ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 56540— 2015

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ И ОСВОЕНИЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Общие требования к проведению авторского надзора за выполнением проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2016

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Газпром» (ОАО «Газпром») и Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») с участием ООО «ТюменНИИгипрогаз»

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 023 «Нефтяная и газовая промышленность»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 июля 2015 г. № 1029-ст

В настоящем стандарте реализованы нормы Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах» (с изменениями)

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0—2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, 2016

Настоящий стандарт не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Термины, определения и сокращения 1
3 Общие положения 3
4 Организация проведения авторского надзора за выполнением технических проектов разработки месторождений 4
5 Информационное обеспечение авторского надзора за выполнением технических проектов разработки месторождений 4
6 Направления работ по авторскому надзору за выполнением технических проектов разработки месторождений 5
7 Комплекс обязательных промысловых исследовательских работ, подлежащих контролю в процессе авторского надзора за выполнением технических проектов разработки 6
8 Состав и результаты авторского надзора за выполнением технического проекта разработки месторождения 7
Библиография 19

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ И ОСВОЕНИЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Общие требования к проведению авторского надзора за выполнением проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений

Gas and gas-condensate fields projection and development. General requirements for author's control at a gas, gas-condensate field development project

Дата введения — 2016—02—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает общие требования к авторскому надзору за выполнением технического проекта разработки газового (газоконденсатного) месторождения или его отдельного объекта, проводимому по техническому заданию недропользователя, а также требования к составу, содержанию и представлению (оформлению) отчетных материалов по авторскому надзору.

Примечание — При оформлении договора на проведение авторского надзора интересы недропользователя может представлять иное лицо — инвестор или эксплуатирующая организация.

1.2 Настоящий стандарт предназначен для применения недропользователями, юридическими и физическими лицами, составляющими технические проекты разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

2 Термины, определения и сокращения

2.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

2.1.1 **авторский надзор за выполнением технического проекта разработки месторождения:** Научно-техническая услуга, выполняемая для недропользователя проектировщиком — разработчиком технического проекта разработки, для эффективного выполнения проектных решений.

2.1.2 **газоводяной контакт**; ГВК: Граница в пласте, отделяющая газовую или газоконденсатную залежь от пластовой воды.

Примечание — Поскольку раздел между залежью и подстилающей водой является переходной зоной с переменной газонасыщенностью, для количественной оценки используют поверхность внутри переходной зоны, против которой газонасыщенность соответствует нулевой фазовой проницаемости для газа.

2.1.3

геологическая (цифровая) модель: Представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора цифровых карт (двухмерных сеток) или трехмерной сети ячеек.

[ГОСТ Р 53712—2009, статья 3.1]

2.1.4 **депрессия на пласт:** Превышение пластового давления над забойным, обусловливающее приток пластовых флюидов в скважину.

Издание официальное

2.1.5

доразведка месторождения: Работы по уточнению геологического строения разрабатываемого месторождения.

[ГОСТ Р 53713—2009, статья 3.5]

Примечание — Доразведку можно проводить на любом этапе разработки месторождения. Обычно в состав работ входят детальные сейсмические исследования, бурение или углубление разведочных и эксплуатационных скважин в пределах лицензионного участка.

2.1.6 **контроль разработки месторождения:** Комплексная система исследований и наблюдений за состоянием разработки месторождения с целью выработки мероприятий по ее регулированию и совершенствованию.

Примечание — Основу системы контроля разработки составляют газодинамические, газоконденсатные и геофизические исследования скважин, данные учета добычи углеводородного сырья и его потерь.

2.1.7 **коэффициент извлечения пластового газа [природного газа, углеводородного конденсата]:** Отношение накопленного отбора пластового газа [природного газа, углеводородного конденсата] к геологическим запасам до начала разработки.

Примечание — Различают конечный (на момент завершения разработки) и текущий коэффициенты извлечения.

2.1.8

пользователь недр: Юридическое или физическое лицо, получившее в установленном порядке лицензию на пользование участком недр с целью поисков, разведки и разработки на нем полезных ископаемых.

[ГОСТ Р 53713—2009, статья 3.30]

2.1.9 **объект разработки:** Совокупность продуктивных отложений (залежей, пластов, участков) месторождения или его части, входящей в лицензионный участок недропользователя, выделенная для проектирования разработки, обустройства и учета добычи и потерь углеводородного сырья, без отрицательных последствий для других продуктивных (газоносных) отложений.

Примечания

1 Близость входящих в объект разработки пластов по степени изученности, фильтрационно-емкостным характеристикам пластов, термобарическим условиям, составу и физико-химическим свойствам пластовых флюидов предопределяют возможность применения единой самостоятельной системы сбора, подготовки, учета добываемого углеводородного сырья и его потерь.

2 Объект разработки может включать в себя несколько эксплуатационных объектов, разрабатываемых самостоятельными сетками скважин.

3 В техническом проекте разработки рассматривается один объект разработки.

2.1.10 **основные технологические показатели разработки газового [газоконденсатного] месторождения:** Количественные значения уровней добычи пластового газа, газового конденсата, закачки рабочего агента, числа добывающих газовых и нагнетательных скважин, пластового и устьевого давления по годам или периодам разработки, суммарной добычи пластового газа, газового конденсата, суммарной закачки рабочего агента, коэффициентов извлечения углеводородного сырья за период разработки.

2.1.11

пластовое давление: Давление, под которым находятся нефть, вода и газ, насыщающие поровое пространство и (или) трещины коллекторов углеводородов.

[ГОСТ Р 53554—2009, статья 12]

2.1.12

постоянно действующая геолого-технологическая модель; ПГТМ: Объемная имитация месторождения, хранящаяся в памяти компьютера в виде многомерного объекта, позволяющая исследовать и прогнозировать процессы, протекающие при разработке в объеме месторождения, уточняющаяся на основе данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения.

[ГОСТ Р 53712—2009, статья 3.6]

2.1.13 **проектировщик:** Физическое или юридическое лицо, разработавшее технический проект разработки месторождения углеводородного сырья и осуществляющее авторский надзор за его реализацией.

2.1.14 **разработка газового [газоконденсатного] месторождения:** Совокупность технологических процессов, направленных на рациональное извлечение из недр газа [газа и содержащегося в нем конденсата] и сопутствующих ценных компонентов.

Примечание — Основу разработки месторождения составляет управление движением газа, конденсата и воды в пласте посредством строительства и ввода в эксплуатацию скважин и объектов системы сбора и подготовки добываемой продукции в соответствии с утвержденными проектными решениями, установления технологических режимов их работы, а также проведения геолого-технических мероприятий на скважинах с целью повышения эффективности их эксплуатации.

2.1.15 **система разработки газового [газоконденсатного] месторождения:** Комплекс геолого-технологических и инженерных решений по технологии и техническим средствам извлечения из недр пластового газа, газового конденсата, их подготовки до соответствия требованиям стандартов качества товарной продукции и по эксплуатации скважин, наземных и подземных промысловых объектов.

Примечание — Система разработки характеризуется количеством и составом эксплуатационных объектов, способом и технологиями разработки, темпами отбора углеводородов из пластов, размещением добывающих и нагнетательных скважин, технологиями и средствами контроля и регулирования процессов, происходящих в продуктивном пласте, очередностью ввода скважин, наземных и подземных промысловых объектов, технологическими режимами их эксплуатации.

2.1.16 **степень выработанности запасов месторождения [объекта разработки месторождения]:** Отношение количества накопленного отбора полезного ископаемого к извлекаемым запасам данного вида полезного ископаемого по месторождению [объекту разработки].

2.1.17 **технический проект разработки:** Проектный документ, определяющий основные решения по рациональному пользованию участком недр, на основании которого осуществляется разработка месторождения (объекта разработки месторождения) или группы месторождений.

Примечание — Конкретными видами технического проекта разработки являются: проект пробной разработки залежи, технологическая схема опытно-промышленной разработки месторождения (участка, залежи), технологическая схема разработки месторождения, технологический проект разработки месторождения.

2.1.18

эксплуатационный объект: Продуктивный пласт или группа пластов, разрабатываемые единой сеткой скважин.

[ГОСТ Р 53710—2009, статья 3.4]

2.2 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ГВК — газоводяной контакт;

ГИС — геофизические исследования в скважинах;

ГКЗ Роснедра — Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых Федерального агентства по недропользованию;

ДКС — дожимная компрессорная станция;

НКС — нагнетательная компрессорная станция;

ППД — поддержание пластового давления;

ПХГ — подземное хранилище газа;

УКПГ — установка комплексной подготовки газа;

УППГ — установка предварительной подготовки газа;

ЦКР Роснедр по УВС — Центральная комиссия по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию.

3 Общие положения

3.1 Авторский надзор является составной частью контроля разработки месторождения и выполняется по инициативе недропользователя для своевременного уточнения проектных решений.

3.2 Для проведения авторского надзора используют данные, получаемые при освоении месторождения (залежи), включая результаты проводимых исследовательских и опытных работ. На разрабатываемых месторождениях авторский надзор включает в себя проведение анализа разработки.

3.3 При авторском надзоре анализируется ход реализации решений утвержденного в установленном порядке технического проекта разработки (его конкретного вида — проекта пробной разработки, технологической схемы опытно-промышленной разработки, технологической схемы разработки, технологического проекта разработки, дополнений к ним).

3.4 Цель авторского надзора за выполнением технического проекта разработки месторождения — повышение эффективности реализации проектных технических и технологических решений.

3.5 К основным задачам авторского надзора относят:

- сопоставление проектных и фактических технико-экономических показателей;
- выявление причин отклонения фактических показателей от проектных;
- разработку рекомендаций по повышению эффективности реализации проектных решений.

4 Организация проведения авторского надзора за выполнением технических проектов разработки месторождений

4.1 Решение о проведении авторского надзора принимает недропользователь после утверждения технического проекта разработки месторождения (объекта разработки). Авторский надзор на основании договора между недропользователем и проектировщиком проводят в течение всего срока разработки месторождения.

4.2 Авторский надзор осуществляет проектировщик по техническому заданию недропользователя.

4.3 В техническом задании на проведение авторского надзора приводят следующие сведения:

- наименование утвержденного технического проекта разработки месторождения или его объекта разработки;
- порядок и сроки обеспечения проектировщика необходимой информацией;
- условия доступа к электронным базам данных (при их наличии) для оперативного обмена информацией;
- дату(ы), на которую(ые) приводят сопоставление проектных и фактических показателей разработки;
- сроки выполнения работы, составления отчета по авторскому надзору и других отчетных материалов, форму (вид) и порядок их представления;
- права собственности на материалы работы, их конфиденциальность.

4.4 Результаты выполненных проектировщиком работ представляют в виде отчета по авторскому надзору. Отчеты по авторскому надзору составляют ежегодно, если иное не предусмотрено договором на его проведение.

4.5 Оперативные работы, не влекущие изменения проектных решений (согласование технологических режимов работы скважин, проведения исследований конкретных скважин, изменения расположения резервных скважин, видов геолого-технических мероприятий), может выполнять проектировщик ежеквартально или по запросу недропользователя.

4.6 Рекомендации авторского надзора используются для планирования уровней добычи углеводородов, сроков ввода объектов промысла, обоснования сроков проведения и объемов финансирования работ по обустройству месторождения и/или реконструкции промысловых объектов и расходов на эксплуатацию промысловых объектов.

5 Информационное обеспечение авторского надзора за выполнением технических проектов разработки месторождений

5.1 Для проведения авторского надзора за выполнением технического проекта разработки необходима следующая исходная информация:

- лицензия на пользование недрами;
- утвержденный технический проект разработки месторождения;
- техническое задание на проведение авторского надзора;
- материалы утвержденного подсчета запасов углеводородного сырья, включая технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения конденсата;

- материалы контроля разработки (динамика фактических показателей разработки месторождения; материалы уточнения геологического строения; результаты реализации методов увеличения газо- и конденсатоотдачи пластов, геолого-технических мероприятий по интенсификации притока к скважине, параметры работы системы сбора и подготовки продукции скважин, результаты реконструкции наземных промысловых объектов);

- научно-техническая информация о новых технологических процессах и технических средствах для разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

При проведении авторского надзора рекомендуется использовать также результаты научно-исследовательских работ, проведенных на месторождении другими организациями по заказу недропользователя.

5.2 Недропользователь должен передавать проектировщику:

- сведения о месячной добыче газа, конденсата, воды по принятым недропользователем формам;

- информацию о проведенных на скважинах, наземных и подземных промысловых объектах геолого-технических мероприятиях;

- сведения о распределении фонда скважин по категориям;

- сводную информацию о проведенных промысловых геолого-геофизических, газогидродинамических, гидрохимических, газоконденсатных и прочих видов исследований, а также результаты их первичной обработки, при необходимости первичную документацию в виде актов;

- результаты дополнительной обработки первичных результатов исследований (в случае необходимости);

- результаты расчетов с использованием постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения (при ее наличии у недропользователя) с учетом полученной новой геолого-промысловой информации;

- результаты расчетов уточненных прогнозных технологических показателей разработки месторождения (при их наличии);

- сведения о планируемых или ожидаемых сроках ввода в эксплуатацию и вывода из нее скважин и объектов обустройства.

6 Направления работ по авторскому надзору за выполнением технических проектов разработки месторождений

6.1 Авторский надзор до ввода месторождения в разработку направлен на уточнение:

- геологического строения месторождения по результатам площадных геофизических исследований (сейсморазведки, электро-магниторазведки и гравиразведки и других методов) и бурения эксплуатационных, наблюдательных, контрольных и иных категорий скважин;

- профиля стволов скважин, в т. ч. субгоризонтальных (горизонтальных) участков;

- технологий вскрытия и освоения продуктивных интервалов, в т. ч. с применением методов интенсификации притока;

- технологий и технических средств, а также объемов проведения промыслово-геофизических, газогидродинамических, газоконденсатных и специальных видов исследований;

- условий работы скважин, их устьевого и внутрискважинного оборудования (гидратообразования, механического и коррозионного воздействия);

- добывных возможностей скважин.

6.2 При авторском надзоре на разрабатываемых месторождениях уточняют:

- геологическое строение, геологические модели и запасы месторождения (объекта разработки) эксплуатационных объектов, залежей;

- возможные уровни годовых отборов углеводородов по месторождению, его эксплуатационным объектам или залежам;

- техническое состояние скважин с позиций охраны недр и промышленной безопасности;

- технологические потери углеводородов и их расход на собственные нужды;

- ограничения на дебит скважин (допустимая депрессия на пласт, давление в газосборной сети, скорость потока газа в лифтовых трубах и др.);

- продуктивность скважин и их количество;

- пластовые (начальные и текущие), забойные и устьевые давления и устьевые температуры;

- начальные и текущие составы добываемой продукции и содержание конденсата в пластовом газе;

- параметры работы системы сбора и подготовки газа (включая ДКС).

Если техническим проектом разработки учтена сезонная неравномерность добычи газа, уточняют допустимые максимальные (пиковые) и минимальные уровни суточной добычи.

Оценивают также степень вовлечения залежей в дренирование, прогнозные конечные коэффициенты извлечения газа, газового конденсата, сопутствующих компонентов.

6.3 На завершающей стадии разработки дополнительно рассматривают:

- характер и степень выработанности запасов углеводородов по площади и разрезу месторождения;
- предельные значения параметров технологического режима работы скважины, не позволяющих продолжать ее эксплуатацию;
- сроки разработки месторождения и перехода к ликвидационным работам;
- технологии ликвидации скважин и наземных промысловых объектов при завершении разработки.

6.4 В процессе авторского надзора проводят работы по адаптации постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения к реальному протеканию процесса разработки с учетом рекомендаций регламента [1].

6.5 В процессе проведения авторского надзора проектировщик вправе предложить с соответствующим обоснованием или вариантными расчетами следующие уточнения проектных решений:

- корректировку программы доразведки и исследовательских работ;
- выделение разведочных скважин для проведения пробной эксплуатации;
- отмену строительства отдельных скважин (при сокращении площади промышленной газоносности, уточнении геологического строения и флюидонасыщения пластов) или перенос их местоположения на структуре, изменение очередности бурения и ввода скважин;
- выделение участков для проведения опытно-промышленной разработки и испытания технологий, не приведенных в техническом проекте разработки (бурение горизонтальных, многоствольно-разветвленных скважин и боковых стволов, применение гидроразрыва и других методов повышения газо-, нефте- и конденсатоотдачи);
- корректировку принятых недропользователем планов и программ ремонта скважин и геолого-технических мероприятий;
- перевод скважин, выполнивших проектное назначение, на другие эксплуатационные объекты.

6.6 По результатам авторского надзора должно быть отмечено выполнение условий лицензии на право пользования недрами.

6.7 В результате проведения авторского надзора за выполнением технического проекта разработки должны быть даны предложения и рекомендации по:

- доразведке месторождения и освоению не вовлеченных в разработку залежей, участков, зон (при их выявлении);
- объему и видам контроля за разработкой;
- установлению технологических режимов работы скважин;
- интенсификации притока углеводородов к забоям скважин;
- ремонту скважин;
- обустройству и/или реконструкции наземных промысловых объектов;
- регулированию разработки месторождения с целью обеспечения эффективной выработки запасов углеводородов, приближения фактических показателей разработки к их проектным значениям;
- целесообразности подготовки дополнений (изменений) к техническому проекту разработки либо нового технического проекта разработки.

7 Комплекс обязательных промысловых исследовательских работ, подлежащих контролю в процессе авторского надзора за выполнением технических проектов разработки

7.1 При авторском надзоре анализируют состав комплекса исследовательских работ, предусмотренный техническим проектом разработки. Учитывают полноту и результаты выполнения отдельных видов комплекса исследовательских работ (газодинамических, газоконденсатных, ГИС, специальных), их соответствие стадии разработки.

7.2 По результатам анализа подготавливают рекомендации по комплексу исследовательских работ с учетом методических указаний [2], типовых (обязательных) региональных комплексов исследований и измерений для контроля за разработкой месторождений (при их наличии), а также рекомендаций ЦКР Роснедр по УВС и/или ГКЗ Роснедра по специальным исследованиям, рекомендаций ранее проведенных работ по авторскому надзору.

8 Состав и результаты авторского надзора за выполнением технического проекта разработки месторождения

8.1 Отчет по авторскому надзору за выполнением технического проекта разработки месторождения, содержащий результаты анализа разработки, подготавливают, руководствуясь методическими указаниями [3]. В него включают следующие разделы:

- введение;
- результаты доразведки и уточнение геолого-геофизической характеристики месторождения (залежи);
- уточнение добывных возможностей по результатам исследований и эксплуатации скважин;
- результаты проведения работ по воздействию на пласт;
- состояние разработки месторождения (залежи);
- сопоставление проектных и фактических технологических и технико-экономических показателей разработки;
- уточнение (адаптация) расчетных моделей по данным истории разработки;
- мероприятия по внедрению утвержденного варианта разработки;
- характеристика системы управления, состояние контроля и регулирования разработки;
- анализ состояния эксплуатации скважин, промысла и результатов работ по ремонту, консервации и ликвидации скважин;
- выполнение экологических требований;
- особенности разработки месторождения (залежей) на завершающей стадии (приводят для месторождений в период падающей добычи);
- выводы, предложения и рекомендации;
- приложения.

8.2 Во введении указывают наименование действующего вида технического проекта разработки и реквизиты его утверждения. Приводят краткую характеристику принятого в нем варианта разработки.

8.3 В разделе «Результаты доразведки и уточнение геолого-геофизической характеристики месторождения (залежи)» приводят новую информацию о геолого-промысловых параметрах месторождения (залежи). Кроме материалов эксплуатационного разбуривания, весьма существенными являются данные, полученные в процессе дополнительных разведочных работ.

По результатам доразведки анализируют:

- характер распространения продуктивного горизонта горизонта и пластов-коллекторов по площади залежи (эксплуатационного объекта) в связи с его влиянием на расположение добывающих и нагнетательных скважин;
- изолированность или взаимосвязь эксплуатационных объектов и подтверждение обоснованности их выделения;
- изменение фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов;
- начальные запасы углеводородов;
- гидрогеологические факторы, определяющие условия проявления режима залежи в процессе разработки и продвижения пластовых вод (характеристику водонапорной системы, приконтурных участков залежи и их взаимосвязь).

Характеризуют изменения представлений о геологическом строении (модели) месторождения, иллюстрируют набором соответствующих карт и профилей в соответствии с регламентом [1]. Сведения об изменениях параметров пластов-коллекторов приводят по отдельным скважинам, группам скважин, отдельным участкам или зонам залежи.

Отмечают изменения компонентного состава и физико-химических свойств пластовых флюидов, газоконденсатной характеристики, характера проявления режима залежи, начальных запасов газа и конденсата.

Приводят авторскую оценку запасов газа объемным методом, а для длительно разрабатываемых месторождений — и по методу материального баланса (по падению пластового давления). Для уникальных и крупных по запасам месторождений приводят оценку запасов газа и конденсата не только в целом по залежи (объекту), но и по отдельным участкам и/или зонам УКПГ, выделенным в техническом проекте разработки.

При авторской оценке запасов объемным методом отмечают, какие из подсчетных параметров (площадь газоносности, средняя эффективная газонасыщенная толщина, средняя пористость, средняя газонасыщенность, начальное пластовое давление, пластовая температура) претерпели наиболее существенные изменения. Оцененные значения геологических запасов газа и конденсата сопоставля-

ются с использованными в техническом проекте разработки или со значениями их официального пересчета, утвержденного ГКЗ Роснедра в период после утверждения технического проекта разработки.

Если уточненные запасы углеводородов по месторождению отличаются от утвержденных ГКЗ Роснедра на более чем 20 %, отмечают необходимость апробации этих запасов ГКЗ Роснедра.

В случае необходимости получения дополнительной информации для составления нового технического проекта разработки или пересчета запасов дают обоснование проведения комплекса площадных и скважинных исследований, включая бурение скважин со сплошным отбором керна по продуктивной толще.

8.4 В разделе «Уточнение добывных возможностей по результатам исследований и эксплуатации скважин» приводят сведения об исследованиях скважин, выполненных согласно утвержденному плану и программе проведения исследований.

Виды, объемы и периодичность исследований по контролю разработки месторождения приводят по форме 1.

Ф о р м а 1 — Программа исследовательских работ (в том числе доразведки)

Цель проводимых работ	Вид работ	Объем (периодичность)	
		проектный	фактический

Анализ результатов промысловых исследований скважин и сравнение их с принятыми в проектном документе приводят по группам скважин, отдельным участкам или зонам залежи по форме 2.

Ф о р м а 2 — Сопоставление средних параметров пласта и скважин по результатам промысловых исследований скважин

Наименование показателя	Проектное значение	Уточненее при авторском надзоре	Изменение в абсолютных значениях, %
Пластовое давление, МПа			
Статическое устьевое давление, МПа			
Давление на устье работающей скважины, МПа			
Температура на устье работающей скважины, °С			
Депрессия на пласт, МПа			
Дебит газа, тыс. $м^3$/сут			
Дебит нестабильного конденсата, т/сут			
Конденсатогазовый фактор, г/$м^3$			
Содержание конденсата в пластовом газе, г/$м^3$			
Дебит выносимой воды, $м^3$/сут			
Минерализация выносимой воды, г/$дм^3$			
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений: - А, $МПа^2$/(тыс. $м^3 \cdot сут^{-1}$) - В, $[МПа/(тыс. м^3 \cdot сут^{-1})]^2$			
Пластовая температура, °С			

Делают выводы о сохранении или изменении допустимых максимальных и минимальных рабочих дебитов скважин и депрессий с указанием ограничивающих их факторов (наличие коррозионно-агрессивных компонентов, вынос песка, подтягивание пластовой воды). Для газоконденсатных месторождений анализируют изменение состава добываемой продукции и его учет при установлении технологических режимов работы скважин.

8.5 В разделе «Результаты проведения работ по воздействию на пласт» приводят материалы дополнительных исследований и опытных работ по обоснованию способов воздействия на пласт и рекомендуемых технологий.

Рассматривают результаты промысловых исследований скважин, лабораторных исследований керна, материалы петрофизических анализов пластов-коллекторов, а также результаты дополнительных технико-экономических расчетов по обоснованию применения на данном объекте методов воздействия на пласт.

Анализируют результаты проведенных в процессе эксплуатации исследований приемистости нагнетательных скважин и материалы о характере взаимодействия с породами-коллекторами закачиваемых в пласт агентов. Приводят также данные об имевших место технологических осложнениях: образовании твердых отложений, разбухании цемента.

Дают рекомендации по дальнейшему применению методов воздействия на пласт в процессе эксплуатации рассматриваемого объекта разработки.

8.6 В разделе «Состояние разработки месторождения (залежи)» указывают принципиальные положения принятой для данного объекта системы разработки, рассматривают особенности выделения эксплуатационных объектов (отдельные пласты или группы пластов, объединенных в один объект) и очередность их ввода в эксплуатацию.

Характеризуют систему разбуривания данной залежи, особенности расположения эксплуатационных скважин (добывающих, нагнетательных, наблюдательных), очередность разбуривания различных участков (зон УКПГ) и текущее его состояние.

8.7 В разделе «Сопоставление проектных и фактических технологических и технико-экономических показателей разработки» проводят сопоставление проектных и фактических значений добычи углеводородов, а также ряда других технологических показателей, включая количества добывающих и нагнетательных скважин, средних дебитов, депрессий, давлений на устье скважин. Результаты приводят по форме 3.

Ф о р м а 3 — Сопоставление проектных и фактических технологических показателей разработки

Наименование показателя	Значение		Значение	
	проектное	фактическое	проектное	фактическое
	в.....г.		в.....г.	
Отбор пластового газа, млн $м^3$				
Годовой темп отбора пластового газа от начальных запасов, %				
Отбор пластового газа с начала разработки, млн $м^3$				
Отбор пластового газа от начальных запасов, %				
Масса извлеченных углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), тыс. т				
Масса извлеченных углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата) с начала разработки, тыс. т				
Среднегодовая масса углеводородов C_{5+} в пересчете на кубометр пластового газа, $г/м^3$				
Добыча пластовой воды, тыс. т				
Добыча пластовой воды с начала разработки, тыс. т				
Пластовое давление по добывающим газовым скважинам, МПа				
Количество вводимых добывающих газовых скважин за период				
Фонд добывающих газовых скважин на конец периода, шт.				
Фонд нагнетательных скважин на конец периода*, шт.				
Фонд специальных скважин на конец периода, шт.				

Окончание формы 3

Наименование показателя	Значение		Значение	
	проектное	фактическое	проектное	фактическое
	в.....г.		в.....г.	
Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.				
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.				
Средний дебит скважины по пластовому газу, тыс. $м^3$/сут				
Средний дебит скважины по жидким углеводородам пластового газа, т/сут				
Депрессия, МПа				
Скорость газа на устье скважин, м/с				
Пластовое давление по добывающим газовым скважинам, МПа				
Давление на устье добывающих газовых скважин, МПа				
Температура на устье добывающих газовых скважин, °С				
Давление на входе УКПГ, МПа				
Пластовое давление в зоне закачки*, МПа				
Средняя приемистость скважин по газу*, тыс. $м^3$/сут				
Средняя приемистость агента (на одну скважину)*, тыс. $м^3$/сут ($м^3$/сут)				
Давление на забое нагнетательных скважин*, МПа				
Давление на устье нагнетательных скважин*, МПа				
Доля обратной закачки агента от добываемого газа*, %				
Мощность ДКС (НКС*), тыс. кВт				
Срок ввода ДКС (НКС*), годы				
Количество ступеней, ед.				
Степень сжатия, ед.				
* В случаях применения методов ППД или воздействия на пласт.				

При анализе уровней добычи, принимая во внимание значение проблемы сезонной неравномерности, необходимо рассматривать следующие факторы: сезонную потребность в углеводородном сырье (с учетом мощностей ПХГ); необходимое количество действующих скважин; технологический режим работы скважин в зависимости от давлений в системе сбора и подготовки газа; возможность и продолжительность остановки объектов добычи с целью проведения необходимых ремонтных и иных видов работ.

При выборе периода (срока) сопоставления технологических показателей разработки учитывают дату утверждения технического проекта разработки и стадию разработки. Рекомендуемый период сопоставления — с начала разработки либо с утверждения технического проекта разработки, для длительно разрабатываемых месторождений допускается сопоставление за последние три-пять лет. Показатели в форме 3 приводят по годам, итоговые показатели дают на конец года. Давление на устье скважин, на входе УКПГ, давление нагнетания на устье скважин указывают как среднее по эксплуатационному объекту. Для уникальных и крупных месторождений значения показателей приводят по месторождению, эксплуатационному объекту как в целом, так и по выделенным в техническом проекте разработки зонам УКПГ и по отдельным обособленным площадям, включающим несколько УКПГ.

Оценивают отличия реализуемой системы и технологических показателей разработки объекта от проектных их значений и указывают основные причины расхождений (геологические, технические, организационные). Отклонения от проектных решений оценивают по следующим основным позициям:

- дебиты добывающих и приемистость нагнетательных скважин;
- необходимый общий фонд скважин, количество действующих добывающих скважин;
- уровни отборов углеводородов по отдельным участкам (пластам, зонам УКПГ);
- характер продвижения пластовых вод по разрезу данной залежи;
- технологический режим работы добывающих скважин;
- сроки ввода и параметры режима работы ДКС;
- особенности распределения и динамики пластового давления, наличие перетоков газа между зонами УКПГ;
- характер взаимодействия разрабатываемого объекта с окружающей водонапорной системой и степень проявления упруговодонапорного режима;
- состояние системы контроля и наблюдений.

Для месторождений, разработка которых предусмотрена наклонно направленными и горизонтальными скважинами, анализируют отклонения фактических устьев и забоев от проектных.

Приводят карты изобар, карты и характерные профили подъема ГВК. Для уникальных по запасам месторождений периодичность составления карт и профилей — не реже двух раз в год.

Проводят сопоставление итоговых проектных и фактических технико-экономических показателей разработки на даты, предусмотренные техническим заданием на проведение авторского надзора, по форме 4. В случае значительных расхождений между проектными и фактическими значениями рассматривают обусловившие их причины.

Ф о р м а 4 — Сопоставление проектных и фактических технико-экономических показателей разработки на дату проведения авторского надзора

Наименование показателя	Значение проектное	Значение фактическое
Годовая добыча газа сепарации, млн $м^3$		
Годовая добыча нестабильного газового конденсата, тыс. т		
Фонд скважин, шт. в том числе: - добывающих газовых скважин		
- нагнетательных скважин*		
Количество УКПГ		
Количество УППГ		
Количество ДКС (НКС*)		
Количество агрегатов на ДКС (НКС*) всего		
Капитальные вложения, млн руб. в том числе: - в строительство скважин		
- в обустройство промысла		
- в ДКС (НКС*)		
- на реконструкцию промысловых сооружений		
Остаточная стоимость основных фондов, млн руб.		
Эксплуатационные затраты, млн руб. в том числе: - операционные		
- амортизационные отчисления (включая аренду)		
- затраты на капремонт		
- налог на добычу полезных ископаемых		
- другие налоги, относимые на себестоимость		
Себестоимость добычи газа, руб./тыс. $м^3$		
Себестоимость добычи конденсата, руб./т		
* В случаях применения методов ППД или воздействия на пласт.		

Приводят предложения и мероприятия по совершенствованию системы разработки и повышению ее эффективности. При необходимости для их обоснования выполняют дополнительные уточненные расчеты проектных технологических показателей разработки.

Для месторождений сложного (многокомпонентного) состава приводят сопоставление проектных и фактических показателей добычи сырья и производства товарной продукции (товарного газа, стабильного конденсата, широкой фракции легких углеводородов, сжиженного газа, серы, гелия, бензина, дизтоплива, других товарных продуктов в соответствии с ассортиментом).

8.8 В разделе «Уточнение (адаптация) расчетных моделей по данным истории разработки» оценивают достоверность геолого-технологической модели залежи (объекта разработки), принятой для проектных расчетов, и проводят ее корректировку. В этих целях на модели воспроизводят историю разработки. Полученные результаты сопоставляют с фактическими данными разработки и выявляют возможные причины несоответствия расчетных и фактических технологических показателей разработки.

При уточнении геологической модели в зоне расположения конкретной скважины проводят:

- уточнение толщин продуктивных пластов-коллекторов по разрезу скважины;
- оценку положения продуктивных пластов и геологических неоднородностей в межскважинном пространстве с использованием данных по окружающим скважинам.

Адаптацию модели проводят в соответствии с регламентом [1]. Приводят характеристику алгоритма адаптации модели или основных ее принципов. Отмечают изменения модели в результате адаптации и дают объяснение причин указанных изменений.

Пополняют постоянно действующую геолого-технологическую модель новыми геологическими данными, материалами эксплуатации скважин и текущей разработки объекта.

8.9 В разделе «Мероприятия по внедрению утвержденного варианта разработки» для начальной стадии разработки анализируют рекомендации и предложения по основным разделам технического проекта разработки. Для основной стадии разработки более детально рассматривают фактическое состояние и условия эксплуатации скважин и других объектов промысла.

Отмечают необходимость осуществления мероприятий по регулированию процесса разработки, предусмотренных техническим проектом разработки. Обосновывают мероприятия по совершенствованию системы разработки.

По эксплуатационным объектам, на которых отмечается значительное расхождение фактических и проектных показателей разработки, проводят детальный анализ выполнения проектных решений и предлагают мероприятия по обеспечению их выполнения. При необходимости допускается оценивать варианты по реальным возможностям и срокам осуществления этих мероприятий.

При подготовке мероприятий уточняют:

- расположение скважин;
- порядок разбуривания объектов;
- очередность ввода отдельных участков залежи в эксплуатацию;
- сроки ввода наземных промысловых сооружений.

Рассматривают на ближайшую перспективу (три-пять лет) предложения по объемам бурения, добычи и обустройства с их экономической оценкой по форме 5.

Ф о р м а 5 — Основные технологические и технико-экономические показатели разработки, рекомендуемые по результатам авторского надзора

Наименование показателя	Год		
	1	2	3
Отбор пластового газа, млн $м^3$			
Годовой темп отбора пластового газа от начальных запасов, %			
Масса извлеченных углеводородов C_{5+} (углеводородного конденсата), тыс. т			
Фонд скважин, шт., всего, в том числе: - добывающих газовых			
- нагнетательных*			
- наблюдательных и пьезометрических			
- специальных			

Окончание формы 5

Наименование показателя	Год		
	1	2	3
Количество скважин, подлежащих бурению, шт.			
Средний дебит скважины по пластовому газу, тыс. $м^3$/сут			
Средняя депрессия, МПа			
Давление на устье добывающих газовых скважин			
Ввод мощностей по подготовке газа, млрд $м^3$			
Ввод ДКС (НКС*), тыс. кВт (агрегатов)			
Ввод агрегатов на ДКС (НКС*), шт.			
Капитальные вложения, млн руб., в том числе: - в строительство скважин			
- в обустройство промысла			
- в ДКС (НКС*)			
- на реконструкцию промысловых сооружений			
Эксплуатационные затраты, млн руб., в том числе: - операционные			
- амортизационные отчисления (включая аренду)			
- затраты на капремонт			
- налог на добычу полезных ископаемых			
- другие налоги, относимые на себестоимость			
Себестоимость добычи газа, руб./тыс. $м^3$			
Себестоимость добычи конденсата, руб./т			
* В случаях применения методов ППД или воздействия на пласт.			

8.10 В разделе «Характеристика системы управления, состояние контроля и регулирования разработки» рассматривают, отвечает ли состояние системы контроля рекомендациям технического проекта разработки.

8.10.1 Характеризуют состояние системы контроля разработки, при этом выделяют следующие основные позиции:

- определение пластовых давлений в скважинах;
- контроль за технологическими режимами работы добывающих и нагнетательных скважин;
- наблюдения за текущим положением газоводяного контакта;
- степень дренирования различных частей залежи;
- равномерность отработки отдельных пластов, объединенных в одном эксплуатационном объекте;
- технологическая эффективность применяемых методов воздействия на пласт;
- выполнение комплекса газодинамических, газоконденсатных и геофизических исследований скважин для контроля за их продуктивностью и составом добываемого углеводородного сырья.

Анализируют:

- виды и объемы исследований по доразведке месторождения (бурение разведочных скважин, углубление эксплуатационных скважин и т. д.);
- объемы бурения скважин с отбором керна;
- виды стандартных и специальных исследований образцов керна;
- виды гидродинамических исследований скважин, определение пластовых давлений и фильтрационных характеристик пластов;
- виды и объемы промыслово-геофизических исследований скважин (определение профиля притока, профиля приемистости, положения водогазового и газонефтяного контактов);
- виды и объемы газоконденсатных исследований;

- способы определения физико-химических свойств газа, нефти и воды и оценки фазового состояния пластовых флюидов;
- мероприятия по гидропрослушиванию и индикаторные исследования;
- обоснование и функционирование сети наблюдательных и пьезометрических скважин;
- виды и объемы промысловых исследований и измерений.

При контроле за выработкой пластов определяют или оценивают:
- профиль притока или приемистости;
- состав поступающего из работающих интервалов флюида;
- начальное, текущее или остаточное газо- и нефтенасыщение пласта.

Оценивают изменение энергетических (термобарических) характеристик пластов, фильтрационных свойств пласта и призабойной зоны.

Следует уточнять периодичность проведения исследований скважин, связанных с продолжительными сроками вывода их из эксплуатации и выпуском газа в атмосферу в зависимости от:
- этапа разработки;
- наличия в газе коррозионно-агрессивных компонентов;
- коэффициента эксплуатации скважин.

8.10.2 В случае необходимости обосновывают предложения по совершенствованию системы контроля, которые могут быть обусловлены:
- недостаточностью информации при составлении технологической схемы или первоначального проекта разработки;
- получением в процессе разбуривания или на начальном этапе освоения месторождения дополнительной информации, позволяющей уточнять задачи системы контроля;
- отличием фактического состояния системы контроля от утвержденных проектных рекомендаций.

Указанные предложения могут быть оформлены в виде отдельной программы, прилагаемой к отчету по авторскому надзору.

8.10.3 На основании материалов авторского надзора уточняют комплекс мероприятий по регулированию процесса разработки. Рассматривают основные способы регулирования для однопластовых залежей и многопластовых объектов. При этом обращают особое внимание на соблюдение утвержденных технологических режимов работы скважин и промысловых сооружений.

Учитывают также возможности использования данных ГИС для оперативного регулирования и управления процессом разработки.

Приводят общую оценку системы управления разработкой данного объекта, в которую входят контроль и регулирование. При необходимости дают рекомендации по ее совершенствованию.

8.11 В разделе «Анализ состояния эксплуатации скважин, промысла и результатов работ по ремонту, консервации и ликвидации скважин» приводят фактическое техническое состояние добывающих и нагнетательных скважин. Характеристика фонда скважин на дату проведения авторского надзора приведена по форме 6.

Ф о р м а 6 — Характеристика фонда скважин на дату проведения авторского надзора

Наименование показателя	Количество скважин	
	по техническому проекту разработки	фактическое
Фонд добывающих газовых скважин, в том числе: - пробурено		
- переведено из других объектов или категорий		
- переведено на другие объекты или в другую категорию		
всего, из них: а) действующие		
б) бездействующие		
в) в освоении после бурения		
г) в консервации		
д) в ожидании ликвидации		
е) в ожидании подключения		
ж) ликвидированные		

Окончание формы 6

Наименование показателя	Количество скважин	
	по техническому проекту разработки	фактическое
Фонд нагнетательных скважин*, в том числе: - пробурено		
- переведено из других объектов или категорий		
- переведено на другие объекты или в другую категорию		
всего, из них: а) под закачкой газа		
б) бездействующие		
в) в освоении после бурения		
г) в отработке на газ		
д) в консервации		
е) в ожидании ликвидации		
ж) ликвидированные		
Фонд контрольных и специальных скважин, в том числе: - контрольные и наблюдательные, из них:		
а) за продуктивными отложениями		
б) за вышележащими отложениями		
- пьезометрические		
- специальные и технологические, из них: а) для закачки промстоков		
б) водозаборные		
- в консервации		
- в ожидании ликвидации		
Ликвидированные под наблюдением		
Всего на балансе		
* В случаях применения методов ППД или воздействия на пласт.		

Оценивают работу элементов подземного оборудования, фазовое состояние флюида в стволе работающей скважины, дебит скважины по отдельным фазам.

При оценке технического состояния скважины проводят:

- уточнение положения элементов конструкции;
- определение межпластовых перетоков;
- оценку состояния эксплуатационной (вне продуктивных интервалов) и лифтовой колонн труб;
- выявление негерметичностей колонн и уточнение интервалов перфорации (притока);
- контроль качества крепления и состояния цементного камня.

Оценивают эффективность выполнения мероприятий по предупреждению и устранению осложнений при эксплуатации скважин.

Сравнивают (сопоставляют) фактические и запроектированные способы испытания и освоения скважин и оценивают соблюдение требований, обеспечивающих изоляцию продуктивных пластов от водоносных, качество вскрытия продуктивных пластов, а также отличия фактического подземного и наземного оборудования скважин от проектного.

Анализируют эффективность применяемых методов интенсификации притока флюидов, в том числе:

- очистки забоя;
- вскрытия пласта;
- воздействия на призабойную зону;
- воздействия на дальнюю зону пласта (гидроразрыв).

Указывают особенности размещения УКПГ, анализируют состояние и гидравлическую эффективность реализованной системы сбора и подготовки газа к транспорту. Анализируют техническое состояние шлейфов, коллекторов, оборудования УКПГ, ДКС, НКС. Анализируют объемы добычи углеводородного сырья, подготовленного газа и жидкой продукции, потребления газа и конденсата для технологических нужд промысла, технологических потерь. Анализируют содержание в добываемом углеводородном сырье углеводородов C_{5+} и других целевых компонентов и фракций.

Отмечают ход выполнения требований к системе поддержания пластового давления в залежи и мероприятиям по воздействию на пласт.

Для месторождений, разрабатываемых с поддержанием пластового давления, приводят сопоставление проектных и фактических показателей применения методов воздействия на пласт (фонд нагнетательных скважин, в том числе для обратной закачки газа, средняя приемистость нагнетательной скважины, давление на выходе НКС, на устье (забое) нагнетательной скважины, доля закачиваемого газа и степень охвата вытеснением при сайклинг-процессе, другие показатели).

Приводят результаты ремонта, консервации и ликвидации скважин по форме 7.

Ф о р м а 7 — Результаты ремонта, консервации и ликвидации скважин на дату проведения авторского надзора

Наименование работ	Объем работ, количество скважино-операций	Результативность, % успеха
Всего по залежи (объекту разработки),		
в том числе по видам ремонта: - изоляционные работы		
- крепление призабойной зоны пласта (для исключения разрушения коллектора)		
- ликвидация пробок и межколонных давлений		
- восстановление герметичности обсадных колонн		
- приобщение дополнительных пластов (горизонтов)		
- возврат на ниже- и вышележащие пласты		
- консервация скважин		
- ликвидация скважин		
- прочие		

В процессе авторского надзора допускается уточнять проектные рекомендации по переводу скважин на другие горизонты.

Анализируют эффективность мероприятий по ремонту скважин. Проводят оценку затрат на проведение ремонта. При этом необходимо учитывать специфику месторождений (залежей) с агрессивными средами, а также месторождений, характеризующихся наличием зоны многолетнемерзлых пород.

С учетом эффективности мероприятий по ремонту для месторождений с высокой агрессивностью пластовых флюидов уточняют сроки службы добывающих скважин.

При необходимости дают дополнительные рекомендации по ремонтным работам в скважинах с негерметичностью обсадных колонн, затрубной циркуляцией воды и другими осложнениями.

На основании анализа технического состояния фонда скважин и результатов работы ремонтных служб разрабатывают предложения по поддержанию фонда скважин в действующем состоянии.

8.12 В разделе «Выполнение экологических требований» оценивают состояние выполнения утвержденных проектных решений и мероприятий по охране недр и окружающей среды.

Анализируют ход реализации рекомендаций по организации и проведению мониторинга разработки, сбросу промстоков, мониторингу окружающей среды.

Рассматривают результаты систематических наблюдений за конкретными техногенными проявлениями на данном месторождении, в т. ч. материалы, полученные на специальных полигонах для контроля за проседанием земной поверхности в зоне расположения разрабатываемых объектов.

Приводят результаты сопоставления фактических воздействий с оценками, которые содержатся в утвержденном техническом проекте разработки. В случае расхождений следует показать, связано ли

это с невыполнением экологических требований в процессе обустройства и освоения месторождения (залежи) или обусловлено другими причинами, не зависящими от действий недропользователя. При необходимости в рекомендации вносят дополнения и уточнения.

8.13 Раздел «Особенности разработки месторождений (залежей) на завершающей стадии» составляют при авторском надзоре за разрабатываемыми месторождениями в периоде падающей добычи.

Оценивают ход внедрения и эффективность мероприятий по эксплуатации скважин в процессе обводнения добываемой продукции, удалению жидкости (конденсата и воды) с забоев скважин, по борьбе с выносом породы, изоляции посторонних вод, регулированию профиля притока газа в скважину.

Проводят уточнение текущих и конечных коэффициентов газо- и конденсатоотдачи на основе их авторской оценки. Оценивают возможность применения вторичных методов добычи по газоконденсатным месторождениям (залежам) для доизвлечения выпавшего конденсата.

Отмечают характер технологических осложнений при реализации методов воздействия на пласт в условиях данного конкретного объекта и результаты реализации мероприятий по борьбе с осложнениями.

Рассматривают результаты работ по восстановлению продуктивности газоконденсатных скважин на основе использования технологии закачки в них газообразных и жидких агентов.

На основе анализа результатов апробации на данном объекте различных технологий уточняют объемы работ и характеристики требуемых материалов и оборудования для завершающей стадии разработки. Дают предложения по обеспечению более благоприятных экономических условий для дальнейшей разработки месторождения (залежи).

Проводят оценку средств, необходимых для завершения разработки и ликвидации промысловых объектов, а при наличии условий — возможности получения налоговых льгот или иных государственных преференций для создания источников финансирования работ по завершению разработки.

8.14 Отчет по авторскому надзору за выполнением технического проекта разработки заканчивают разделом «Выводы, предложения и рекомендации».

Приводят в краткой форме:

- результаты сопоставления фактических и проектных показателей разработки, информацию о наличии отклонений от утвержденного проектного документа;
- характеристику новой геолого-промысловой информации;
- предложения об изменении и дополнении проектных решений на основе новой информации и уточняющих прогнозных расчетов;
- прогноз на ближайшие три-пять лет основных технологических и технико-экономических показателей разработки (по форме 5);
- предложения о необходимости пересчета запасов;
- предложения по срокам подготовки нового технического проекта разработки.

В предложениях об изменении и дополнении проектных решений выделяют рекомендации по:

- уточнению геологического строения и состава углеводородного сырья;
- объемам исследований скважин и пластов;
- совершенствованию комплекса исследований;
- дополнительному бурению добывающих скважин по зонам (участкам) соответствующих УКПГ;
- геолого-техническим мероприятиям на скважинах;
- капитальному ремонту скважин;
- срокам ввода ДКС;
- реконструкции наземных промысловых объектов.

Оценивают дополнительные капиталовложения и финансовые потребности для приведения состояния разработки месторождения (залежи) в соответствие с утвержденными проектными решениями.

Формулируют вывод о соответствии разработки условиям лицензии и техническому проекту разработки, руководствуясь допустимыми отклонениями фактической годовой добычи газа от проектной в соответствии с правилами [4].

Если по материалам авторского надзора установлено, что отдельные условия лицензионного соглашения не выполняются или не могут быть выполнены по объективным обстоятельствам, не связан-

ным с характером действий пользователей недр, то дают предложения по уточнению или пересмотру лицензионных условий.

Для оперативного использования данный раздел может быть оформлен отдельным документом — заключением авторского надзора за выполнением технического проекта разработки.

8.15 В приложениях к отчету по авторскому надзору приводят:

- перечень ранее действовавших проектных документов по разработке;
- техническое задание на проведение авторского надзора;
- графические материалы (профили изменения пластового давления; карты изобар, разработки, подъема ГВК; схемы состояния внедрения пластовых вод).

В состав приложений включают также вспомогательные материалы и результаты промежуточных расчетов, проводимых для обоснования рекомендаций и предложений.

Библиография

[1] Руководящий документ Минтопэнерго России РД 153-39.0-047—00 — Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений

[2] Руководящий документ Минэнерго России РД 153-39.0-109—01 — Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений

[3] Руководящий документ Минэнерго России РД 153-39.0-110—01 — Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

[4] Правила Госгортехнадзора России ПБ 07-601—03 — Правила охраны недр

УДК 622.276:006.354 ОКС 75.180

Ключевые слова: проектирование, освоение, газовые и газоконденсатные месторождения, авторский надзор, разработка

Редактор *Р.Г. Говердовская*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.В. Бучная*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 15.12.2015. Подписано в печать 12.01.2016. Формат 60 × 84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 2,40. Тираж 33 экз. Зак. 29.

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru