

Приложение к
приказу МПР России
от 21.03.2007 г. № 61

**Методические рекомендации по проектированию разработки
нефтяных и газонефтяных месторождений**

Москва, 2007

Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (далее – Рекомендации) подготовлены на основе Регламента составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений РД 153-39-007-96, составленного Открытым акционерным обществом «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. академика А.П.Крылова (ВНИИнефть)» с участием ведущих специалистов нефтяных компаний и предприятий, отраслевых научно-исследовательских и проектных институтов.

Составители:

от ВНИИнефть – Л.Д.Америка, Б.Т.Баишев, С.А.Жданов.

от НИПИ нефти и газа РАЕН – В.И.Дзюба, О.Ю.Шаевский.

от ТО «СургутНИПИнефть» – В.А.Абрамов, В.А.Афанасьев, А.Ю.Батурин, В.А.Ефимов, В.П.Майер, Г.А.Мальшев, Н.Н.Минченков, М.А.Николаева, М.В.Салмин, М.Г.Скрипунов, В.П.Сонич, В.А.Туров, Д.Н.Шмелева, А.Н.Юрьев.
МПР России – А.Г. Губарев.

от Роснедра – Е.Г.Коваленко, П.А.Хлебников.

от ЦКР Роснедра – В.Ф.Базив, В.З.Лapidус, В.М.Малюгин, Н.С.Пономарев.

от ОАО «ЛУКОЙЛ» – В.В.Гузеев, А.Ю.Коршунов.

от ТО ЦКР Роснедра по Республике Татарстан – Р.Х.Муслимов.

от ГП ХМАО «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» – И.П.Толстолыткин.

от Департамента по нефти, газу и минеральным ресурсам ХМАО-Югры – В.Ф.Панов.

от ФГУ «ГКЗ» – Е.Г.Арешев.

от ООО «Геопроект» – Е.В.Лозин.

Руководители работы: Ю.Е.Батурин, П.А.Бродский, Н.Н.Лисовский, В.Е.Цой.

При составлении учтены замечания и предложения нефте- и газодобывающих производственных предприятий, научно-исследовательских, проектных институтов и других организаций.

Содержание

1	Общие положения	4
2	Виды проектных технологических документов на разработку месторождений	5
3	Общее содержание проектных технологических документов	7
4	Техническое задание	9
5	Исходная информация и состав работ в проектных технологических документах	11
6	Состав проектного технологического документа на разработку месторождений	13
7	Содержание разделов проектных технологических документов	14
8	Авторский надзор за реализацией технологических схем, проектов разработки и дополнений к ним.....	38
	Сокращения	45
	Приложение А. Список основных рисунков и графических приложений	46
	Приложение Б. Список основных таблиц	47
	Приложение В. Табличные приложения	49

1 Общие положения

1.1 Настоящие Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (далее – Рекомендации), разработаны в соответствии с Законом Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 "О недрах" (Ведомости Съезда народных депутатов Российской Федерации и Верховного Совета Российской Федерации, 1992, № 16, ст. 834; Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 10, ст. 823; 1999, № 7, ст. 879; 2000, № 2, ст. 141; 2001, № 21, ст. 2061; 2001, № 33, ст. 3429; 2002, № 22, ст. 2026; 2003, № 23, ст.2174; 2004, № 27, ст.2711; 2004, № 35, ст.3607; 2006, № 17 (1 ч.) ст. 1778; 2006, № 44, ст. 4538), Положением о Министерстве природных ресурсов Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 22 июля 2004 г. № 370 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 31, ст.3260; 2004, № 32, ст.3347; 2005, № 52 (3 ч.), ст. 5759; Российская газета, 2006, № 291), Положением о Федеральном агентстве по недропользованию, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 17 июня 2004 г. № 293 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 26, ст.2669, 2006, № 25, ст.2723).

1.2 Проектные технологические документы на разработку месторождений составляются на основании лицензий на пользование недрами, выданных в порядке, установленном законодательством Российской Федерации о недрах, на основе данных запасов полезных ископаемых, прошедших государственную экспертизу и/или находящихся на государственном балансе на дату составления проектного документа.

1.3 В соответствии со статьей 23.2 Закона Российской Федерации «О недрах», разработка месторождений полезных ископаемых осуществляется в соответствии с проектными технологическими документами.

1.4 Проектные технологические документы на разработку месторождений должны:

- обеспечить добычу находящихся на государственном балансе извлекаемых запасов нефти, газа, конденсата, содержащихся в них сопутствующих компонентов;
- иметь целью достижение максимально возможного извлечения сырьевых ресурсов;
- предусматривать выполнение обязательств пользователя недр в соответствии с условиями лицензии на пользование недрами и требований законодательства Российской Федерации о недрах.

1.5 Проектные технологические документы проходят согласование в Федеральном агентстве по недропользованию (Роснедра).

2 Виды проектных технологических документов на разработку месторождений

2.1 В качестве проектных технологических документов могут рассматриваться:

- проекты пробной эксплуатации (ППЭ),
- технологические схемы разработки и дополнения к ним,
- проекты разработки и дополнения к ним,
- технологические схемы опытно-промышленных работ (ОПР) на отдельных участках и залежах,
- авторские надзоры за реализацией технологических схем, проектов разработки и дополнений к ним (далее – авторский надзор).

2.2 Проект пробной эксплуатации составляется для месторождений на срок до трех лет, если объема исходных данных недостаточно для составления технологической схемы разработки.

2.3 Задачей пробной эксплуатации является уточнение параметров для подсчета запасов углеводородного сырья (УВС) и построения геологической модели месторождения, обоснование режима работы залежей и оценка перспектив развития добычи.

2.4 При наличии информации о геологическом строении залежей нефти и коллекторских свойствах пластов, достаточной для составления технологической схемы или проекта разработки в качестве первого проектного документа, проект пробной эксплуатации не составляется.

2.5 Технологические схемы разработки составляются для вводимых в разработку месторождений и служат для своевременного оформления разрешительных документов на право ведения разработки на участке недр, проектирования и строительства объектов обустройства.

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

2.7 Коэффициенты извлечения УВС, обоснованные при государственной экспертизе и постановке извлекаемых запасов на баланс, подлежат дальнейшему уточнению в технологических схемах, проектах и дополнениях к ним.

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

В проектах разработки рекомендуется предусматривать комплекс мероприятий, направленных на достижение максимально возможного коэффициента извлечения УВС.

2.9 Технологические схемы опытно-промышленных работ рекомендуется составлять для залежей или участков, находящихся на любой стадии разработки, с целью проведения промышленных испытаний новой для данных геолого-физических условий системы или технологии разработки. Срок действия технологических схем опытно-промышленных работ – до 7 лет.

2.10 Авторский надзор является инструментом контроля реализации проектных технологических документов. В авторском надзоре основные положения действующего проектного документа не изменяются. Авторский надзор, как правило, выполняется организацией, подготовившей действующий проектный технологический документ.

2.11 Авторские надзоры составляются по мере необходимости, но не реже одного раза в 3 года.

2.12 Проектные технологические документы по разрабатываемым месторождениям могут составляться на любой стадии разработки. Сроки их действия определяются при рассмотрении и согласовании.

2.13 Новые проектные технологические документы и дополнения к ним составляются в следующих случаях:

- истечение срока действия предыдущего проектного технологического документа;
- существенное изменение представлений о геологическом строении эксплуатационных объектов после их разбуривания и ввода в разработку;
- необходимость изменения эксплуатационных объектов;
- необходимость совершенствования запроектированной системы размещения и плотности сетки скважин;
- необходимость совершенствования реализуемой технологии воздействия на продуктивные пласты;
- завершение выработки запасов по действующему проектному документу и необходимость применения на месторождении новых методов доизвлечения запасов УВС;
- отклонение фактического отбора УВС от проектного уровня более допустимого, предусмотренного настоящими Рекомендациями.

2.14 Для всех видов проектных технологических документов показатели рекомендуется рассчитывать на весь проектный период разработки, определяемый в данном документе.

2.15 В рекомендуемом расчетном варианте разработки месторождения за проектный период должна достигаться добыча извлекаемых запасов, состоящих на государственном балансе. В процессе доразведки и изучения месторождения разведочным и эксплуатационным фондом скважин пользователь недр вводит в разработку запасы категории C_2 с обоснованием их перевода в категорию C_1 и постановкой на государственный баланс в установленном порядке.

2.16 С даты согласования нового проектного технологического документа показатели разработки из ранее выполненных документов отменяются.

3 Общее содержание проектных технологических документов

3.1 Проектные технологические документы являются результатом комплексной научно-исследовательской работы. При их составлении рекомендуется учитывать:

- передовой отечественный и зарубежный опыт;
- современные достижения науки и техники;
- практику разработки месторождений;
- современные технологии воздействия на пласты, исследований и эксплуатации скважин.

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

3.3 В проектный технологический документ рекомендуется включать несколько расчётных вариантов разработки месторождения.

3.4 Расчётные варианты различаются выбором эксплуатационных объектов, системами размещения и плотностями сеток скважин, способами и агентами воздействия на пласт, режимами и способами их эксплуатации, набором и объёмами методов повышения нефтеотдачи.

3.5 Технологические показатели разработки рассчитываются с использованием современных математических моделей пластов.

3.6 В проектных технологических документах один вариант рассматривается в качестве базового, которым является вариант, утверждённый предыдущим проектным документом.

3.7 Прогнозными показателями расчётного варианта считаются технологические показатели разработки зон с запасами категорий А+В+С₁. Технологические показатели зон с запасами категории С₂ определяются для проектирования обустройства месторождения, развития инфраструктуры, перспективного планирования добычи нефти и газа, объемов буровых и строительных работ.

На недостаточно изученных участках месторождений размещаемые проектные скважины могут быть отнесены к зависимым. Количество и местоположение зависимых скважин определяются в проектном документе. Эти скважины разбуриваются после получения дополнительной информации о строении продуктивных отложений.

3.8 Экономические показатели вариантов разработки месторождения определяются на основе рассчитанных технологических показателей.

Расчеты экономических показателей разработки рекомендуется проводить с использованием среднеотраслевых показателей: долей нефти поступающих на внешний и внутренний рынки, цены нефти на внешнем и внутреннем рынках, среднерегionalных показателей капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затрат.

Принимается среднеотраслевая цена нефти на внешнем и внутреннем рынках на основе прогнозов, тарифов и цен, представляемых Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации в «Основных

параметрах прогноза социально-экономического развития Российской Федерации» на соответствующий период.

Доли нефти, поступающие на внешний и внутренний рынки, определяются по данным экспорта нефти за истекший год, кроме месторождений шельфа, где доля экспортируемой нефти принимается в соответствии с проектными решениями.

Среднерегionalные показатели капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затрат рекомендуется определять при проектировании на основе публикуемых цен и условий конкурсов и аукционов в данных регионах.

3.9 Экономическую оценку вариантов разработки месторождения рекомендуется давать с учетом прогнозируемых Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации цен на нефть, газ, газовый конденсат.

В качестве экономических критериев оценки рекомендуется использовать:

- дисконтированный поток денежной наличности,
- индекс доходности,
- внутреннюю норму возврата капитальных вложений,
- период окупаемости капитальных вложений,
- капитальные вложения на освоение месторождения,
- эксплуатационные затраты на добычу нефти,
- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды).

Расчеты налогов и платежей осуществляются в соответствии с законодательством Российской Федерации.

3.10 Прогнозирование и сопоставление технико-экономических показателей в расчетных вариантах рекомендуется проводить за весь проектный срок разработки.

3.11 Выбор рекомендуемого для реализации варианта разработки проводится путем сопоставления технико-экономических показателей вариантов разработки.

В рекомендованном варианте разработки на месторождении могут быть выделены участки для проведения работ по испытанию новых технических средств и технологий нефтеизвлечения. Технологические показатели разработки таких участков рассчитываются на весь проектный период, представляются в проектном документе как отдельно, так и в составе показателей разработки эксплуатационного объекта и месторождения в целом.

3.12 Фактические годовые уровни отбора нефти в реализуемом варианте разработки месторождения могут отличаться от проектных величин.

Возможные отклонения фактической годовой добычи нефти от проектной по месторождениям Российской Федерации, которые могут быть предусмотрены в проектных технологических документах, даны в приводимой ниже таблице.

Проектная годовая добыча нефти, млн.т.	Допустимое отклонение фактической годовой добычи нефти от проектной, %
до 0,025	50,0
от 0,025 до 0,05	40,0
от 0,05 до 0,10	30,0
от 0,1 до 1,0	27,0
от 1,0 до 5,0	20,0
от 5,0 до 10,0	15,0
от 10,0 до 15,0	12,0
от 15,0 до 20,0	10,0
от 20,0 до 25,0	8,5
от 25,0 до 30,0	7,5

Отклонение уровней добычи для ППЭ и технологических схем ОПР не лимитируется.

3.13 В проектных технологических документах рекомендуется обосновывать динамику ликвидации скважин и затраты на ликвидацию (кроме скважин, ликвидированных по техническим причинам).

3.14 При разработке месторождения несколькими недропользователями подготавливается единый проектный технологический документ для месторождения в целом с выделением показателей для каждого недропользователя.

4 Техническое задание

4.1 Для составления проектных технологических документов на разработку месторождений пользователь недр выдает исполнителю работы техническое задание, согласованное в установленном порядке.

4.2 В технических заданиях рекомендуется указывать:

- цель составления проектного технологического документа;
- запасы УВС, числящиеся на государственном балансе на 1 января года составления документа;
- сведения о ранее выполненных: 1) подсчетах запасов и их утверждении, 2) проектных технологических документах, их исполнителях, протоколах согласования и утверждения;
- год ввода в разработку (для нового месторождения), а если он не определен, то технико-экономические показатели разработки выдаются по порядковым номерам годов эксплуатации;
- обязательное применение геолого-фильтрационной модели и ее постоянное уточнение в процессе работ;
- намечаемые объемы эксплуатационного и разведочного бурения по годам с разделением на эксплуатационные объекты;
- порядок освоения месторождения, исключая выборочную отработку запасов;
- инфраструктура в районе работ;

- источники рабочих агентов, мощности водо-, газо- и электроснабжения;
- дополнительные сведения, влияющие на проектирование разработки и организацию технологии добычи по месторождениям с особыми природно-климатическими условиями (наличие водоохраных зон, заповедников и заказников, зон приоритетного природопользования, населенных пунктов, участков ценных лесов, пахотных земель и т.д.);
- факторы, влияющие на обоснование способов эксплуатации скважин;
- коэффициенты использования скважин;
- рекомендации по использованию нефтяного газа;
- требования к периодичности и точности замеров добываемых флюидов на всех этапах добычи, сбора и подготовки;
- сроки составления проектного документа.

Для месторождений, расположенных на континентальном шельфе Российской Федерации, кроме того, рекомендуется указывать:

- глубины моря, расстояния до берега, ледовая обстановка;
- возможное количество платформ, их тип, емкость резервуаров (танков) на платформе, количество буровых станков на них, срок службы платформы;
- вид транспорта продукции – танкеры, трубопровод на берег;
- другие ограничения, влияющие на уровень добычи нефти, газа, жидкости, объёмы закачки агентов в пласт и ввод месторождения в разработку.

4.3 При необходимости в техническом задании может оговариваться проведение дополнительных расчетов технологических показателей разработки и максимальных уровней добычи жидкости по площадкам промыслового обустройства по принятому варианту.

4.4 Техническое задание составляется и подписывается главным инженером и главным геологом заказчика, утверждается руководителем предприятия – пользователя недр.

4.5 Вместе с техническим заданием на составление проектного технологического документа заказчик предоставляет проектирующей организации отчет (отчеты) по подсчету запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов, протокол (протоколы) его (их) рассмотрения, имеющиеся предыдущие проектные технологические документы и протоколы их рассмотрения.

5 Исходная информация и состав работ в проектных технологических документах

5.1 К исходной информации при составлении проектного технологического документа рекомендуется относить:

- лицензию на пользование недрами;
- техническое задание на проектирование;
- составленные ранее проектные технологические документы, материалы их экспертизы и протоколы рассмотрения;
- сейсмические, геофизические и промысловые исследования площадей, скважин и пластов,
- результаты бурения разведочных и эксплуатационных скважин;
- подсчеты запасов УВС и ТЭО КИН;
- результаты лабораторных исследований керна и пластовых флюидов;
- результаты лабораторных и промысловых исследований различных технологий воздействия на пласты;
- среднерегиональные размеры затрат (капитальных, эксплуатационных и ликвидационных);
- прогнозные цены реализации нефти и газа, предложенные МЭРТ России в «Основных параметрах прогноза социального развития Российской Федерации...» на соответствующий период,
- величины и условия налогов и платежей в соответствии с законодательством Российской Федерации.

5.2 В проектных технологических документах обосновывается следующее:

- выделение эксплуатационных объектов;
- порядок освоения месторождения, исключая выборочную отработку запасов;
- выбор способов и агентов воздействия на пласты на основе анализа коэффициентов вытеснения при воздействии на породы газом, паром, водой, водой с добавками загустителей, поверхностно-активных веществ (ПАВ);
- системы размещения и плотности сеток скважин;
- уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа, жидкости из пластов, закачка в них вытесняющих агентов по годам;
- мероприятия по повышению эффективности реализуемых систем разработки, применению физико-химических, тепловых и других методов повышения степени извлечения и интенсификации добычи нефти и газа;
- мероприятия по использованию нефтяного газа;
- конструкции скважин, технология их проводки, заканчивания и освоения;
- способ подъема жидкости из скважин, выбор устьевого и внутрискважинного оборудования;
- мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин;

- системы сбора и подготовки нефти;
- системы поддержания пластового давления (ППД);
- объемы и виды работ по доразведке и изучению месторождения;
- мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки;
- комплексы, объем, периодичность геофизических и гидродинамических исследований;
- опытно-промышленные работы по испытаниям и отработке новых технологий и технических решений;
- рекомендации по охране недр при бурении и эксплуатации скважин.

5.3 К исходной информации для составления авторского надзора за реализацией проектных технологических документов рекомендуется относить:

- лицензию на пользование недрами;
- техническое задание;
- материалы последнего подсчета запасов УВС и ТЭО КИН;
- последний проектный технологический документ на разработку месторождения;
- фактические показатели разработки месторождения за период реализации последнего проектного технологического документа;
- материалы уточнения геологического строения, мониторинга разработки месторождения, реализации методов увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти за период реализации последнего проектного технологического документа.

5.4 В авторских надзорах анализируется состояние реализации проектных технологических документов за рассматриваемый период. При необходимости в них предлагаются мероприятия по изменениям условий разработки продуктивных пластов в рамках принятых технологических решений, в том числе:

- распространение ранее утвержденной проектной системы разработки и сетки скважин на участках расширения границ залежей (увеличение скважин основного фонда);
- отмена ранее утвержденной сетки скважин на участках сокращения границ залежей (сокращение скважин основного фонда);
- применение методов регулирования разработки месторождения:
 - а) выравнивание профиля притока жидкости или приемистости,
 - б) изоляция или ограничение притока попутной воды и прорвавшегося газа в скважинах,
 - в) перенос интервала перфорации,
 - г) разукрупнение эксплуатационных объектов, перевод скважин с одного эксплуатационного объекта на другой,
 - д) одновременно-раздельная эксплуатация скважин,
 - е) бурение горизонтальных, многоствольно-разветвленных скважин и зарезка боковых стволов,
 - ж) проведение гидроразрывов пластов.

6 Состав проектного технологического документа на разработку месторождений

6.1 Проектный технологический документ на разработку месторождений, как правило, включает в себя следующие структурные элементы и разделы:

- титульный лист;
- список исполнителей;
- реферат;
- содержание;
- список основных таблиц;
- список основных рисунков;
- список табличных приложений;
- список графических приложений;
- введение;
- общие сведения о месторождении и участке недр, предоставленном в пользование;
- состояние геолого-физической изученности месторождения и участка недр, предоставленного в пользование;
- геолого-физическая характеристика продуктивных пластов;
- состояние разработки месторождения;
- цифровые модели месторождения;
- проектирование разработки месторождения;
- методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов;
- технико-экономический анализ проектных решений;
- конструкции скважин, производство буровых работ, геофизические и геолого-технологические исследования скважин, методы вскрытия пластов и освоения скважин;
- технология и техника добычи нефти и газа;
- контроль и регулирование разработки месторождения;
- программа доразведки и исследовательских работ;
- охрана недр на месторождении;
- заключение;
- список использованных источников;
- текстовые приложения;
- графические приложения.

6.2 Элементы "Термины и определения", "Сокращения" приводят при необходимости.

6.3 В проектный технологический документ могут помещаться рисунки и графические приложения из «Списка основных рисунков и графических приложений» (Приложение А), таблицы из «Списка основных таблиц» (Приложение Б). В проектные технологические документы могут быть дополнительно введены другие структурные элементы, содержание которых устанавливается по согласованию между заказчиком и исполнителем работ.

6.4 В проектный документ помещаются только результаты лабораторных и промысловых исследований. В отдельных случаях они дополняются необходимыми обоснованиями. Обоснования второстепенного порядка, прямо не влияющие на результаты технико-экономических расчетов, помещаются по усмотрению исполнителей работы в те или иные приложения.

7 Содержание разделов проектных технологических документов

7.1 В реферат включаются следующие сведения:

- объём проектного технологического документа, количество иллюстраций, таблиц, приложений, использованных источников;
- перечень из 10-15 ключевых слов или словосочетаний из текста проектного технологического документа, в наибольшей степени характеризующих его содержание.

В реферате дается краткое описание строения залежей, приводится геолого-физическая характеристика продуктивных пластов и насыщающих пласты флюидов, описание этапов проектирования, текущего состояния разработки объектов. Излагаются характеристики рассматриваемых вариантов разработки и рекомендуемых решений.

7.2 Введение содержит:

- обоснование постановки работы, основные цели и задачи проектирования;
- наименование организации-недропользователя и оператора работ на месторождении;
- номер, дата выдачи и вид лицензии на право пользования недрами, срок действия лицензии;
- основные условия пользования недрами, установленные в лицензии;
- краткие сведения по истории проектирования разработки месторождения (организации-проектировщики и руководители работ, номера протоколов и даты утверждения предыдущих проектных технологических документов);
- краткие сведения по истории разработки месторождения.

7.3 В разделе "Общие сведения о месторождении и участке недр, предоставленном в пользование" приводятся следующие данные:

- географическое и административное положение месторождения, инфраструктура (ближайшие населенные пункты, железнодорожные станции, аэропорты, речные пристани, морские порты, разрабатываемые месторождения нефти и газа, магистральные нефте- и газопроводы, автомобильные дороги и расстояния до них);
- природно-климатические условия (гидрография, геоморфология, геокриологические условия, заболоченность, лесистость и др.);
- сведения по сейсмичности района, энергоснабжению и источниках питьевого и технического водоснабжения, обеспеченности района строительными материалами;

- обзорная схема расположения проектируемого и окружающих его месторождений, населенных пунктов, рек, озер, болот, охранных зон, существующих автомобильных и железных дорог, линий электропередач, нефте- и газопроводов.

7.4 В раздел "Состояние геолого-геофизической изученности месторождения и участка недр, предоставленного в пользование" рекомендуется включать следующие подразделы:

7.4.1 Основные этапы геолого-разведочных работ.

Кратко излагается история изучения и открытия месторождения, приводятся основные результаты геологоразведочных работ и сведения о выявленных продуктивных пластах и горизонтах.

7.4.2 Поисково-разведочное и эксплуатационное бурение.

Приводятся сведения об объемах буровых разведочных работ и бурении скважин эксплуатационного фонда на месторождении. Указывается количество пробуренных на месторождении поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин и их текущее состояние.

7.4.3 Отбор и исследования керна.

Объем лабораторных исследований керна по месторождению представляется в форме таблицы 1 (см. Приложение В, далее по тексту все ссылки на таблицы из Приложения В). В таблице рекомендуется приводить сведения о количестве образцов по видам лабораторных исследований керна. Анализируется каждый проектируемый объект с указанием количества изученных скважин. Для каждого объекта рекомендуется приводить сведения о выборке лабораторных исследований керна в интервале пласта вне зависимости от характера насыщения и фильтрационно-емкостных параметров.

Даются комментарии к таблице, которые содержат вывод о степени охарактеризованности месторождения керном и рекомендации для продолжения работ по его отбору и лабораторному исследованию.

7.4.4 Геофизические исследования скважин в процессе бурения.

Даются сведения о комплексе ГИС по типам скважин и его выполнении.

7.4.5 Промыслово-геофизические исследования эксплуатационных скважин.

Содержит сведения об объемах исследований добывающих, нагнетательных и контрольных скважин, включая данные об охвате фонда скважин периодическими исследованиями по типам решаемых задач, а также сведения об исследовании технического состояния скважин.

7.4.6 Гидродинамические исследования скважин.

Приводятся данные о состоянии изученности пластов месторождения гидродинамическими методами (табл. 2). Для этого собирается, обрабатывается и обобщается весь материал по гидродинамическим исследованиям скважин за период с начала опробований скважин по текущую дату.

7.4.7 Лабораторные исследования пластовых флюидов.

Приводится общий обзор изученности пластовых флюидов (пластовой и дегазированной нефти, растворенного газа, пластового газа и конденсата, пластовой воды). Указываются организации, проводившие исследования на различных стадиях освоения месторождения.

Объем лабораторных исследований глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов приводится в форме таблиц 3-8.

Анализируется полнота и достоверность имеющейся информации в пределах каждой залежи по видам и объемам исследований в сопоставлении с требованиями к оптимальной изученности. Предлагаются планы-графики дальнейших работ по каждому виду исследований.

7.5 Раздел "Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов" включает следующие подразделы:

7.5.1 Геологическое строение месторождения и залежей.

Характеризуется вскрытый литолого-стратиграфический разрез района от фундамента до поверхности и приводится сводный литолого-стратиграфический разрез.

Приводится краткий комментарий к структурно-тектонической карте региона с выделением основных тектонических элементов. Рассматривается приуроченность к структурно-тектоническим элементам рассматриваемого месторождения.

Дается характеристика нефтегазоносности и геологического строения продуктивных пластов. Детальность изложения материала должна быть достаточной для принятия технологических решений по разработке. Общая характеристика продуктивных залежей и статистические показатели неоднородности представляются в таблицах 9-10.

При необходимости на рисунках или в графических приложениях приводятся характерные геологические разрезы, карты геологических параметров (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность).

Рекомендуется представлять карты эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин.

Приводятся сведения о гидрогеологических условиях: данные о водоносных комплексах литолого-стратиграфического разреза, их режиме и обильности, минерализации и типе вод, содержании в них полезных компонентов.

При наличии в контуре месторождения многолетнемерзлых пород дается их распространение по площади и разрезу, приводятся сведения об особенностях взаимодействия с осадочными горными породами.

7.5.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.

Дается литологическая характеристика пород: описание типа коллектора, его состава, особенностей литологического строения.

Характеризуются фильтрационно-емкостные свойства пород продуктивных пластов по лабораторным исследованиям керна. Рассчитываются средние

значения, коэффициенты вариации и статистические ряды распределения параметров пласта по керну в каждой скважине и по пласту в целом.

Дается общая характеристика фильтрационно-емкостной модели пласта, оценивается ее пространственная однородность, определяется влияние насыщения на предельные и средние значения изучаемых параметров. При недостатке прямых определений на керне обосновывается выбор аналогов.

Для описания деформационных свойств пластов и покрышек приводятся результаты определений скорости распространения продольных и поперечных волн при условиях, моделирующих пластовые. Определения проводятся как для пород из продуктивной части, так и для пород кровли и подошвы пласта.

В тексте приводятся значения коэффициентов Пуассона, модуля Юнга, сжимаемости, результаты лабораторного определения изменения фильтрационно-емкостных свойств пород при изменении пластового давления, а также основные алгоритмы, описывающие зависимости коэффициентов Пуассона, модуля Юнга, сжимаемости, предела прочности от пористости, проницаемости, флюидонасыщенности и других свойств пород. Дается анализ полученных результатов.

Дается характеристика вытеснения флюидов по данным лабораторных исследований при условиях, моделирующих пластовые. Приводятся результаты определения критических значений водонасыщенности по кривым капиллярного давления «газ-вода», «нефть-вода», «нефть-газ». Характеристики вытеснения нефти (газа) рабочим агентом представляются в таблицах (табл. 11, 12).

Для характеристики коллекторских свойств по данным геофизических исследований скважин в раздел рекомендуется включить:

- сведения о комплексе ГИС по выделению коллекторов;
- сведения по определению коэффициента пористости;
- сведения по определению проницаемости;
- сведения по определению коэффициента нефтенасыщенности.

Подсчётные параметры и запасы нефти, газа и конденсата рекомендуется представить в форме таблиц 13, 14.

На основании результатов гидродинамических исследований скважин (табл. 2) в разделе приводятся средние значения гидродинамических параметров пластов и интервалы их изменения. Дается общая характеристика распределения фильтрационных свойств пласта по ГДИС и обоснование основных результирующих параметров (проницаемости, забойного и пластового давлений, скин-фактора).

Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приводится в таблице (табл. 9).

7.5.3 Свойства и состав пластовых флюидов.

В подраздел рекомендуется включить:

- диапазоны изменения и средние значения характеристик газонасыщенной пластовой нефти в условиях пласта, при стандартной (однократной) и ступенчатой сепарации (табл. 3, 4);

- сведения о компонентном составе нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти и с краткой характеристикой промышленно важных компонентов (табл. 5);
- сведения о физико-химических свойствах и фракционном составе дегазированной нефти, о концентрации микрокомпонентов (металлов); технологическая классификация сырой нефти;
- табличные и графические зависимости свойств (вязкость, плотность, объемный коэффициент, растворимость) как функции давления для каждого из флюидов при пластовой температуре;
- для газонефтяных, нефтегазовых залежей и газовых залежей с нефтяной оторочкой, содержащих запасы газа и конденсата промышленного значения: сведения о составе и свойствах пластового газа и конденсата, зависимость содержания конденсата, объемного коэффициента, вязкости, плотности газа и конденсата от давления при пластовой температуре;
- для месторождений высокопарафинистых нефтей: оценка возможности выпадения твердой фазы из нефти при изменении пластовых условий;
- для месторождений, на которых проектируется газлифтная эксплуатация скважин: источник, состав и свойства газа, рекомендуемого в качестве рабочего агента для газлифта;
- для залежей, по которым рассматриваются варианты разработки на режиме истощения: зависимости газосодержания, объемного коэффициента, плотности и вязкости пластовой нефти и нефтяного газа от давления при пластовой температуре;
- для месторождений, разрабатываемых с применением тепловых методов: зависимости вязкости пластовых жидкостей от давления и температуры; растворимость пара в пластовых жидкостях (при закачке пара); теплофизические свойства пластовых флюидов (удельная теплоемкость, коэффициенты теплопроводности и температуропроводности) (табл. 15).

Характеристика свойств и химического состава пластовых вод дается на основании обобщения результатов лабораторных исследований глубинных и поверхностных проб и представляется в форме таблицы 8. Приводятся данные о среднем составе водорастворенных газов, характеристика воды, предлагаемой для заводнения, и её совместимости с пластовой водой.

Сведения о запасах УВС приводятся в форме таблиц 16-20.

Если запасы УВС, числящиеся на государственном балансе на начало года составления документа, на дату представления проектного технологического документа на ЦКР (ТО ЦКР) были переутверждены, то соответствующие сведения представляются в дополнительных таблицах и в тексте раздела.

7.6 В разделе "Состояние разработки месторождения" рассматриваются:

7.6.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения.

Приводятся краткие сведения, характеризующие историю проектирования разработки месторождения: общее число проектных технологических документов, организации-проектировщики, основные этапы и цели проектирования.

Представляется постановляющая часть протокола утверждения ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра последнего проектного технологического документа.

7.6.2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом.

Проводится сравнение проектных и фактических показателей за последние 5 лет. Результаты сравнения представляются в форме таблицы 24. При наличии за указанный период нескольких проектных документов, проектные показатели по ним приводятся последовательно.

На рисунках приводится динамика основных фактических и проектных показателей разработки (добыча нефти, жидкости, газа, закачка воды).

Выявляются основные причины расхождения проектных и фактических уровней добычи нефти.

По фактическим показателям разработки:

- анализируются причины неравномерной выработки запасов нефти по эксплуатационным объектам;
- оценивается технологическая эффективность разработки отдельных объектов и месторождения в целом.

Сведения о состоянии реализации проектного фонда скважин и характеристика фонда скважин на дату проектирования приводятся в форме таблиц 25, 26.

С позиций соответствия фактического использования фонда скважин их проектному назначению анализируются следующие основные положения:

- обоснованность переводов скважин на другие объекты;
- возможность совместной эксплуатации различных по параметрам объектов в одной скважине;
- коэффициенты использования скважин;
- технологическая обоснованность временной консервации скважин, переводов скважин в другой фонд.

Анализируется выполнение проектных решений в соответствии с протоколом утверждения последнего проектного технологического документа ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра.

7.6.3 Анализ текущего состояния разработки объекта.

Анализируются основные технологические показатели разработки:

- динамика добычи нефти, жидкости, газа, обводнённости, закачки воды, дебитов скважин и соответствие их проектным решениям;
- состояние фонда скважин;
- распределение фонда скважин по дебитам нефти и жидкости, обводнённости, накопленной добыче нефти и жидкости.

Особое внимание рекомендуется обратить на анализ показателей, которые явились причиной отклонения фактических уровней добычи нефти от проектных.

В графических приложениях рекомендуется представлять карты текущего состояния разработки и карты накопленных отборов нефти, газа и закачки воды.

Состояние пластового давления анализируется по залежам, блокам, участкам.

В графических приложениях представляются карты изобар.

Приводятся показатели выработки запасов УВС по результатам контроля выработки запасов геолого-промысловыми и промыслово-геофизическими методами исследований.

Определяются следующие данные, используемые при оценке выработки запасов каждого объекта:

- особенности притока и приемистости по разрезу;
- источники обводнения скважин;
- скорости и направления фильтрационных потоков;
- изменение нефтенасыщенности и газонасыщенности во времени.

Интегральный показатель эффективности выработки запасов – коэффициент извлечения нефти – анализируется по пластам, объектам, участкам залежи (зоны насыщения, эксплуатационные блоки).

На основании данных анализа текущего состояния разработки объекта формулируются выводы по эффективности применяемых систем разработки и определяются основные направления их совершенствования.

Даются рекомендации по повышению эффективности системы ППД и обеспечению проектного режима работы каждого эксплуатационного объекта (залежи).

7.7 Раздел "Цифровые модели месторождения".

7.7.1 Разработку цифровых моделей рекомендуется проводить в соответствии с Руководством по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений.

7.7.2 Для построения геологических и фильтрационных моделей могут использоваться следующие данные и информация:

- результаты региональных геолого-геофизических исследований, характеризующие региональную стратиграфию, тектонику, палеогеоморфологию, палеогеографию, литологию, фациальные обстановки, перспективы нефтегазоносности;
- результаты интерпретации данных дистанционных (космо-, аэро-) методов;
- данные трехмерной (3D) или детализационной двумерной (2D) сейсморазведки;
- данные вертикального сейсмического профилирования, сейсмокаротажа, акустического и плотностного каротажа;
- результаты интерпретации данных геохимических исследований, полевых геофизических методов, таких как магниторазведка, гравиразведка и др.;
- результаты литологических исследований керна, шлифов, палеонтологические и палинологические исследования керна;
- измерения на кернах фазовых проницаемостей, капиллярных давлений, остаточной нефтенасыщенности, коэффициентов вытеснения нефти, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), гранулометрии для основных классов пород;

- данные пластовой наклонометрии в интервалах продуктивных горизонтов в разведочных скважинах и части эксплуатационных скважин;
- исходные данные геофизических исследований скважин, результаты их обработки и интерпретации;
- данные инклинометрии скважин;
- данные контроля разработки (дебитометрия, расходометрия, термометрия, влагометрия, широкополосный акустический каротаж, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж, углеродно-кислородный каротаж);
- данные испытаний скважин;
- результаты гидродинамических и индикаторных исследований пластов и скважин;
- сведения о конструкциях скважин, качестве их крепления, интервалах перфорации;
- сведения о компонентном составе и физико-химических свойствах нефтей, конденсата, газа, минерализации пластовых вод;
- результаты замеров по скважинам состава, объема и процентного соотношения добываемой продукции, закачиваемого агента, продуктивности (приемистости) скважин, пластовых и забойных давлений, времени работы скважин, данные о состоянии фонда скважин;
- сведения об альтитудах, координатах устьев скважин, положении геофизических и геологических профилей, опорных пунктов в системе координат, принятой на предприятии;
- утвержденные отчеты по подсчету геологических и извлекаемых запасов, проектные технологические документы, отчеты авторских надзоров, анализов разработки, материалы из государственного баланса запасов, протоколы их экспертизы, согласования и утверждения, научные отчеты о проведении исследований на месторождении.

7.7.3 В раздел "Цифровые модели месторождения" рекомендуется включать подразделы, перечисленные ниже.

7.7.3.1 Методика и результаты детальной корреляции продуктивных пластов.

Излагаются результаты работ по методике и выбору стратиграфических границ продуктивных пластов и выделения этих границ во всех скважинах месторождения. Результаты работ представляются в виде альбома профилей корреляции. Их количество зависит от сложности геологического строения объекта моделирования, охватывая не менее 50% фонда скважин.

При корреляции разведочных скважин рекомендуется представлять временные сейсмические разрезы с вынесенными на них кривыми ГИС.

Кроме того, результаты выполнения детальной корреляции представляются в виде файла с информацией: № скважины, № корреляционной таблицы, абсолютная отметка выделения этой границы.

7.7.3.2 Обоснование объемных сеток и параметров модели.

Вертикальные и горизонтальные размеры ячеек выбираются с учетом дифференциации разреза по ФЕС и наличия непроницаемых пропластков. В области размещения скважин трехмерная модель состоит из элементарных ячеек размером не более ΔX_{\min} , ΔY_{\min} и ΔZ_{\min} . Линейные размеры ΔX_{\min} и ΔY_{\min} выбираются из условия размещения на площади эксплуатационного объекта не менее четырех узловых точек между соседними скважинами и с условием определения площади поверхности на модели с погрешностью не более $\pm 3\%$. На практике размеры ΔX_{\min} и ΔY_{\min} варьируют, как правило, от 25 до 200 м. За пределами контура размещения скважин шаги ΔX_{\min} и ΔY_{\min} могут быть большего размера. Ориентацию ячеек целесообразно согласовывать с ориентацией тектонических и литологических экранов.

Количество слоев по вертикали и их размеры ΔZ_{\min} выбираются с учетом детальности геофизического расчленения разрезов скважин при условии их согласованности с вертикальной толщиной геологических слоев и подсчетных объектов. Каждый элементарный геологический слой должен быть представлен, как минимум, одной ячейкой по вертикали.

Для каждого эксплуатационного объекта геометрические параметры геологических моделей представляются в таблице 21.

7.7.3.3 Построение структурных моделей залежей.

Под структурной моделью понимается «куб» гипсометрических отметок, характеризующих пространственное положение каждого расчетного узла ГМ в координатах x , y , z . В зависимости от детальности цифровой ГМ построение основного структурного каркаса проводится по кровлям и подошвам пластов, зональным интервалам, а также по кровлям и подошвам коллекторов каждого пласта, цикла или подсчетного объекта, а в случае детальной ГМ – по кровле и подошве каждого элементарного расчетного слоя по оси z .

Приводится распределение глубинных невязок между сейсмическими данными и абсолютными отметками в скважинах для дальнейшего анализа достоверности построения структурного каркаса. В случае исправления абсолютных отметок пластопересечений (в связи с корректировкой структуры) указываются величины подвижек в табличном виде. Используют при исправлении отметок сеть опорных (вертикальных и наклонно-направленных) скважин.

Выходными данными после построения структурной модели являются двумерные послойные карты структурных поверхностей в общепринятых форматах и набор контрольных точек (скважин) со значением абсолютных отметок на этих поверхностях.

7.7.3.4 Построение литологических моделей залежей и распределения фильтрационно-емкостных свойств пластов.

Под литологической моделью понимается набор объемных сеток, в каждую ячейку которых занесен код индекса литологии или признака коллектор-неколлектор, а также коды или численные значения коэффициентов песчаности, пористости, проницаемости (при необходимости и других петрофизических или геофизических параметров, включая показания зондов).

Приводятся сведения о методах определения значений параметров в межскважинном пространстве. При расчете «кубов» ФЕС с использованием результатов сейсморазведки дается необходимое обоснование использования того или иного сейсмического атрибута с приведением статистических оценок в графическом или табличном видах.

Для оценки достоверности «кубов» литологии используются построенные по этим «кубам» карты эффективных толщин, пористости и проницаемости, которые сравниваются с двухмерными картами, построенными по данным скважин. Отклонения в определении параметров не должны превышать $\pm 5\%$.

На границах зон замещения и выклинивания коллекторов эффективные толщины должны быть равными нулю, а значения пористости и проницаемости согласованы с граничными значениями коллекторов – неколекторов для этих параметров в соответствии с принятым принципом осадконакопления: постепенное замещение, резкий размыв и т.д.

Значения пористости, проницаемости и любых других параметров в ячейках объемных сеток должны быть согласованы между собой по петрофизическим зависимостям.

На основе литологической модели приводятся выводы об особенностях распределения различных типов коллекторов как по площади, так и по разрезу залежей. Выявленные закономерности должны коррелироваться с результатами детальной корреляции геофизических разрезов скважин.

К выходной информации литологической модели рекомендуется относить:

- литологические разрезы в субширотном и субмеридиональном направлениях;
- численные характеристики трехмерных (фрагменты «куба») и двухмерных (разрезы) распределений пористости и проницаемости;
- геолого-статистические разрезы и гистограммы пористости и проницаемости, полученные на модели. Они приводятся в табличном или графическом видах по усмотрению исполнителя проектной работы.

7.7.3.5 Построение моделей насыщения пластов флюидами.

Насыщение пласта флюидами представляет из себя набор объемных сеток следующих параметров: коэффициентов начальных нефте- и газонасыщенностей, коэффициентов остаточных нефте-, газо- и водонасыщенностей. За пределами контуров нефте- и газоносностей значения указанных коэффициентов должны быть равны нулю.

Насыщение объекта флюидами проводится с учетом контактов: водонефтяного, газонефтяного, уровня зеркала воды, а также зависимостей изменения указанных коэффициентов от расстояния до ВНК (ГНК), от пористости и проницаемости коллекторов. Рекомендуется также строить зависимости по данным ГИС, капиллярметрии, кривых ОФП.

Положение ВНК (ГНК) увязывается с граничными значениями нефте- и газонасыщенности в зависимости от ФЕС. Значения этих параметров в ячейках, соответствующих скважинам, должны совпадать со значениями, определенными в этих скважинах.

Результаты моделирования представляются в графических приложениях, перечень которых приведен в Руководстве по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений.

7.7.3.6 Подсчет геологических запасов УВС.

Трехмерная геологическая модель позволяет проводить определение начальных геологических запасов нефти и газа с любой степенью детальности (месторождение в целом, по эксплуатационным объектам, зонам различного насыщения флюидами, по литотипам пород и т.д.). Результаты сопоставления запасов УВС, числящихся на государственном балансе и рассчитанных на основе ГМ представляются в таблице 22.

7.7.3.7 Оценка достоверности геологической модели.

Приводится оценка достоверности созданной ГМ путем сравнения начальных геологических запасов УВС, объема нефте-/газонасыщенных пород, площади нефте-/газонасыщенности, средней эффективной нефте-/газонасыщенной толщины, среднего коэффициента пористости нефте-/газонасыщенной частей, среднего коэффициента начальной нефте-/газонасыщенности, а также параметров макронеоднородности (расчлененность, песчанистость, объемы коллекторов и неколлекторов) нефтенасыщенной и газонасыщенной частей.

Созданная модель считается достоверной, если расхождение при определении подсчетных параметров и оценке начальных геологических запасов углеводородов не превышает $\pm 5\%$ (табл. 22). В случае превышения погрешности дается подробный анализ причин такого несоответствия.

7.7.3.8 Ремасштабирование геологической модели.

К процессу ремасштабирования геологической модели и преобразования ее в фильтрационную предъявляются следующие требования: сохранение особенностей геометрии продуктивных пластов, их связности, неоднородности, определенных на стадии детального геологического моделирования.

При уменьшении размерности геологической модели по вертикали или латерали особые требования предъявляются к методам осреднения фильтрационно-емкостных свойств (пористости, проницаемости, начальной и остаточной нефтенасыщенности, связанной и критической водо-/газонасыщенностей), модифицированных ОФП.

Указанные требования необходимо соблюдать на стадии импорта детальной геологической модели в фильтрационную модель любого вида путем упрощения данных о количестве геологических слоев по вертикали, размере элементарной расчетной ячейки в горизонтальной плоскости и распределения фильтрационно-емкостных параметров в них (пористости, проницаемости и начальной нефте-(газо-)насыщенности).

Оценка корректности ремасштабирования проводится путем визуального (геометрия пластов) и количественного сравнения основных характеристик фильтрационной и геологической моделей: параметров макронеоднородности (расчлененности, песчанистости), объемов коллектора и неколлектора. Расхождение не может превышать $\pm 1\%$ (табл. 23).

7.7.3.9 Цифровая фильтрационная модель месторождения.

Обосновывается выбор типа модели фильтрации (двух- или трехфазная, изотермическая, многокомпонентная, при физико-химическом заводнении) в соответствии с поставленными в техническом задании задачами.

Дается обоснование:

- размеров и размерности фильтрационной модели по осям X, Y, Z в соответствии с условиями гидродинамической связности залежей, пластов, объектов разработки;
- начальных и граничных условий;
- использованных методов, приемов и результатов адаптации параметров фильтрационной модели, которые должны быть представлены в виде таблиц и графических приложений по каждому объекту.

7.8 В разделе "Проектирование разработки месторождения" рассматриваются:

7.8.1 Обоснование выбора эксплуатационных объектов.

Выделение эксплуатационных объектов на месторождении проводится с учетом: проницаемости и близости в разрезе продуктивных отложений, идентичности их ФЕС и свойств флюидов, отметок ВНК, ГНК и их изменения по площади, латеральной и вертикальной неоднородности продуктивных и непродуктивных прослоев (пластов).

Различные пласты объединяются в один эксплуатационный объект при обеспечении условий равномерной выработки их запасов и совпадающих сроков их ожидаемого обводнения (близкие значения вязкости нефти, незначительно отличающиеся фильтрационные свойства, близкие начальные и текущие пластовые давления).

При существенных различиях свойств пластов и флюидов эксплуатация нескольких пластов одной скважиной производится с помощью оборудования для совместно-раздельной эксплуатации. При отсутствии оборудования приводится методика раздельного учета добычи нефти и закачки воды.

7.8.2 Обоснование вариантов разработки по месторождению.

Дается обоснование выбора эффективных технологий и рабочих агентов воздействия на пласты (например, вытеснение нефти водой, вытеснение газа водой, вытеснение нефти при водо-газовом воздействии, применение тепловых методов) для каждого месторождения, с учетом особенностей его геологического строения, отечественного и мирового опыта разработки подобных объектов.

Обосновывается выбор плотности сетки и системы размещения добывающих и нагнетательных скважин.

Рекомендуемая плотность сеток скважин:

- для залежей с терригенными коллекторами, насыщенными маловязкой нефтью (до 2-3 мПа с) – 12-20 га/скв., при вязкости нефти 10-30 мПа с – 12-16 га/скв.;

- для залежей с терригенными коллекторами, насыщенными нефтью повышенной вязкости (более 30 мПа с) – 6-12 га/скв.;
- для залежей с карбонатными коллекторами платформенного типа – 4-9 га/скв.

При использовании на месторождении тепловых и иных методов увеличения нефтеотдачи рекомендуется применять более плотную сетку скважин.

Применение более редких сеток обычно требует обоснования высокой фильтрационной однородности пород и отсутствия латеральной изменчивости литологии пластов.

Обоснование сеток и размещения скважин осуществляется с помощью ГФМ по эксплуатационным объектам и месторождению с учетом гидродинамической связанности объектов.

Если в эксплуатационном объекте имеется чистонефтяная зона (ЧНЗ), то один из возможных вариантов обоснования выглядит следующим образом.

С применением ГФМ в контуре ЧНЗ определяются:

- средневзвешенные величины эффективной нефтенасыщенной толщины, фильтрационно-емкостных и деформационных свойств пород,
- коэффициенты начальной и остаточной нефтенасыщенности,
- свойства пластовых флюидов и функций ОФП.

С применением ГФМ и стохастических методов формируется типовой разрез ЧНЗ, в котором соблюдается равенство как статистических показателей ЧНЗ (коэффициенты песчаности и расчлененности), так и средневзвешенных параметров ГФМ.

Приводятся исходные данные для проведения технологических (табл. 27, 28) и экономических (табл. 30) расчетов показателей разработки.

На базе регулярной сетки рассматриваются системы размещения скважин: линейная пятирядная, трехрядная, площадная девятиточечная, пятиточечная, в каждой из которых исследуются различные плотности сеток: 4, 9, 16, 25, 36, 49, 64 га/скв.

Исследуется применение различных видов скважин (наклонно-направленные и более сложной архитектуры: МЗГС, МЗС, МРС, МСС, ГС), вскрытие продуктивных отложений на репрессии и депрессии, а также наклонно-направленные скважины с ГРП.

Протяженность горизонтальных участков ГС выбирается, исходя из технических возможностей и геологического строения месторождения.

Выбор систем ППД, плотности сеток, скважин различной архитектуры, применение ГРП используются для формирования реальных по технико-технологическому обеспечению вариантов разработки, по которым рассчитываются технологические и экономические показатели в динамике за весь период разработки.

На основе выполненных расчетов выбираются для последующего анализа варианты, обеспечивающие добычу находящихся на государственном балансе извлекаемых запасов нефти, газа, конденсата, содержащихся в них сопутствующих компонентов, и достижение максимально возможного

извлечения сырьевых ресурсов. К реализации рекомендуется вариант, который удовлетворяет основному требованию оптимальности.

В эксплуатационном объекте за пределами ЧНЗ (газонефтяная, водонефтяная, водонефтегазовая зоны) предварительно принимаются система размещения и плотность сетки скважин, принятые для ЧНЗ. В дальнейшем по мере уточнения геологического строения и параметров пластов, система размещения скважин и методы воздействия в этих зонах могут быть адаптированы к реальным условиям.

Для эксплуатационных объектов небольших размеров, в которых отсутствует возможность размещения скважин по регулярной сетке, обоснование системы размещения и плотности сетки скважин проводится с применением ГФМ по объекту в целом.

Если в эксплуатационном объекте отсутствует чистонефтяная зона, обоснование системы размещения и плотности сетки скважин проводится с применением ГФМ по объекту в целом.

Для разрабатываемых месторождений обоснование мероприятий по совершенствованию разработки залежей, размещению и количеству дополнительных скважин проводится с применением ГФМ по каждому эксплуатационному объекту.

При составлении проектного технологического документа по новому месторождению рекомендуется использовать для обоснования ряд вариантов его разработки:

- заводнение пластов с бурением наклонно-направленных скважин;
- заводнение пластов с бурением скважин сложной архитектуры и нарезками боковых стволов;
- заводнение пластов с бурением наклонно-направленных скважин с проведением в них ГРП;
- заводнение пластов с применением физико-химических методов воздействия;
- применение газового и водогазового воздействия;
- применение тепловых методов;
- разработка пластов на режимах истощения и др.

Для определения технологических показателей вариантов разработки нового месторождения с использованием карт эффективных нефтенасыщенных толщин эксплуатационных объектов с помощью ГФМ строятся рекомендованные схемы размещения скважин, прогнозируются технологические и экономические показатели разработки. Эффект от применения различных ГТМ, в том числе высокоэффективного ГРП, рассчитывается на геолого-фильтрационной модели, с учетом влияния методов не только на скважину, где проектируется ГТМ, но и на все окружающие скважины.

На разрабатываемом месторождении исполнитель работы обосновывает 2-3 варианта, из которых вариант 1 – базовый, предусматривающий разработку месторождения в соответствии с утвержденным вариантом.

В варианте 2 обосновывается комплекс мероприятий по повышению эффективности выработки запасов с развитием применения методов и средств увеличения нефтеотдачи.

В варианте 3 рассматривается разработка месторождения с применением принципиально новых технологий нефтеизвлечения или известных, но ранее на нем не применявшихся.

Технологические показатели вариантов разработки рассчитываются с применением ГФМ. Результаты расчетов представляются в форме таблицы 29 в основном тексте документа.

В графических приложениях даются карты абсолютной проницаемости и остаточной нефтенасыщенности по состоянию на конец разработки.

Приводятся результаты анализа расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр. Для этого на основе проведенных расчетов по вариантам разработки определяются коэффициенты вытеснения, охвата и нефтеизвлечения. Они сравниваются с этими же параметрами, числящимися на государственном балансе (табл. 32).

7.9 В раздел "Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов" рекомендуется включать следующие подразделы:

7.9.1 Анализ эффективности применяемых методов.

Содержит:

- краткую характеристику применяемых технологий по видам воздействия;
- объемы применения методов воздействия (видов воздействия, технологий) по годам разработки;
- результаты применения методов по видам воздействия или технологиям с приведением характерных графиков, зависимостей, таблиц;
- оценку влияния применения методов (технологий) на темпы отбора запасов и нефтеотдачу пластов;
- обоснование (уточнение) геолого-физических граничных условий и наиболее эффективного применения технологий воздействия на пласты;
- выводы и рекомендации по объемам применения методов, совершенствованию технологий, видам воздействия на пласты, частоте их применения;
- технико-экономическую оценку эффективности применения методов.

Результаты анализа эффективности применения методов воздействия на пласты сводятся в таблицу 33. Даются рекомендации для дальнейшего применения на данном месторождении наиболее эффективных методов.

7.9.2 Программа применения методов на проектный период.

Обычно содержит:

- наименование рекомендуемых к применению технологий по видам воздействия;
- геолого-физические граничные условия применения технологий и их ожидаемую эффективность;

- объемы применения методов (по видам воздействия, технологиям) по пластам (объектам) месторождения, включая адресную (поскважинно) программу применения методов на ближайшие 2-3 года;
- оценку эффективности применения методов (видов воздействия) по годам разработки за проектный период;

7.9.3 Опытно-промышленные работы на месторождении.

Для оценки эффективности технических средств и технологий нефтеизвлечения, ранее не применявшихся на рассматриваемом месторождении, могут быть запроектированы опытнo-промышленные работы по их испытанию на эксплуатационных объектах месторождения.

Технико-экономические показатели разработки участков ОПР определяются на весь расчетный период по эксплуатационным объектам и месторождению в целом (табл. 28, 29, 31).

7.10 Экономическая часть проектного технологического документа – раздел "Технико-экономический анализ проектных решений" – содержит разделы (подразделы), перечисленные ниже.

7.10.1 Показатели экономической оценки.

Для экономической оценки рекомендуется использовать следующие основные показатели эффективности:

- чистый доход ЧД (CF);
- чистый дисконтированный доход ЧДД (NPV);
- внутренняя норма рентабельности;
- индекс доходности затрат;
- индекс доходности инвестиций;
- срок окупаемости.

В систему оценочных показателей включаются:

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

Расчеты налогов и платежей должны осуществляться в соответствии с действующим налоговым законодательством.

7.10.2 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат.

В разделе обычно обосновываются среднерегionalные показатели капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затрат (табл. 30).

Капитальные вложения в объекты нефтепромыслового обустройства определяются в соответствии с технологическими показателями каждого варианта разработки по следующим направлениям:

- эксплуатационное бурение;
- оборудование для добычи нефти, закачки рабочего агента;
- сбор и транспорт нефти и газа;

- комплексная автоматизация;
- электроснабжение и связь;
- водоснабжение промышленных объектов;
- базы производственного обслуживания;
- автодорожное строительство;
- заводнение нефтяных пластов;
- технологическая подготовка нефти;
- методы увеличения нефтеотдачи пластов;
- очистные сооружения;
- природоохранные мероприятия;
- прочие объекты и затраты.

Эксплуатационные затраты на добычу нефти определяются в соответствии со среднерегionalными данными на основании публикуемых условий и цен конкурсов и аукционов.

Ликвидационные затраты рассчитываются на ликвидацию скважин и объектов нефтепромыслового строительства.

Обоснование экономических показателей разработки месторождений континентального шельфа Российской Федерации рекомендуется проводить с учетом специфики и условий этих работ.

7.10.3 Налоговая система.

Раздел содержит изложение действующей системы налогового законодательства на момент составления проектного технологического документа. Приводится полный список налоговых отчислений.

7.10.4 Технико-экономические показатели вариантов разработки.

На основе технологических показателей вариантов разработки, исходных данных для расчета экономических показателей определяются оценочные показатели и показатели эффективности.

Основные технико-экономические показатели вариантов разработки приводятся в форме таблицы 31. Результаты расчетов по каждому варианту разработки в динамике приводятся в виде таблиц 34-41.

На основе анализа технико-экономических показателей выбирается рекомендуемый вариант разработки месторождения с выделением показателей для запасов по категориям C_1 , C_2 и C_1+C_2 (табл. 42 и 43).

Основным показателем, определяющим выбор рекомендуемого варианта из всех рассмотренных, является добыча находящихся на государственном балансе извлекаемых запасов нефти, газа, конденсата, содержащихся в них сопутствующих компонентов и достижение максимально возможного извлечения сырьевых ресурсов.

Решение о рекомендации варианта к реализации принимается с учетом значений технологических и экономических показателей эффективности.

7.10.5 Анализ чувствительности вариантов проекта.

По рекомендуемому варианту разработки необходимо выполнить анализ рисков, связанных с отклонением исходных данных от первоначально предполагаемых значений. Для этого проводится серия расчетов, показывающих отклонение показателей эффективности в зависимости от изменения одного из основных параметров (при неизменных значениях всех других).

Рекомендуется оценивать влияние следующих факторов риска, изменение которых отражается на эффективности проекта:

- объем добычи нефти;
- цены реализации нефти на внутреннем и внешнем рынках;
- объем капитальных вложений;
- объем текущих затрат.

Значения факторов риска (допустимые отклонения от принятых в расчетах), при которых чистый дисконтированный доход пользователя недр остается положительным, рекомендуется определять в пределах от $\pm 20\%$ до $\pm 40\%$.

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

7.11 В раздел "Конструкции скважин, производство буровых работ, геофизические и геолого-технологические исследования скважин, методы вскрытия пластов и освоения скважин" рекомендуется включать подразделы, перечисленные ниже.

7.11.1 Особенности и проблемы строительства скважин.

Анализируются опыт и проблемы строительства и эксплуатации скважин, пробуренных на проектируемом и рядом расположенных месторождениях (организация и процесс строительства скважин, их конструкции, технологии бурения, заканчивания).

Излагаются проблемные вопросы бурения и пути их решения в конкретных условиях проектируемого месторождения (морские или озерные акватории, пойменные или болотные территории, охранные зоны водоемов и рек, заказники разного назначения и охраняемые территории, наличие многолетнемерзлых пород, пластов с аномально низким и аномально высоким пластовым давлением, поглощающих горизонтов и др.)

7.11.2 Конструкции и крепление скважин.

Приводится обоснование всех типов конструкций скважин, различных по назначению, с указанием диаметров обсадных колонн и глубин их спуска;

Содержит рекомендации:

- по спуску и цементированию обсадных колонн;
- по применению основных элементов технологической оснастки, в том числе при бурении на депрессии;

- по поинтервальному использованию типов буферных жидкостей, тампонажных материалов, жидкостей затворения для крепления;
- по методам контроля качества крепления скважины и свойств тампонажных растворов (камня), периодичности параметров контроля состояния крепи скважины при эксплуатации и консервации.

7.11.3 Пространственное профилирование стволов скважин.

Содержит постановку основных задач профилирования скважин всех типов и боковых стволов на проектируемом месторождении, рекомендации по методам их решения.

Даются рекомендации по предотвращению пересечения стволов пробуренных скважин, использованию технических средств бурения и геолого-технологических исследований скважин, выбору средств контроля за профилем ствола скважины в процессе бурения, методам оценки качества проектных и фактических профилей.

7.11.4 Геофизические и геолого-технологические исследования в процессе строительства скважин.

Обосновываются ГИС и ГТИ с учетом особенностей геологического строения месторождения и сложившегося комплекса геофизических исследований в регионе.

Приводятся:

- комплексы ГИС и ГТИ, необходимых для контроля процесса бурения и траектории скважин в зависимости от их назначения, сложности геологического разреза и параметров профиля;
- полный комплекс геофизических, гидродинамических и геохимических исследований для изучения параметров геологического разреза и продуктивных пластов, обсуждаемых в проектом технологическом документе.

7.11.5 Методы вскрытия продуктивных пластов.

Дается краткая характеристика продуктивных пластов по их свойствам, которые могут быть изменены в процессе первичного и вторичного вскрытий. При этом должны быть указаны причины, приводящие к снижению проницаемости прискважинной зоны.

Для первичного вскрытия обосновываются:

- основные направления и меры по предупреждению ухудшения свойств прискважинной зоны продуктивного пласта в процессе первичного вскрытия;
- типы промывочных агентов при бурении в различных интервалах и участках залежей;
- тип и основные элементы системы очистки промывочных агентов.

Приводятся:

- перечень требуемых параметров контроля свойств буровых растворов;
- основные элементы компоновки низа бурильной колонны, скважинного, устьевого и наземного оборудования при бурении на депрессии;
- средства контроля процесса бурения.

Для вторичного вскрытия приводятся:

- основные направления и меры по предупреждению ухудшения свойств прискважинной зоны продуктивного пласта в процессе вторичного вскрытия;
- методы перфорации, исключаяющие нарушение крепи скважины;
- жидкость для заполнения скважин при перфорации;
- основные элементы скважинного, устьевого и наземного оборудования;
- средства контроля процесса вторичного вскрытия.

7.11.6 Освоение добывающих и нагнетательных скважин, вводимых из бурения.

Приводятся:

- методы вызова притока и технико-технологические ограничения их применения;
- обоснование необходимости проведения интенсификации;
- основные требования к нагнетаемым агентам, критерии и методы их оценки;
- основные элементы скважинного, устьевого и наземного оборудования;
- средства контроля процессов освоения и нагнетания.

7.11.7 Освоение нагнетательных скважин, вводимых под нагнетание из добывающего фонда.

Дополнительно приводятся:

- обоснование комплекса гидродинамических и других исследований, в том числе для определения профиля притока и технического состояния скважины;
- оценка необходимости проведения ремонтно-изоляционных работ.

7.12 Раздел "Техника и технология добычи нефти и газа".

7.12.1 Для анализа режима разработки залежей в разделе приводятся расчеты максимально допустимых депрессий фонтанных и механизированных скважин в зависимости от дебита, обводненности, устьевого давления, глубины спуска насосов, диаметра лифтов, удельного расхода газа газлифтных скважин.

Предлагаются мероприятия по согласованию режимов работы системы «пласт-скважина-насос».

Исследуются причины простоя скважин и даются рекомендации по повышению использования фонда скважин.

Даются рекомендации по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин. Приводится перечень факторов, осложняющих эксплуатацию добывающих скважин, и интенсивность их проявления. Предлагаются геолого-технические мероприятия по предупреждению осложнений.

Даются рекомендации по технике и технологиям глушения скважин с сохранением коллекторских свойств призабойной зоны.

7.12.2 Анализ, требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин.

Дается описание принципиальной схемы системы сбора и подготовки нефти, газа и воды. Анализируется работа системы, сравниваются проектные и фактические показатели ее эксплуатации.

Приводятся факторы, осложняющие работу системы, а также технические и технологические предложения по повышению эффективности ее использования.

Формулируются требования к оборудованию, аппаратам и сооружениям системы, в том числе к системе измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа.

7.12.3 Анализ, требования и рекомендации к системе ППД, подготовке закачиваемых рабочих агентов.

Дается краткое описание системы ППД проектируемого месторождения.

Приводятся осредненные значения достигнутых основных показателей и режимов работы системы ППД. Анализируются причины несоответствия фактических и проектных показателей работы системы ППД, даются рекомендации по повышению эффективности ее работы.

Раздел содержит предложения по перспективному развитию системы ППД месторождения: рассчитывается баланс проектных объемов различных типов закачиваемой воды, уточняются или обосновываются источники водоснабжения, мощности КНС в зависимости от проектных показателей закачки воды в скважины. Мощности объектов системы ППД рассчитываются на год максимальной закачки воды.

Формулируются требования к конструкции нагнетательных скважин и внутрискважинному оборудованию (в том числе, для ОРЗ), водозаборах и другим источникам воды, системе подготовки воды, системе водоводов высокого и низкого давлений, проектным показателям надежности объектов системы ППД.

Даются рекомендации по снижению влияния осложняющих факторов на функционирование системы ППД.

В указанном плане проектируются и другие предлагаемые технологии ППД (водогазовое, газовое, физико-химическое воздействия).

7.12.4 Обоснование геологических объектов и поглощающих скважин для сброса попутно добываемых вод.

На проектный период приводится баланс вод, закачиваемых в продуктивные отложения и отбираемых (в том числе попутно добываемых) из подземных водоносных горизонтов и поверхностных источников.

Дается обоснование:

- мероприятий по обеспечению баланса закачки воды и отбора жидкости;
- выбора подземного водоносного горизонта;
- количества и местоположения поглощающих скважин для закачки в них излишков вод в случае превышения отбора над потребностями системы ППД.

7.13 Раздел "Контроль и регулирование разработки месторождения".

Виды, объемы и периодичность исследований и измерений с целью контроля за разработкой месторождения регламентируются действующими инструкциями и руководствами по исследованию скважин и выполнению систематических измерений параметров, характеризующих процесс разработки залежей и работу отдельных скважин.

При проведении опытно-промышленных работ в проектном документе обосновываются виды, объемы и периодичность дополнительных и специальных исследовательских работ.

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

7.14 В раздел "Программа доразведки и исследовательских работ" рекомендуется включать следующие подразделы:

7.14.1 Доразведка месторождения.

Подраздел содержит:

- обоснование проведения сейсмических исследований методами 2D и 3D, определение объёмов и сроков их проведения;
- виды и объёмы работ по переводу запасов из категории C_2 в категорию C_1 ;
- обоснование бурения поисковых и разведочных скважин при наличии на участке перспективных структур, определение их количества и местоположения.

7.14.2 Отбор и исследование керна.

Дается обоснование продуктивных горизонтов и выбора скважин для отбора керна с целью получения петрофизических зависимостей «кern-кern» и «кern-ГИС» для пластов.

Приводятся объёмы исследования ФЕС образцов керна по задачам, виды и сроки стандартных и специальных исследований образцов керна.

7.14.3 Промысловые и гидродинамические исследования скважин.

Определяются периодичность, объёмы исследований для решения следующих задач:

- изучение гидродинамической связи по разрезу и площади;
- исследование интенсивности падения пластового давления в зависимости от отбора жидкости, оценка упругого запаса энергии пласта от поддержания пластового давления;
- определение гидродинамических параметров пласта;
- определение давления в газовых шапках газонефтяных месторождений;
- контроль изменения температуры пласта;
- измерения дебитов скважины;
- замеры газового фактора;
- определение коэффициента продуктивности;
- определение обводненности продукции скважин.

7.14.4 Геофизические исследования скважин.

Обосновываются объёмы, методы, периодичность и охват скважин промыслово-геофизическими исследованиями по определению профилей притока и приемистости, оценке технического состояния скважин.

Даются рекомендации по исследованию процесса вытеснения нефти и газа из пласта, определению текущих коэффициентов нефтегазонасыщенности пластов, положений водонефтяного и газожидкостного контактов с использованием современных методов импульсного спектрометрического, углеродно-кислородного каротажа, электрического каротажа обсаженных скважин.

Подраздел содержит описание мероприятий и методов по определению толщин заводнения, параметров выработки коллекторов, коэффициентов вытеснения, охвата заводнения, а также по определению мест нарушения и негерметичности обсадных колонн и забоев скважин.

Дается обоснование комплекса исследований по выявлению межпластовых и заколонных перетоков в скважинах, форм и размеров нарушений толщины колонн, состояния цементного камня за колоннами.

7.14.5 Изучение физико-химических свойств нефти, газа и воды.

Содержит рекомендации:

- по проведению исследований для определения химического состава попутно добываемых вод, параметров флюидов в пластовых условиях, состава пластовой нефти, свойств разгазированной нефти;
- по объёмам исследований поверхностных и глубинных проб нефти, газа и воды.

7.14.6 Гидропрослушивание и индикаторные исследования.

Обосновываются:

- мероприятия по изучению межскважинного пространства методами гидропрослушивания и индикаторных исследований;
- объёмы исследований методом гидропрослушивания и закачки индикаторных жидкостей в целях определения направления и скорости перемещения пластовых флюидов, уточнения геологического строения и степени неоднородности продуктивных пластов.

7.14.7 Обоснование сети наблюдательных скважин.

Обосновывается количество наблюдательных скважин для определения текущей нефтегазонасыщенности и замеров пластового давления.

Задаются виды, объёмы, методы и периодичность исследований скважин (табл. 44).

7.15 В разделе "Охрана недр на месторождении" дается характеристика основных источников воздействия на недра. Рекомендуются мероприятия по охране недр при ведении буровых работ, эксплуатации, консервации и ликвидации скважин.

7.16 Заключение.

Приводится рекомендуемый вариант разработки и достигаемый в результате его внедрения КИН.

Даются:

- рекомендации по наиболее рациональному способу разработки;
- оценка общих перспектив месторождения;
- предложения по совершенствованию научно-исследовательских работ.

8 Авторский надзор за реализацией технологических схем, проектов разработки и дополнений к ним

8.1 При авторском надзоре осуществляется контроль реализации проектных технологических документов (а именно, технологических схем, проектов разработки и дополнений к ним) в целях повышения эффективности проектных решений и корректировка технологических показателей разработки.

Сопоставляются фактические технико-экономические показатели и принятые в проектных технологических документах. При наличии расхождения вскрываются его причины и намечаются мероприятия, направленные на устранение причин расхождения, корректируются технологические показатели разработки.

8.2 В авторских надзорах допускаются следующие уточнения основных проектных решений:

- отмена фонда скважин на участках сокращения площади нефтегазоносности;
- увеличение фонда скважин на участках прироста площади нефтегазоносности;
- организация очагового заводнения на отдельных участках залежей;
- перевод скважин, выполнивших свое проектное назначение, на другие эксплуатационные объекты;
- выделение участков для испытания новых технологий, не предусмотренных проектным документом;
- уточнение видов и объемов применения методов повышения нефтеотдачи;
- корректировка программы доразведки и исследовательских работ;
- другие решения, не меняющие принципиальных положений проектного документа.

8.3 Авторский надзор выполняется в соответствии с техническим заданием пользователя недр.

8.4 Технологические показатели разработки в авторском надзоре прогнозируются сроком до трех лет.

8.5 Отчет по авторскому надзору составляется в соответствии с основными положениями, изложенными в разделах 6 и 7 настоящих Рекомендаций.

В отчет рекомендуется включать разделы и подразделы, перечисленные ниже.

8.5.1 Введение.

Содержит:

- обоснование выполнения, основные цели и задачи работы;
- административное расположение месторождения;
- наименование организации-недропользователя и оператора работ на месторождении;
- серия, номер, дата выдачи и вид лицензии на право пользования недрами, срок действия лицензии;
- основные условия пользования недрами, установленные в лицензии;
- дата открытия месторождения и ввода его в разработку;

- краткие сведения по истории проектирования разработки месторождения (организации-проектировщики и руководители работ, номера протоколов и даты утверждения предыдущих проектных технологических документов).

Приводятся сведения о действующем проектном технологическом документе (организация-проектировщик, номер протокола и дата утверждения) и результатах его реализации в объеме, необходимом для обоснования цели выполнения авторского надзора.

Приводится ссылка на документы, в соответствии с которыми выполнен авторский надзор (рекомендации ЦКР Роснедра, техническое задание, другие документы).

8.5.2 Общие сведения о месторождении и участке недр, предоставленном в пользование.

Приводятся краткие сведения: о географическом и административном положении месторождения; инфраструктуре в районе месторождения с данными по энергоснабжению, источниках питьевого и технического водоснабжения, обеспеченности района строительными материалами; природно-климатических условиях (включая орографию, геоморфологию, сейсмичность).

Приводятся краткие сведения о гидрогеологических и геокриологических условиях.

К разделу прилагается обзорная схема района расположения месторождения.

8.5.3 Состояние геолого-геофизической изученности месторождения и участка недр, предоставленного в пользование.

Кратко излагается история изучения месторождения, приводятся основные результаты геологоразведочных работ и сведения о выявленных продуктивных пластах и горизонтах.

Указывается количество пробуренных на месторождении поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин и их текущее состояние.

Содержит данные об объемах и выполненных комплексах промыслово-геофизических, геофизических и гидродинамических исследований скважин.

Приводятся сведения о выполненных лабораторных исследованиях керна (табл. 1) и пластовых флюидов (табл. 3-8) с указанием количества изученных скважин. Перечисляются организации, проводившие исследования на различных стадиях освоения месторождения.

Анализируется полнота и достоверность имеющейся информации в пределах каждой залежи по видам и объемам исследований в сопоставлении с требованиями к оптимальной изученности. Даются рекомендации для продолжения работ по каждому виду исследований.

8.5.4 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.

Приводятся основные результаты уточнения геологического строения по результатам доразведки и разработки месторождения за период реализации последнего проектного технологического документа.

В разделе анализируются следующие характерные геологические факторы:

- расширение (сокращение) контуров нефтеносности;
- выявление новых продуктивных залежей;
- неподтверждение геологических параметров (нефтенасыщенных толщин, проницаемости, нефтенасыщенности), принятых при проектировании.

Детальность изложения материала должна быть достаточной для обоснования предлагаемых решений.

Характеризуется вскрытый литолого-стратиграфический разрез района от фундамента до поверхности и приводится сводный литолого-стратиграфический разрез.

Представляется структурно-тектоническая карта региона с выделением основных тектонических элементов. Дается краткий комментарий о приуроченности рассматриваемого месторождения к структурно-тектоническим элементам.

Общая характеристика продуктивных залежей и статистические показатели неоднородности представляются в таблицах 9-10. Рекомендуется представлять карты эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин.

Дается литологическая характеристика и фильтрационно-емкостные свойства пород продуктивных пластов по лабораторным исследованиям керна. При недостатке прямых определений на керне обосновывается выбор аналогов.

Для характеристики коллекторских и фильтрационных свойств продуктивных пластов по данным геофизических исследований скважин в раздел рекомендуется включить:

- сведения о комплексе ГИС по выделению коллекторов;
- результаты гидродинамических исследований скважин (табл. 2);
- сведения по определению коэффициента пористости;
- сведения по определению проницаемости;
- сведения по определению коэффициента нефтенасыщенности.

Подсчётные параметры и запасы нефти, газа и конденсата рекомендуется представить в форме таблиц 13, 14.

На основании обобщения результатов лабораторных исследований глубинных и поверхностных проб приводятся сведения о физико-химических свойствах и химическом составе пластовых флюидов (таблицы 3-5, 8, 15).

Геолого-физическая характеристика эксплуатационных объектов представляется в виде таблицы 9. Необходимые карты геологических параметров представляются в графических приложениях к отчету.

Сведения о запасах УВС представляются в виде таблиц 16-20.

Если запасы, числящиеся на государственном балансе на начало года, на дату представления авторского надзора на ЦКР Роснедра были переутверждены, то соответствующие сведения представляются в дополнительных таблицах и в тексте раздела.

8.5.5 Состояние разработки месторождения.

8.5.5.1 *Утвержденные технологические решения и показатели разработки.*

Приводятся краткие сведения, характеризующие историю проектирования разработки месторождения: общее число проектных технологических документов, организации-проектировщики, основные этапы и цели проектирования.

Представляется постановляющая часть протокола утверждения ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра последнего проектного технологического документа, и приводятся результаты реализации проектных решений.

8.5.5.2 *Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом.*

Проводится сравнение проектных и фактических показателей за последние 5 лет. Результаты сравнения представляются в форме таблицы 24, в которой приводятся данные по месторождению в целом. При наличии за указанный период нескольких проектных документов, проектные показатели по ним приводятся последовательно. Даются комментарии к таблице.

На рисунках приводится динамика основных фактических и проектных показателей разработки (добыча нефти, жидкости, газа, закачка воды).

Выявляются основные причины расхождения проектных и фактических уровней добычи нефти.

По фактическим показателям разработки:

- анализируются причины неравномерной выработки запасов нефти по эксплуатационным объектам;
- оценивается технологическая эффективность разработки отдельных объектов и месторождения в целом.

Сведения о состоянии реализации проектного фонда скважин и характеристика фонда скважин на дату проектирования приводятся в форме таблиц 25, 26. Программа ввода в эксплуатацию неработающих скважин приводится в таблице 45.

С позиций соответствия фактического использования фонда скважин их проектному назначению анализируются следующие основные положения:

- обоснованность переводов скважин на другие объекты;
- возможность совместной эксплуатации различных по параметрам объектов в одной скважине;
- коэффициенты использования скважин;
- технологическая обоснованность временной консервации скважин, переводов скважин в другой фонд.

Анализируется выполнение проектных решений в соответствии с протоколом утверждения последнего проектного технологического документа ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра.

8.5.5.3 *Анализ текущего состояния разработки эксплуатационных объектов.*

Кратко характеризуется состояние разработки эксплуатационных объектов.

Характеризуются основные результаты реализации проектных решений за отчетный период. С использованием данных проектного технологического документа формулируются выводы по эффективности проектных решений.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки проводится за срок действия последнего проектного технологического документа. Результаты сравнения представляются в форме таблицы 24.

Анализируются основные технологические показатели разработки:

- динамика добычи нефти, жидкости, газа, обводнённости, закачки воды, дебитов скважин и соответствие их проектным решениям;
- состояние фонда скважин;
- распределение фонда скважин по дебитам нефти и жидкости, обводненности, накопленной добыче нефти и жидкости.

Кратко формулируются основные причины расхождения проектных и фактических показателей разработки. Особое внимание необходимо обратить на оценку показателей, которые явились причиной отклонения фактических уровней добычи нефти от проектных (резкий рост обводненности, неподтверждение проектных дебитов скважин, внедрение новых методов и технологий).

Состояние пластового давления анализируется по залежам, блокам, участкам объекта, в зависимости от размеров залежей и реализуемых систем разработки.

Приводятся показатели выработки запасов УВС по результатам контроля выработки запасов геолого-промысловыми и промыслово-геофизическими методами исследований.

Определяются следующие данные, используемые при оценке выработки запасов каждого объекта:

- особенности притока и приемистости по разрезу;
- источники обводнения скважин;
- скорости и направления фильтрационных потоков;
- изменение нефтенасыщенности и газонасыщенности во времени.

Интегральный показатель эффективности выработки запасов – коэффициент извлечения нефти – анализируется по пластам, объектам, участкам залежи (зоны насыщения, эксплуатационные блоки).

На основании данных анализа текущего состояния разработки объекта формулируются выводы по эффективности применяемых систем разработки и определяются основные направления их совершенствования.

Даются рекомендации по повышению эффективности системы ППД и обеспечению проектного режима работы каждого эксплуатационного объекта (залежи).

В графических приложениях рекомендуется представлять карты текущего состояния разработки, карты накопленных отборов нефти, газа и закачки воды, карты изобар. На рисунках приводится сравнительная динамика основных фактических и проектных показателей разработки (добыча нефти, жидкости, газа, закачка воды и другие).

8.5.6 Уточнение основных проектных решений.

По эксплуатационным объектам и месторождению в целом формулируются предложения по уточнению проектных решений.

Уточненные схемы размещения скважин по соответствующим объектам (участкам) приводятся в графических приложениях (на картах эффективных нефтенасыщенных толщин).

8.5.7 Уточнение технологических показателей разработки.

Динамика уточненных технологических показателей разработки представляется по месторождению и эксплуатационным объектам (табл. 42, 43).

8.5.8 Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов.

8.5.8.1 Анализ эффективности применяемых методов.

Содержит:

- краткую характеристику применяемых технологий по видам воздействия;
- объемы применения методов воздействия (видов воздействия, технологий) по годам разработки;
- результаты применения методов по видам воздействия или технологиям с приведением характерных графиков, зависимостей, таблиц;
- оценку влияния применения методов (технологий) на темпы отбора запасов и нефтеотдачу пластов;
- выводы и рекомендации по объемам применения методов, совершенствованию технологий, видам воздействия на пласты, частоте их применения.

Сравнение проектных и фактических показателей применения методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи (виды, объемы, эффективность) проводится за срок действия последнего проектного технологического документа (табл. 33).

Имеющиеся расхождения по видам, объемам и эффективности применяемых методов анализируются. Даются рекомендации для дальнейшего применения на данном месторождении наиболее эффективных методов

8.5.8.2 Программа применения методов на проектный период.

В подразделе корректируется утвержденная программа работ по применению методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи на расчетный период.

Содержит:

- наименование рекомендуемых к применению технологий по видам воздействия;
- геолого-физические граничные условия применения технологий и их ожидаемую эффективность;
- объемы применения методов (по видам воздействия, технологиям) по пластам (объектам) месторождения.

Для оценки эффективности технических средств и технологий нефтеизвлечения, ранее не применявшихся на рассматриваемом месторождении, могут быть запроектированы опытно-промышленные работы по их испытанию на эксплуатационных объектах месторождения.

8.5.9 Программа доразведки и исследовательских работ.

В разделе приводятся результаты выполнения программы доразведки и исследовательских работ, предусмотренной действующим проектным технологическим документом.

Виды, объемы и периодичность исследований по контролю разработки месторождения приводятся в таблице 44.

8.5.10 Заключение.

В заключении результаты выполненного авторского надзора излагаются по форме протокола рассмотрения работы ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра.

По каждому пункту отмечаются отличия от протокола принятия последнего проектного технологического документа.

8.6 К отчету по авторскому надзору прилагаются:

- протокол рассмотрения ЦКР Роснедра действующего проектного технологического документа;
- техническое задание пользователя недр;
- протокол рассмотрения работы на НТС организации-пользователя недр.

Сокращения

В настоящих Рекомендациях применяются следующие сокращения:

ВНК – водонефтяной контакт

ГДИ – гидродинамические исследования скважин и пластов

ГИС – геофизические исследования скважин

ГКЗ Роснедра – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых

ГМ – геологическая модель

ГНК – газонефтяной контакт

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГТИ – геолого-технологические исследования скважин

ГФМ – геолого-фильтрационная модель

КИН – коэффициент извлечения нефти

МЗГС – многозабойная горизонтальная скважина

МЗС – многозабойная скважина

МРС – многоствольно-разветвленная скважина

МСС – многоствольная скважина

ЧД (CF) – чистый доход

ЧДД (NPV) – дисконтированный поток денежной наличности недропользователя (чистый дисконтированный доход)

ОПР – опытно-промышленные работы

ОФП – относительная фазовая проницаемость

ПД – поддержание пластового давления

ППЭ – проект пробной эксплуатации

ТО ЦКР Роснедра – территориальное отделение Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ФМ – фильтрационная модель

ЦКР Роснедра – Центральная комиссия по разработке месторождений полезных ископаемых

Приложение А. Список основных рисунков и графических приложений

- 1 Обзорная схема района работ
- 2 Сводный литолого-стратиграфический разрез
- 3 Структурно-тектоническая карта (схема) района
- 4 Структурные карты по кровле проницаемой части продуктивных пластов (с нанесением всех пробуренных скважин)
- 5 Схематические геологические профили продуктивных отложений по линиям пробуренных скважин
- 6 Корреляционные схемы по линиям геологических профилей
- 7 Карты эффективных нефте- и газонасыщенных толщин
- 8 Сводные схемы размещения скважин по месторождению с контурами нефтегазоносности продуктивных пластов
- 9 Графики проектных и фактических уровней добычи нефти, жидкости, газа, закачки агентов, обводненности
- 10 Карты текущего состояния разработки
- 11 Карты накопленных отборов и закачки
- 12 Карты изобар
- 13 Карты остаточных запасов нефти
- 14 Графики добычи нефти, жидкости, закачки агентов, динамики фонда добывающих и нагнетательных скважин
- 15 Схемы размещения скважин в рассмотренных вариантах

Приложение Б. Список основных таблиц

Таблица 1. Стандартные исследования керна из разведочных скважин

Таблица 2. Результаты гидродинамических исследований скважин

Таблица 3. Свойства пластовой нефти

Таблица 4. Физико-химическая характеристика дегазированной нефти

Таблица 5 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти

Таблица 6 – Свойства газа и конденсата

Таблица 7 – Компонентный состав газа и конденсата

Таблица 8 – Свойства и состав пластовых вод

Таблица 9 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Таблица 10 – Характеристика толщин и неоднородности продуктивного пласта

Таблица 11 – Характеристики вытеснения нефти рабочим агентом (водой, газом)

Таблица 12 – Характеристика вытеснения газа водой (нефтью)

Таблица 13 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа

Таблица 14 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов свободного газа и газоконденсата

Таблица 15 – Теплофизические свойства пород и пластовых жидкостей

Таблица 16 – Состояние запасов нефти на 1.01....г.

Таблица 17 – Состояние запасов нефти при КИН, принятом в проектном технологическом документе

Таблица 18 – Обоснование изменения КИН

Таблица 19 – Состояние запасов свободного газа, газа газовых шапок на 1.01....г.

Таблица 20 – Состояние запасов конденсата на 1.01....г.

Таблица 21 – Сводная таблица информационного обеспечения фильтрационной модели

Таблица 22 – Сравнение начальных геологических запасов углеводородов, числящихся на государственном балансе и рассчитанных на основе трехмерных ГМ и ФМ

Таблица 23 – Сравнение параметров макронеоднородности, рассчитанных на основе трехмерных ГМ и ФМ

Таблица 24 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Таблица 25 – Состояние реализации проектного фонда скважин на 1.01....г.

Таблица 26 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.... г.

Таблица 27 – Основные исходные данные для расчетов технологических показателей разработки

Таблица 28 – Основные расчетные технологические показатели варианта разработки по объектам

Таблица 29 – Основные технологические показатели варианта разработки по месторождению

Таблица 30 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Таблица 31 – Основные технико-экономические показатели вариантов разработки по эксплуатационным объектам и суммарный

Таблица 32 – Извлекаемые запасы нефти и КИН рекомендуемого варианта разработки в сравнении с числящимися на государственном балансе

Таблица 33 – Эффективность применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти и прогноз их применения

Таблица 34 – Капитальные вложения, млн. руб.

Таблица 35 – Эксплуатационные затраты по статьям калькуляции, млн. руб.

Таблица 36 – Эксплуатационные затраты по элементам затрат, млн. руб.

Таблица 37 – Прибыль от реализации продукции, млн. руб.

Таблица 38 – Чистый доход недропользователя, млн. руб.

Таблица 39 – Чистый доход недропользователя (с учетом кредита), млн. руб.

Таблица 40 – Доход государства, млн. руб.

Таблица 41 – Распределение поступлений от налогов и платежей по бюджетам, млн. руб.

Таблица 42 – Обоснование прогноза добычи нефти, объема буровых работ

Таблица 43 – Обоснование прогноза добычи нефтяного и природного газа, газового конденсата, объема буровых работ

Таблица 44 – Программа исследовательских работ (в том числе доразведки)

Таблица 45 – Программа работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин

Приложение В. Табличные приложения

Таблица 1 – Стандартные исследования керна из разведочных скважин

Индекс пласта (часть пласта), насыщение, зона	Пористость, (Кп), %					Проницаемость (Кпр), мкм ²					Водоудерживающая способность (Квс), %					Количество скважин по видам анализов		
	Эффективная толщина (гэф)	Количество анализов, шт.	Значение			Эффективная толщина (гэф)	Количество анализов, шт.	Значение			Эффективная толщина (гэф)	Количество анализов, шт.	Значение			Кп	Кпр	Квс
			минимальное	максимальное	среднее			минимальное	максимальное	среднее			минимальное	максимальное	среднее			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

Таблица 2 – Результаты гидродинамических исследований скважин

Номер скважины	Дата исследования	Интервал перфорации, м	Толщина пласта, м	Дебит нефти/газа	Обводненность, %	$P_{пл}/P_{заб}$ МПа	Коэффициент продуктивности, $m^3/сут \cdot МПа \cdot м$	Удельный коэффициент продуктивности, $m^3/сут \cdot МПа \cdot м$	Гидропроводность, $мкм^2 \cdot см / МПа \cdot с$	Проницаемость, $\cdot 10^{-3} мкм^2$	Вид исследования
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Пласт 1											
Средние значения											
Пласт 2											
Средние значения											

Таблица 3 – Свойства пластовой нефти ____ пласта ____ месторождения

Наименование параметра	Численные значения	
	диапазон значений	принятые значения
1	2	3
Пластовое давление, МПа		
Пластовая температура, °С		
Давление насыщения, МПа		
Газосодержание, м ³ /т		
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т P ₁ = МПа; t ₁ =...°С P ₂ = МПа; t ₂ =...°С P ₃ = МПа; t ₃ =...°С P ₄ = МПа; t ₄ =...°С		
Плотность в условиях пласта, кг/м ³		
Вязкость в условиях пласта, мПа с		
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴		
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20°С: - при однократном (стандартном) разгазировании - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20°С: - при однократном (стандартном) разгазировании - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		

Таблица 4 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти _____ месторождения _____ отложения, залежь _____ (горизонт, пласт) (средние значения по результатам анализа дегазированных глубинных и поверхностных проб)

Наименование параметра	Кол-во исследованных		Диапазон значений	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³				
Вязкость, мПа·с				
при 20 ⁰ С				
при 50 ⁰ С				
Молярная масса, г/ моль				
Температура застывания, °С				
Массовое содержание, %				
серы				
смола силикагелевых				
асфальтенов				
парафинов				
воды				
механических примесей				
Содержание микрокомпонентов, г/т				
ванадий				
никель				
Температура плавления парафина, °С				
Температура начала кипения, °С				
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100 ⁰ С				
до 150 ⁰ С				
до 200 ⁰ С				
до 250 ⁰ С				
до 300 ⁰ С				
Шифр технологической классификации (по ГОСТ, ОСТ)				

Таблица 5 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти

Наименование параметра	Пласт (горизонт)				пластовая нефть
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Молярная концентрация компонентов, %					
- сероводород					
- двуокись углерода					
- азот+редкие					
в т.ч. гелий					
- метан					
- этан					
- пропан					
- изобутан					
- норм, бутан					
- изопентан					
- норм. пентан					
- гексаны					
- гептаны					
- октаны					
- остаток C ₉₊					
Молекулярная масса					
Плотность					
- газа, кг/м ³					
- газа относительная (по воздуху), доли ед.					
- нефти, кг/м ³					

Таблица 6 – Свойства газа и конденсата _____ пласта _____ месторождения

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

Таблица 7 – Компонентный состав газа и конденсата ____ пласта __ месторождения

Наименование параметра	Газ			Конденсат		Состав пластового газа
	сепарации	дегазации	дебутанизации	дебутанизованный (стабильный)	сырой	
1	2	3	4	5	6	7
Молярная концентрация, %:						
- сероводород						
- двуокись углерода						
- азот + редкие,						
в том числе гелий						
- метан						
- этан						
- пропан						
-изобутан						
- норм.бутан						
-изопентан						
- норм, пентан						
- гексаны						
- гептаны						
- октаны						
- остаток C ₉₊						
Молекулярная масса, г/моль						
Давление (P), МПа						
Температура (t), °С						
Плотность, кг/м ³ , – в станд. условиях (0.1МПа, 20°С) – в рабочих условиях (при P, t)						
Выход на 1000 кг пластового газа, кг						

Таблица 8 – Свойства и состав пластовых вод
 пласта _____ месторождения _____
 (по результатам анализа вод _____ водоносного комплекса)

Наименование параметра	Пласт (горизонт).....	
	Диапазон изменения	Средние значения
1	2	3
Газосодержание, м ³ /м ³		
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях		
- в условиях пласта		
Вязкость в условиях пласта, мПа·с		
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа × 10 ⁻⁴		
Объемный коэффициент, доли ед.		
Химический состав вод, (мг/л)/мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺		
Ca ⁺²		
Mg ⁺²		
Cl ⁻		
HCO ₃ ⁻		
CO ₃ ⁻²		
SO ₄ ⁻²		
NH ₄ ⁺		
Br ⁻		
J ⁻		
B ⁺³		
Li ⁺		
Sr ⁺²		
Rb ⁺		
Cs ⁺		
Общая минерализация, г/л		
Водородный показатель, pH		
Жесткость общая,(мг-экв/л)		
Химический тип воды, преимущественный (по В.А.Сулину)		
Количество исследованных проб (скважин)		

Таблица 9 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты разработки			
	1	2	...	n
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м				
Тип залежи				
Тип коллектора				
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²				
Средняя общая толщина, м				
Средняя газонасыщенная толщина, м				
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м				
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м				
Коэффициент пористости, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.				
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²				
Коэффициент песчаности, доли ед.				
Расчлененность				
Начальная пластовая температура, °С				
Начальное пластовое давление, МПа				
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с				
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³				
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³				
Абсолютная отметка ГНК, м				
Абсолютная отметка ВНК, м				
Объемный коэффициент нефти, доли ед.				
Содержание серы в нефти, %				
Содержание парафина в нефти, %				
Давление насыщения нефти газом, МПа				
Газовый фактор, м ³ /т				
Содержание сероводорода, %				
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м ³				
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³				
Сжимаемость, 1/МПа × 10 ⁻⁴				
нефти				
воды				
породы				
Коэффициент вытеснения, доли ед.				

Таблица 10 – Характеристика толщин и неоднородности продуктивного пласта

Параметр	Показатели	Зоны пласта			Пласт в целом
		ЧНЗ	ВНЗ	ГНЗ	
1	2	3	4	5	6
Общая толщина, м	Среднее значение				
	Коэффициент вариации, доли ед.				
	Интервал изменения	от			
		до			
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Среднее значение				
	Коэффициент вариации, доли ед.				
	Интервал изменения	от			
		до			
Эффективная газонасыщенная толщина, м	Среднее значение				
	Коэффициент вариации, доли ед.				
	Интервал изменения	от			
		до			
Эффективная водонасыщенная толщина, м	Среднее значение				
	Коэффициент вариации, доли ед.				
	Интервал изменения	от			
		до			
Коэффициент песчанистости, доли ед.	Среднее значение				
	Коэффициент вариации, доли ед.				
	Интервал изменения	от			
		до			
Коэффициент расчлененности, доли ед.	Среднее значение				
	Коэффициент вариации, доли ед.				
	Интервал изменения	от			
		До			

Таблица 11 – Характеристики вытеснения нефти рабочим агентом (водой, газом)

Наименование	Проницаемость, мкм ²	Содержание связанной воды, доли ед.	Коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.	Вытесняющий рабочий агент (вода, газ и т.п.)	Коэффициент остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
							для рабочего агента при коэффициенте остаточной нефтенасыщенности	для нефти при коэффициенте начальной водонасыщенности
2	3	4	5	6	7	8	9	10
Количество определений при каждом значении проницаемости, шт.								
Среднее значение								
Интервал изменения								

Таблица 12 – Характеристика вытеснения газа водой (нефтью)

Наименование	Проницаемость, мкм ²	Содержание связанной воды (нефти), доли ед.	Коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.	Вытесняющий рабочий агент (вода, нефть)	Коэффициент остаточной газонасыщенности при вытеснении газа водой (нефтью)	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
							для рабочего агента при коэффициенте остаточной газонасыщенности	для газа при коэффициенте начальной водонасыщенности (нефтенасыщенности)
2	3	4	5	6	7	8	9	10
Количество определений при каждом значении проницаемости, шт.								
Среднее значение								
Интервал изменения								

Таблица 13 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа

Пласт	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, ² тыс.м ²	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, ³ тыс.м ³	Коэффициент пористости, доли ед.	Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	Пересчетный коэффициент, доли ед.	Плотность нефти, г/см ³	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	Газовый фактор, м ³ /т	Начальные геологические запасы растворенного газа, млн. м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица 14 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов свободного газа и газоконденсата

Пласт	Зона	Категория запасов	Площадь газоносности, ² тыс.м ²	Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, ³ тыс. м ³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д. ед.	Начальное пластовое давление, МПа	Пластовое давление на дату подсчета, МПа	Поправка на температуру	Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта	Начальные геологические запасы свободного газа (газоконденсата), млн. м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица 15 – Теплофизические свойства пород и пластовых жидкостей

Наименование параметров	Горные породы		Пластовые жидкости	
	коллекторы	вмещающие	нефть	вода
1	2	3	4	5
Число исследованных образцов Средняя плотность, кг/м ³ Коэффициент температуропроводности, м ² /час Коэффициент теплопроводности, ккал/м·час·град Удельная теплоемкость, ккал/кг·град				

Таблица 16 – Состояние запасов нефти на 1.01....г.

Объекты, месторождение в целом	Начальные запасы нефти, тыс. т										Текущие запасы нефти, тыс. т				
	утвержденные ГКЗ Роснедра					На государственном балансе									
	геологические		извлекаемые		КИН C ₁ /C ₂ , доли ед.	геологические		извлекаемые		КИН C ₁ /C ₂ , доли ед.	геологические		извлекаемые		Текущий КИН, доли ед.
	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂		A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂		A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Таблица 17 – Состояние запасов нефти при КИН, принятом в проектом технологическом документе

Объекты, месторождение в целом	Начальные геологические запасы нефти, числящиеся на государственном балансе, тыс. т		Принятые ЦҚР Роснедра			Изменение НИЗ, ± тыс. т		Текущие запасы нефти, тыс. т				
			КИН		Начальные извлекаемые запасы (НИЗ), тыс. т			Геологические		Извлекаемые		КИН
	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	A+B+C ₁		C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂		

Таблица 18 – Обоснование изменения КИН

Месторождение, залежь, пласт	На государственном балансе			ПСС	Предлагаемые проектным документом				Увеличение КИН	Причины изменения КИН
	КИН	К выт.	К охв.		КИН	К выт.	К охв.	ПСС		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Всего по месторождению										

Таблица 19 – Состояние запасов свободного газа, газа газовых шапок на 1.01....г.

Объект	Утвержденные ГКЗ Роснедра		На государственном балансе			
	Начальные геологические запасы, млн. м ³		Начальные геологические запасы, млн. м ³		Текущие геологические запасы, млн. м ³	
	ABC ₁	C ₂	ABC ₁	C ₂	ABC ₁	C ₂
Свободный газ						
Всего по месторождению						
Газ газовых шапок						
Всего по месторождению						

Таблица 20 – Состояние запасов конденсата на 1.01....г.

Объект	Утвержденные ГКЗ Роснедра						На государственном балансе									
	Начальные геологические запасы, тыс. т		Начальные извлекаемые запасы, тыс. т		КИК, доли ед.		Начальные геологические запасы, тыс. т		Начальные извлекаемые запасы, тыс. т		КИК, доли ед.		Текущие извлекаемые запасы, тыс. т		Текущий КИК, доли ед.	
	ABC ₁	C ₂	ABC ₁	C ₂	ABC ₁	C ₂	ABC ₁	C ₂	ABC ₁	C ₂	ABC ₁	C ₂	ABC ₁	C ₂	ABC ₁	C ₂
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Всего по месторождению																
Всего по месторождению																

Таблица 21 – Сводная таблица информационного обеспечения фильтрационной модели
 Идентификация модели:
 Объект разработки:
 Залежь:

Параметр	Значения
По модели в целом	
Размеры по осям, км	
X	
Y	
Z	
Размерность по осям	
X	
Y	
Z	
Итого	
Адаптируемые параметры по ячейкам модели	Количество
Пористость	
Проницаемость	
Поровый объем	
Песчаность	
Нефтенасыщенность начальная	
Нефтенасыщенность остаточная	
Газонасыщенность	
Водонасыщенность критическая/защемленная	
Анизотропия вертикальная	
Проводимость по осям X,Y,Z	
Районы ОФП	
Итого	
Адаптируемые параметры по скважинам	Количество
Перфорация	
Проницаемость призабойных зон поинтервальная статичная	
Проницаемость призабойных зон поинтервальная динамическая	
Координаты пластопересечений	
Предельные забойные давления	
Дополнительные параметры	
Итого	
История разработки/база данных	Количество
Дебиты нефти	
Дебита жидкости	
Дебит газа	
Закачка воды/приемистость	
Закачка газа/химреагентов	
Частота замеров	месяц/квартал/год
Длительность истории разработки, лет	
Инструментальные замеры пластового давления	
Инструментальные замеры забойного давления	
Итого	
Данные исследований скважин по:	Количество
PVT свойствам добываемых флюидов	
насыщенностям флюидов	
концентрациям химреагентов	
Итого	

Таблица 22 – Сравнение начальных геологических запасов углеводородов, числящихся на государственном балансе и рассчитанных на основе трехмерных ГМ и ФМ

Начальные геологические запасы			
	Нефти, тыс. т	Газа газовых шапок, млн. м ³	Свободного газа, млн. м ³
На государственном балансе			
ГМ			
ФМ			
Отклонение (ФМ от ГМ), %			
Отклонение (ФМ от баланса), %			

Таблица 23 – Сравнение параметров макронеоднородности, рассчитанных на основе трехмерных ГМ и ФМ

Параметр	Значения		
	РИГИС	ГМ	ФМ
Коэффициент расчленения (К расч.),			
Коэффициент песчанистости (К песч.),			
Объем коллектора,			
Объем неколлектора,			

Таблица 24 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Пласт _____ месторождение _____

№	Показатели	t*-5		t*-4		t*-3		t*-2		t*-1	
		Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Добыча нефти всего, тыс. т										
2	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т										
3	из новых скважин, тыс. т										
4	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.										
5	В том числе: из эксплуатационного бурения, шт.										
6	из разведочного бурения, шт.										
7	переводом с других объектов, шт.										
8	Ввод боковых стволов, шт.										
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут.										
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни										
11	Средняя глубина новой скважины, м										
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м										
13	В том числе: добывающих скважин, тыс. м										
14	вспомогательных и специальных скважин, тыс. м										
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни										
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс. т										
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т										
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т										
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т										
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т										
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %										
22	Мощность новых скважин, тыс. т										
23	Выбытие добывающих скважин всего, шт.										
24	В том числе под закачку, шт.										
25	Фонд добывающих скважин на конец года шт.										
26	В том числе нагнетательных в отработке, шт.										
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.										
28	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.										
29	Фонд механизированных скважин, шт.										
30	Ввод нагнетательных скважин, шт.										
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт.										

продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года шт.										
33	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.										
34	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут										
35	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут										
36	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут										
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут										
38	Средний дебит переходящих скважин по нефти по нефти, т/сут										
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин по воде, м ³ /сут										
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу, тыс. м ³ /сут										
41	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %										
42	Средняя обводненность продукции переходящих скважин, %										
43	Средняя обводненность продукции новых скважин, %										
44	Добыча жидкости всего, тыс.т										
45	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т										
46	из новых скважин, тыс. т										
47	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т										
48	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т										
49	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.										
50	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %										
51	Темп отбора нефти от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %										
52	Темп отбора нефти от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %										
53	Закачка воды, тыс. м ³										
54	Закачка газа, млн. м ³										
55	Закачка воды с начала разработки, тыс. м ³										
56	Закачка газа с начала разработки, млн. м ³										
57	Компенсация отбора: текущая, %										
58	с начала разработки, %										

Таблица 25 – Состояние реализации проектного фонда скважин на 1.01....г.

№ п/п	Категория фонда	Объект 1	...	Объект N	Месторождение
1	Утвержденный проектный фонд, всего				
	в том числе:				
	- добывающие				
	- нагнетательные				
	- газовые				
	- контрольные				
	- водозаборные				
2	Фонд скважин на 1.01.... г., всего				
	в том числе:				
	- добывающие				
	- нагнетательные				
	- газовые				
	- контрольные				
	- водозаборные				
3	Фонд скважин для бурения				
	На 1.01....г., всего				
	в том числе:				
	- добывающие				
	- нагнетательные				
	- газовые				
	- контрольные				
	- водозаборные				

Таблица 26 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.... г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено	
	Возвращено с других горизонтов	
	Всего	
	В том числе:	
	Действующие	
	из них: фонтанные	
	ЭЦН	
	ШГН	
	газлифт:	
	– бескомпрессорный	
	– внутрискважинный	
	Бездействующие	
	В освоении после бурения	
	В консервации	
	Наблюдательные	
	Переведены под закачку	
	Переведены на другие горизонты	
В ожидании ликвидации		
Ликвидированные		
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	
	Возвращено с других горизонтов	
	Переведены из добывающих	
	Всего	
	В том числе:	
	Под закачкой	
	Бездействующие	
	В освоении	
	В консервации	
	В отработке на нефть	
	Переведены на другие горизонты	
	В ожидании ликвидации	
	Ликвидированные	
	Пробурено	
Фонд газовых скважин	Возвращено с других горизонтов	
	Всего	
	В том числе:	
	Действующие	
	Бездействующие	
	В освоении после бурения	
	В консервации	
	Наблюдательные	
	Переведены на другие горизонты	
	В ожидании ликвидации	
	Ликвидированные	

Примечание. При необходимости дополнительно приводится фонд водозаборных и поглощающих скважин.

Таблица 27 – Основные исходные данные для расчетов технологических показателей разработки

Характеристики	Объекты			
	1	2	...	n
Режим разработки				
Система размещения скважин				
Расстояние между скважинами, м				
Плотность сетки, га/скв.				
Коэффициент охвата вытеснением, доли ед.				
Соотношение скважин, доб./нагн.				
Забойное давление скважин, МПа				
фонтовых,				
механизированных,				
нагнетательных				
Коэффициент использования скважин, доли ед.				
фонтовых,				
механизированных,				
нагнетательных				
Предельная обводненность при отключении добывающих скважин, %				
Продолжительность работы скважин, лет				

Таблица 28 – Основные расчетные технологические показатели варианта разработки по объектам

Месторождение:

Площадь:

Объект разработки:

Вариант:

Годы и периоды	Добыча, тыс. т						Весовая обводненность, %	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	Закачка воды, тыс. м ³	
	нефти		воды		жидкости				текущая	накопленная
	текущая	накопленная	текущая	накопленная	текущая	накопленная				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

продолжение таблицы 28

Фонд скважин						Дебит, т/сут	Приемистость		Давление, МПа				Среднее пластовое	
Общий			Действующий						В зоне отбора		В зоне закачки			
всего	добывающих	нагнетательных	всего	добывающих	нагнетательных	нефти	жидкости	по воде, м ³ /сут	по газу, тыс. м ³ /сут	пластовое	забойное	пластовое		забойное
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26

Таблица 29 – Основные технологические показатели варианта разработки по месторождению

Годы и периоды	Добыча, тыс. т						Весо- вая обвод- нен- ность, %	Козф- фициент нефте- извле- чения, доли ед.	Закачка воды, тыс. м ³		Фонд скважин на конец периода			Дебит, т/сут		Прие- мис- тость по воде, м ³ /сут
	нефти		воды		жидкости				теку- щая	накоп- лен- ная	всего	добыва- ющих	нагне- татель- ных	нефти	жид- кости	
	теку- щая	накоп- лен- ная	теку- щая	накоп- лен- ная	теку- щая	накоп- лен- ная										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Таблица 30 – Исходные данные для расчета экономических показателей

№ п/п	Показатели	Значения
1.	Цена реализации:	
	на нефть на внутреннем рынке, руб./т	
	на нефть на внешнем рынке, руб./т	
	на попутный газ, руб./тыс.м ³	
	на природный газ, руб./тыс.м ³	
	на конденсат, руб./т	
	другие показатели, в т.ч. цена продукции нефтегазопереработки, используемые при оценке экономической эффективности проекта	
2.	Налоги и платежи:	
	НДС, %	
	Налог на добычу полезных ископаемых, руб./т, руб./тыс. м ³ , %	
	На имущество, %	
	На прибыль, %	
	Единый социальный налог, %	
	Тариф на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний, %	
	Налог на нужды общеобразовательных учреждений, %	
	Ресурсные платежи, руб.	
	Транспортные расходы – внешний рынок, долл./т	
	Экспортная таможенная пошлина, руб./т, %	
	Прочие налоги, используемые при оценке экономической эффективности проекта,	
3.	Капитальные вложения:	
3.1	Эксплуатационное бурение скважин, млн. руб.:	
	- бурение добывающей скважины вертикальной,	
	наклонно-направленной	
	горизонтальной	
	зарезка бокового ствола	
	- бурение нагнетательной скважины вертикальной, млн.руб.	
	наклонно-направленной	
	горизонтальной	
	зарезка бокового ствола	
	- бурение газовой скважины, млн.руб.	
	- оборудование для нефтедобычи, млн. руб./скв.	
	- оборудование для закачки, млн. руб./скв.	
3.2	Промысловое обустройство:	
	- сбор и транспорт нефти, млн. руб./скв. доб.	
	- комплексная автоматизация, млн. руб./скв.	
	- электроснабжение и связь, млн. руб./скв. доб.	
	- промводоснабжение, млн. руб./скв.	
	- базы производственного обслуживания, млн. руб./скв.	
	- автодорожное строительство, млн. руб./скв.	
	- заводнение нефтяных пластов, млн. руб./скв. нагн.	
	- технологическая подготовка нефти, тыс. руб./т	
	- оборудование и установки для методов увеличения нефтеотдачи пласта, млн. руб./шт.	
	- специальные трубопроводы для закачки рабочего агента в пласт, млн. руб./км	
	- очистные сооружения, тыс. руб./м ³ сут. ввод. мощн.	
	- установка предварительной подготовки газа (УППГ), млн. руб./устан.	
	- установка комплексной подготовки газа (УКПГ), млн. руб./устан.	
	- газосборные коллекторы, тыс.руб./км.	
	- установка стабилизации конденсата (УСК), млн. руб./устан.	
	- установка сероочистки (УСО), млн. руб./устан.	
	- природоохранные мероприятия, %	
	- прочие (непредвиденные затраты), %	

4.	Эксплуатационные затраты (по статьям калькуляции):	
	Обслуживание добывающих скважин (с общепромысловыми затратами), млн. руб./скв.-год	
	Обслуживание нагнетательных скважин (с общепромысловыми затратами) млн. руб./скв.-год	
	Сбор и транспорт нефти и газа, руб./т жидкости	
	Ликвидационные затраты, млн. руб.	
5.	Дополнительные данные:	
	Норма амортизации, %	
	Норматив приведения разновременных затрат, %	
	Курс доллара США, руб./\$	
	Другие дополнительные данные, используемые при оценке экономической эффективности проекта	

Таблица 31 – Основные технико-экономические показатели вариантов разработки по эксплуатационным объектам и суммарный (сумма оптимальных вариантов по объектам)

Показатели	Варианты		
	1	...	n
1. Система разработки			
Вид воздействия			
Плотность сетки скважин			
Проектный уровень добычи: нефти, тыс.т.			
газа, млн.м ³			
жидкости, тыс.т.			
Проектный уровень закачки воды, тыс. м ³			
Проектный срок разработки, годы			
Накопленная добыча нефти за проектный период, тыс. т			
Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс. т			
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.			
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.			
В том числе: добывающих			
нагнетательных			
иных (водозаборных, наблюдательных, газовых, бездействующих, ликвидированных по геологическим причинам)			
Средняя обводненность продукции (весовая), % к концу разработки			
Фонд скважин для бурения, всего, шт.			
В том числе: добывающих			
нагнетательных			
иных (водозаборных, наблюдательных, газовых)			
2. Экономические показатели эффективности вариантов разработки (при различной величине дисконта)			
Норма дисконта, %			
Чистый дисконтированный доход (NPV), млн. руб.			
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %			
Индекс доходности затрат, доли ед.			
Индекс доходности инвестиций, доли ед.			
Срок окупаемости, лет			
3. Оценочные показатели (при различной величине дисконта)			
Капитальные затраты на освоение месторождения, млн. руб.			
В том числе на бурение скважин, млн. руб.			
Эксплуатационные затраты на добычу нефти, млн. руб.			
Доход государства, млн. руб.			

Таблица 32 – Извлекаемые запасы нефти и КИН рекомендуемого варианта разработки в сравнении с числящимися на государственном балансе

Варианты	K _{выт} , доли ед.	K _{охв} , доли ед.	КИН, доли ед.	Запасы нефти, тыс. т	
				геологические	извлекаемые
Рекомендуемый					
Государственный баланс					

Таблица 33 – Эффективность применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти и прогноз их применения

Виды ГТМ	Годы разработки					Итого за прогнозный период	Всего	Прирост КИН, доли ед.
	Период до составления проекта факт	Прогнозный период по проекту						
		1-й год прогноза	далее с шагом год до 5 года	5-й год прогноза	далее с шагом 5 лет на весь срок разраб.			
1. ГРП								
а) количество проведенных (прогноз.) операций								
б) доп. добыча нефти, тыс. т								
2. Горизонтальные скважины								
а) кол-во пробуренных скв.								
б) доп. добыча нефти, тыс. т								
3. Зарезка вторых стволов								
а) кол-во пробуренных скв.								
б) доп. добыча нефти, тыс. т								
4. Физико-химические методы ОПЗ								
а) количество проведенных (прогноз.) операций								
б) доп. добыча нефти, тыс. т								
5. Нестационарное заводнение								
доп. добыча нефти, тыс. т								
6. Потокотклоняющие технологии								
а) количество проведенных (прогноз.) операций								
б) доп. добыча нефти, тыс. т								
7. Прочие методы, в том числе								
7.1. напр. перфорационные методы								
а) количество проведенных (прогноз.) операций								
б) доп. добыча нефти, тыс. т								
7.2. напр. переводы на другой объект								
а) количество проведенных (прогноз.) операций								
б) доп. добыча нефти, тыс. т								
7.3....								
Итого по п. 7								
Всего дополнительно добыто нефти, тыс. т								

Примечания – 1) Приведенный перечень является примерным. 2) Указываются только методы, включенные в работу.

Таблица 34 – Капитальные вложения, млн. руб.

Годы и периоды	Бурение скважин			Оборудование, не входящее в сметы строек	Промысловое строительство										Капитальные вложения		
	всего	в том числе			Сбор, транспорт и подготовка нефти и газа	Телемеханика и связь	Заводные и промвдоснабжение	Методы повышения нефтеизвлечения	Электроснабжение	Базы производственного обслуживания	Автомобильное строительство	Очистные сооружения	Прочие направления	Всего	годовые		накопленные
		добывающих	нагнетательных												всего	в т.ч. природоохранные мероприятия	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

Таблица 35 – Эксплуатационные затраты по статьям калькуляции, млн. руб.

Годы и периоды	Текущие затраты											
	Обслуживание скважин					Энергия по извлечению нефти	Искусственное воздействие на пласт	Сбор и транспорт нефти и газа	Технологическая подготовка нефти	Прочие производственные расходы	Методы воздействия на пласт	Всего
	Заработная плата, основная и дополнительная ППП	Содержание и эксплуатация оборудования	Капитальный ремонт нефтяных скважин	Цеховые расходы	Общепроизводственные расходы							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

продолжение таблицы 35

Транспортные расходы при экспортной реализации	Амортизация основных фондов	Налоги, включаемые в себестоимость				Эксплуатационные затраты, всего	
		Всего	в том числе			годовые	накопленные
			ЕСН и взносы на соцстрахование	Налог на добычу полезных ископаемых	Прочие налоги		
14	15	16	17	18	19	20	21

Таблица 36 – Эксплуатационные затраты по элементам затрат, млн. руб.

Годы и периоды	Текущие затраты								Транспортные расходы при экспортной реализации	Амортизация основных фондов	Налоги, включаемые в себестоимость			Эксплуатационные затраты, всего	
	Вспомогательные материалы	Топливо	Энергетические затраты	Зарботная плата, основная и дополнительная	Капитальный ремонт	Методы воздействия на пласт	Прочие затраты	Всего			ЕСН и взносы на соцстрахование	Налог на добычу полезных ископаемых	Прочие налоги	годовые	накопленные
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Таблица 37 – Прибыль от реализации продукции, млн. руб.

Годы и периоды	Добыча		Выручка от реализации		Налог на добавленную стоимость	Вывозная таможенная пошлина	Эксплуатационные затраты с учетом амортизации	Налог на имущество организации	Внереализационные расходы	Прибыль всего	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Дисконтированная чистая прибыль		
	нефти, тыс.т.	газа, млн. м ³	всего	в том числе								годовая	накопленная	годовая	накопленная	
				нефти												газа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Таблица 38 – Чистый доход недропользователя, млн. руб.

Годы и периоды	Выручка от реализации продукции	Эксплуатационные затраты, налоги и отчисления	Внереализационные расходы	Чистый результат	Амортизационные отчисления	Поступление финансов	Капитальные вложения	Чистый доход (CF)		Чистый дисконтированный доход (NPV)	
								годовой	накопленный	годовой	накопленный
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 39 – Чистый доход недропользователя (с учетом кредита), млн. руб.

Годы и периоды	Выручка от реализации продукции	Эксплуатационные затраты, налоги и отчисления	Внерезультационные расходы	Чистый результат	Амортизационные отчисления	Поступление кредита	Поступление финансов	Капитальные вложения	Выплата кредита	Чистый доход (CF)		Чистый дисконтированный доход (NPV)	
										годовой	накопленный	годовой	накопленный
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица 40 – Доход государства, млн. руб.

Годы и периоды	Налог на добавленную стоимость	Вывозная таможенная пошлина	Налог на имущество организации	Налоги и платежи, включаемые в себестоимость	Налог на прибыль	Доход государства		Дисконтированный доход государства	
						Годовой	Накопленный	Годовой	Накопленный
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 41 – Распределение поступлений от налогов и платежей по бюджетам, млн. руб.

Годы и периоды	Федеральный бюджет					Бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты						ЕСН и взносы на страхование во внебюджетные фонды	Всего по всем бюджетам
	Налог на добавленную стоимость	Налог на добычу полезных ископаемых	Налог на прибыль	Вывозная таможенная пошлина	Всего	Налог на добавленную стоимость	Налог на добычу полезных ископаемых	Налог на прибыль	Налог на имущество	Прочие налоги и платежи	Всего		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица 42 – Обоснование прогноза добычи нефти, объема буровых работ
 Вариант
 Объект (месторождение), категория запасов

№№ пп.	Показатели	Годы			
		1	2	...	n
1	Добыча нефти всего, тыс. т				
2	в том числе из переходящих скважин				
3	новых скважин				
4	механизированных скважин				
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.				
6	в том числе из эксплуатационного бурения				
7	из разведочного бурения				
8	переводом с других объектов				
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут				
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни				
11	Средняя глубина новой скважины, м				
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м				
13	в том числе - добывающие скважины				
14	- вспомогательные и специальные скважины				
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни				
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т				
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т				
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т				
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т				
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т				
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %				
22	Мощность новых скважин, тыс.т				
23	Выбытие добывающих скважин, шт				
24	в том числе под закачку				
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт				
26	в том числе нагнетательных в отработке				
27	Действующий фонд добыв.скважин на конец года, шт				
28	Перевод скважин на механизированную добычу, шт				
29	Фонд механизированных скважин, шт				
30	Ввод нагнетательных скважин, шт				
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт				
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт				
33	Действующий фонд нагнет.скважин на конец года, шт				
34	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт				
35	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут				
36	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут				
37	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут				
38	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %				
39	Средняя обводненность продукции переходящих скважин, %				
40	Средняя обводненность продукции новых скважин, %				
41	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут				
42	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут				

продолжение таблицы 42

43	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут				
44	Добыча жидкости, всего, тыс.т				
45	в том числе из переходящих скважин, тыс.т				
46	из новых скважин, тыс.т				
47	механизированным способом, тыс.т				
48	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т				
49	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т				
50	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.				
51	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %				
52	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %				
53	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %				
54	Закачка рабочего агента, тыс. м ³ (млн. н. м ³)/год				
55	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³ (млн. н. м ³)				
56	Компенсация отбора текущая, %				
57	с начала разработки, %				

Таблица 43 – Обоснование прогноза добычи нефтяного и природного газа, газового конденсата, объема буровых работ
 Вариант Объект (месторождение), категория запасов

№№ пп	Показатели	Годы				
	
1	2	3	4	5	6	7
1	Остаточные извлекаемые запасы нефтяного газа, млн.н.м ³					
2	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн. н.м ³					
3	Газовый фактор, н.м ³ /т					
4	Добыча нефтяного газа, млн.н.м ³ /год					
5	Использование нефтяного газа, млн.н.м ³ /год					
6	Процент утилизации нефтяного газа, %					
7	Остаточные запасы природного газа категории А+В+С ₁ , млн.н.м ³					
8	Отбор газа с начала разработки, млн.н.м ³					
9	Добыча газа, всего, млн.н.м ³ /год					
10	Расход газа на собственные нужды, млн.н.м ³ /год					
11	В т.ч. на технологические нужды, млн.н.м ³ /год					
12	Добыча газа из переходящих скважин, млн.н.м ³ /год					
13	Действующий фонд переходящих скважин на начало года, шт.					
14	Среднедействующий фонд переходящих скважин, шт.					
15	Среднесуточный дебит 1 переходящей скважины, тыс.н.м ³ /год					
16	Среднее число дней работы переходящей скважины, дни					
17	Добыча газа из скважин, вводимых из бездействия, млн.н.м ³ /год					
18	Ввод в эксплуатацию скважин из бездействия, шт.					
19	Среднесуточный дебит одной скважины, вводимой из бездействия, тыс.н.м ³					
20	Среднее число дней работы 1 скважины, вводимой из бездействия, дни					
21	Добыча газа из новых скважин, млн.н.м ³ /год					
22	Ввод в эксплуатацию новых скважин, шт.					
23	В т.ч. – из эксплуатационного бурения					
24	– переводом из других объектов					
25	– из консервации					
26	– из разведочного бурения					
27	Среднесуточный дебит 1 новой скважины, тыс.н.м ³ /сут					
28	Среднее число дней работы 1 новой скважины, дни					
29	Расчетная годовая добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году, млн.н.м ³ /год					
30	Ожидаемая расчетная добыча газа из старых скважин данного года, млн.н.м ³ /год					
31	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин					
32	Падение добычи газа по переходящим скважинам, млн.н.м ³					
33	Выбытие скважин из действующего фонда, шт.					
34	Средняя глубина бурения газодобывающих скважин, м					
35	Объем эксплуатационного бурения, тыс.м					
36	Средневзвешенное пластовое давление на начало года, МПа					
37	Среднее устьевое (рабочее) давление на начало года, МПа					
38	Содержание стабильного конденсата, г/н.м ³					
39	Добыча конденсата, тыс. т					
40	Коэффициент извлечения конденсата из газа, доли ед.					
41	Технологические потери конденсата, %					

* Пункты 7-41 заполняются для газонефтяных месторождений при добыче природного газа и конденсата.

Таблица 44 – Программа исследовательских работ (в том числе доразведки)

№ п/п	Цель проводимых работ	Виды работ	Срок исполнения	Исполнители
1	2	3	4	5

Таблица 45 – Программа работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин

Месторождение:

Недропользователь:

№ скв.	Состояние по фонду	Пласт	Накопленный отбор нефти, тыс. т	Режим работы (на дату остановки)		Причины простоя	Планируемые мероприятия	Год ввода в работу	Режим работы (планируемый)	
				Qн, т/сут	Обводненность, %				Qн, т/сут	Обводненность, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11