ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ГОСТ Р 56676— 2015**

# ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ И ОСВОЕНИЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## Подсчет запасов газа и газового конденсата объемным методом. Основные технические требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2019

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 «ВНИГНИ-2»

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 октября 2015 г. № 1637-ст.

Настоящий стандарт включает в себя нормы Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах»

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

5 ПЕРЕИЗДАНИЕ. Октябрь 2019 г.

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». 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 (www.gost.ru)*

© Стандартинформ, оформление, 2016, 2019

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

## Содержание

1 Область применения . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . 1
3 Термины и определения . . . 2
4 Обозначения и сокращения . . . 3
5 Общие положения . . . 4
6 Требования к геологической информации, необходимой для подсчета запасов газа и газового конденсата объемным методом . . . 7
7 Общие требования к подсчету запасов газа и газового конденсата объемным методом на разных стадиях изучения и промышленного освоения месторождений . . . 10
8 Общие требования к построению и использованию трехмерных геолого-математических моделей при подсчете запасов газа и газового конденсата объемным методом . . . 14
9 Требования к содержанию отчета по подсчету запасов газа и газового конденсата объемным методом . . . 14
Приложение А (рекомендуемое) Минимальные промышленные концентрации попутных компонентов . . . 16
Приложение Б (рекомендуемое) Формы таблиц к отчету по подсчету запасов месторождений газа . . . 17
Библиография . . . 26

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

# ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ И ОСВОЕНИЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## Подсчет запасов газа и газового конденсата объемным методом. Основные технические требования

Gas and condensate field development project. Gas and gas-condensate reserves estimation by volumetric method. Main technical requirements

**Дата введения — 2016—04—01**

## 1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает основные требования к подсчету запасов газа и газового конденсата объемным методом.

1.2 Настоящий стандарт предназначен для применения:

- добывающими организациями, которым предоставлено право пользования недрами для геологического изучения и добычи углеводородов;
- сервисными организациями, которые осуществляют подсчет (пересчет) запасов углеводородов и составление проектной документации на право ведения разработки и добычи углеводородов.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.417 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

ГОСТ 26450.1 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением

ГОСТ 30319.2 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода

ГОСТ Р 8.615 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

ГОСТ Р 53240 Скважины поисково-разведочные нефтяные и газовые. Правила проведения испытаний

ГОСТ Р 53375 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования

ГОСТ Р 53554 Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородного сырья. Термины и определения

ГОСТ Р 53579 Система стандартов в области геологического изучения недр (СОГИН). Отчет о геологическом изучении недр. Общие требования к содержанию и оформлению

ГОСТ Р 53709 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования

ГОСТ Р 53794 Информация о недрах геологическая. Термины и определения

**Издание официальное**

ГОСТ Р 53797 Геологическая информация о недрах. Основные положения и общие требования
ГОСТ Р 54389 Конденсат газовый стабильный. Технические условия

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

## 3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 53554, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **газ газовых шапок:** Природный углеводородный газ газонефтяных (нефтегазовых) залежей, находящийся в газовой фазе над нефтью в равновесном состоянии.

3.2 **газ дегазации:** Газ, выделившийся при дегазации газового нестабильного конденсата.

3.3 **газ сепарации:** Газ, получаемый на выходе сепаратора в процессе разделения продукции скважин.

3.4 **геологические запасы углеводородов:** Количество углеводородов (нефти, газа, конденсата) и содержащихся в них сопутствующих компонентов, имеющих промышленное значение, которое находится в недрах в изученных бурением залежах.

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

3.6 **залежь углеводородов:** Естественное скопление углеводородов в ловушке, образованной породой-коллектором под покрышкой из непроницаемых пород.

3.7 **категория запасов:** Показатель, характеризующий запасы месторождения (залежи) по степени геологической изученности, в том числе достаточной для составления проекта разработки залежи.

Примечание — Разделение запасов по категориям проводят в соответствии с действующей классификацией запасов и требованиями по ее применению.

3.8

**конденсат:** Смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, находящихся при начальных термобарических условиях в растворенном состоянии в пластовом газе и переходящих в жидкое состояние при снижении давления ниже давления начала конденсации.

Примечание — При стандартных условиях конденсат находится в жидком состоянии.

[ГОСТ Р 54910—2012, статья 7]

3.9 **коэффициент извлечения газового стабильного конденсата из недр:** Отношение извлекаемых запасов газового стабильного конденсата к балансовым запасам газового стабильного конденсата.

3.10 **молярная доля газа сепарации в пластовом газе:** Отношение объема газа сепарации к объему пластового газа.

3.11 **молярная доля «сухого» газа в пластовом газе:** Отношение объема «сухого» газа к объему пластового газа.

3.12

**нестабильный газовый конденсат:** Газовый конденсат, содержащий в растворенном виде газообразные углеводороды, направляемый на переработку с целью очистки от примесей и выделения углеводородов $C_1$—$C_4$, отвечающий требованиям соответствующего нормативного документа.

[ГОСТ Р 53521—2009, статья 7]

3.13 **пласт:** Геологическое тело относительно однородного состава, ограниченное практически параллельными поверхностями (за исключением границ глинизации и литолого-фациального замещения) — подошвой и кровлей.

Примечание — Толщина пласта во много раз меньше протяженности.

3.14 **пластовый газ газоконденсатных залежей:** Смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, содержащихся в газоконденсатной залежи и извлекаемых из недр на поверхность в процессе разработки месторождения.

3.15 **продуктивный горизонт:** Пласт, в основном представленный однородным коллектором, или группа пластов-коллекторов с разными свойствами, как правило, в той или иной мере гидродинамически связанных; горизонт, как правило, перекрыт региональной покрышкой.

3.16 **продуктивный комплекс:** Литолого-стратиграфическое подразделение разреза, включающее один или несколько горизонтов, перекрытое региональной покрышкой.

3.17 **свободный газ:** Агрегатное состояние газовых компонентов, в которых частицы газа (молекулы, атомы) движутся свободно, равномерно заполняя в отсутствие внешних сил весь предоставленный им объем в пористых и трещиноватых горных породах, в атмосфере земли.

3.18

**стабильный газовый конденсат:** Газовый конденсат, получаемый путем очистки нестабильного газового конденсата от примесей и выделения из него углеводородов $C_1$—$C_4$, отвечающий требованиям соответствующего нормативного документа.

[ГОСТ Р 53521—2009, статья 9]

3.19 **«сухой» газ:** Газ, прошедший подготовку (переработку), вследствие которой содержание смеси углеводородов группы $CH_4$—$C_4H_{10}$ составляет более 98 % (масс.) общего состава.

## 4 Обозначения и сокращения

4.1 В настоящем стандарте применены следующие обозначения:

$d_{НКТ}$ — диаметр насосно-компрессорных труб, относительные единицы;

$h_{эф}$ — эффективная толщина, м;

$h_{эф.г}$ — эффективная газонасыщенная толщина, м;

$h_{эф.н}$ — эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

$K_в$ — коэффициент водонасыщенности, доли единицы;

$K_г$ — коэффициент газонасыщенности, доли единицы;

$K_{нг\ прин.}$ — коэффициент нефтегазонасыщенности, принятый на основе интерпретации данных геофизических исследований скважин, доли единицы;

$K_п$ — коэффициент пористости, доли единицы;

$K_{п.\ ак}$ — коэффициент пористости, определенный на основе интерпретации данных акустического каротажа, доли единицы;

$K_{п.\ нк}$ — коэффициент пористости, определенный на основе интерпретации данных нейтронного каротажа, доли единицы;

$K_{п.\ прин.}$ — коэффициент пористости, принятый на основе интерпретации данных геофизических исследований скважин, доли единицы;

$K_{пр}$ — коэффициент проницаемости, мкм$^2$ (мД);

$F$ — площадь залежи, тыс. м$^2$;

$p_0$ — начальное пластовое давление в залежи, МПа;

$Q_{г0}$ — геологические запасы свободного газа, млн м$^3$;

$Q_{г.и}$ — извлекаемые запасы газа, млн м$^3$;

$Q_{к0}$ — начальные геологические запасы конденсата, тыс. т;

$Q_{к.извл}$ — начальные извлекаемые запасы конденсата, тыс. т;

$Q_{комп.0}$ — начальные геологические запасы попутных компонентов, тыс. т;

$Q_{с0}$ — начальные геологические запасы «сухого» газа, млн м$^3$;

$T_{пл}$ — пластовая температура в залежи, °С;

$Z$ — коэффициент сверхсжимаемости реальных газов.

4.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

2D, 3D — двух-, трехмерное геологическое моделирование;

PVT-установки — установки для исследования физико-химических свойств пластовых флюидов в условиях, моделирующих пластовые (PVT-свойства является акронимом для давления, объема, температуры, являющихся свойствами веществ, в частности пластовых флюидов);

АК — акустический каротаж;

$А_{п.с}$ — относительная амплитуда собственной поляризации пород;

ВНК — водонефтяной контакт;

ГВК — газоводяной контакт;

ГДИС — гидродинамические исследования скважин;

ГИС — геофизические исследования скважин;

ГКЗ — государственная комиссия по запасам;

ГНК — газонефтяной контакт;

ГРР — геолого-разведочные работы;

ГТИ — геолого-технические исследования;

КВД — кривая восстановления давления;

КИГ — коэффициент извлечения газа (коэффициент газоотдачи);

КИК — коэффициент извлечения конденсата;

НК — нейтронный каротаж;

ПЖ — промывочная жидкость;

УВ — углеводороды;

УППГ — установка предварительной подготовки газа;

УЭС — удельное электрическое сопротивление;

ФЕС — фильтрационно-емкостные свойства.

## 5 Общие положения

5.1 Объемный метод — основной метод при подсчете геологических запасов газа и газового конденсата, попутных компонентов на всех этапах изучения и промышленного освоения месторождений. Сущность его заключается в определении объема пластовой газовой смеси, заключенной в пустотном пространстве пород-коллекторов, и последующем вычислении объема «сухого» газа и массы газового конденсата при стандартных условиях.

### 5.2 Подсчет начальных запасов свободного газа объемным методом

5.2.1 Подсчет начальных геологических запасов свободного газа $Q_{г0}$, млн м$^3$, при отсутствии взаимосвязи между подсчетными параметрами $h_{эф.г}$, $K_п$, $K_г$, $K_р$, $K_t$ осуществляется по формуле

$$Q_{г0} = F \cdot h_{эф.г} \cdot K_п \cdot K_г \cdot K_p \cdot K_t, \quad (5.1)$$

где $F$ — площадь залежи, тыс. м$^2$;

$h_{эф.г}$ — средняя для залежи эффективная газонасыщенная толщина с точностью до одного знака после запятой, м;

$K_п$ — средневзвешенный по эффективным толщинам для залежи коэффициент открытой пористости с точностью до двух знаков после запятой, доли единицы;

$K_г$ — средневзвешенный по произведению пористости и эффективных толщин для залежи коэффициент газонасыщенности с точностью до двух знаков после запятой, доли единицы;

$K_p$ и $K_t$ — поправка на пластовое давление и поправка на пластовую температуру соответственно с точностью до трех знаков после запятой.

Формулу (5.1) рекомендуется применять в случае, когда по объекту подсчета запасов газа не установлены закономерные изменения параметров и не обнаружены взаимосвязи между ними (используют среднеарифметические значения параметров применительно ко всей площади газоносности или раздельно по ее зонам).

5.2.2 Подсчет начальных геологических запасов свободного газа $Q_{г0}$, млн м$^3$, при взаимосвязи подсчетных параметров — $h_{эф.г}(x, y)$, $K_п(x, y)$, $K_г(x, y)$ осуществляют «методом изолиний» и/или «методом полей газонасыщенных объемов» по формуле

$$Q_{г0} = K_p \cdot K_t \cdot \iint_F h_{эф.г}(x,y) \cdot K_п(x,y) \cdot K_г(x,y) dxdy. \quad (5.2)$$

Расчет интеграла в формуле (5.2) осуществляют по площади путем построения карты изолиний числовых моделей полей произведения вертикальной газонасыщенной толщины объекта на коэффициенты пористости и газонасыщенности.

5.2.3 Подсчет начальных геологических запасов свободного газа $Q_{г0}$, млн м$^3$, при взаимосвязи подсчетных параметров — $h_{эф.г}(x,y)$, $K_п(x,y)$, $K_г(x,y)$, $K_p(x,y)$, $K_t(x,y)$ осуществляют по следующей формуле, представленной в интегральном виде

$$Q_{г0} = \iint_F h_{эф.г}(x,y) \cdot K_п(x,y) \cdot K_г(x,y) \cdot K_p(x,y) \cdot K_t(x,y) dxdy, \quad (5.3)$$

где $x$, $y$ — координаты точек проекции подсчетного объекта на горизонтальную плоскость;

$F$ — площадь залежи, тыс. м$^2$;

$h_{эф.г}(x,y)$ — функция, которая устанавливает для каждой точки $x$, $y$ площади $F$ значение вертикальной эффективной газонасыщенной толщины залежи;

$K_п(x,y)$ и $K_г(x,y)$ — функции, которые устанавливают для точек $x$, $y$ площади $F$ усредненные по вертикальным пересечениям подсчетного объекта значения коэффициентов пористости и газонасыщенности соответственно; усреднение коэффициентов пористости осуществляют со взвешиванием по толщинам газонасыщенных прослоев, коэффициентов газонасыщенности — со взвешиванием по произведениям толщин газонасыщенных прослоев на пористости слагающих их пород;

$K_p(x,y)$ и $K_t(x,y)$ — поправка на пластовое давление и поправка на пластовую температуру соответственно, которые вычисляют с точностью до трех знаков после запятой по формулам

$$K_p = \frac{p_0 \cdot \alpha_0}{p_{ст}}, \; K_t = \frac{T + T_{ст}}{T + T_{пл}}, \quad \textbf{(5.4)}$$

где $p_0$ — среднее начальное пластовое давление в залежи с точностью до одного знака после запятой, МПа;

$\alpha_0$ — поправка, обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов $Z$ при давлении $p_0$ с точностью до двух знаков после запятой, $\alpha_0 = 1/Z_0$;

$p_{ст}$ — давление при стандартных условиях, равное 0,101325 МПа;

$T$ — коэффициент перевода температуры из градусов Цельсия в абсолютную температуру, равный 273 °С; $T_{ст} = 20$ °С;

$T_{пл}$ — средняя пластовая температура в залежи, °С.

Средние значения пластового давления и пластовой температуры рассчитываются на середину объема залежи.

Рекомендуется использовать произведение $h_{эф.г}(x,y) \cdot K_п(x,y) \cdot K_г(x,y) \cdot K_p(x,y) \cdot K_t(x,y)$ для составления карты в изолиниях. В противном случае при применении формулы (5.1) запасы будут систематически занижаться или завышаться в зависимости от характера взаимосвязи параметров.

5.3 Подсчет начальных запасов «сухого» газа $Q_{с0}$, млн м$^3$, объемным методом осуществляют по формуле

$$Q_{с0} = Q_{г0} \cdot K_{сух}, \quad (5.5)$$

где $Q_{г0}$ — начальные геологические запасы свободного газа, млн м$^3$;

$K_{сух}$ — молярная доля «сухого» газа в пластовом газе, единицы.

### 5.4 Подсчет геологических запасов стабильного конденсата, содержащегося в газе

Начальные геологические запасы стабильного конденсата $Q_{к0}$, тыс. т, подсчитывают умножением начальных геологических запасов пластового газа в залежи $Q_{г0}$, млн м$^3$, на потенциальное содержание конденсата в пластовом газе $П_{плс5+высш.}$ по формуле

$$Q_{к0} = Q_{г0} \cdot П_{плс5+высш.}, \quad (5.6)$$

или умножением запасов «сухого газа» $Q_{с0}$, млн м$^3$, на потенциальное содержание конденсата в сухом газе $П_{сухс5+высш.}$ по формуле:

$$Q_{к0} = Q_{с0} \cdot П_{сухс5+высш.}, \quad (5.7)$$

где $П_{плс5+высш.}$ — начальное потенциальное содержание конденсата в пластовом газе с точностью до одного знака после запятой, г/м$^3$;

$П_{сухс5+высш.}$ — начальное потенциальное содержание конденсата в сухом газе с точностью до одного знака после запятой, г/м$^3$.

Начальное потенциальное содержание стабильного конденсата П, г/м$^3$, складывается из содержаний $С_{5+высш.}$ в сыром конденсате $K$ и отсепарированном газе $L$ из расчета на 1 м$^3$ пластового газа согласно ГОСТ Р 54389

$$П = K + L, \quad (5.8)$$

где $K$ — содержания $С_{5+высш.}$ в нестабильном конденсате;

$L$ — содержания $С_{5+высш.}$ в отсепарированном газе.

На государственном балансе числятся отдельно геологические запасы сухого газа (без конденсата) и геологические и извлекаемые запасы конденсата.

### 5.5 Подсчет извлекаемых запасов стабильного конденсата

Начальные извлекаемые запасы конденсата $Q_{к.извл}$, тыс. т, рассчитывают путем умножения начальных геологических запасов конденсата $Q_{к0}$, тыс. т, на КИК

$$Q_{к.извл} = Q_{к0} \cdot КИК, \quad (5.9)$$

где $Q_{к0}$ — начальные геологические запасы конденсата, тыс. т;

КИК — коэффициент извлечения конденсата.

Коэффициент извлечения конденсата равен отношению разности величины начального пластового содержания конденсата и его пластовых потерь $q_{п.пл}$ к начальному пластовому содержанию П

$$КИК = \frac{П - q_{п.пл}}{П}, \quad (5.10)$$

где П — начальное потенциальное содержание конденсата с точностью до одного знака после запятой, г/м$^3$;

$q_{п.пл}$ — пластовые потери конденсата, г/м$^3$.

Пластовые потери конденсата определяют экспериментальным путем на PVT-установках. Извлекаемые запасы конденсата являются потенциально извлекаемыми при полном извлечении газа за бесконечно долгий срок эксплуатации месторождения в режиме истощения. Кроме вышеназванного известен экспериментально промышленный способ определения КИК, основанный на мониторинге состава добываемой продукции по всему фонду добывающих скважин, по всем УППГ и газоперерабатывающему заводу в процессе разработки месторождения. В случае отсутствия определений коэффициента извлечения конденсата допускается принимать его по аналогии с соседними залежами, площадями, месторождениями с аналогичными физико-химическими и термобарическими характеристиками.

5.6 Подсчет геологических запасов этана, пропана, бутанов, сероводорода, углекислого газа, гелия и других попутных компонентов $Q_{комп.0}$, тыс. т, осуществляют по следующей формуле

$$Q_{комп.0} = Q_{г0} \cdot П_{комп}, \quad (5.11)$$

где $Q_{г0}$ — геологические запасы свободного газа, млн м$^3$;

$П_{комп}$ — потенциальное содержание компонента, г/м$^3$.

Потенциальное содержание компонента $П_{комп}$, г/м$^3$, вычисляют по формуле

$$П_{комп} = \frac{I_{комп} \cdot \sigma_{комп}}{100}, \quad (5.12)$$

где $I_{комп}$ — процентное мольное содержание компонента в пластовом газе [см. таблицу А.1 (приложение А)];

$s_{комп}$ — плотность компонента при давлении 0,1 МПа и температуре 20 °С, г/м$^3$, согласно методическим рекомендациям [1].

Потенциальное содержание этана, пропана, бутанов, азота, углекислого газа определяется с точностью до одного знака, гелия — до трех знаков, сероводорода — до пяти знаков после запятой.

5.7 Подсчет извлекаемых запасов газа $Q_{г.и}$, млн м$^3$, осуществляют в необходимых случаях по согласованию с уполномоченными органами государственной экспертизы по формуле

$$Q_{г.и} = Q_{г0} \cdot КИГ, \quad (5.13)$$

где $Q_{г0}$ — геологические запасы свободного газа, млн м$^3$;

КИГ — отношение величины суммарной добычи газа из залежи (эксплуатационного объекта) с начала разработки до величины давления «забрасывания» (величины добычи, достигнутой на момент прекращения эксплуатации добывающих скважин по технологическим причинам).

5.8 Метод подсчета запасов газа на основе уравнения материального баланса является обязательным дополнительным методом подсчета запасов разрабатываемых месторождений.

## 6 Требования к геологической информации, необходимой для подсчета запасов газа и газового конденсата объемным методом

6.1 Источниками геологической информации, необходимой при подсчете запасов объемным методом, согласно ГОСТ Р 53797, ГОСТ Р 53794, методическим рекомендациям [1], [2] и руководящему документу [3] служат следующие виды исследований:

- дистанционные методы исследований, результатами которых являются фотоснимки поверхности земли с воздушных судов либо из космоса;
- полевые геофизические исследования (сейсморазведка, электроразведка, гравиразведка), результатами которых являются сейсмические профили различного порядка, профили электрического зондирования поверхности земли, значения гравитационных полей и т. д.;
- ГТИ в процессе бурения согласно ГОСТ Р 53375, позволяющие получить предварительную информацию о строении вскрываемого разреза, включающую результаты исследования шлама, данные о механических свойствах разбуриваемых пород, информацию о наличии и примерной глубине залегания продуктивных пластов;
- ГИС согласно ГОСТ Р 53709, позволяющие получить данные о широком перечне физических полей (естественных и инициированных искусственно) в разрезе скважины, в том числе электрических, электромагнитных, радиационных, акустических и т. д.;
- испытание и опробование пластов, результатом которых являются качественные и количественные характеристики притока пластовых флюидов;
- лабораторные исследования керна, позволяющие получить сведения о макро- и микроструктуре, литологическом составе, насыщении, физических, химических и иных свойствах пород, слагающих разрез скважины;
- полевые и лабораторные исследования физико-химических свойств пластовых флюидов — газа, конденсата, воды, в результате которых могут быть получены сведения о компонентном составе, плотности, вязкости, товарных и других важнейших свойствах пластовых флюидов;
- геологическая информация по соседним либо аналогичным по структуре месторождениям, используемая в случае отсутствия либо недостаточности геологической информации по исследуемому объекту.

Неотъемлемая составляющая подсчета запасов углеводородов — построение цифровой геологической модели, являющейся результатом совокупного анализа результатов всех исследований, проводимых в процессе поисково-оценочных, разведочных работ и эксплуатации оцениваемого объекта.

Информационной основой для построения геологической модели служит аналогичный перечень материалов, используемых при подсчете запасов.

### 6.2 Дистанционные методы исследований (аэросъемка, космосъемка)

6.2.1 Дистанционные методы изучения должны быть масштабированы и должны обеспечивать высокую точность привязки результатов дешифрирования и других методов исследований.

6.2.2 Масштабный ряд (от региональных до детальных) дистанционных исследований и значение их разрешения должны обеспечивать выделение соответствующих разнопорядковых элементов геологического строения и ландшафта.

6.2.3 Выбор типа дистанционных методов исследования, сезонность, время суток их проведения, методы обработки материалов должны обеспечивать получение наиболее полной и достоверной информации.

6.2.4 Дистанционные методы изучения (аэро- и космоснимки) допускается использовать для:

- выявления складчатых, складчато-блоковых, блоковых элементов тектонического строения различного порядка, их плановой морфологии и взаимосвязи;
- выделения и прослеживания в плане разломов, малоамплитудных нарушений, линейных и очаговых зон аномальной трещиноватости (разуплотнения), в том числе контролирующих участки с высокой продуктивностью скважин.

### 6.3 Полевые геофизические исследования

6.3.1 Методика полевых работ должна обеспечивать точность и детальность определения геолого-геофизических характеристик разреза в межскважинном пространстве, достаточные для решения задач построения геологической модели и подсчета запасов.

6.3.2 Используемые материалы сейсморазведки должны обладать предельно высоким отношением сигнал/помеха, широким частотным диапазоном регистрируемого волнового поля.

6.3.3 Материалы полевых геофизических исследований (сейсморазведки 2D и 3D) согласно методическим рекомендациям [2] используют для:

- корреляции вскрытых скважинами разрезов продуктивных пластов;
- трассирования тектонических нарушений, зон трещиноватости, литологического замещения и выклинивания пород-коллекторов;
- получения дополнительной информации о положении газожидкостных контактов и границ залежей;
- построения структурных карт по кровле и подошве подсчетного объекта;
- построения карт эффективных толщин и пористости в межскважинном пространстве.

6.3.4 Прогноз параметров газовых залежей (эффективных толщин, пористости, газожидкостных контактов и границ залежей) возможен по динамическим характеристикам отраженных волн. Для этого цифровая обработка данных сейсморазведки в исследуемом горизонте должна достигать решения следующих задач:

- сохранение динамических особенностей отраженных волн, т. е. истинное соотношение амплитуд;
- увеличение отношения сигнал/помеха с целью превышения, в среднем на порядок, амплитуд полезных отражений над уровнем помех;
- повышение разрешенности сейсмических сигналов, обеспечиваемое расширением амплитудно-частотного спектра записи;
- миграция сейсмической записи во временно́м или глубинном масштабе с обеспечением наиболее точного отображения реального строения среды согласно методическим рекомендациям [2].

6.3.5 Результаты обработки сейсморазведки считаются оптимальными, если получены динамические разрезы, на которых изменения амплитуд отображают изменение эффективных коэффициентов отражения.

6.3.6 Процедуру обработки определяют, исходя из сложности формируемой модели среды, адекватно отражающей геометрические особенности формы природных резервуаров, степень расчлененности и площадной концентрации запасов углеводородов. При этом следует учитывать:

- требуемую глубину исследований;
- разрешающую способность метода по вертикали и горизонтали;
- контрастность геофизических параметров среды;

- специфические помехи, обусловленные особенностями геологической среды и воздействием техногенных факторов;
- особенности рельефа дневной поверхности и верхней части разреза.

### 6.4 Геофизические исследования в скважинах

6.4.1 Комплекс, полнота и качество материалов ГИС, используемых для подсчета запасов, должны соответствовать требованиям руководящего документа [3].

6.4.2 Скважинные геофизические исследования выполняют в объемах и в сроки, которые предусмотрены комплексом ГИС, утвержденным для района проведения работ в проекте ГРР.

6.4.3 Комплекс ГИС определяется задачами, соответствующими назначению скважин, прогнозируемым геологическим разрезом и проектируемыми техническими условиями строительства и эксплуатации скважин в соответствии с проектом ГРР.

6.4.4 Материалы ГИС и ГТИ согласно руководящему документу [3] используют для:
- литологического и стратиграфического расчленения и корреляции разрезов скважин;
- выделения в разрезе скважин коллекторов;
- определения характера насыщения и положения межфлюидных контактов;
- определения подсчетных параметров продуктивных коллекторов ($h_{эф}$, $K_п$, $K_г$);
- определения пластовых давлений, пластовых температур.

6.4.5 Основу геологической интерпретации данных ГИС составляют петрофизические зависимости типа «керн — керн», «керн — геофизика», «геофизика — геофизика»:
- для построения зависимостей «керн — керн» сопоставляемые геофизические и коллекторские параметры измеряют на образцах керна;
- зависимости «керн — геофизика» получают, когда коллекторские характеристики измеряют на образцах керна, отобранных в интервалах разреза, однородных по материалам ГИС, геофизические же характеристики определяют по кривым ГИС, зарегистрированным против этих интервалов;
- зависимости «геофизика — геофизика» получают путем сопоставления между собой различных геофизических параметров либо найденных по результатам интерпретации данных ГИС фильтрационно-емкостных характеристик пород с учетом результатов испытаний пластов.

6.4.6 Геофизические исследования при испытании должны обеспечить:
- выявление возможности заколонной циркуляции, негерметичности изоляционного моста и колонны (контроль качества разобщения объектов испытания);
- выявление сообщаемости объектов испытания с соседними пластами в процессе испытания;
- контроль вызова, режима и состава притока;
- контроль процесса и результатов работ по интенсификации притока.

### 6.5 Испытания пластов

6.5.1 При испытаниях в колонне должно быть обеспечено вторичное вскрытие пластов путем перфорации обсадной колонны, цемента и пород (прострелочно-взрывным, сверлящим или другим методом) с максимальным сохранением фильтрационных характеристик пластов согласно ГОСТ Р 53240.

6.5.2 Материалы испытаний пластов используют для:
- установления характера насыщенности коллекторов, положений межфлюидных контактов (ГВК);
- определения дебитов газа, конденсата и воды на различных режимах работы скважины;
- определения коэффициентов продуктивности, гидропроводности и проницаемости коллекторов;
- определения пластовых и забойных давлений и температур;
- обоснования критериев и достоверности определения по данным ГТИ и ГИС эффективных толщин;
- оценки добычных возможностей изучаемого объекта (залежи).

6.5.3 Испытания пластов приборами на кабеле и инструментом на бурильных трубах должны обеспечить:
- вызов притока, отбор герметизированных проб жидкостей и газов из пласта;
- регистрацию диаграмм давления и притока при испытании;
- детальные исследования для точного определения положений межфлюидных контактов, изучения гидродинамической однородности пластов.

### 6.6 Лабораторные исследования керна согласно методическим рекомендациям [1]

6.6.1 Отобранный керн должен сохранять фильтрационно-емкостные свойства изучаемого пласта. Комплекс физических и петрофизических исследований керна должен обеспечивать возможность по-

лучения петрофизической информации для интерпретации данных ГИС (петрофизических связей типа «керн — керн», «керн — геофизика» и др.).

6.6.2 Результаты лабораторных исследований керна применяют для:

- литологического и стратиграфического расчленения разрезов скважин;
- определения подсчетных параметров (коэффициентов пористости, газонасыщенности, остаточной водонасыщенности);
- разработки петрофизической основы интерпретации данных ГИС;
- обоснования достоверности оценки подсчетных параметров по данным ГИС;
- изучения структуры порового пространства;
- определения качественной и количественной характеристик трещиноватости пород.

6.6.3 При исследовании пород, характеризующихся наличием крупных элементов пустотного пространства (трещины, каверны), исследования керна должны выполняться на образцах большого размера (с сохранением диаметра керна).

6.6.4 В поисковых скважинах керновый материал служит для получения информации о литологии и стратиграфии разреза, его нефтегазонасыщенности, предварительной информации о свойствах пород-коллекторов, а также для уточнения структурных построений.

6.6.5 В оценочных, разведочных и эксплуатационных скважинах керновый материал служит для получения информации о фильтрационно-емкостных и физических характеристиках разреза в интервалах выделенных продуктивных горизонтов.

6.6.6 На каждом месторождении с целью обоснования методики количественной интерпретации данных ГИС должны буриться одна или несколько базовых скважин со сплошным отбором керна в продуктивной части разреза и выполнением расширенного комплекса ГИС и петрофизических исследований.

6.6.7 В целях получения прямой информации о газонасыщенности пород-коллекторов на крупных и уникальных месторождениях может буриться одна или несколько скважин (в зависимости от масштаба месторождения и степени неоднородности залежи) с применением безводной или нефильтрующейся ПЖ.

6.6.8 В целях получения более полной информации об интересующем интервале разреза, не освещенном керновым материалом, проводится отбор образцов из стенок скважины керноотборником на каротажном кабеле; интервал отбора устанавливается по данным ГИС.

6.6.9 Для объективного определения высоты переходной зоны в газовых залежах следует проводить сопоставительные эксперименты по определению капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей в системах нефть — вода и вода — газ на одних и тех же образцах керна.

6.6.10 В процессе отбора, транспортировки, хранения и исследования керна должны быть реализованы мероприятия, предотвращающие изменение естественных характеристик насыщенности, смачиваемости и пористости пород (для слабосцементированных образцов керна).

6.6.11 При необходимости прямого определения по керну остаточной водонасыщенности (бурение на безводной ПЖ) требуется герметизация керна на буровой или использование при отборе керна герметизированных керноприемников.

6.7 Результаты определения физико-химических свойств пластовых флюидов (газ, конденсат, вода) применяют для определения подсчетных параметров залежей УВ и использующихся для этого констант (плотность, содержание попутных компонентов пластовых флюидов, газосодержание, содержание конденсата в пластовом газе).

6.8 Геологическая информация по соседним месторождениям может применяться при подсчетах на стадии поисков и оценки, когда накопленной по объекту подсчета информации недостаточно для обоснования подсчетных параметров и оценки запасов при условии сходства геологического строения оцениваемой залежи с залежами расположенных рядом месторождений, которые выбираются в качестве аналога.

## 7 Общие требования к подсчету запасов газа и газового конденсата объемным методом на разных стадиях изучения и промышленного освоения месторождений

7.1 Подсчет запасов месторождений газа, конденсата и содержащихся в них компонентов проводится в соответствии с требованиями, перечисленными в требованиях [4], временной классификации [5], методических рекомендациях [6].

7.2 Подсчет запасов объемным методом проводят в следующей последовательности:

- определение объема пород-коллекторов, содержащих УВ;
- определение средней пористости пород-коллекторов;
- определение средней газонасыщенности пород-коллекторов;
- приведение объема углеводородов к стандартным условиям;
- определение потенциального содержания конденсата в газе;
- определение потенциального содержания углеводородных (этан, пропан, бутаны) и неуглеводородных (гелий, сероводород, азот, углекислый газ) компонентов в пластовом газе.

7.3 Процесс подсчета запасов свободного газа объемным методом включает в себя:

а) выделение в разрезах скважин нефтегазоносных горизонтов, пластов, пропластков, непроницаемых разделов между ними и их корреляцию по пластовым пересечениям в скважинах;

б) обоснование выделения объектов подсчета: продуктивных пластов и внутри них подсчетных объектов (залежей);

в) выделение по каждому подсчетному объекту пластов-коллекторов, определение параметров пласта и насыщающих его флюидов.

Примечание — На этом этапе в каждой скважине выделяются эффективные и эффективные газонасыщенные толщины пласта, определяются коллекторские свойства пластовых пересечений, газонасыщенность, отметки ГВК, начальные пластовые давление и температура;

г) построение геологической модели и подсчет геологических запасов в соответствии со степенью изученности залежи.

1) обоснование отметки ГВК залежи в целом или для обоснованных изолированных блоков в залежи;

2) обоснование и выделение границ залежи и подсчетных объектов и их геометризация;

3) выбор варианта объемного метода и обоснование параметров подсчета;

4) обоснование границ категорий запасов и составление подсчетного плана;

5) подсчет запасов УВ по каждому подсчетному объекту и залежи в целом согласно методическим рекомендациям [6].

7.4 Подсчет и учет запасов газов и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, осуществляют по каждой залежи раздельно и месторождению в целом.

7.5 Подсчет запасов допускается проводить детерминистским и вероятностным методами.

7.5.1 При детерминистском методе подсчета запасы залежи характеризуют одним значением, которое рассчитывают по средним значениям параметров, определенных по геологическим, геофизическим и промысловым данным. Такой метод — основной для предоставления запасов на государственную экспертизу.

7.5.2 При вероятностном методе подсчета запасы залежи характеризуют распределением запасов, которое показывает вероятность получения того или иного значения. Плотность вероятности распределения запасов получают по результатам независимого имитационного статистического моделирования каждого из подсчетных параметров в установленных интервалах, определяемых погрешностью оценок этих параметров. Независимое имитационное моделирование не учитывает взаимной корреляции между подсчетными параметрами. При наличии корреляционных взаимосвязей между подсчетными параметрами имитационное моделирование должно выполняться с учетом этих взаимосвязей. Этот метод может являться дополнительным при предоставлении запасов на государственную экспертизу согласно методическим рекомендациям [6].

7.6 Подсчет запасов проводят раздельно по залежам с выделением запасов по газовой и по газоводяной зонам. Сумма запасов по зонам является запасами залежи. В целом по месторождению запасы складываются из сумм запасов всех залежей.

7.7 Залежь может быть разделена на подсчетные объекты в случае:

- наличия непроницаемых глин, соли, ангидритов, плотных разностей известняков, песчаников и других прослоев, разделяющих продуктивный пласт на самостоятельные объекты;
- резкого различия фильтрационно-емкостных характеристик пород-коллекторов, слагающих продуктивные горизонты.

7.8 При подсчете запасов газа и газового конденсата в продуктивных пластах для повышения достоверности проектирования разработки и геолого-экономической оценки необходимо проводить дифференцированный подсчет запасов. Дифференциацию запасов газа и газового конденсата в зависимости

от решаемой задачи допускается проводить по различным критериям (типу коллектора, классам проницаемости, характеру насыщения коллекторов, типу разреза и др.).

7.9 Подсчет запасов газа и газового конденсата проводят на подсчетных планах, составленных на основе структурных карт. Масштабы планов (1:5000—1:50 000) зависят от размера и сложности геологического строения залежи. По согласованию с органами государственной экспертизы допускается предоставление подсчетных планов в масштабе 1:100 000 или 1:200 000.

7.10 При подсчете запасов залежей и месторождений газа и газового конденсата подлежат обязательному раздельному подсчету и учету запасы газа (свободного и газа газовых шапок), конденсата, а также попутных компонентов, содержащихся в конденсате, свободном и растворенном газе (этана, пропана, бутана, сероводорода, серы, гелия, азота, углекислого газа, ртути и др.) и пластовых водах (йода, брома, бора, легких металлов и др.).

7.11 Запасы газов учитываются в единицах объема, приведенных к стандартным условиям (давлению 0,101325 МПа и температуре 20 °С) в миллионах кубических метров (согласно ГОСТ 8.417).

Запасы конденсата, а также этана, пропана, бутанов, серы и металлов учитывают в единицах массы — тысячах тонн (согласно ГОСТ Р 8.615).

Подсчет сухого газа, сероводорода, диоксида углерода, азота ведут в миллионах кубических метров, гелия и аргона — в тысячах кубических метров (согласно ГОСТ 8.417).

### 7.12 Подсчет запасов на стадии поиска и оценки

7.12.1 Объектом подсчета являются залежи, открытые по результатам бурения поисковых скважин. Структурная карта кровли продуктивного пласта строится по данным бурения и результатам сейсморазведочных работ. Контур залежи проводят с учетом определенного положения межфлюидных контактов (ГВК, ГНК). Если межфлюидный контакт не вскрыт скважинами, его абсолютная отметка принимается как условный уровень подсчета по абсолютным отметкам нижнего интервала перфорации или по подошве нижнего газонасыщенного прослоя, определенного по ГИС.

7.12.2 Параметры залежи определяют по информации, полученной в единичных скважинах, с привлечением аналогий по соседним одновозрастным и однотипным по геологическому строению залежам.

7.12.3 Выделение пород-коллекторов проводят по прямым качественным признакам на диаграммах ГИС и/или с учетом граничных значений, принятых по аналогии с соседними залежами.

7.12.4 $K_п$ принимают по данным пробуренных скважин и определяют по результатам лабораторных исследований керна согласно ГОСТ 26450.1 или по результатам интерпретации материалов ГИС. При расчете по данным лабораторных исследований керна берут среднеарифметическое из всех наблюдаемых значений пористости в проницаемых насыщенных интервалах пласта по залежам, по ГИС — средневзвешенное по эффективной газонасыщенной толщине.

7.12.5 $K_г$ принимают по скважинам и рассчитывают по данным лабораторных исследований керна или по результатам интерпретации материалов ГИС.

7.12.6 $\rho_0$ и $T_{пл}$ при подсчете запасов газовой залежи определяют по данным измерений в скважине. $\rho_0$ в газовых залежах определяют с учетом данных КВД.

7.12.7 $\angle$ рассчитывают по составу пластового газа или принимают по аналогии с соседней залежью со сходными термобарическими условиями.

### 7.13 Подсчет запасов на стадии разведки

7.13.1 При неоднородном строении продуктивного пласта внутри него выделяют отдельные подсчетные объекты. Запасы подсчитывают по данным бурения скважин, при возможности учитывают результаты детальных сейсморазведочных работ. Структурной основой для построения подсчетного плана служит карта, построенная по данным сейсморазведки, откорректированная по данным бурения. Параметры залежи определяют по данным бурения разведочных и опережающих эксплуатационных скважин.

7.13.2 Подсчет запасов на стадии разведки проводят для подготовки информации к проектированию промышленного освоения месторождения.

7.13.3 По результатам разведочных работ создают трехмерную цифровую геологическую модель.

7.13.4 Геологическая модель включает в себя кубы подсчетных параметров, набор структурных карт, схем корреляции, схем или карт обоснования флюидных контактов, геологических профилей, карт

изопахит продуктивной части горизонтов, карт общих, эффективных толщин, фильтрационно-емкостных свойств пласта, удельных запасов, таблиц результатов интерпретации ГИС, анализов керна, испытания пластов, свойств флюидов и др.

7.13.5 ГВК определяют по данным ГИС с использованием результатов опробования, керна и исследования скважин [комплекс электрического каротажа, радиоактивный стационарный и импульсный каротаж (нейтронный, гамма-каротаж, нейтрон-нейтронный каротаж, СО-каротаж), волновой широкополосный акустический каротаж, термокаротаж, измерение давлений)].

7.13.6 В сложнопостроенных литологически экранированных залежах границы выклинивания или литолого-фациального замещения пород-коллекторов проводят по градиенту изменения ФЕС коллекторов с учетом материалов сейсморазведки 3D либо на середине расстояния между скважинами, вскрывшими и не вскрывшими коллектор.

7.13.7 $h_{эф}$ и $h_{эф.г}$ выделяют по данным ГИС с учетом опробования скважин. На основе выделенных толщин составляют соответствующие карты по газонасыщенным зонам залежей в пределах одноименных пластов.

7.13.8 $K_п$ и $K_г$ залежей рассчитывают по результатам интерпретации данных ГИС, лабораторных исследований керна согласно ГОСТ 26450.1.

7.13.9 $T_{пл}$ в залежи определяют на основе записей геотермических градиентов по данному месторождению либо по рядом расположенному месторождению или площади и результатов точечных измерений пластовой температуры в процессе испытания скважин. Пластовое давление определяют на основании замеров пластовых давлений в процессе испытания скважин, признанных кондиционными. $p_0$ в газовых залежах определяют с учетом данных КВД. Значения пластовых температуры и давления пересчитываются на уровень горизонтальной плоскости, делящей залежь на две равные по объему части.

7.13.10 $Z$ определяют, исходя из термобарических условий залежи и физико-химического состава пластового газа согласно ГОСТ 30319.2.

### 7.14 Подсчет запасов на этапе разработки

7.14.1 Подсчет (пересчет) начальных геологических запасов разрабатываемых залежей проводят для их уточнения в целях составления или корректировки проектных документов разработки на базе двух-, трехмерной геологической модели.

7.14.2 Объектом подсчета является разрабатываемая залежь, разбуренная в соответствии с утвержденным технологическим документом. При неоднородном строении залежь может дифференцироваться на подсчетные объекты.

7.14.3 ГВК определяют по данным ГИС с учетом опробования, керна и испытаний скважин. Для определения отметок межфлюидных контактов необходимо использовать данные по скважинам, в которых характер насыщенности не искажен процессом разработки. Для обоснования контура залежи рекомендуется построение карт поверхности ГВК.

7.14.4 $h_{эф.г}$ выделяют в разрезе скважин по данным ГИС с учетом опробования скважин. В скважинах, используемых для составления карт $h_{эф.г}$, должны отсутствовать явные признаки обводнения, искажающие начальные геофизические характеристики.

7.14.5 Для литологически экранированных залежей зоны литологического замещения, а также малоамплитудные нарушения, экранирующие залежи, картируют по данным бурения с учетом материалов сейсморазведки 3D и данным ГДИС, которые также позволяют определять подобные границы.

7.14.6 $K_п$ и $K_г$ рассчитывают по результатам интерпретации данных ГИС; данные керна используют в качестве петрофизической основы интерпретации и для обоснования достоверности полученных оценок.

7.14.7 Параметры, характеризующие флюидальную систему на начало разработки, определяют по данным исследования поверхностных и глубинных проб газа и конденсата, в которых свойства флюидальной системы не искажены процессом разработки.

7.14.8 $p_0$ и $T_{пл}$ вычисляют на основе проведенных в скважинах замеров, не искаженных процессом разработки. $p_0$ в газовых залежах определяют с учетом данных КВД согласно методическим рекомендациям [1]. Значения пластовых температуры и давления пересчитываются на уровень горизонтальной плоскости, делящей залежь на две равные по объему части.

## 8 Общие требования к построению и использованию трехмерных геолого-математических моделей при подсчете запасов газа и газового конденсата объемным методом

8.1 Цифровые геолого-математические модели в зависимости от количества и качества исходных данных и метода моделирования могут быть детерминированными либо стохастическими.

8.2 Модели подразделяют на двухмерные, псевдотрехмерные и трехмерные. Двухмерная модель представляет собой карту в изолиниях либо цифровое поле признака. Псевдотрехмерная модель представляет собой набор двухмерных моделей, каждая из которых соответствует выделенному слою в разрезе залежи (месторождения). Трехмерная модель представляет собой объемное поле в координатах *X*, *Y*, *Z*, каждая ячейка которого характеризуется значениями фильтрационно-емкостных свойств пород.

8.3 При построении двухмерных, псевдотрехмерных и трехмерных геолого-математических моделей в соответствии с регламентом [7] и методическими указаниями [8] проводят:

- оцифровку всей исходной геологической и технологической информации, занесение в базу данных;
- оценку качества, обработку, интерпретацию и при необходимости переобработку и переинтерпретацию данных ГИС и сейсморазведки;
- геометризацию каждого продуктивного пласта, оценку его параметров и эксплуатационных характеристик;
- палеотектонический анализ;
- фациально-формационный анализ, включая выявление седиментационных циклов осадконакопления;
- детальный анализ разработки.

8.4 Исходные данные:

- координаты устьев скважин, альтитуды, инклинометрию — используют для создания траекторий скважин в модели;
- координаты пластопересечений;
- стратиграфические разбивки (маркеры);
- кривые ГИС;
- отбивки флюидных контактов в скважинах;
- даты бурения и ввода скважин в эксплуатацию, карты накопленных отборов;
- структурные карты по отражающим горизонтам интервала моделирования и поверхности нарушений по данным сейсморазведки, бурения и других методов;
- уравнения петрофизических зависимостей;
- структурные карты по кровле/подошве пласта-коллектора, карты эффективных и насыщенных толщин, включая нарушения, границы зон замещения и выклинивания, категории запасов;
- топографическая основа (водоемы, водоохранные зоны и прибрежные полосы, населенные пункты, границы субъектов федерации, полигоны лицензии).

8.5 Приводится обоснование вертикальных и горизонтальных размеров ячеек с учетом дифференциации разреза по ФЕС и наличия непроницаемых пропластков. Размер ячеек горизонтальной проекции сетки определяют средним расстоянием между скважинами и общими размерами области построения по осям *X* и *Y* (на практике от 50 до 200 м и более).

8.6 Технологию трехмерного моделирования определяют техническими инструкциями, применяемыми программными комплексами согласно методическим рекомендациям [2].

## 9 Требования к содержанию отчета по подсчету запасов газа и газового конденсата объемным методом

9.1 Материалы подсчета запасов газа и газового конденсата формируют в соответствии с требованиями [4].

9.2 Материалы подсчета запасов включают текстовую часть, текстовые, табличные и графические приложения и документацию геолого-разведочных, геофизических, гидрогеологических работ и исследования скважин, данные разработки и другие исходные сведения, необходимые для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений нефти и газа согласно ГОСТ Р 53579.

9.3 Текст отчета рекомендуется излагать по следующей схеме:

- введение;
- общие сведения о районе работ и месторождении;
- геологическое строение района и месторождения;
- геолого-разведочные работы;
- геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных;
- нефтегазоносность месторождения;
- гидрогеологические и геокриологические условия;
- физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов и покрышек по результатам исследования керна;
- состав и свойства газа и конденсата, оценка промышленного значения их компонентов;
- сведения о разработке месторождения;
- обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов газа, конденсата и содержащихся в них компонентов;
- сопоставление подсчитанных запасов с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых и с ранее утвержденными;
- мероприятия по охране недр и окружающей среды;
- обоснование подготовленности месторождения (залежи) для промышленного освоения;
- анализ качества и эффективность геолого-разведочных работ;
- заключение;
- список использованных источников.

9.4 Табличные приложения должны содержать исходные и промежуточные данные, необходимые для проверки операций по подсчету запасов, формы которых приведены в таблицах Б.1—Б.15 (приложение Б). Обязательными являются таблицы, иллюстрирующие:

- объем выполненного поисково-разведочного и эксплуатационного бурения;
- сведения о толщине продуктивного пласта и его освещенности керном;
- результаты опробования и исследования скважин;
- комплекс геофизических исследований скважин;
- химический состав и физические свойства пластовых вод;
- сведения о литолого-физических свойствах продуктивных пластов;
- характеристику свободного газа;
- характеристику конденсата;
- сведения о разработке месторождения (залежи);
- величины пористости (трещиноватости, кавернозности), проницаемости, газонасыщенности;
- подсчетные параметры и запасы газа, конденсата и содержащихся в них компонентов;
- сопоставление вновь подсчитанных начальных запасов свободного газа и параметров подсчета с ранее утвержденными ГКЗ и числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых;
- сопоставление вновь подсчитанных начальных геологических запасов конденсата и содержания его в газе с ранее утвержденными ГКЗ и числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых.

9.5 В отчете по подсчету запасов, независимо от метода подсчета, должны содержаться графические материалы и первичная документация геолого-разведочных работ, геофизических исследований скважин, опробования скважин и другие данные, необходимые для подсчета запасов по перечню в соответствии с требованиями [4].

**Приложение А**
**(рекомендуемое)**

## Минимальные промышленные концентрации попутных компонентов

Таблица А.1 — Минимальные промышленные концентрации попутных компонентов

| Основное или попутное полезное ископаемое | Попутный компонент | Промышленная концентрация |
|---|---|---|
| Свободный газ и газ газовых шапок | Этан | 3 % |
| | Пропан-бутан | 0,9 % |
| | Сероводород | 0,5 % |
| | Гелий | 0,005 % |
| | Азот | 15 % |
| | Двуокись углерода | 15 % |
| Попутные воды | Йод | 10 мг/л |
| | Бром | 200 мг/л |
| | Окись бора | 250 мг/л |
| | Литий | 10 мг/л |
| | Рубидий | 3 мг/л |
| | Цезий | 0,5 мг/л |
| | Стронций | 300 мг/л |
| | Германий | 0,05 мг/л |
| | Вольфрам | 0,03 мг/л |
| | Магний | 100 г/л |
| | Калий | 1000 мг/л |

Примечание — В соответствии с требованиями по заполнению формы № 6-гр: запасы этана, пропана, бутанов подлежат учету по отдельному изолированному месторождению при запасах свободного газа не менее 10 млрд м$^3$. Если содержание этана менее 1,5 %, но концентрация кислых компонентов (сероводорода и углекислоты) в сумме составляет более 50 % мол., запасы этана, пропана, бутанов подлежат учету. Запасы азота и углекислого газа подлежат учету при их содержании в газе не менее 15 % и запасах свободного газа не менее 1 млрд м$^3$.

## Приложение Б
## (рекомендуемое)

### Формы таблиц к отчету по подсчету запасов месторождений газа

Таблица Б.1 — Объемы поисково-разведочного бурения

| Скважина и ее назначение | Число скважин, шт. | Общая проходка скважин, пог. м | Общая стоимость скважины, тыс. руб. | Сроки бурения, месяц, год<br>начало<br>конец | Полученный результат<br>продуктивная<br>непродуктивная | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Поисковые | | | | | | |
| Разведочные | | | | | | |
| в том числе: | | | | | | |
| - в контуре нефтегазоносности | | | | | | |
| - ликвидированные по геологическим причинам | | | | | | |
| - ликвидированные по техническим причинам | | | | | | |
| - в бурении | | | | | | |
| ВСЕГО: | | | | | | |

Таблица Б.2 — Характеристики пробуренных поисково-разведочных скважин

| Номер скважины | Тип скважины | Сроки бурения | | Глубина скважины, м | | Возраст отложений на забое | Альтитуда + удлинение, м | Конструкция скважины | | | | Состояние скважины | Координаты скважины, град., мин., с | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | начало | окончание | проектная | фактическая | | | Колонна | Диаметр, мм | Глубина спуска, м | Высота подъема цемента, м | | Долгота | Широта |
| | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | |

Таблица Б.3 — Результаты опробования и исследования скважин

| Продуктивный пласт | Номер скважины | Дата опробования | Интервал залегания коллекторов продуктивного пласта (кровля верхнего — подошва нижнего), м<br>глубина<br>абс. отметка | Интервал опробования, м<br>глубина<br>абс. отметка | Способ вскрытия пласта (тип перфоратора, количество отверстий на 1 м или КИИ) | Диаметр, мм, и глубина, м, спуска насосно-компрессорных труб | Диаметр штуцера (диафрагмы), мм<br>Динамический уровень, м | Фактическое время непрерывной работы, ч | Давление, приведенное к середине интервала опробования, МПа<br>пластовое<br>забойное |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |

*Окончание таблицы Б.3*

| Депрессия, МПа | Дебит нефти, $м^3$/сут | Газосодержание нефти, $м^3/т$ | Дебит воды, $м^3$/сут | Дебит газа, тыс $м^3$/сут<br>конденсата, $м^3$/сут | $T_{пл}$, °С<br>глубина замера | Коэффициент продуктивности, $м^3$/(сут·МПа) | Выход стабильного конденсата, замеренного на промысле, $г/м^3$ | Давление начала конденсации, МПа | Потенциальное содержание конденсата, $г/м^3$ | Плотность флюида, $кг/м^3$ | Продолжительность записи КВД, ч |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | |

Таблица Б.4 — Основные результаты определения подсчетных параметров по ГИС

| Пласт | Номер скважины | Глубина, м | | Абс. отметка, м | | $h_{эф}$, м | $h_{эф.г}$, м | $h_{эф.н}$, м | УЭС, Ом·м | $A_{п.с}$, отн.ед. | АК, мкс/м | НК, усл. ед. | $d_{НКТ}$ отн. ед. | $K_{п.нк}$, доли ед. | $K_{п.ак}$, доли ед. | $K_{п.прин.}$, доли ед. | $K_{пр}$, мД | $K_{нг.прин.}$, доли ед. | $K_{в}$, доли ед. | Характер насыщения |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | кровли | подошвы | кровли | подошвы | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Таблица Б.5 — Химический состав и физические свойства пластовых вод

| Номер скважины | Продуктивный пласт | Интервал опробования, м | Глубина и абс. отметка отбора проб, м | Дата отбора проб / исследования | Дебит, $м^3$/сут | Устьевое давление статическое, МПа / Статический уровень, м | Расчетное пластовое давление, МПа | Давление, приведенное к отметке отбора проб, МПа | Плотность воды, г/$см^3$ | | Пластовая температура, °С | Вязкость в пластовых условиях, МПа·с |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | в пластовых условиях | в стандартных условиях | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |

*Окончание таблицы Б.5*

| Удельное сопротивление при температуре пласта | Содержание ионов (мг/л, мг-экв/л, % мг-экв) | | | | | | | | | | | | | | Нафтеновые кислоты, мг/л | Газосодержание, $м^3$/т | Тип вод |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Общая минерализация | $Na^+ + K^+$ | $Ca^{++}$ | $Mg^{++}$ | $Cl^-$ | $SO_2^-$ | $NO_2^-$ | $CO_3^-$ | $HCO_3^-$ | $NH_4^+$ | $B^-$ | $J^-$ | $Br^-$ | другие | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Таблица Б.6 — Сведения о толщине, освещенности керном продуктивных пластов и объемах выполненных работ по анализу кернового материала

| Продуктивный пласт | Номер скважины | Интервал залегания продуктивного пласта, м / глубина / абс. отметка | Толщина продуктивного пласта, м / общая / эффективная | | Интервал отбора керна, м / глубина / абс. отметка | Проходка с отбором керна по продуктивному пласту, м / вынос керна, м | Освещенность керном продуктивного пласта, % | | Количество определений по образцам керна* / общее / учтенное при подсчете | | | | | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | нефтенасыщенная | газонасыщенная | | | общей толщины (от кровли до ВНК, ГВК) | нефтегазонасыщенной части пласта | гранулометрического состава | остаточной воды | коэффициента вытеснения | открытой пористости | абсолютной газопроницаемости | |
| | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | |

* Основное и контрольное определения по одному и тому же образцу одним и тем же методом считаются как одно определение.

Таблица Б.7 — Сведения о литолого-физических свойствах пород продуктивных пластов и покрышек

| Номер скважины | Продуктивный пласт | Интервал отбора керна, м | глубина / абс. отметка | Дата отбора керна / Дата анализа керна | Гранулометрический состав | | | | | | | Коэффициент пористости, доли ед. | | Карбонатность, % | Газопроницаемость, мкм$^2$ | Водопроницаемость (параллельно напластованию; перпендикулярно к напластованию), мкм$^2$ | Водонасыщенность, % | Учтенные и неучтенные образцы при подсчете запасов* | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | Литологическое описание образцов | более 1 мм | 1,0—0,5 мм | 0,5—0,25 мм | 0,25—0,1 мм | 0,1—0,01 мм | менее 0,01 мм | общей | открытой | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

* Неучтенные образцы с указанием причины неучета.

Таблица Б.8 — Характеристика свободного газа

| Продуктивный пласт | Номер скважины | Условия отбора проб | Интервал опробования, м / глубина / абс. отметка | Давление, МПа / пластовое / критическое | Температура пластовая, °С / Температура критическая, К | Приведенное давление, МПа | Приведенная температура °С | Коэффициент сверхсжимаемости газа | Поправки | | Объемный коэффициент, доли ед | Плотность абсолютная, кг/м$^3$ / относительная |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | на отклонение от закона Бойля — Мариотта | на температуру | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |

*Окончание таблицы Б.8*

| Содержание, г/м$^3$ (молярная доля, %) | | | | | | | | | | | | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| метана | этана | пропана | бутанов | пентана + высшие | сероводорода | гелия | аргона | углекислого газа | азота | парафина | других полезных компонентов (указать каких) | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |

Таблица Б.9 — Характеристика стабильного конденсата

| Продуктивный пласт | Номер скважины | Интервал опробования, м | Число проб | Плотность конденсата, г/см$^3$ | Пластовое давление $p_C$, МПа | Пластовая температура, $T_{пл}$, °С | Относительная плотность для $C_{5+высшие}$ | Содержание, % (по массе) | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | парафина | серы | воды | других полезных компонентов (указать каких) |
| | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | |

*Окончание таблицы Б.9*

| Молекулярная масса для $C_{5+ высшие}$ | Коэффициент сверхсжимаемости газа | Давление начала конденсации в пласте $p_{нк}$, МПа | Содержание конденсата, г/м$^3$ стабильного / сырого | Давление максимальной конденсации $p_{мк}$, МПа | | Групповой состав конденсата | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |

Таблица Б.10 — Сведения о разработке месторождения (залежи)

| Продуктивный пласт | Номер скважины | Интервал перфорации, м: глубина / абс. отметка | Дата начала разработки / Чистое время разработки | Способ эксплуатации. Диаметр штуцера, мм (или динамический уровень, м) | Начальный дебит / Дебит на дату подсчета | | | Газосодержание, м$^3$/т: начальное / на дату подсчета | Пластовое давление, МПа: начальное / на дату подсчета | Забойное давление, МПа: начальное / на дату подсчета | Депрессия МПа: начальная / на дату подсчета | Коэффициент продуктивности, м$^3$/(сут·МПа): начальный / на дату подсчета |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | нефти, т/сут | газа, тыс. м$^3$/сут | воды, м$^3$/сут | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |

*Окончание таблицы Б.10*

| Устьевое давление, МПа: начальное / на дату подсчета | Затрубное давление, МПа: начальное / на дату подсчета | Суммарная добыча на дату подсчета | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | нефти, тыс. т | растворенного газа в нефти, млн м$^3$ | воды, тыс. м$^3$ | свободного газа, млн м$^3$ | конденсата, тыс. т | углекислого газа тыс. м$^3$ | гелия, тыс. м$^3$ | сероводорода, тыс. м$^3$ | других компонентов (указать каких) |
| | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |

Таблица Б.11 — Средние величины пористости, проницаемости, газонасыщенности

| Продуктивный пласт | Номер скважины / Интервал залегания продуктивного пласта, абс. отметка, м | Открытая пористость, доли ед. | | | | | Коэффициент трещинной, кавернозной емкости, доли ед. | Проницаемость, мкм$^2$ | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | по керну | | по геофизическим исследованиям | | принятое среднее значение для подсчета запасов | | по керну | | | |
| | | | | | | | | перпендикулярно к слоистости | | параллельно слоистости | |
| | | общее количество определений / учтенное количество определений | принятое среднее значение | общее количество определений / учтенное количество определений | принятое среднее значение | | общее количество определений / учтенное количество определений | общее количество определений / учтенное количество определений | принятое среднее значение | общее количество определений / учтенное количество определений | принятое среднее значение |
| | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | |

*Окончание таблицы Б.11*

| Проницаемость, мкм$^2$ | | | | | Коэффициент газонасыщенности, доли ед. | | | | | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| по геофизическим исследованиям | | по гидродинамическим исследованиям (ГДИ) | | принятое среднее значение для подсчета запасов | по керну | | по геофизическим исследованиям | | принятое среднее значение для подсчета запасов | |
| общее количество определений / учтенное количество определений | принятое среднее значение | общее количество определений / учтенное количество определений | принятое среднее значение | | общее количество определений / учтенное количество определений | принятое среднее значение | общее количество определений / учтенное количество определений | принятое среднее значение | | |
| | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |

Таблица Б.12 — Определение средневзвешенных значений емкостных параметров по залежам продуктивного пласта

| Номер скважины, альтитуда + удлинение | Интервал залегания пласта, м<br>глубина<br>абс. отметка | Интервал залегания проницаемых прослоев, м<br>глубина<br>абс. отметка | Эффективная толщина / Эффективная газонасыщенная толщина $\frac{h_{эф}}{h_{эф.г}}$, м | Коэффициент пористости $K_п$, доли ед. | $K_п \cdot h_{эф.г}$ | Коэффициент газонасыщенности $K_г$, доли ед. | $K_п \cdot K_г \cdot h_{эф.г}$ | Коэффициент проницаемости $K_{пр}$, мкм$^2$ | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | |
| | | | Категория | | | | | | |
| | | | Зона | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| Итого | | | | | | | | | |
| Среднее | | | | | | | | | |

Таблица Б.13 — Расчет объемов газосодержащих пород

| Пласт | Категория запасов | Зона | Номер площадки на карте | Эффективная газонасыщенная толщина, м | | Деление планиметра, ед. | Площадь газоносности, тыс. м$^2$ | Объем газонасыщенных пород, тыс. м$^3$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | интервал толщины | среднее значение | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

Таблица Б.14 — Сводная таблица подсчетных параметров и запасов свободного газа, газа газовых шапок, конденсата и содержащихся в газе компонентов

| Продуктивный пласт, зона | Категория запасов | Площадь газоносности, тыс. $м^2$ | Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м | Объем газонасыщенных пород, тыс. $м^3$ | Коэффициент открытой пористости, доли ед. | Коэффициент газонасыщенности, доли ед. | Начальное пластовое давление, МПа | Конечное пластовое давление, МПа | Поправка | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | на температуру | на отклонение от закона Бойля — Мариотта |
| | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |

*Продолжение таблицы Б.14*

| Начальный геологический запас газа, млн $м^3$ | Добыча газа на дату подсчета запасов, млн $м^3$ | Остаточный (текущий) геологический запас газа на дату подсчета запасов, млн $м^3$ | Начальное потенциальное содержание конденсата $C_{5+}$ в газе, $г/м^3$ | Начальный геологический запас конденсата, тыс. т | Добыча конденсата на дату подсчета, тыс. т | Остаточный (текущий) запас конденсата на дату подсчета, тыс. т |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | |
| | | | | | | |

*Окончание таблицы Б.14*

| Содержание компонента в газе (указать какого), $г/м^3$, % об, % мол. | Начальный геологический запас компонента, содержащегося в газе (указать какого), тыс. т, тыс. $м^3$ | Добыча компонента на дату подсчета (указать какого), тыс. т, тыс. $м^3$ | Остаточный (текущий) геологический запас компонента на дату подсчета (указать какого), тыс. т, тыс. $м^3$ | Мольная доля «сухого» газа | Запас «сухого» газа, млн $м^3$ | КИК | Извлекаемый запас конденсата, тыс. т $\frac{\text{начальный}}{\text{на дату подсчета}}$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |

Таблица Б.15 — Сопоставление вновь подсчитанных запасов свободного газа, конденсата и параметров подсчета с ранее утвержденными ГКЗ и числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых

| Продуктивный пласт | Категория запасов принятая ранее / представленная | Площадь газоносности, тыс. м$^2$ принятая ранее / представленная | Средняя эффективная газонасыщенная толщина, тыс. м$^2$ принятая ранее / представленная | Объем газонасыщенных пород, тыс м$^3$ принятый ранее / представленный | Коэффициент открытой пористости принятый ранее / представленный | Коэффициент газонасыщенности принятый ранее / представленный | Начальное пластовое давление, МПа принятое ранее / представленное | Поправка на температуру принятая ранее / представленная |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

*Окончание таблицы Б.15*

| Поправка на отклонение от закона Бойля — Мариотта принятая ранее / представленная | Начальные запасы газа, млн м$^3$ принятые ранее / представленные | Изменение представленных начальных запасов газа к утвержденным ранее + млн м$^3$ / ± % | Остаточные (текущие) запасы газа, млн м$^3$ числящиеся на балансе на дату на дату подсчета / представленные | Дата предыдущего подсчета / нового подсчета | Мольная доля «сухого» газа | Запас «сухого» газа, млн м$^3$ | КИК | Извлекаемый запас конденсата, тыс т |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

## Библиография


[1] Петерсилье В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. — М.-Тверь, ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003

[2] Левянт В.Б. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. — М., ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», 2006

[3] Руководящий документ РД 153-39.0-072—01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах

[4] Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов (утверждены Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 15 февраля 2011 г. № 34)

[5] Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (утверждена Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 7 февраля 2001 г. № 126)

[6] Методические рекомендации по составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов (рекомендованы к использованию протоколом Министерства природных ресурсов России от 3 апреля 2007 г. № 11-17/0044-пр, утвержденным заместителем министра природных ресурсов Российской Федерации А.И. Варламовым)

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

[8] Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений.— М., ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009

УДК 553.048:006.354 ОКС 75.060

Ключевые слова: проектирование, разработка, освоение, газовое, газоконденсатное, месторождение, подсчет, запасы, газ, конденсат, объемный метод, основные, технические, требования

Редактор *О.В. Рябиничева*
Технические редакторы *В.Н. Прусакова, И.Е. Черепкова*
Корректор *Е.Р. Ароян*
Компьютерная верстка *А.В. Софейчук*

Сдано в набор 08.10.2019. Подписано в печать 29.11.2019. Формат 60 × 84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 3,72. Уч.-изд. л. 3,30.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

ИД «Юриспруденция», 115419, Москва, ул. Орджоникидзе, 11.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru