



**НАЦИОНАЛЬНЫЙ
СТАНДАРТ
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

ГОСТ Р
(проект,
окончательная редакция)

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ И ОСВОЕНИЕ ГАЗОВЫХ И
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**
Подсчет запасов газа и конденсата объемным методом
Основные технические требования

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения национальных стандартов Российской Федерации – ГОСТ Р 1.0-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения»

Сведения о стандарте

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 ВНЕСЁН Техническим комитетом по стандартизации ТК «Техника и технология добычи и переработки нефти и газа»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20__ г. №__

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

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок – в ежемесячно издаваемых информационных указателях «Национальные стандарты». В случаях пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта, соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет

© Стандартинформ, 20__

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения национального органа Российской Федерации по стандартизации

Содержание

1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	1
3 Термины и определения	2
4 Обозначения и сокращения	4
5 Общие положения	4
6 Требования к геологической информации, необходимой для подсчета запасов газа и газового конденсата объемным методом	8
7 Общие требования к подсчету запасов газа и газового конденсата объемным методом на разных стадиях изучения и промышленного освоения месторождений	12
8 Общие требования к построению и использованию трехмерных геолого-математических моделей при подсчете запасов газа и газового конденсата объемным методом	17
9 Требования к содержанию отчета по подсчету запасов газа и газового конденсата объемным методом	18
Приложение А (рекомендуемое) Минимальные промышленные концентрации попутных компонентов	20
Приложение Б (рекомендуемое) Формы таблиц к отчету по подсчету запасов месторождений газа	21
Библиография	35

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ И ОСВОЕНИЕ ГАЗОВЫХ И
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Подсчет запасов газа и конденсата объемным методом

Основные технические требования

Gas and condensate field development project

Volumetric method of gas and gas-condensate reserves estimation

Main technical requirements

Дата введения –

1 Область применения

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

1.2 Требования настоящего стандарта применяют:

- добывающие организации, которым предоставлено право пользования недрами для геологического изучения и добычи углеводородов;
- сервисные организации, которые осуществляют подсчёт (пересчёт) 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 Р 8.615-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

ГОСТ Р 53240-2008 Скважины поисково-разведочные нефтяные и газовые. Правила проведения испытаний

ГОСТ Р 53375-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования

ГОСТ Р 53521-2009 Переработка природного газа. Термины и определения

ГОСТ Р 53554-2009 Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородного сырья. Термины и определения

ГОСТ Р 53579-2009 Система стандартов в области геологического изучения недр (СОГИН). Отчет о геологическом изучении недр. Общие требования к содержанию и оформлению

ГОСТ Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования

ГОСТ Р 53710-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки

ГОСТ Р 53712-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Программные средства для проектирования и оптимизации процесса разработки месторождений. Основные требования

ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила

ГОСТ Р 53794-2010 Информация о недрах геологическая. Термины и определения

ГОСТ Р 53797-2010 Геологическая информация о недрах. Основные положения и общие требования

ГОСТ Р 54389-2011 Конденсат газовый стабильный. Технические условия

ГОСТ Р 54910-2012 Залежи газоконденсатные и нефтегазоконденсатные. Характеристики углеводородов газоконденсатные. Термины и определения

ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением

ГОСТ 30319.2-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости

ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины в соответствии с ГОСТ Р 53713, ГОСТ Р 53710, ГОСТ Р 54910, ГОСТ Р 53712, ГОСТ Р 53521, ГОСТ Р 53554, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1

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

[ГОСТ Р 53713-2009, пункт 3.7]

3.2

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.

[ГОСТ Р 53710-2009, пункт 3.3]

3.3

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.

[ГОСТ Р 53713-2009, пункт 3.8]

3.4 продуктивный горизонт: Пласт, в основном представленный однородным коллектором, или группа пластов-коллекторов с разными свойствами, обычно в той или иной мере гидродинамически связанных; горизонт обычно перекрыт региональной покрывкой.

3.5 продуктивный комплекс: Литолого-стратиграфическое подразделение разреза, включающее один или несколько горизонтов, перекрытое региональной покрывкой.

3.6

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

П р и м е ч а н и е – При стандартных условиях конденсат находится в жидком состоянии.
[ГОСТ Р 54910-2012, пункт 2.7]

3.7

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

П р и м е ч а н и е – Разделение запасов по категориям проводят в соответствии с действующей классификацией запасов и требованиями по ее применению.

[Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов [1], пункт II.19]

3.8

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

[ГОСТ Р 53712-2009, пункт 3.1]

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

3.10 газ дегазации: Газ, выделившийся при дегазации конденсата газового нестабильного.

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

3.12 «сухой» газ: Смесь углеводородов группы $\text{CH}_4\text{--C}_4\text{H}_{10}$ и неуглеводородных компонентов, находящихся в газообразном состоянии при стандартных условиях.

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

3.14 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.

3.15

нестабильный газовый конденсат: Газовый конденсат, содержащий в растворенном виде газообразные углеводороды, направляемый на переработку с целью очистки от примесей и выделения углеводородов $\text{C}_1\text{--C}_4$, отвечающий требованиям соответствующего нормативного документа.

[ГОСТ Р 53521-2009, пункт 2.7]

3.16

стабильный газовый конденсат: Газовый конденсат, получаемый путем очистки нестабильного газового конденсата от примесей и выделения из него углеводородов $\text{C}_1\text{--C}_4$, отвечающий требованиям соответствующего нормативного документа.

[ГОСТ Р 53521-2009, пункт 2.9]

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

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

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

4 Обозначения и сокращения

4.1 В настоящем стандарте применены следующие обозначения:

dHKT – диаметр насосно-компрессорных труб, относительные единицы;

Kв – коэффициент водонасыщенности, доли единиц;

Kн – коэффициент нефтенасыщенности, доли единиц;

Kп – коэффициент пористости, доли единиц;

Kпр – проницаемость, мД;

H э. – эффективная толщина, м;

H э. г. – эффективная газонасыщенная толщина, м;

H э. н. – эффективная нефтенасыщенная толщина, м.

4.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

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

PVT-установки – установки для исследования физико-химических свойств пластовых флюидов (PVT-свойства является акронимом для Pressure (давление), Volume (объем), Temperature (температура), являющихся свойствами веществ, в частности пластовых флюидов);

АК – акустический каротаж;

Апс – относительная амплитуда собственной поляризации пород;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГВК – газоводяной контакт;

ГДИ – гидродинамические исследования;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГКЗ – государственная комиссия по запасам;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГРР – геологоразведочные работы;

ГТИ – геолого-технические исследования;

КВД – кривая восстановления давления;

КИГ – коэффициент извлечения газа;

КИК – коэффициент извлечения конденсата;

НК – нейтронный каротаж;

ПЖ – промывочная жидкость;

ТЭО – технико-экономическое обоснование;

УВ – углеводороды;

УППГ – установка предварительной подготовки газа;

УЭС – удельное электрическое сопротивление;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

5 Общие положения

5.1 Объемный метод является основным 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 $h_{эф.г}$, $Kп$, $Kг$, $Kр$, Kt производится по формуле

$$Q_{г0} = F \cdot h_{эф.г} \cdot Kп \cdot Kг \cdot Kр \cdot Kt, \quad (5.1)$$

где F – площадь залежи, тыс. м^2 ;

$h_{эф.г}$ – средняя для залежи эффективная газонасыщенная толщина, м;

$Kп$ – средневзвешенный по эффективным толщинам для залежи коэффициент открытой пористости, доли единицы;

$Kг$ – средневзвешенный по произведению пористости и эффективных толщин для залежи коэффициент газонасыщенности, доли единицы.

$Kр$ и Kt – барический и термический коэффициенты соответственно.

Формулу (5.1) рекомендуется применять в случае, когда по объекту подсчета запасов газа не установлены закономерные изменения параметров и не обнаружены взаимосвязи между ними (используются средние арифметические значения параметров применительно ко всей площади газонасыщенности или отдельно по ее зонам).

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

$$Q_{г0} = Kр \cdot Kt \cdot \iint_F h_{эф.г}(x,y) \cdot Kп(x,y) \cdot Kг(x,y) \, dx dy. \quad (5.2)$$

Расчет интеграла в формуле (5.2) производится 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 – $h_{эф.г}(x,y)$, $Kп(x,y)$, $Kг(x,y)$, $Kр(x,y)$, $Kt(x,y)$ проводится по следующей формуле, представленной в интегральном виде

$$Q_{г0} = \iint_F h_{эф.г}(x,y) \cdot Kп(x,y) \cdot Kг(x,y) \cdot Kр(x,y) \cdot Kt(x,y) \, dx dy, \quad (5.3)$$

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

F – площадь залежи, тыс. м^2 ;

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

$Kп(x,y)$ и $Kг(x,y)$ – функции, которые задают для точек x , y площади F усредненные по вертикальным пересечениям подсчетного объекта значения коэффициентов пористости и газонасыщенности соответственно; усреднение коэффициентов пористости производится со взвешиванием по толщинам газонасыщенных прослоев, коэффициентов газонасыщенности – со взвешиванием по произведениям толщин газонасыщенных прослоев на пористости слагающих их пород;

$Kр(x,y)$ и $Kt(x,y)$ – барический и термический коэффициенты соответственно,

$$Kp = (p_0 \cdot \alpha_0) / p_{cm}, \quad Kt = (T + T_{cm}) / (T + T_{пл}),$$

где p_0 – среднее начальное пластовое давление в залежи, МПа;

α_0 – поправка, обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов Z при давлении p_0 , $\alpha_0 = 1 / Z_0$;

p_{cm} – давление при стандартных условиях, равное 0,1010325 МПа;

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

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

Рекомендуется использовать произведение $h\phi.g(x,y) \cdot Kп(x,y) \cdot Kг(x,y) \cdot Kp(x,y) \cdot Kt(x,y)$ 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 м³, объемным методом производится по формуле

$$Q_{с0} = Q_{г0} \cdot K_{сух}, \quad (5.4)$$

где $Q_{г0}$ – начальные геологические запасы свободного газа, млн м³;

$K_{сух}$ – 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, подсчитываются умножением начальных геологических запасов пластового газа в залежи на потенциальное содержание конденсата в пластовом газе $\Pi_{плс5+высш.}$ по формуле

$$Q_{к0} = Q_{г0} \cdot \Pi_{плс5+высш.} \quad (5.5)$$

или умножением запасов «сухого газа» $Q_{с0}$ на потенциальное содержание конденсата в сухом газе $\Pi_{сухс5+высш.}$ по формуле:

$$Q_{к0} = Q_{с0} \cdot \Pi_{сухс5+высш.}, \quad (5.6)$$

где $Q_{г0}$ – начальные геологические запасы свободного газа, млн м³;

$\Pi_{плс5+высш.}$ – начальное потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, г/м³;

$\Pi_{сухс5+высш.}$ – начальное потенциальное содержание конденсата в сухом газе, г/м³.

Начальное потенциальное содержание стабильного конденсата Π , г/м³, складывается из содержаний $C_{5+высш.}$ в сыром конденсате K и отсепарированном газе L из расчета на 1 м³ пластового газа согласно ГОСТ Р 54389

$$\Pi = K + L, \quad (5.7)$$

где K – содержания $C_{5+высш.}$ в нестабильном конденсате;

L – содержания $C_{5+высш.}$ 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, рассчитываются путем умножения начальных геологических запасов на коэффициент извлечения

$$Q_{к.извл} = Q_{к0} \cdot \text{КИК}, \quad (5.8)$$

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 P

$$\text{КИК} = (P - q_{п.пл}) / P, \quad (5.9)$$

где P – начальное потенциальное содержание конденсата, г/м³;

$q_{п.пл}$ – пластовые потери конденсата, г/м³.

Пластовые потери конденсата определяются 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, проводят по следующей формуле

$$Q_{комп.0} = Q_{г0} \cdot P_{комп}, \quad (5.10)$$

где $Q_{г0}$ – геологические запасы свободного газа, млн м³;

$P_{комп}$ – потенциальное содержание компонента, г/м³.

Потенциальное содержание компонента $P_{комп}$, г/м³, определяется по формуле

$$P_{комп} = I_{комп} \cdot \sigma_{комп} / 100, \quad (5.11)$$

где $I_{комп}$ – процентное объемное содержание компонента в пластовом газе (см. таблица А.1 (Приложение А));

$\sigma_{комп}$ – плотность компонента при 0,1 МПа и 20 °С, г/м³, согласно методическим рекомендациям [2].

5.7 Подсчет извлекаемых запасов газа $Q_{гиз}$, млн. м³, производится в необходимых случаях по согласованию с уполномоченными органами государственной экспертизы по формуле

$$Q_{гиз} = Q_{г0} \cdot \text{КИГ}, \quad (5.12)$$

где $Q_{г0}$ – начальные геологические запасы свободного газа, млн м³;

КИГ — коэффициент извлечения газа (коэффициент газоотдачи) — 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 [2], [3] и руководящему документу [4], 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.;
- геолого-технологические исследования (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;
- геофизические исследования в скважинах (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 кернa, 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.

Неотъемлемой составляющей подсчета запасов углеводородов является 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 обеспечивать высокую точность привязки результатов дешифрирования и других методов исследований.

6.2.2 Масштабный ряд (от региональных до детальных) дистанционных исследований и величина 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) могут использоваться 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 [3] используются 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;
- превышение разрешенности сейсмических сигналов, обеспечиваемое расширением амплитудно-частотного спектра записи;
- миграция сейсмической записи во временной или глубинный масштаб с обеспечением наиболее точного отображения реального строения среды согласно методическим рекомендациям [3].

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

6.3.6 Процедура обработки определяется, исходя из сложности формируемой модели среды, адекватно отражающей геометрические особенности формы природных резервуаров, степень расчлененности и площадной концентрации запасов углеводородов. При этом должны учитываться:

- требуемая глубина исследований;
- разрешающая 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 [4].

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

6.4.3 Комплекс ГИС определяется задачами, соответствующими назначению скважин, прогнозируемым геологическим разрезом и проектируемыми техническими условиями строительства и эксплуатации скважин.

6.4.4 Материалы ГИС и ГТИ согласно руководящего документа [4] 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 (эффективной толщины – $H_{эф}$, пористости – K_p , газонефтенасыщенности – $K_{не}$);
- определения пластовых давлений, пластовых температур.

6.4.5 Геофизические исследования выполняются в объемах, в сроки и комплексом ГИС, которые предусмотрены в проекте ГРР.

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

6.4.7 Основу геологической интерпретации данных ГИС составляют петрофизические зависимости типа «кern-кern», «кern-геофизика», «геофизика-геофизика»:

- для построения зависимостей «кern-кern» сопоставляемые геофизические и коллекторские параметры измеряют на образцах керна;
- зависимости «кern-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.

6.4.8 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 кислотных и других обработок.

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 используются 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 [2]

6.6.1 Отобранный керн должен сохранять фильтрационно емкостные свойства изучаемого пласта. Комплекс физических и петрофизических исследований керна должен обеспечивать возможность получения петрофизической информации для интерпретации данных ГИС (петрофизических связей типа «керн-керн», «керн-ГИС» и др.).

6.6.2 Результаты лабораторных исследований керна применяются 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 характеристики 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 нефилътрующей 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 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).

6.6.10 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) применяются для: определения подсчетных параметров залежей УВ и используемых 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 [1], 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.

7.3 Процесс подсчета запасов свободного газа объемным методом включает:

- выделение в разрезах скважин нефтегазоносных горизонтов, пластов, пропластков, непроницаемых разделов между ними и их корреляцию по пластовым пересечениям в скважинах;
- обоснование выделения объектов подсчета: продуктивных пластов и внутри них подсчетных объектов (залежей);
- выделение по каждому подсчетному объекту пластов-коллекторов, определение параметров пласта и насыщающих его флюидов;

П р и м е ч а н и е – 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.

– построение геологической модели и подсчет геологических запасов в соответствии со степенью изученности залежи:

- а) обоснование отметки ГВК залежи в целом, или для обоснованных изолированных блоков в залежи,
- б) обоснование и выделение границ залежи и подсчетных объектов и их геометризация,
- в) выбор варианта объемного метода и обоснование параметров подсчета;
- г) обоснование границ категорий запасов и составление подсчетного плана,
- д) 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, производят по каждой залежи отдельно и месторождению в целом.

7.5 Подсчет запасов может проводиться детерминистским и вероятностным методами.

7.5.1 При детерминистском методе подсчета запасы залежи характеризуют одной величиной, которую рассчитывают по средним значениям параметров, определенных по геологическим, геофизическим и промысловым данным. Такой метод является основным для представления запасов на государственную экспертизу.

7.5.2 При вероятностном методе подсчета, запасы залежи характеризуются распределением величины 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 заданных 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

представлении запасов на государственную экспертизу согласно методическим рекомендациям [6].

7.6 Подсчет запасов проводится отдельно по залежам с выделением запасов по газовой зоне. 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 и 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. Дифференциация запасов газа и газового конденсата в зависимости от решаемой задачи может проводиться по различным критериям (типу коллектора, классам проницаемости, характеру насыщения коллекторов, типу разреза и др.).

7.9 Подсчет запасов газа и газового конденсата проводится на подсчетных планах, составленных на основе структурных карт. Масштабы планов (1:5000 – 1:50000) зависят от размера и сложности геологического строения залежи. По согласованию с органами государственной экспертизы допускается представление подсчетных планов в масштабе 1:100000 или 1:200000.

7.10 При подсчете запасов залежей и месторождений газа и газового конденсата подлежат обязательному отдельному подсчету и учету запасы газа (свободного и газа газовых шапок), конденсата, а также попутных компонентов, содержащихся в конденсате, свободном и растворенном газе (этан, пропан, бутан, сероводород, сера, гелий, азот, углекислый газ, ртуть и др.) и пластовых вод (йод, бром, бор, легкие металлы 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 учитываются в единицах массы – тысячах тонн (согласно ГОСТ Р 8.615).

Подсчет сухого газа, сероводорода, диоксида углерода, азота ведется 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 проводится 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 определяются по информации, полученной в единичных скважинах, с привлечением аналогий по соседним одновозрастным и однотипным по геологическому строению залежам.

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

7.12.4 Коэффициент открытой пористости K_n принимается по данным пробуренных скважин и определяется по результатам лабораторных исследований кернa согласно ГОСТ 26450.1 или по результатам интерпретации материалов ГИС. При расчете по данным лабораторных исследований кернa берется среднее арифметическое из всех наблюдаемых значений пористости в проницаемых насыщенных интервалах пласта по залежам, по ГИС – средневзвешенное по эффективной газонасыщенной толщине.

7.12.5 Коэффициент газонасыщенности K_g принимается по скважинам и рассчитывается по данным лабораторных исследований кернa или по результатам интерпретации материалов ГИС.

7.12.6 Начальное пластовое давление p_0 и пластовая температура $T_{пл}$ при подсчете запасов газовой залежи определяются по данным замеров в скважине. Определение начального пластового давления в газовых залежах производится с учетом данных КВД.

7.12.7 Коэффициент сверхсжимаемости Z рассчитывается по составу пластового газа или принимается 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 выделяются отдельные подсчетные объекты. Запасы подсчитываются по данным бурения скважин, при возможности привлекаются результаты детальных сейсморазведочных работ. Структурной основой для построения подсчетного плана служит карта, построенная по данным сейсморазведки, откорректированная по данным бурения. Параметры залежи определяются по данным бурения разведочных и опережающих эксплуатационных скважин.

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

7.13.3 По результатам разведочных работ создается трехмерная цифровая геологическая 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 изопакит продуктивной части горизонтов, карт общих, эффективных толщин, фильтрационно-емкостных свойств пласта, удельных запасов, таблиц результатов интерпретации ГИС, анализов кернa, испытания пластов, свойств флюидов и др.

7.13.5 ГВК определяется по данным ГИС с использованием результатов опробования, кернa и исследования скважин.

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

7.13.7 Эффективные газонасыщенные толщины и эффективные толщины продуктивных пластов выделяются по данным ГИС с учетом опробования скважин. На основе выделенных толщин составляются соответствующие карты по газонасыщенным зонам залежей в пределах одноименных пластов.

7.13.8 Коэффициенты открытой пористости и газонасыщенности залежей рассчитываются по результатам интерпретации данных ГИС, лабораторных исследований кернa согласно ГОСТ 26450.1, опробования.

7.13.9 Пластовая температура в залежи определяется на основе произведённых записей геотермических градиентов по данному месторождению либо по рядом расположенному месторождению или площади и результатов точечных замеров пластовой температуры в процессе испытания скважин. Пластовое давление определяется на основании замеров пластовых давлений в процессе испытания скважин, признанных кондиционными. Определение начального пластового давления в газовых залежах производится с учетом данных КВД. Значения пластовых температуры и давления пересчитываются на уровень горизонтальной плоскости, делящей залежь на две равные по объёму части.

7.13.10 Коэффициент сжимаемости реальных газов определяется 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 проводится 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 Эффективные газонасыщенные толщины выделяют в разрезе скважин по данным ГИС с учетом опробования скважин. В скважинах, используемых для составления карт эффективных газонасыщенных толщин, 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, картируются по данным бурения с учетом материалов сейсморазведки 3D.

7.14.6 Коэффициенты открытой пористости и газонасыщенности рассчитываются по результатам интерпретации данных ГИС; данные керны используются 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 Среднее начальное пластовое давление P_0 и пластовая температура $T_{пл}$ вычисляются на основе проведенных в скважинах замеров, не искаженных процессом разработки. Определение начального пластового давления в газовых залежах производится с учетом данных КВД согласно методическим рекомендациям [2].

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

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

8.2 Модели подразделяются 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 проводят:

- оцифровку всей исходной геологической и технологической информации, занесение в базу данных;
- оценку качества, обработку и 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, инклинометрия – используются 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 определяется 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 Технология трехмерного моделирования определяется техническими инструкциями, применяемыми программными комплексами согласно методическим рекомендациям [3].

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

9.1 Материалы подсчета запасов газа и газового конденсата формируются в соответствии с требованиями [1].

9.2 Материалы подсчета запасов включают текстовую часть, текстовые, табличные и графические приложения и документацию геологоразведочных, 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;
- геологоразведочные 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 геологоразведочных 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 геологоразведочных работ, геофизических исследований скважин, опробования скважин и другие данные, необходимые для подсчета запасов по перечню в соответствии с требованиями [1].

Приложение А
(рекомендуемое)

Минимальные промышленные концентрации попутных компонентов

Т а б л и ц а А.1 – Минимальные промышленные концентрации попутных компонентов

Основное или попутное полезное ископаемое	Попутные компоненты	Промышленная концентрация*
Свободный газ и газ газовых шапок	Этан	3 %
	Пропан-бутан	0,9 %
	Сероводород	0,5 %
	Гелий	0,05 %
	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

Приложение Б

(рекомендуемое)

Формы таблиц к отчету по подсчету запасов месторождений газа

Т а б л и ц а Б.1 – Объемы поисково-разведочного бурения

Скважины и их назначение	Количество скважин, шт.	Общая длина скважин, м	Общая стоимость скважин, тыс. руб.	Сроки бурения, месяц, год	Полученные результаты	Примечание
				<u>начало</u> <u>конец</u>	<u>продуктивная</u> <u>непродуктивная</u>	
1	2	3	4	5	6	7
Поисковые						
Разведочные в том числе: - в контуре нефтегазоносности - ликвидированные по геологическим причинам - ликвидированные по техническим причинам - в бурении						
В С Е Г О:						

Т а б л и ц а Б.2 – Характеристики пробуренных поисково-разведочных скважин

Номер скважины	Тип скважины	Сроки бурения		Глубина скважины, м		Отложение пласта на забое	Альтитуда+удлинение, м	Конструкция скважины				Состояние скважины	Координаты скважины, градусы, минуты, секунды	
		начало	окончание	проектная	фактическая			колонна	диаметр, мм	глубина спуска, м	высота подъема цемента, м		долгота	широта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Т а б л и ц а Б.3 – Результаты опробования и исследования скважин

Продуктивный пласт	Номер скважины	Дата опробования	Интервал залегания коллекторов продуктивного пласта (кровля верхнего – подошва нижнего), м <u> глубина </u> абс. отметка	Интервал опробования, м <u> глубина </u> 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 <u> Динамический уровень, м </u>	Фактическое время непрерывной работы, ч	Давление, приведенное к середине интервала опробования, МПа <u> пластовое </u> забойное
1	2	3	4	5	6	7	8	9	9

Продолжение 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 <u> конденсата, м³/сут </u>	$T_{пл.}, ^\circ\text{C}$ <u> глубина замера </u>	Коэффициент продуктивности, $\frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа}}$	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, час
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

Т а б л и ц а Б.4 – Основные результаты определения подсчетных параметров по ГИС

Пласт	№ скважины	Глубина, м		Абс. отметка, м		Нэ, м	Нэ.г, м	Нэ.н, м	УЭС, Ом·м	Апс, отн.ед.	АК, мкс/м	НК, усл. ед.	dHKT, отн. ед.	Кпнк, доли ед.	Кпак, доли ед.	Кп прин., доли ед.	Кпр, мД	Кн прин., доли ед.	Кв, доли ед.	Кв*, доли ед.	Характер насы- щения
		кровли	подошвы	кровли	подошвы																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

Т а б л и ц а Б.5 – Химический состав и физические свойства пластовых вод

Номер сква- жины	Продук- тивный пласт	Интервал опробо- вания, м	Глубина и абс. отметка отбора проб, м	Дата отбора проб исследования	Дебит, м³/сут	Устьевое давление статическо е, МПа Статический уровень, м	Расчет- ное плас- товое давление, МПа	Давление, приве- денное к отметке, МПа	Плотность воды, г/см³		Темпера- тура пласто- вая, °С	Вязкость в пластовых условиях, МПа·с
									в плас- то- вых условиях	в стандарт- ных условиях		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Продолжение таблицы Б.5

Удельное сопротив- ление при температу- ре пласта	Содержание ионов (мг/л; мг-экв/л; % мг-экв)														Нафте- новые кислоты, мг/л	Газо- содер- жание, м³/т	Тип вод
	Общая минерал изация	Na ⁺ + K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₂ ⁻	NO ₂ ⁻	CO ₃ ⁻	HCO ₃ ⁻	NH ₄ ⁺	B ⁻	J ⁻	Br ⁻	другие			
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31

Т а б л и ц а Б.6 – Сведения о толщине, освещенности керном продуктивных пластов и объемах выполненных работ по анализу кернового материала

Продук- тивный пласт	№ сква- жины	Интервал залегания продуктив- ного пласта, м глубина абс. отметка	Толщина продуктивного пласта, м общая эффективная		Интервал отбора керна, м глубина абс. отметка	Проход- ка с отбором керна по продук- тивному пласту, м вынос керна, м	Освещенность керном продуктивного пласта, %		Количество определений по образцам керна*					Примечание
			нефте- насы- щенная	газо- насы- щен- ная			общей толщи- ны (от кров- ли до ВНК, ГВК)	нефте- газона- сыщен- ной части пласта	грану- ломет- ричес- кого соста- ва	остаточ- ной воды	коэф- фици- ента вытес- нения	откры- той порис- тости	абсо- лютной газо- прони- цаемос- ти	
		общее учтенное при подсчете												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
* Основное и контрольное определения по одному и тому же образцу одним и тем же методом считаются как одно определение.														

Т а б л и ц а 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 напластованию), мкм ²	Водонасыщенность, %	Учетные и неучтенные образцы при подсчете запасов*	Примечания
				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					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

* Неучтенные образцы с указанием причины неучета.

Т а б л и ц а Б.8 – Характеристика свободного газа

Продук- тивный пласт	№ скважи- ны	Условия отбора проб	Интервал опробова- ния, м <u>глубина</u> абс. отметка	Давление, МПа <u>пластовое</u> критическое	Температура пластовая, °С <u>Температура</u> критическая, К	Приве- денное давле- ние, МПа	Приве- денная темпера- тура, С	Коэф- фициент сжимае- мости газа	Поправки		Объемный коэф- фициент, доли ед.	Плотность абсолютная, кг/м ³ <u>относительная</u>
									на отклонение от закона Бойля – Мариотта	на темпе- ратуру		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Продолжение таблицы Б.8

Содержание, % (молярная доля), г/см ³												Приме- чение
метана	этана	пропана	бутанов	пентана + высшие	серо- водорода	гелия	аргона	углекисл ого газа	азота	парафина	других полезных компо- нентов (указать каких)	
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26

Т а б л и ц а Б.9 – Характеристика стабильного конденсата

Продук- тивный пласт	№ скв.	Интервал опробования, м	Число проб	Плотность конден- сата, г/см ³	Пластовое давление p_0 , МПа	Пластовая темпера- тура, T_0 , °С	Относи- тельная плотность для C ₅₊ высшие	Содержание, % (по массе)			
								парафи- на	серы	воды	других полезных компонентов (указать каких)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Продолжение 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 <u>стабильного</u> сырого	Давление максимальной конденсации $p_{мк}$, МПа	Групповой состав конденсата	Примечания
13	14	15	16	17	18	19

Т а б л и ц а 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					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Продолжение 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)
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

Т а б л и ц а Б.11 – Средние величины пористости, проницаемости, газонасыщенности

Продук- тивный пласт	Номерскважины Интервал залегания продуктивного пласта, абс. отметка, м	Открытая пористость, доли ед.					Коэффициент трещинной, каверновой емкости, доли ед. общее количество определени й учтенное количество определени й	Проницаемость, мкм ²			
		по керну		по геофизическим исследованиям		приня- тое сред- нее значе- ние для под- счета запасов		по керну			
		общее количество определени й учтенное количество определени й	приня- тое сред- нее значе- ние	общее количество определени й учтенное количество определени й	приня- тое сред- нее значе- ние			перпендикулярно слоистости		параллельно слоистости	
								общее количество определени й учтенное количество определени й	принятое среднее значение	общее количество определени й учтенное количество определени й	принятое среднее значение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Продолжение таблицы Б.11

Проницаемость, мкм ²					Коэффициент, газонасыщенности, доли ед.					Примечание
по геофизическим исследованиям		по гидродинамическим исследованиям		принятое среднее значение для подсчета запасов	по керну		по геофизическим исследованиям		принятое среднее значение для подсчета запасов	
общее количество определени й учтенное количество определени й	принятое среднее значение	общее количество определени й учтенное количество определени й	принятое среднее значение		общее количество определени й учтенное количество определени й	принятое среднее значение	общее количество определени й учтенное количество определени й	принятое среднее значение		
13	14	15	16		17	18	19	20		

Т а б л и ц а Б.12 – Определение средневзвешенных значений емкостных параметров по залежам продуктивного пласта

Номер скважины, альтитуда + удлинение	Интервал залегания пласта, м $\frac{\text{глубина}}{\text{абс. отметка}}$	Интервал залегания проницаемых прослоев, м $\frac{\text{глубина}}{\text{абс. отметка}}$	$\frac{\text{Эффективная толщина}}{\text{Эффективная газонасыщенная толщина}}$ $\frac{h_z}{h_{z.г}}$, м	Коэффициент пористости K_p , доли ед.	$K_p \cdot h_{z.н}$	Коэффициент газонасыщенности K_r , доли ед.	$K_p \cdot K_r \cdot h_{z.н}$	Коэффициент проницаемости $K_{пр}$, мкм ²	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Категория						
			Зона						
Итого									
Среднее									

Т а б л и ц а 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			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Т а б л и ц а 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 газонасыщенности, 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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Продолжение таблицы Б.14

Начальные геологические запасы газа, млн м ³	Добыча газа на дату подсчета запасов, млн м ³	Остаточные (текущие) геологические запасы газа на дату подсчета запасов, млн м ³	Начальное потенциальное содержание конденсата C ₅₊ в газе, г/м ³	Начальные геологические запасы конденсата, тыс. т	Добыча конденсата на дату подсчета, тыс. т	Остаточные (текущие) запасы конденсата на дату подсчета, тыс. т
12	13	14	15	16	17	18

Продолжение таблицы Б.14

Содержание компонента в газе (указать какого), г/м ³ , м ³ /м ³	Начальные геологические запасы компонента, содержащегося в газе (указать какого), тыс. т, тыс. м ³	Добыча компонента на дату подсчета (указать какого), тыс. т, тыс. м ³	Остаточные (текущие) геологические запасы компонента на дату подсчета (указать какого), тыс. т, тыс. м ³	Мольная доля «сухого» газа	Запасы «сухого» газа, млн. м ³	КИК	Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т <u>начальные</u> на дату подсчета
19	20	21	22	23	24	25	26

Т а б л и ц а 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 <u>принятаяранее</u> <u>представленная</u>	Площадь газоносности, тыс. м ² <u>принятаяранее</u> <u>представленная</u>	Средняя эффективная газонасыщенная толщина, тыс. м ² <u>принятаяранее</u> <u>представленная</u>	Объем газонасыщенных пород, тыс. м ³ <u>принятыйранее</u> <u>представленный</u>	Коэффициент открытой пористости <u>принятыйранее</u> <u>представленный</u>	Коэффициент газонасыщенности <u>принятыйранее</u> <u>представленный</u>	Начальное пластовое давление, МПа <u>принятоеранее</u> <u>представленное</u>	Поправка на температуру <u>принятаяранее</u> <u>представленная</u>
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Продолжение таблицы Б.15

Поправка на отклонение от закона Бойля – Мариотта <u>принятаяранее</u> <u>представленная</u>	Начальные запасы газа, млн м ³ <u>принятыеранее</u> <u>представленные</u>	Изменение представленных начальных запасов газа к утвержденным ранее, $\pm$ млн м ³ $\pm$ %	Остаточные (текущие) запасы газа, млн м ³ <u>числящиеся на балансе на дату подсчета</u> <u>представленные</u>	Дата предыдущего подсчета <u>нового подсчета</u>	Мольная доля «сухого» газа	Запасы «сухого» газа, млн м ³	КИК	Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т
10	11	12	13	14	15	16	17	18

Библиография

[1] 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)

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

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

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

[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 03 апреля 2007 г. № 11-17/0044-пр, утвержденным Заместителем Министра природных ресурсов Российской Федерации А.И. Варламовым)

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

Организация-разработчик

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Генеральный директор

П.Г. Цыбульский

Заместитель Генерального директора
по науке

В.Н. Воронин

Директор Центра ресурсов и запасов
углеводородов

В.А. Скоробогатов

Директор Центра разработки и
эксплуатации газовых и нефтегазовых
месторождений

Д.В. Изюмченко

Руководитель разработки,
Зам. Директора Центра ресурсов и
запасов углеводородов

Е.Е. Поляков

Начальник лаборатории
проектирования и анализа разработки
газовых месторождений

Ю.Е. Дорошенко