывающих нагнетательных* других категорий на начало пусковой добычи на конец постоянной добычи				
Мощность ДКС (НКС)*, тыс.кВт и срок ввода				
Количество компрессорных агрегатов, ед.				
Количество установок для закачки агента в пласт*, ед.				
Период расчета, лет				
Выручка от реализации, всего, млн.руб. в т.ч.: газа конденсата продукта переработки				
Капитальные вложения, млн.руб.				
Эксплуатационные затраты, млн.руб. в т.ч. амортизационные отчисления				
Чистая прибыль, млн.руб.				
Чистый доход, млн.руб.				
Чистый дисконтированный доход, млн.руб.				
Внутренняя норма доходности, %				
Индекс доходности, доли ед.				
Срок окупаемости без дисконтирования, лет				
Срок окупаемости с дисконтированием, лет				
Норма дисконта, доли ед.				

* В случаях применения методов ППД или воздействия на пласт.

финансовые результаты. Этот перечень дополняется местными налогами, может корректироваться при изменении налоговой политики.

В период эксплуатации месторождения проводится сравнительный анализ фактических технико-экономических данных и утвержденных проектных показателей. Их сопоставление дается за последние 3 года работы объекта (табл. 4.5). При установлении существенных различий между проектными и фактическими показателями анализируются обусловившие причины, которые учитываются при корректировке исходных данных.

Результаты расчетов капитальных вложений и эксплуатационных затрат в проектных документах по разработке приводятся в таблицах П.4.2-П.4.4 (том 2 - Приложения).

4.6. Анализ технико-экономических показателей разработки и обоснование выбора рекомендуемого варианта.

На основании технологических показателей разработки подготовленных исходных данных по направлениям затрат рассчитываются основные технико-экономические показатели разработки и показатели экономической оценки по каждому из расчетных вариантов по форме таблицы 4.6. Результаты расчетов приводятся в Приложениях.

Из числа расчетных вариантов с учетом опыта разработки месторождений (залей) аналогичного типа, показателей экономической оценки и условий Технического задания на проектирование выбирается несколько рабочих вариантов для детального технико-экономического анализа. В пределах границ расчетного периода формируется система показателей (табл. 4.7), необходимых для сравнения и оценки этих вариантов. На основе анализа и сопоставления совокупности критериев экономической эффективности выбирается рекомендуемый вариант разработки. Его характеристика приводится в таблице 4.7 (рабочий вариант ...).

Для иллюстрации рекомендуемого варианта дополнительно используются блок-диаграммы экономических показателей:

- рис. 4.1. Структура затрат на реализацию проекта;
- рис. 4.2. Диаграмма потоков реальных денег.

5. Мероприятия по внедрению рекомендуемого варианта разработки

5.1. Основные положения по реализации рекомендуемого варианта.

Указываются характерные особенности рекомендуемого к внедрению варианта с позиций его реализации.

В технологических схемах разработки мероприятия по внедрению представляются в виде рекомендаций и предложений по соответствующим разделам проектного документа.

В проектах разработки и доработки дополнительно рассматриваются фактическое состояние и условия разработки. Анализируются расхождения между рекомендуемым и ранее утвержденным вариантами. В соответствии с этим формулируются основные проблемы по реализации предлагаемого варианта и намечаются конкретные мероприятия по его внедрению.

5.2. Расположение добывающих и нагнетательных скважин и порядок их ввода в эксплуатацию.

Обосновывается (при необходимости уточняется) расположение скважин по объектам, очередность ввода объектов (в т.ч. наземных промысловых сооружений) или отдельных их участков в эксплуатацию, порядок разбуривания объектов. Приводятся карты размещения пробуренных и проектных скважин по эксплуатационным объектам (рис. 5.1а, 5.1б и т.д.) и сводная карта размещения скважин для всех эксплуатационных объектов месторождения (рис. 5.2). На них указывается расположение УКПГ (УППГ).

Эти карты, как основной графический материал приводятся в плане приложений (графические приложения 11а, 11б и т.д.; 12).

На плановых картах приводятся структурные основы соответствующих объектов с контурами, наносятся элементы топоосновы и инфраструктуры, влияющие на расположение скважин, а также указываются границы участков (зон УКПГ) и очередность их разбуривания.

На сводной карте структурная основа берется по основному (важнейшему) объекту и наносятся текущие контуры газоносности всех эксплуатационных объектов, пробуренные и проектные скважины. Эта карта является основой проектного документа по многообъектному месторождению.

5.3. Рекомендации по контролю за разработкой.

В технологических схемах обосновываются мероприятия по контролю за процессом разработки. В проектах разработки и доработки анализируется эффективность реализуемой системы наблюдений и применяемых методов контроля и, в случае необходимости, вносятся уточнения и дополнения в ранее принятые решения.

Приводятся предложения по видам контроля и их периодичности (табл. 5.1). Даются рекомендации по объему соответствующих исследований, а также необходимому оборудованию и средствам контроля.

Таблица 5.1

Необходимые способы контроля за разработкой объектов

Виды контроля	Периодичность	Примечание
1	2	3

Указывается необходимое количество контрольных скважин различных типов (наблюдательных, пьезометрических, геофизических). Даются предложения по системе их размещения (площадная, профильная, в эксплуатационных скважинах и пр.), которая представляется на картах (п.5.2.).

В данном разделе приводятся рекомендации по геофизическим исследованиям скважин (ГИС), необходимым для решения задач контроля разработки. В них предусматривается своевременное получение и использование информации для уточнения расчетных моделей объемов разработки. В указанных рекомендациях учитываются возможности использования данных ГИС для оперативного регулирования и управления процессом разработки.

5.3.1. Порядок и условия проведения промыслово-геофизических и гидродинамических исследований.

Обосновываются цели, комплекс, объемы и периодичность промыслово-геофизических исследований (ГИС-контроль) по контролю за процессом разработки залежей и работой отдельных скважин, а также необходимые наблюдения в специальных скважинах с указанием их местоположения.

Даются предложения по проведению работ в горизонтальных разветвленно-горизонтальных скважинах.

Рассматриваются условия проведения ГИС (в т.ч. в газовой среде), техническое обеспечение и технологии скважинных измерений.

Указываются требования к методам, регистрирующим динамические характеристики скважины и потока флюида (давление, температура, расход, влажность продукции и пр.).

Даются рекомендации по комплексированию рассматриваемых исследований с другими геолого-промысловыми наблюдениями.

Для конкретных геолого-геофизических условий и различных стадий разработки проектируется своя система контроля.

5.3.2. Геофизические исследования для изучения технического состояния обсадных колонн и цементного камня (ГИС-техконтроль).

Рассматриваются цели проведения ГИС-техконтроля в процессе капитального ремонта скважин.

Обосновываются комплекс, объемы и периодичность необходимых геофизических исследований.

Предусматривается система обеспечения фоновых замеров.

5.3.3. Контроль за перетоками газа.

При составлении проектных документов должно быть обращено особое внимание на контроль за возможными перетоками газа в отложен-

расположенные выше эксплуатационных объектов. В определенных случаях перетоки могут привести к образованию техногенных залежей. При наличии таких предпосылок должны быть даны рекомендации по предотвращению перетоков газа и по контролю за эффективностью намеченных мероприятий.

В случаях обнаружения техногенных залежей газа, в проектном документе должны быть даны предложения по оценке их промышленной значимости и целесообразности разработки.

5.4. Предложения по доразведке месторождения.

Анализируется состояние исходной геологической и промысловой информации по объекту проектирования, учитывается наличие недостаточно разведанных участков или пластов, в пределах которых запасы утверждены по категории С₂.

Обосновывается количество, расположение и очередность бурения необходимых для доразведки скважин в соответствии с возлагаемыми на них задачами. Их местоположение указывается на картах размещения пробуренных и проектных скважин (рис. 5.1-5.2, графические приложения 11-12).

Рассматриваемые предложения включаются в общую программу по доразведке, дополнительному изучению, исследованиям и опытным работам. Указанная программа помещается в Приложениях к проектному документу.

5.5. Оценка рисков и анализ возможностей повышения эффективности разработки по рекомендуемому варианту

Рассматриваются ситуации, связанные с влиянием рисков при реализации проекта, и проводится анализ чувствительности показателей эффективности к изменению основных параметров проекта, находящихся в рамках наибольшей неопределенности (цена продукции, объемы производства, капитальные вложения, эксплуатационные затраты и т.д.). Результаты могут быть представлены графически:

• рис. 5.3. Диаграмма чувствительности критериев эффективности проекта.

Учитываются возможные направления повышения рентабельности реализуемого проекта (рост цен на товарную продукцию, изменение налоговых условий, улучшение структуры сбыта продукции и др.). Рассчитываются уточненные показатели, характеризующие влияние соответствующих факторов на эффективность рекомендуемого варианта разработки. Определяются объемы прямых налогов и платежей в регионе в связи с разработкой месторождения, а также оценивается его положительное влияние на развитие сопряженных секторов экономики.

Обратная связь между экономической оценкой и совершенствованием технологических решений дает возможность оперативно управлять проектами. На основании выявления "узких мест" вносятся изменения в рекомендуемый вариант как в процессе его реализации, так и до начала

внедрения по следующим основным направлениям: усовершенствование техники и технологии, регулирование разработки, рациональное использование производственных мощностей, предотвращение экологического ущерба и пр.

6. Требования к конструкции скважин, их бурению, методам вскрытия пластов и освоению скважин

По вопросам, рассматриваемым в данном разделе, в основном тексте проектного документа по разработке должны быть приведены лишь основные результаты (преимущественно в табличной форме), а все необходимые обоснования даются в Приложениях.

6.1. Анализ проводки скважин на месторождении.

Освещается опыт проводки поисковых, разведочных, оценочных и других скважин, пробуренных на месторождении. Указываются особенности применения рациональных технических решений при бурении скважин. В таблице 6.1 приводятся данные по пробуренным скважинам.

Рассматривается качество проводки скважин. Особое внимание уделяется оценке надежности цементирования ствола скважины. Приводятся сведения о наличии в пробуренных на месторождении скважинах негерметичностей (межколонные давления, межпластовые перетоки и пр.).

6.2. Конструкция скважин.

Приводится типовая конструкция добывающих и нагнетательных скважин (рис. 6.1). Указываются конструкции других скважин (наблюдательных и пьезометрических).

В Приложениях указываются диаметры и глубины спуска обсадных колонн на определенные литолого-стратиграфические горизонты, типы и плотности тампонажных цементов и интервалы их размещения за обсадными трубами.

Рекомендуемые конструкции скважин должны предусматривать возможные осложнения при проводке скважин и обеспечивать надежное разобщение пластов, исключаящее заколонные перетоки газа и воды.

Учитываются возможности проведения ремонта скважин и геофизических работ при исследованиях, перфорации и контроле за разработкой. Прилагается стандартной формы карточка утвержденной конструкции скважины.

Необходимо обратить особое внимание на качество обсадных труб. Должны быть указаны рациональные методы и технологии спуска обсадных колонн и их цементирования, обеспечивающие высокую надежность и долговечность крепления добывающих и нагнетательных скважин.

Даются рекомендации по креплению скважин, включающие мероприятия по повышению надежности скважин и предотвращению возникновения межколонных давлений.

Таблица 6.1

Данные по пробуренным скважинам

№ скв.	Название площади	Цель бурения	Глубина скважины, м	Интервал залегания продуктивного пласта, м	Вид профиля (вертикаль, наклон, горизонт)	Конструкция скважины		Интервал бурения разными способами, м			Буровой раствор				
						диаметр труб, мм	глубина спуска, м	ротор	прочие способы	до продуктивной толщи		для вскрытия продуктивных отложений			
										вещества состав	плотность, кг/м ³	вещества состав	плотность, кг/м ³		
						7	8	9	10	11	12	13	14	15	

Продолжение табл. 6.1

Тип буровой установки	Коммерческая скорость, м/сут мес
16	17

6.3. Вид бурения и необходимое оборудование.

Вид бурения скважин иллюстрируется таблицей 6.2, в которой скважины группируются по видам профиля. Специальное внимание должно быть обращено на горизонтальные скважины в отношении целесообразности возможности их применения на данном объекте.

Для наклонных и горизонтальных скважин приводятся конструкции профилей, при кустовом бурении - количество и размещение скважин в кусте. Приводятся характеристики каждого из основных видов профилей.

Указываются грузоподъемность и тип буровой установки.

В таблице 6.3 приводится перечень основного и вспомогательного бурового оборудования. Схема размещения указанного оборудования на точке бурения иллюстрируется рис. 6.2.

Указывается тип противовыбросового оборудования и приводится схема его обвязки на устье (рис. 6.3).

Таблица 6.2

Группирование скважин по видам профиля

Номер группы	Номера скважин в группе	Средняя глубина скважин, м (+/-) 250 м	Расстояние забоя от устья в горизонтальной проекции, м	Условный индекс профиля
1	2	3	4	5

Таблица 6.3

Основное и вспомогательное буровое оборудование

Оборудование	Шифр (марка) оборудования	Масса, кг
1	2	3

6.4. Рекомендации по составу бурового раствора.

Параметры и характеристики бурового раствора даются по интервалам глубин бурения. Перечень основных материалов и реагентов для бурового раствора приводится в таблице 6.4.

При подготовке рекомендаций по составу буровых растворов следует учитывать их влияние на эффективность ГИС в отношении качества и достоверности получаемой информации.

6.5. Способ бурения и бурильный инструмент.

Рекомендуется способ бурения, обеспечивающий проходку скважин заданного профиля при наиболее благоприятных технико-экономических

Таблица 6.4

Реагенты и материалы для бурового раствора

Материал, реагент	Шифр (марка)	ГОСТ, ТУ на материал, реагент	Ориентировочный расход на одну скважину	
			единицы измерения	количество
1	2	3	4	5

Таблица 6.5

Способы и режимы бурения

Интервалы бурения	Способ бурения	Тип (шифр) забойного двигателя	Шифр бурового долота	Режим бурения			
				нагрузка на долото, Те	давление насосов, МПа	подача буровых насосов, л/с	частота вращения, 1/мин
1	2	3	4	5	6	7	8

Таблица 6.6

Бурильные трубы и КНБК

Интервалы бурения	Тип, диаметр бурильных труб	Тип, диаметр УБТ	Центрирующие элементы в КНБК		Примечание
			типы	количество	
1	2	3	4	5	6

Таблица 6.7

Жидкости для вскрытия продуктивных отложений

№№ п/п	Наименование технологических жидкостей	Тип жидкости	Основные хим. реагенты в составе жидкости	Технологические характеристики			
				плотность, кг/м ³	условная вязкость, сек	фильтрация, см ³ /10 мин	объемный % твердой фазы
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Буровой раствор для бурения продуктивных отложений						
2.	Буферная жидкость при цементировании эксплуатационной колонны						
3.	Цементный раствор в интервале продуктивного горизонта						
4.	Жидкость для перфорации эксплуатационной колонны						

показателях. В таблице 6.5 указываются типы забойных двигателей и буровых долот, способы и режимы бурения.

Типы бурильных труб, УБТ, центрирующих элементов и конструкции компоновок низа бурильных колонн (КНБК) приводятся в таблице 6.6.

6.6. Вскрытие продуктивных отложений.

Анализируется влияние твердой и жидкой фаз бурового раствора, а также растворенных в нем химических реагентов на продуктивные пласты. Характеристика жидкостей для вскрытия продуктивных отложений приводится в таблице 6.7. Указываются допустимые условия гидростатической и гидродинамической репрессии на продуктивный пласт на разных этапах проводки скважины.

Обосновываются объемы и комплексы ГИС-бурение в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. Определяются методы и технология вскрытия продуктивных пластов перфорацией с учетом их геолого-геофизической характеристики.

6.7. Рекомендации по исследованиям в процессе проводки скважины.

Namечаются опорно-технологические скважины для проведения специальных исследований по совершенствованию техники и технологии бурения скважин на месторождении (табл. 6.8).

Указываются способ и оборудование для отбора кернов с целью обеспечения максимального их выноса.

Рекомендуются технология и условия проведения пластоиспытаний в открытом стволе, методы и методики их геофизического сопровождения.

Таблица 6.8

Исследования на опорно-технологических скважинах

Наименование исследований	Интервал исследования, м	Количество экспериментов в интервале	Цель исследования
1	2	3	4

6.8. Освоение скважин.

Рекомендуется технология вызова притока газа после проведения перфорации обсадной колонны в зоне продуктивных отложений (табл. 6.9). При этом устанавливаются режим спуска лифтовых труб для ограничения гидродинамического давления на пласт, параметры вызова притока из пласта, способ перфорации и тип перфораторов.

Устанавливаются виды и режимы наземных и глубинных измерений, указываются типы контрольно-измерительных приборов.

Таблица 6

Режимы освоения скважин

Интервалы перфорации, м	Допустимые давления на пласт, МПа		Способ вызова притока (компрессова- ние, азриза- ция и т.д.)	Количество режимов исследова- ния притока	Время работы на каждом режиме, час.
	депрессия	репрессия			
1	2	3	4	5	6

7. Технологии и техники добычи газа и конденсата

7.1. Анализ состояния и эффективности применяемой технологии и техники добычи газа и конденсата.

Приводится анализ технического состояния пробуренных на месторождении разведочных и добывающих скважин, условий работы внутрискважинного оборудования, а также эффективности мероприятий по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин, предусмотренных проектной документацией, на основании которого осуществляется разработка месторождения.

Рассматривается техническое состояние шлейфов, коллекторов, оборудования УКПГ, ДКС, НКС.

7.2. Обоснование конструкций фонтанных подъемников и оборудование скважин.

Исходя из геолого-технических условий, возможностей совместно-раздельной эксплуатации двух и более пластов, величин максимальных и минимальных дебитов скважин, полученных при их испытаниях, и других факторов, обосновываются конструкции фонтанных подъемников (диаметры и глубины спуска лифтовых труб), пакеров, различных клапанов и др., а также оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации, внутрискважинного и устьевого оборудования скважин (фонтанные арматуры, шлейфы и т.д.). Отмечаются особенности оборудования нагнетательных скважин. Приводятся схемы компоновки оборудования добывающих и нагнетательных скважин (рис. 7.1 и 7.2).

7.3. Предупреждение осложнений при эксплуатации скважин и осуществлении мероприятий по ППД.

Анализируются результаты промысловых и лабораторных исследований по условиям коррозионной агрессивности, гидратообразования, выпадению парафина и солей в процессе эксплуатации скважин и закачки агентов при ППД, а также по изучению влияния зоны многолетнемерзлых пород.

Обосновываются необходимые защитные мероприятия по предупреждению гидратообразования, коррозии, выпадения и отложения парафина и солей во внутрискважинном и устьевом оборудовании, растепления прискважинных зон (в районе вечной мерзлоты) и прорывов подошвенной воды (табл. 7.1).

В проектах разработки и доразработки рассматриваются вопросы эксплуатации скважин в процессе обводнения продукции, разрабатываются рекомендации по выносу жидкости (конденсат и вода), скапливающейся на забоях скважин, а также по предупреждению и борьбе с выносом породы и изоляции посторонних вод. Для этих целей предлагаются необходимые технические средства и материалы.

Таблица 7.1

Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации газовых скважин и закачке агентов для ППД

Наименование мероприятия	Периодичность	Объем внедрения
1	2	3

При решении вопросов эксплуатации газовых скважин с водой следует обращать особое внимание на количественное содержание воды в продукции скважин. При этом следует учитывать особенности северных месторождений, характеризующихся наличием зоны многолетнемерзлых пород и кустовым расположением скважин. Последнее обуславливает специфическую схему сбора продукции при работе нескольких скважин в один шлейф.

В случае реализации ППД рассматриваются проблемы, связанные с работой нагнетательных скважин.

7.4. Рекомендации по интенсификации притока газа и обеспечению закачки агентов в нагнетательные скважины.

Предлагаются мероприятия по следующим направлениям: совершенствование методов перфорации обсадных колонн; отработка технологий по воздействию на призабойные зоны пластов (кислотные обработки, гидроразрыв пластов и др.); разработка способов регулирования профиля притока газа в скважину (применение полимерных закачек и др.). Отмечаются особенности мероприятий в условиях применения методов поддержания пластового давления и воздействия на пласт.

В проектных документах по разрабатываемым месторождениям на основе анализа эффективности апробированных технологий уточняются необходимые объемы работ, характеристики требуемых материалов и оборудования.

Необходимо рассмотреть также возможности восстановления продуктивности газоконденсатных скважин на основе использования технологий

закачки в них газообразных и жидких агентов в соответствии с положениями "Руководства по восстановлению продуктивности газоконденсатных скважин" (М., ВНИИ АЗ, 1995 г.).

8. Требования и рекомендации по системе сбора, промышленной подготовке и внутрипромысловому транспорту газа и конденсата и по системе закачки агентов в пласт при ППД

Приводятся основные требования к системе сбора, промышленной подготовке газа и конденсата, к их замеру, учету; рекомендации по способам подготовки газа к внешнему транспорту, направлениям использования газа и конденсата, по системе нагнетания и закачке агентов в пласт. Отмечаются особенности обустройства скважин при кустовом их расположении.

Особое внимание должно быть обращено на защиту промышленного оборудования и всей системы внутрипромыслового обустройства от коррозии с учетом содержания в продукции скважин агрессивных компонентов и величин скоростей потока газа на различных участках системы.

По борьбе с коррозией и образованием гидратов предусматривается использование специальных ингибиторов, коррозионностойких материалов, рациональных технологических режимов работы скважин, снижающих влияние рассматриваемых явлений.

В проектных документах по разработке месторождений сероводородсодержащих газов должно быть обращено внимание на создание буферной зоны в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности (РД 08-200-98).

Рекомендации по подготовке и внутрипромысловому транспорту газа и конденсата, их использованию даются с учетом технического состояния шлейфов, промысловых коллекторов, наземного промышленного оборудования и действующих мощностей газо- и конденсатопроводов, УКПГ, ДКС. При этом принимаются во внимание характерные условия данного региона.

В заключительной части данного раздела приводятся необходимые исходные данные для проектирования обустройства промысла, расчетов параметров ДКС, нагнетательных и холодильных станций при ориентации на нормы технологического проектирования объектов газового предприятия.

Этот раздел должен сопровождаться следующей графикой:

- рис. 8.1. Принципиальные схемы газосборных и нагнетательных систем с местоположением УКПГ (ГС), ДКС, НКС;
- рис. 8.2. Принципиальные схемы подготовки газа и конденсата к внешнему транспорту;
- рис. 8.3. Схема обработки газа для обратной закачки в пласт;
- рис. 8.4. Схема закачки агентов в пласт.

В проектах разработки и доработки на основе анализа рассматриваемых и уже действующих систем даются рекомендации по усовершенствованию отдельных элементов промысла.

9. Экологическое обоснование проектного документа по разработке (охрана недр и окружающей среды)

В соответствии с действующими законами РФ, постановлениями правительства и отраслевыми документами в технологических схемах, проектах разработки и доработки должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность обслуживающего персонала, населения, охрану недр и окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией рассматриваемого месторождения.

9.1. Правовые основы обеспечения экологической безопасности и проведения экологической политики.

Указываются принципы и направления природоохранной деятельности недропользователей, базирующиеся на действующих законах РФ, директивных актах и нормативно-методических документах. Обращается специальное внимание на вопросы взаимодействия с региональными органами власти и взаимоотношений с местным населением.

9.2. Ограничения на природопользование.

Рассматриваются наиболее существенные для района расположения месторождения ограничения. Приводится карта экологических ограничений (графическое приложение 13) в масштабе 1:25000 или 1:50000.

9.3. Оценка текущего состояния компонентов окружающей среды.

Дается краткая характеристика экологической обстановки в районе месторождения с учетом климата, орогидрографии, почв, растительного и животного мира, геокриологических, инженерно-геологических, гидрогеологических и социально-экономических условий.

Гидрогеологические условия освещаются для той части разреза отложений, которая находится в зоне воздействия строительства и эксплуатации рассматриваемого объекта разработки и подземного захоронения сточных вод.

Приводятся "фонные" характеристики компонентов окружающей среды.

9.4. Оценка воздействия объекта на окружающую среду.

Рассматриваются источники и виды воздействия на отдельные компоненты окружающей среды. Оцениваются возможные изменения её состояния.

Приводятся результаты расчетов по выбросам и рассеиванию вредных веществ в приземном слое атмосферы. На карте-схеме (рис. 9.1) указываются

возможные источники выброса вредных веществ и дается распределение максимальных концентраций с учетом неблагоприятных метеоусловий.

Рассматриваются условия водопользования и землепользования.

Оценивается возможное влияние процесса разработки на изменение инженерно-геологических условий (протаивание грунтов, термокарстовые процессы и др.).

9.5. Мероприятия по предотвращению и снижению неблагоприятных воздействий на окружающую среду.

Приводятся перечни мероприятий по предотвращению и снижению возможных негативных воздействий на компоненты окружающей среды при строительстве объектов и в процессе их эксплуатации как в штатном режиме, так и при аварийных ситуациях.

Обосновываются мероприятия по защите воздушного бассейна; защите водных объектов с указанием предельно-допустимых сбросов; рекультивации почвы и др.

9.6. Охрана недр.

Рекомендации по охране недр в процессе бурения скважин даются с учетом обеспечения надежности их сооружения и предотвращения заколонных и межколонных перетоков (приводящих к утечке газа в атмосферу), скопления газа в межколонных пространствах и в горизонтах выше эксплуатационных объектов, а также возможных осложнений при аварийном фонтанировании, образовании грифонов, возникновении зон растепления и просадки устья скважин, смятии колонн и др.

Рассматриваются вопросы утилизации буровых отходов и захоронения сточных вод, образующихся при бурении скважин.

Даются основные рекомендации, обеспечивающие контроль за выработкой запасов газа, учет добываемой продукции и её потерь, контроль за состоянием надпродуктивной части разреза в процессе разработки.

Предлагаются мероприятия по борьбе с осложнениями, возникающими при эксплуатации месторождения и отрицательно влияющими на состояние охраны недр.

9.7. Утилизация промстоков в процессе эксплуатации.

Приводится характеристика промстоков и пластовых вод с указанием их вида и состава, указываются исходные данные для проектирования закачки промстоков в глубокие поглощающие горизонты. В Приложении обосновываются способы утилизации и мероприятия по подготовке к ней, а также горизонты для возможной закачки промстоков и пластовых вод.

9.8. Экологический мониторинг.

Рассматриваются основные, принципиальные положения мониторинга окружающей среды в пределах горных отводов.

Определяются цели и задачи его проведения с учетом специфики конкретных объектов проектирования разработки.

Даются рекомендации по необходимому комплексу мероприятий и системе наблюдений, приводится программа работ.

По крупным объектам проектирования со сложными экологическими условиями раздел 9 может быть представлен в виде отдельного тома, макет которого приведен в Приложениях Регламента (том 2, П.9).

10. Техничко-экономическая эффективность новых технологических и технических решений

Приводятся виды, объемы, сроки внедрения и обосновывающие их результаты расчеты технологической и экономической эффективности новых решений по вопросам доразведки, усовершенствования систем разработки, бурения, техники эксплуатации скважин, закачки рабочих агентов, сбора и подготовки газа и конденсата к транспорту и использованию, охраны недр и окружающей среды. Производятся расчеты по видам мероприятий для условий рекомендуемого варианта разработки.

11. Заключение (выводы и предложения)

В заключении в сжатой форме излагаются основные положения проектного документа и приводятся показатели рекомендуемого к внедрению варианта разработки (табл. 11.1-11.3).

Основное содержание рекомендуемого к внедрению варианта представляется в проектных документах в следующем виде:

- отборы газа, конденсата, объемы закачки;
- фонд эксплуатационных и нагнетательных скважин, в т.ч. подлежащих бурению;
- конструкция скважин (лифт, обсадная колонна);
- система разработки (эксплуатационные объекты, размещение скважин, порядок вскрытия);
- продолжительность периода постоянной добычи;
- сроки ввода УКПГ, ДКС, НКС;
- технологический режим работы эксплуатационных и нагнетательных скважин;
- фонд наблюдательных, контрольно-геофизических, пьезометрических скважин;
- принципиальные положения по технике и технологии добычи и работе наземных сооружений промысла;

Таблица 11.1

Основные технологические показатели по рекомендуемому варианту

Годы разра- ботки	Обор. млрд м ³					Запасы газа * млрд м ³ (млн м ³)		Работа забивных скважин		Работа нагнетательных скважин *		Давление, МПа		Число скважин		
	пластового газа		сепарации			газовый	шлюз	приспособлен- ность, тыс м ³ /сут	давление на устье, МПа	пластовое	на устье добычи, скважины	забыв- ных	нагнетательных *	нагнетательных и нагнетательных	нагнетательных	
	полевой	накоп	газовый	шлюз	полевой											шлюз
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
							приспособлен- ность, тыс м ³ /сут	давление на устье, МПа	пластовое	на устье добычи, скважины	забыв- ных	нагнетательных *	нагнетательных и нагнетательных	нагнетательных		

* В случаях применения методов ППД или воздействия на пласт

Таблица 11.2

Показатели добычи конденсата по рекомендуемому варианту

Годы разра- ботки	Добыча конденсата									
	стабильного		нестабильного		стабильного		нестабильного		стабильного	
	т/мл		т/мл		т/мл		т/мл		т/мл	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Добыча пласто- вого газа, млрд м ³	Плосто- вое давление, МПа	Устьевое давление, МПа	Устьевая темпера- тура, МПа	Потен- циальное содержа- ние С ₂₊ в пласто- вом газе на конец года, г/м ³	Средне- годовое содержа- ние С ₂₊ в добы- ваемом газе (газ сепар.), г/м ³	Техноло- гические потери конден- сата, г/м ³	Техноло- гические потери конден- сата, г/м ³	Техноло- гические потери конден- сата, г/м ³	Техноло- гические потери конден- сата, г/м ³

Таблица 11.3

Основные экономические показатели рекомендуемого варианта

№№	Наименование показателей	Величина
1	2	3
1.	Период расчета, лет	
2.	Капитальные вложения, млн.руб.	
3.	Эксплуатационные затраты, млн.руб.	
4.	Выручка от реализации, млн.руб.	
5.	Чистая прибыль, млн.руб.	
6.	Чистый доход, млн.руб.	
7.	Чистый дисконтированный доход, млн.руб.	
8.	Внутренняя норма доходности, %	
9.	Индекс доходности, доли ед.	
10.	Срок окупаемости без дисконтирования, лет	
11.	Срок окупаемости с дисконтированием, лет	

- новые технологические решения (применение горизонтальных скважин, методы повышения углеводородоотдачи и др.);
- показатели экономической оценки;
- основные положения по внедрению рекомендуемого варианта выполнения особых требований Технического задания.

Даются также рекомендации по следующим направлениям:

- доразведка месторождения;
- выполнение исследовательских работ (промыслово-геофизических, газоконденсатных и газогидротермодинамических исследований);
- уточнение эксплуатационной характеристики скважин;
- бурение, вскрытие пластов и особенности освоения скважин;
- технология и техника добычи газа и конденсата;
- контроль за разработкой;
- система внутрипромыслового сбора и подготовки газа и конденсата к транспорту;
- система поддержания пластового давления;
- охрана недр и окружающую среду;
- новые научно-технические решения с оценкой их эффективности;
- возможности повышения эффективности разработки по рекомендуемому варианту.

Наряду с основными технологическими показателями разработки в проектом документе приводится также следующая информация по вопросам технологического режима и условий работы эксплуатационных скважин, необходимая для подготовки проектов обустройства:

- максимальное статическое давление на устье эксплуатационных скважин при начальных условиях освоения месторождения (для многопластовых месторождений - по каждому эксплуатационному объекту) и условия восстановления давления при их остановке;
- максимально возможное давление при глушении скважин или проведении работ по интенсификации притока газа;
- при возможности гидратообразования приводится динамика устьевой температуры газа по эксплуатационным скважинам в зависимости от рабочих дебитов;
- коэффициент резерва эксплуатационных скважин и принимаемое число дней их работы в году;
- прогноз количества и характеристики механических примесей, выносимых при эксплуатации скважин.

Министерство (ведомство)
Организация-генпроектировщик проектного документа

"УТВЕРЖДАЮ"
Руководитель

Государственный и
регистрационный №

организации-генпроектировщика
_____ подпись
" " _____ дата

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА (ПРОЕКТ) РАЗРАБОТКИ (ДОРАЗРАБОТКИ) МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАЛЕЖИ)

ТОМ 2

ПРИЛОЖЕНИЯ

Зам. Генерального директора
Нач. отделов
Нач. лабораторий
Руководитель работы

Город
год

В данном томе помещаются текстовые приложения, содержащие материалы и данные, необходимые для экспертизы проектных документов по разработке.

Прикладываются результаты опробования и исследований скважин.

Прилагается пакет компьютерных распечаток исходных данных и результатов промежуточных расчетов, проводимых для обоснования принимаемых решений, в т.ч. технологические и технико-экономические показатели по всем расчетным вариантам разработки.

Даются необходимые обоснования предлагаемых рекомендаций и мероприятий по строительству скважин, охране недр и окружающей среды.

Нумерация приложений соответствует разделам проектного документа.

Приложение I к I-ой части Регламента

“УТВЕРЖДАЮ”

Председатель Комиссии
по месторождениям и ПХГ
ОАО “Газпром”

Техническое задание

на составление проекта разработки (технологической схемы, проекта доработки) газовых и газоконденсатных объектов

1. Объект проектирования и цель работы

2. Основание для проектирования

- план НИР;
- протокол заседания Комиссии по месторождениям и ПХГ ОАО “Газпром”;
- задание руководства ОАО “Газпром”;
- договор с заказчиком.

3. Действующий проектный документ

- наименование, № и дата протокола утверждения.

4. Организация-заказчик

5. Организация-недропользователь

- наименование, № и вид лицензии на объект проектирования.

6. Исполнитель-генпроектировщик

- наименование, № лицензии на право составления проектных документов.

7. Организации-соисполнители

8. Законодательная и регламентирующая база проектного документа

- законодательные акты РФ;
- лицензионное соглашение;
- Регламент составления проектных документов по разработке газовых и газоконденсатных месторождений;
- Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений;
- решения Комиссии по месторождениям и ПХГ или НТС ОАО "Газпром".

9. Требования к представлению исходной информации

10. Основные исходные условия и характеристики для проектирования

- уровень отбора газа и конденсата (в основном режим разработки);
- намечаемый срок ввода в эксплуатацию проектного объекта (отдельных залежей многопластового объекта);
- запасы углеводородов, утвержденные ГКЗ РФ (№ и дата протокола) или принятые ОАО "Газпром" (№ и дата протокола);
- особые факторы, определяющие порядок ввода эксплуатационных объектов в разработку и очередность их разбуривания;
- направления использования газа и конденсата;
- особые требования по экологической безопасности, охране недр и окружающей среды;
- экономические требования и исходные условия для расчетов.

11. Дополнительные сведения

- условия и возможности организации и проведения буровых работ;
- специфические факторы, влияющие на технику и технологию добычи и подготовки газа к транспорту;
- возможности использования существующих в районе промысловых объектов (УКПГ, ДКС, головных сооружений), а также ГПЗ и газопроводов.

12. Требования к оформлению проектного документа по разработке

13. Необходимые согласования проектного документа

- организация-недропользователь;
- органы Госгортехнадзора России и Госкомэкологии РФ.

14. Текущий контроль за ходом работ, выполняемых:

- генпроектировщиком;

- организациями-соисполнителями.

15. Особые требования к проектному документу

16. Сроки составления проектного документа и представления в ОАО "Газпром"

- дата завершения;
- дата представления в ОАО "Газпром".

Представитель Организации-заказчика

Подпись

Представитель Организации
исполнителя-генпроектировщика

Подпись

"СОГЛАСОВАНО"

Начальник Управления геологии,
разработки и лицензирования
месторождений ОАО "Газпром"

Подпись

Представитель Организации-недропользователя

Подпись

П.2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Результаты промысловых исследований скважин на газоконденсатность

Таблица П.2.1

Месторождение	№ скв.	Объект	Дебит газа, тыс м ³ /сут	I степень						II степень				I-II степени	
				Р _{пл.} , МПа	t _{пл.} , °С	КТФ, см ³ /м ³	коэфф. усадки	плотность стабильного конденсата, г/см ³	Р _{пл.} , МПа	t _{пл.} , °С	КТФ, см ³ /м ³	коэфф. усадки	плотность стабильного конденсата, г/см ³	КТФ, см ³ /м ³	плотность стабильного конденсата, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Таблица П.2.2

Результаты исследований скважин законтурной области

№ скв.	Дата исследования	Диам. экспл. колонны, мм	Глубина спуска, м	Горизонт	Интервал перфорации, м	Способ перфорации	Метод исследования	Диаметр ИКТ, мм	Глубина спуска, м	Статич. уровень от устья* (стол ротора), м	Плассовое давление, МПа	Глубина замера Рпл., м	Уд. вес воды (средний по стволу), г/см ³	Уд. вес воды (Суммарная минерализация), г/л
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Продолжение табл. П.2.2

Характеристика растворенного газа		Гидропроводность пласта, мкм ² ·см/(мПа·с)		Пескопроводность пласта, м ² /с		Проницаемость, мкм ²	
количество, см ³ /л	относительный удельный вес	наличие H ₂ S или его признаков	16	15	17	18	19
14							

* По перепадающим водяным скважинам указывается избыточное давление на устье

П.3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

Таблица П.3.1

Результаты опробования и исследования скважин

Номер скв.	Горизонт (эспл. объект)	Интервал перфорации, м	Дата исследования	Дебит			Давление, МПа			КТФ, г/м ³	Содержание в продукции скважин		Депрессия, МПа
				газ, тыс. м ³ /сут	конденсата, м ³ /сут	устоевое	плас-товое	забой-ное	затруб-ное		воды, г/м ³	твердых частиц, г/м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Продолжение табл. П.3.1

Абсолютно свободный дебит газа, тыс. м ³ /сут	Максимальный дебит газа, тыс. м ³ /сут	Температура, °C		Коэффициенты фильтрационного сопротивления		Проницаемость, мкм ²		Примечание
		на устье скважины	плас-товом	А	В	по методу установившихся отборов	по кривым восстановления давления	
15	16	17	18	19	20	21	22	23

11.4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

Таблица П.4.1
Технологические показатели расчетных вариантов разработки (вариант ...)

Годы и периоды	Годовая добыча газа, млрд.м ³	Годовая теплота отбора газа от НБЗ*, %	Добыча газа с начала разра- ботки, млрд.м ³	Среднегодо- вой потенциал С.г., г/м ³	Ресурсы стабиль- ного конденсата, тыс. т			Отбор, % от НБЗ	Ввод добы- вающих скважин за период	Фонд добы- вающих сква- жин, пробу- ренных с нача- ла разработки
					годо- вые	с начала разработки	газа	конден- сата		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Продолжение табл. П.4.1

Фонд до- бываю- щих сква- жин на конец периода	Де- рес- сия, МПа	Средний дебит газа по сква- жинам, тыс.м ³ /сут	Средний дебит кон- денсата по скважинам, т/сут	Давление по добывающим скважинам, МПа		Давле- ние на входе в ДКС, МПа	Фонд натураль- ных сква- жин на конец периода**	Давле- ние на гнетании на устье**, МПа	Средняя прони- мость сква- жин**, тыс.м ³ /сут	Ввод ДКС (НКС)*		
				влас- товое	устьевое					мощ- ность, тыс. кВт	тип и коэф- ф-т агрега- тов	срок ввода
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

* НБЗ - начальные балансовые запасы.

** В случаях применения методов ППД или воздействия на пласт.

Таблица П.4.2

Исходные параметры для расчета капитальных вложений
и выручки от реализации

Наименование	Всего за расчетный период	в т.ч. по годам
1	2	3
Добыча газа, млрд.м ³		
Добыча стабильного конденсата, тыс.т		
Закачка агента*, млрд.м ³ (млн.м ³)		
Ввод скважин - добывающих - нагнетательных*		
Ввод мощностей - по подготовке газа, млрд.м ³ - по стабилизации конденсата, тыс.т - по сероочистке, млрд.м ³ - по ДКС (НКС)*, тыс. кВт - по установкам для закачки агента*, млн.м ³		
Ввод линейных объектов, км - шлейфы и параллельные им коммуникации - газосборные коллекторы - конденсатосборные коллекторы - трубопроводы для закачки агента* - дороги		

* В случаях применения методов ППД или воздействия на пласт.

Таблица П.4.3

Расчет капитальных вложений в добычу газа и конденсата, млн.руб.

Наименование	Всего за расчетный период	в т.ч. по годам
1	2	3
Бурение скважин		
Обустройство, обвязка и оборудование устьев скважин:		
- добывающих		
- нагнетательных*		
Шлейфы и параллельные им коммуникации:		
- по добывающим скважинам		
- по нагнетательным скважинам*		
УКПГ		
УППГ		
Газосборные коллекторы		
Конденсатосборные коллекторы		
Установка стабилизации конденсата (УСК)		
Установка сероочистки (УСО)		
ДКС		
Нагнетательная компрессорная станция (НКС)*		
Установка и оборудование для закачки агента*		
Объекты электрообеспечения		
Объекты электрообеспечения и связи		
Дороги		
Общепромышленные объекты		
Итого		
Газопровод подключения		
Конденсатопровод		
Объекты промгидроинфраструктуры		
Природоохранные мероприятия		
Компенсация ущерба для окружающей среды		
Непредвиденные расходы		
Прочие		
Всего капитальных вложений		

* В случаях применения методов ППД или воздействия на пласт.

Таблица П.4.4

Расчет эксплуатационных затрат на добычу газа и конденсата, млн.руб.

Наименование	Всего за расчетный период	в т.ч. по годам
1	2	3
Материальные затраты		
Заработная плата с отчислениями		
Затраты по эксплуатации (без амортиз. отчислений):		
- УСК		
- УСО		
- ДКС		
- НКС*		
- установка для закачки агента в пласт*		
Затраты на капремонт		
Затраты на ликвидацию скважин		
Прочие		
Итого текущих затрат (без налогов, сборов и платежей)		
Амортизационные отчисления:		
- скважины		
- объекты обустройства		
Налоги и платежи, включаемые в себестоимость, всего		
в том числе:		
- плата за право пользования недрами		
- отчисления на ВМСБ		
- налог на пользователей автодорог		
- прочие		
Затраты на экологию		
Всего полных затрат		

* В случаях применения методов ППД или воздействия на пласт.

II.9. Экологическое обоснование проектного документа по разработке (охрана недр и окружающей среды)

9.1. Правовые основы обеспечения экологической безопасности и проведения экологической политики.

9.1.1. Принципы и правовые средства обеспечения безопасности окружающей среды, экологические нормативы и стандарты.

9.1.2. Характеристика правовой основы экологической политики.

9.1.3. Перечень законов и основных директивных и нормативно-методических документов, регламентирующих природоохранную деятельность и определяющих взаимодействие с местными органами власти.

9.1.4. Принципы взаимодействия с коренным населением.

9.2. Ограничения на природопользование.

9.2.1. Определения и перечень общих экологических ограничений.

9.2.2. Ограничения, наиболее значимые для территории данного месторождения.

Приводится карта экологических ограничений (масштаб 1:25000 или 1:50000).

9.3. Оценка текущего состояния компонентов окружающей среды.

9.3.1. Климат и состояние атмосферного воздуха.

9.3.2. Состояние поверхностных водных объектов и их использование.

9.3.3. Характеристика земной поверхности, почв и землепользования.

9.3.4. Характеристика растительности и животного мира.

9.3.5. Инженерно-геологические и геоэкологические условия.

9.3.6. Гидрогеологические условия и использование подземных вод.

9.3.7. Социально-экономические условия.

9.4. Оценка воздействия объекта на окружающую среду.

9.4.1. Воздействие на атмосферный воздух.

9.4.2. Воздействие на природные воды, условия водопользования.

9.4.3. Воздействие на земную поверхность и почвы, условия землепользования.

9.4.4. Воздействие на растительность и животный мир.

9.4.5. Воздействие на геологическую среду.

9.4.6. Воздействие на социальные условия и здоровье населения.

9.5. Мероприятия по предотвращению и снижению неблагоприятных воздействий на окружающую среду.

9.5.1. Предотвращение и снижение неблагоприятных воздействий на атмосферный воздух (воздушный бассейн в районе месторождения).

9.5.2. Охрана и рациональное использование природных вод.

9.5.3. Предотвращение и снижение неблагоприятных воздействий на земную поверхность и почвы.

9.5.4. Охрана растительности и животного мира.

9.5.5. Снижение техногенных воздействий на грунтовые основания и защита территории от опасных геодинамических процессов.

9.5.6. Предотвращение и снижение неблагоприятных воздействий на социальные условия и здоровье населения.

9.6. Охрана недр.

9.6.1. Охрана недр в процессе разбуривания.

9.6.2. Охрана недр в процессе эксплуатации месторождения.

9.7. Утилизация промстоков в процессе эксплуатации.

9.7.1. Характеристика промстоков и пластовых вод.

9.7.2. Исходные данные для проектирования закачки промстоков.

9.7.3. Способы утилизации, горизонты для возможной закачки промстоков и пластовых вод.

9.8. Экологический мониторинг (мониторинг окружающей среды).

9.8.1. Контроль промышленных выбросов и загрязнения атмосферы в рабочей и санитарно-защитной зонах.

9.8.2. Контроль загрязнения поверхностных и сточных вод.

9.8.3. Инженерно-геологический мониторинг.

9.8.4. Почвенный и биологический мониторинг.

9.8.5. Контроль за санитарно-гигиеническими условиями труда.

Реферат проектного документа

Дается краткое описание основных особенностей геологического строения месторождения (залежи) и геолого-физических характеристик продуктивных пластов.

Приводятся основные положения ранее принятых решений и показатели текущего состояния разработки объектов. Обосновывается рекомендуемый к утверждению вариант разработки и приводятся его основные показатели.

Реферат оформляется в виде самостоятельной записки объемом до 10-20 страниц.

Регламент
составления проектных документов по разработке
газовых и газоконденсатных месторождений

Лицензия №020878 от 20 мая 1994 г.

Подписано к печати 19.05.1999 г.

Заказ 45. Тираж 200 экз. Ф-т 60х84/16.

Объем: 3,7 уч.-изд.л. Цена договорная.

Отпечатано на роталпринте ВНИИГАЗа