



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ГОСУДАРСТВЕННОЙ СТАТИСТИКИ
(РОССТАТ)**

21 декабря 2016 г.

ПРИКАЗ

№ 844

Москва

**Об утверждении статистического инструментария
для организации Федеральным агентством по недропользованию
федерального статистического наблюдения за состоянием и
изменением запасов и ресурсов категории D₀ нефти, газа,
конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, гелия, азота, углекислого
газа, примесей ванадия и никеля в нефти**

В соответствии с подпунктом 5.5 Положения о Федеральной службе государственной статистики, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 2 июня 2008 г. № 420, и во исполнение Федерального плана статистических работ, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 6 мая 2008 г. № 671-р, **приказываю**:

1. Утвердить представленную Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации годовую форму федерального статистического наблюдения № 6-ГР «Сведения о состоянии и изменении запасов и ресурсов категории D₀ нефти, газа конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, гелия, азота, углекислого газа, примесей ванадия и никеля в нефти» с указаниями по её заполнению для сбора и обработки данных Федеральным агентством по недропользованию, и ввести её в действие с отчета за 2016 год.

2. Установить предоставление данных по указанной в пункте 1 настоящего приказа форме федерального статистического наблюдения в адреса и сроки, установленные в форме.

3. С введением указанного в пункте 1 настоящего приказа статистического инструментария признать утратившим силу приказ

Росстата от 18 января 2012 г. № 5 «Об утверждении статистического инструментария для организации Роснедрами федерального статистического наблюдения за состоянием и изменением запасов нефти, газа, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, гелия, азота, углекислого газа, примесей ванадия и никеля в нефти».

Руководитель



А.Е. Суринов

ФЕДЕРАЛЬНОЕ СТАТИСТИЧЕСКОЕ НАБЛЮДЕНИЕ

КОНФИДЕНЦИАЛЬНОСТЬ ГАРАНТИРУЕТСЯ ПОЛУЧАТЕЛЕМ ИНФОРМАЦИИ

Нарушение порядка представления статистической информации, а равно представление недостоверной статистической информации влечет ответственность, установленную статьей 13.19 Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях от 30.12.2001 № 195-ФЗ, а также статьей 3 Закона Российской Федерации от 13.05.92 № 2761-1 "Об ответственности за нарушение порядка представления государственной статистической отчетности"

В соответствии со статьей 6 Федерального закона от 27.07.2006 N 152-ФЗ "О персональных данных" обработка персональных данных осуществляется для статистических целей при условии обязательного обезличивания персональных данных

ВОЗМОЖНО ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОННОМ ВИДЕ

СВЕДЕНИЯ О СОСТОЯНИИ И ИЗМЕНЕНИИ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ КАТЕГОРИИ D₀

нефти, газа, конденсата, этана, пропана, бутана, серы, гелия, азота, углекислого газа, примесей ванадия и никеля в нефти за 20__ г.

Предоставляют:

юридические лица, физические лица, занимающиеся предпринимательской деятельностью без образования юридического лица (индивидуальные предприниматели), иностранные граждане, участники договора простого товарищества, ведущие геологическое изучение недр, поиски и оценку месторождений, разведку и добычу полезных ископаемых, являющиеся пользователями недр, – по распределенному фонду недр:

- Роснедрам по установленному им адресу
- территориальные органы Роснедр – по нераспределенному фонду недр:
- Роснедрам по установленному им адресу

Сроки предоставления

10 февраля
после отчетного периода

10 февраля
после отчетного периода

Форма № 6-ГР

Приказ Росстата:

Об утверждении формы
от 21.12.2016 № 844

О внесении изменений (при наличии)

от ____ № ____

от ____ № ____

Годовая

Наименование отчитывающейся организации _____

Почтовый адрес _____

Линия отрыва (для отчетности, предоставляемой индивидуальным предпринимателем, иностранным гражданином)

Код	Код	
формы по ОКУД	отчитывающейся организации по ОКПО	
1	2	3
0609024		4
		5

Раздел 1. Сведения о состоянии и изменении запасов нефти, газа, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, гелия, азота, углекислого газа, примесей ванадия и никеля в нефти

Коды по ОКЕИ: тысяча тонн – 169; миллион кубических метров – 159; тысяча кубических метров – 114; - метр кубический – 113; тысяча метров квадратных – 058; метр – 006; сантиметр кубический – 111; тонна – 168; грамм - 163; год – 366; секунда – 354; процент – 744; мегапаскаль – 298; градус Цельсия – 280

№ п/п	Субъект Российской Федерации. Акватория. Распределенный/нераспределенный фонд. Степень промышленного освоения. Наименование, тип месторождения. Номер лицензии и дата регистрации. Название, тип залежи. Адрес месторождения. Тип коллектора. Глубина залегающая, м (а о) Вид газа. Годы: а) открытия, б) ввода в разработку.	Категории и запасы:	Запасы на 1 января 20__ г. 1)	Изменение запасов за 20__ г в результате 1)				Запасы на 1 января 20__ г. 1) Геологические/извлекаемые/рентабельные	Запасы на 1 января 20__ г. 1) (заполняется для этана, конденсата, пропана, бутанов, серы, N ₂ , CO ₂ , гелия, ванадия, никеля) Объем закачанного в пласт газа 1) (заполняется для газа)	Геологические запасы для категорий А, В ₁ , В ₂ на дату утверждения 1)	Протокол дата, №, Орган, утвердивший изменения запасов	Параметры разработки: а) добыча+потери с начала разработки; б) добыча+потери на дату утв запасов, в) обводненность (для нефти), %; г) коэф извлечения нефти, газа и конденсата / коэф извлечения рентабельных запасов нефти, газа и конденсата, доли ед.; д) степень выработанности извлекаемые/рентабельные, %; е) темп отбора запасов (начальных/текущих), %; ж) объем закачанного в пласт газа с начала разработки	Параметры пласта: а) площадь нефтегазоносности, тыс м ² ; б) нефтегазоносная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость доли ед.; г) нефтегазонасыщенность, доли ед, д) проницаемость, мкм ² (для нефти), е) пересчетный коэффициент (для нефти), доли ед, ж) пластовое давление (начальное/текущее) в МПа; з) газосохранение (начальное/текущее), м ³ /т	Качественная характеристика нефти, газа, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, гелия, N ₂ , CO ₂ : а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа*с, Содержание в %: в) серы, г) парафина; д) смол+асфальтенов; е) пластовая температура, °С; ж) температура застытия нефти, °С
				Добычи потеря	разведки (+, -)	переоценки (+, -) закачано в пласт	передачи с баланса на баланс (+, -)							
1		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

1) Учет запасов производится: нефти, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, никеля, ванадия – в тыс т; газов горючих, азота и углекислого газа – в млн м³; гелия, – в тыс м³.

Раздел 2. Сведения о состоянии и изменении ресурсов нефти и свободного газа категории D₀

Коды по ОКЕИ: тысяча тонн – 169; миллион кубических метров – 159; метр кубический – 113;
тысяча метров квадратных – 058; метр – 006; сантиметр кубический – 111; мегапаскаль – 298

№ п/п	Субъект Федерации. Акватория. Нефтегазовая провинция и область Распределенный, нераспределенный фонд. Недропользователь Номер лицензии и дата регистрации. Наименование структуры/ловушки. Тип ловушки. Коллектор. Продуктивные отложения. Глубина залегания, м Вид полезного ископаемого	Изменение ресурсов за 20 ____ г. в результате ¹⁾			Ресурсы на 1 января 20 ____ г. ¹⁾	Принятые для оценки параметры а) площадь ловушки, тыс м ² ; б) нефтегазонасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость, доли ед; г) нефтегазонасыщенность, доли ед; д) плотность нефти, г/см ³ ; е) пересчетный коэффициент (для нефти), доли ед; ж) коэффициент извлечения нефти, газа и конденсата, доли ед; з) начальное пластовое давление МПа (для газа)	Примечание
		Ресурсы на 1 января 20 ____ г. ¹⁾	Передачи с баланса на баланс (+, -)	Переоценки (+, -)			
1		Геологические извлекаемые	Геологические извлекаемые	Геологические извлекаемые	7	8	9

¹⁾ Учет ресурсов производится: нефти – в тыс. т; газа – в млн. м³.

Линия отрыва (для отчетности, предоставляемой индивидуальным предпринимателем, иностранным гражданином)

Должностное лицо, ответственное за
предоставление статистической информации
(лицо, уполномоченное предоставлять
статистическую информацию от имени
юридического лица или от имени граждани-
на, осуществляющего предпринимательскую
деятельность без образования юридического
лица)

(должность) _____ (Ф.И.О.) _____ (подпись)
E-mail: _____ « ____ » ____ 20 ____ год
(номер контактного телефона) _____ (дата составления документа)

Указания по заполнению формы федерального статистического наблюдения

1. Форму федерального статистического наблюдения № 6-ГР о состоянии и изменении запасов нефти, газа, конденсата (далее – УВС), этана, пропана, бутанов, серы, гелия, азота, углекислого газа, примесей ванадия и никеля в нефти предоставляют:

- по **распределенному фонду недр** – юридические лица независимо от организационно-правовой формы, физические лица, занимающиеся предпринимательской деятельностью без образования юридического лица (индивидуальные предприниматели), иностранные граждане, участники договора простого товарищества, ведущие геологическое изучение недр, поиски и оценку месторождений, разведку и добычу полезных ископаемых, являющиеся пользователями недр, с учетом положений статьи 9 Закона Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах»;

- по **нераспределенному фонду недр** - территориальные органы Роснедр.

Респонденты предоставляют указанную форму Роснедрам по адресам, установленным Роснедрами, и размещенным на официальном сайте Роснедр в сети «Интернет» по адресу: <http://www.gosnedra.gov.ru/>.

При наличии у юридического лица обособленных подразделений – настоящая форма заполняется в целом по юридическому лицу (включая обособленные подразделения, в том числе расположенные на территории других субъектов Российской Федерации).

Первичные статистические данные предоставляются респондентами в сроки, указанные на бланке формы.

2. Данные приводятся за отчетный год в тех единицах измерения, которые указаны в форме и настоящих указаниях.

3. Руководитель юридического лица назначает должностных лиц, уполномоченных предоставлять статистическую информацию от имени юридического лица.

4. В адресной части указывается полное наименование отчитывающейся организации в соответствии с учредительными документами, зарегистрированными в установленном порядке, а затем в скобках – краткое наименование.

По строке «Почтовый адрес» указывается наименование субъекта Российской Федерации, юридический адрес с почтовым индексом; если фактический адрес не совпадает с юридическим, то указывается фактическое местонахождение респондента (почтовый адрес).

Юридическое лицо, индивидуальный предприниматель представляет в кодовой части формы код Общероссийского классификатора предприятий и организаций (ОКПО) на основании Уведомления о присвоении кода ОКПО, размещенного на Интернет-портале Росстата <http://statreg.gks.ru>.

Кроме того, в свободных графах кодовой части формы предоставляются:

- в графе 3 – код административного территориального образования по ОКРТО на основании Уведомления о присвоении кода ОКПО;

- в графе 4 – идентификационный номер налогоплательщика (ИНН);

- в графе 5 – код причины постановки на учет (КПП).

5. В разделе 1 сведения о состоянии и изменении запасов нефти, газа (сухого), конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, гелия, азота, углекислого газа, примесей ванадия и никеля в нефти составляются респондентами на основании данных о запасах, прошедших государственную экспертизу, на 1 января следующего за отчетным года.

Сведения о состоянии и изменении запасов составляются и представляются респондентами отдельными отчетами по: нефти, газу (сухому), конденсату, сере, гелию, азоту, углекислому газу, примесям ванадия и никеля в нефти в соответствии с формой № 6-ГР (нефть, газ, компоненты).

Сведения по этану, пропану, бутанам составляются и представляются респондентами в одном отчете последовательно по всем трем компонентам.

Заполнение формы по мере осуществляется в одном отчете последовательно по каждому виду полезного ископаемого, в котором она содержится: сера в свободном газе (включая газ газовых шапок), сера в конденсате, сера в нефти, сера в растворенном в нефти газе.

В наименовании формы на титульном листе респондент должен выделить (отметить) название полезного ископаемого (полезного компонента), по которому (которым) заполняется бланк формы № 6-ГР.

Запасы залежей и месторождений подразделяются на (согласно Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477, зарегистрирована Минюстом России 31.12.2013 № 30943):

- геологические запасы - количество нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, которое находится в недрах в изученных бурением залежах, наличие которых в недрах доказано пробной или промышленной эксплуатацией или испытанием скважин или обосновывается геолого-геофизическими исследованиями;

- извлекаемые запасы (технологические) - часть геологических запасов, которая может быть добыта из залежи (месторождения) за весь срок разработки в рамках оптимальных проектных решений с использованием доступных технологий с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды;

- рентабельно извлекаемые запасы УВС разрабатываемых месторождений – часть извлекаемых запасов (технологических) УВС, которая может быть добыта за рентабельный срок разработки залежи.

Для целей учета изменения состояния запасов УВС в форме № 6-ГР рентабельно извлекаемые запасы нефти, газа (свободного и газа газовых шапок) и конденсата (свободного газа и газа газовых шапок) учитываются только для промышленно разрабатываемых месторождений (категории А, В₁, В₂).

Для категорий С₁, С₂, указываются геологические и технологически извлекаемые (извлекаемые) запасы.

В случае, если по данным государственной экспертизы запасов не установлено количество рентабельно извлекаемых запасов, рентабельно извлекаемые запасы устанавливаются равными технологически извлекаемым запасам.

6. В отчетных балансах недропользователей месторождения группируются в пределах суши – по республикам, краям, областям, автономным округам, недропользователям; в пределах шельфа – по акваториям. В форме № 6-ГР учет запасов производится по каждому объекту учета (пласту или залежи) отдельно и месторождению в целом. Суммирование запасов производится как по отдельным месторождениям, так и по всем вышечисленным подразделениям, а также по видам газа (свободный, газовая шапка). Каждый недропользователь, заполняющий форму № 6-ГР (нефть, газ, конденсат), представляет ее в законченном виде с подведением всех итогов по объектам учета, категориям запасов и по степени промышленного освоения.

Учет запасов производится: нефти, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, никеля, ванадия – в тыс. т; газов горючих, азота и углекислого газа – в млн. м³; гелия, – в тыс. м³.

Данные в графах 4-11 приводятся в целых числах, в графах 13, 14, 15 в соответствии с пунктами 12.1-12.3 настоящих указаний.

7. Условия постановки на учет запасов компонентов.

Постановка на учет компонентов, содержащихся в нефти и газе, производится с учетом утвержденных условий по результатам государственной экспертизы запасов УВС, проведенной в соответствии с Положением о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11.02.2005 № 69 «О государственной

экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение».

8. Внутри распределенного и нераспределенного фондов недр месторождения располагаются по степени их промышленного освоения в следующем порядке:

- промышленно разрабатываемые;
- разведываемые.

Месторождение, предоставленное в пользование двум и более пользователям недр, должно относиться к одной (более высокой) степени промышленного освоения.

К промышленно разрабатываемым относятся месторождения нефти и газа, на которых осуществляется добыча полезного ископаемого в соответствии с утвержденным проектным документом (технологическим проектом разработки или дополнением к нему, технологической схемой разработки или дополнением к ней).

К разведываемым относятся месторождения, не введенные в промышленную разработку, на которых проводятся геологоразведочные работы в соответствии с проектом на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых и/ или осуществляется проект опытной (пробной) эксплуатации поисковой скважины, проект пробной эксплуатации единичной разведочной скважины, проект пробной эксплуатации месторождения (залежи) и дополнения к нему.

К разведываемым относятся также месторождения, на которых геологоразведочные работы приостановлены в силу ряда причин и запасы нефти, газа и компонентов перешли в нераспределенный фонд.

9. Сведения о запасах нефти, газа и компонентов располагаются в порядке категорий:

A, B₁, A + B₁, B₂, A + B₁ + B₂
C₁, C₂, C₁ + C₂

Для категорий A, B₁, B₂ указываются последовательно сверху вниз: геологические, технологически извлекаемые (извлекаемые) и рентабельно извлекаемые (рентабельные) запасы нефти, газа (свободного и газа газовых шапок) и конденсата. Рентабельные запасы приводятся полужирным шрифтом относительно общего текста и выравниваются по правому краю в ячейке.

Не допускается показывать наличие и изменение запасов только суммарных категорий.

10. В графе 2 формы № 6-ГР для всех полезных ископаемых и компонентов указываются:

- название субъекта Российской Федерации (республики, края, области, автономного образования), акватории, в пределах которого/которой расположено месторождение;
- фонд недр (распределенный или нераспределенный);
- степень промышленного освоения (промышленно разрабатываемые или разведываемые);
- наименование месторождения. Если имеется несколько наименований, то рядом с основным в скобках даются и другие наименования;
- тип месторождения (нефтяное, газовое и др.);
- номер лицензии и дата регистрации (серия, номер, вид и дата регистрации лицензии);

- название залежи (пласта), индекс пласта, геологический возраст. В названии залежи баженовская, абалакская, хадумская, абалакская, доманиковая и тюменская свиты пишутся полностью без сокращений (например, абалакские пл. Ю1аб). В этой же графе указывается тип залежи по фазовому состоянию углеводородов:

- нефтяные (Н), содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;
- газонефтяные (ГН), содержащие нефть и газ, в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему нефтяную часть залежи;
- нефтегазовые (НГ), содержащие нефть и газ, к ним относятся газовые залежи с нефтяной оторочкой и залежи, в которых газовая шапка превышает по объему нефтяную часть залежи;
- газовые (Г), содержащие только газ;
- газоконденсатные (ГК), содержащие газ с конденсатом;
- нефтегазоконденсатные (НГК), содержащие нефть, газ и конденсат;
- адрес месторождения: местоположение с указанием, в каком направлении и на каком расстоянии от населенного пункта, железнодорожной станции, пристани или ближайшего нефтепровода оно расположено;
- тип коллектора (терригенный, карбонатный);
- глубина залегания в метрах, в скобках - в абс. отметках (в целых числах). При определении глубины залегания по нефтяным и газовым месторождениям указывается диапазон между измеренными величинами самой высокой точки кровли продуктивного пласта и уровнем водонефтяного контакта (далее – ВНК)/ газоводяного контакта (далее – ГВК)/ условным уровнем подсчета. По нефтегазоконденсатным, газонефтяным и нефтегазовым залежам глубина залегания определяется: для газовой части - диапазон между измеренными величинами самой высокой точки кровли продуктивного пласта и уровнем газонефтяного контакта (далее – ГНК); для нефтяной части - диапазон между ГНК и уровнем ВНК /условным уровнем подсчета;

- вид газа – указывается для горючего газа и содержащихся в нем компонентов (свободный - СВ, газовая шапка - ГШ, растворенный в нефти – Р);

- годы: а) открытия месторождения (залежи); б) ввода месторождения (залежи) в разработку или начало добычи. Для сопутствующих компонентов указывается год ввода залежи в разработку в числителе - на добываемый флюид, в знаменателе - на сопутствующий компонент. В учет запасов газа и гелия (азота, углекислого газа), а также нефти и примесей ванадия/никеля в нефти должен производиться одновременно. В случае расхождения во времени начала учета запасов газа и запасов гелия (азота, углекислого газа), а также нефти и примесей ванадия/никеля в нефти более чем на один год время ввода в учет запасов компонентов указывается рядом с годом открытия месторождения в скобках.

11. Заполнение раздела 1 формы № 6-ГР по состоянию и изменению запасов. Принципы заполнения граф 3-12 являются общими для УВС и полутных полезных компонентов и изложены в пп. 11.1-11.1.1. настоящих указаний.

11.1. В графе 3 указываются категории запасов в соответствии с Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477 (зарегистрирован Минюстом России 31.12.2013 № 30943). Учет и суммирование запасов по категориям производится в соответствии с п.6 настоящих указаний.

11.2. В графе 4 приводятся текущие запасы УВС по категориям А, В₁, А+В₁, В₂, А+В₁+В₂ и С₁, С₂, С₁+С₂ по состоянию на 1 января отчетного года, которые должны совпадать с соответствующими запасами в государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации УВС за прошедший год.

11.3. В графе 5 в числителе показывается добыча, а в знаменателе – потери¹ за отчетный год по каждой залежи, месторождению и пользователю недр для каждой категории запасов, включая суммарные категории (А+В₁, А+В₁+В₂, С₁+С₂).

В добычу газа включается только то количество газа, которое было добыто и коммерчески использовано пользователем недр (передано потребителю, использовано на собственные нужды), остальная часть извлеченного из недр газа (утилизировано, сожжено на факелах в т.ч. при испытании объектов, технологических продуктах обводняющегося фонда и шлейфов газосборных коллекторов) относится к потерям. При этом имеется в виду добыча и потери (всего) газа за вычетом конденсата (С₅ + высшие).

Учет добычи и потерь производится в целых числах.

11.4. В графе 6 указывается изменение (увеличение или уменьшение) запасов в результате геологоразведочных работ по данным государственной экспертизы запасов полезных ископаемых.

В этой графе отражаются:

- запасы, выявленные в результате поискового, разведочного и эксплуатационного бурения на новых месторождениях (залежах), т.е. месторождениях (залежах), на которых впервые получены промышленные притоки УВС в скважине и по которым запасы УВС впервые ставятся на учет в государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации, подтвержденные проведенной государственной экспертизой запасов;
- увеличение или уменьшение ранее выявленных запасов в результате разведочного или эксплуатационного бурения, подтвержденное проведенной государственной экспертизой запасов;
- увеличение или уменьшение запасов за счет проведенных геологоразведочных работ. Если изменение запасов произошло в результате изменения параметров пласта (залежи), не связанного с производством дополнительных геологоразведочных работ, или по другим причинам, то это изменение показывается не в графе 6, а в графе 7;
- изменение запасов в связи с переводом их из одной категории в другую.

11.5. В графе 7 отражаются:

- изменение запасов (увеличение или уменьшение), подсчитанных в связи с пересмотром параметров пласта (залежи) без производства дополнительных геологоразведочных работ;
- списанные с баланса пользователя недр запасы, не подтвердившиеся в результате разработки, выявившей новые данные о параметрах месторождения, залежи или пласта (их площадь, нефтенасыщенность, пористость, нефтенасыщенность, плотность нефти и пр.).

В этой графе также приводится переоценка запасов за счет корректировки накопленной добычи по месторождению за счет округления итогов. Для компонентов, содержащихся в газе (этано, пропану, бутанам, гелию, азоту и углекислому газу), в знаменателе приводится изменение запасов компонентов за счет закачки в пласт газа в соответствии с решениями согласованного проектного документа.

¹ Учитываются для горючего газа, конденсата и других попутных компонентов.

11.6. В графе 8 указываются запасы УВС в случае:

- передачи запасов с баланса одного пользователя недр на баланс другого, в случае реоформления лицензии;
- передачи запасов из нераспределенного фонда недр пользователю недр, в соответствии с полученной лицензией и передача в нераспределенный фонд в случае прекращения действия лицензии;
- перевода запасов из одной группы промышленного освоения в другую (запасы категории C_1 , C_2 в категорию B_1 , B_2) по данным государственной экспертизы запасов полезных ископаемых.

11.7. В графе 9 указываются запасы УВС по состоянию на 1 января следующего за отчетным года. Проверка правильности приведенных данных как по каждой категории запасов в отдельности, так и по месторождению в целом, осуществляется следующим образом: из запасов УВС, числящихся на 1 января отчетного года (графа 4), вычитается количество УВС, добытого из недр за отчетный год (графа 5), и к разности прибавляются (или вычитаются из нее) запасы, полученные в результате разведки (графа 6), переоценки (графа 7) и передачи с баланса на баланс (графа 8). Итоговая цифра должна быть равна цифре, указанной в графе 9.

11.8. В графе 10 приводятся запасы нефти, газа и конденсата, содержащие запасы попутных компонентов на 1 января следующего за отчетным года. Графа 10 в форме № 6-ГР заполняется для попутных полезных компонентов (для нефти не заполняется, для газа приводится изменение запасов газа за счет закачки в пласт газа в соответствии с решениями согласованного проектного документа).

11.9. В графах 4, 6, 7, 8, 9, 10 приводятся запасы УВС, которые показываются последовательно сверху вниз: геологические, извлекаемые, рентабельные. Рентабельные запасы приводятся полужирным шрифтом относительно общего текста и выравниваются по правому краю в ячейке. Для растворенного газа и компонентов рентабельные запасы не указываются.

11.10. В графе 11 даются сведения о геологических запасах УВС на дату их утверждения для категорий A_1 , B_1 , $A+B_1$, B_2 и $A+B_1+B_2$ по месторождению и пластам по результатам государственной экспертизы подсчета геологических запасов.

При наличии по одному и тому же месторождению нескольких протоколов утверждения, следует точно установить, по каким пластам эти запасы утверждались, и во избежание дублирования данных, пользоваться последним (по дате) протоколом утверждения.

11.11. В графе 12 указывается изменение количества запасов – протокол (дата и номер) утверждения заключения государственной экспертизы подсчета геологических запасов.

12. Заполнение раздела 1 формы № 6-ГР по общим характеристикам и параметрам месторождения (залежи)

12.1. В графе 13 приводятся параметры разработки месторождения (залежи):

- а) добыча и потери² с начала разработки, включая добычу и потери за отчетный год по каждому объекту учета и месторождению в целом, приводится для категории A , B_1 , C_1 и в сумме по категориям $(A + B_1)$, $(A + B_1 + B_2)$ и $(C_1 + C_2)$. Накопленная добыча УВС отражает количество УВС, добытое по объекту учета по состоянию на 1 января следующего за отчетным годом с начала разработки, включая добычу до утверждения проектных документов. Учет добычи и потерь с начала разработки производится в целых числах;

² Учитываются для горючего газа, конденсата и других попутных компонентов.

б) добыча и потери на дату утверждения запасов для категорий A, B_1, C_1 и в сумме по категориям $(A + B_1), (A + B_1 + B_2)$ и $(C_1 + C_2)$. Учет производится в целых числах;

в) для нефти: обводненность продукции в % рассчитывается для категории запасов A, B_1, C_1 и в сумме по категориям $(A + B_1)$, как отношение количества добытой воды в тоннах к общему количеству добытой жидкости в тоннах за год (среднегодовая обводненность). Учет производится в целых числах;

г) коэффициент извлечения и коэффициент извлечения рентабельных запасов нефти, газа и конденсата в долях единицы для категории запасов A, B_1, C_1 и в сумме по категориям $(A + B_1)$. Значность параметра устанавливается в соответствии с протоколом утверждения запасов в результате государственной экспертизы по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата; рентабельным) запасам на 1 января следующего за отчетным года по категориям A, B_1, C_1 и в сумме по категориям $(A + B_1), (A + B_1 + B_2)$ и $(C_1 + C_2)$. Значность параметра – один знак после запятой;

е) темп отбора запасов в % (начальных (Тнач.)/текущих (Ттек.)) для категории запасов A, B_1, C_1 и в сумме по категориям $(A + B_1)$. Темп отбора - отношение объемов годовой добычи по категориям $A, B_1, A+B_1, C_1$ к сумме извлекаемых/рентабельных запасов по этим категориям. Значность параметра – один знак после запятой;

ж) объем закачанного в пласт газа с начала разработки в целом по залежи для категории запасов A, B_1, C_1 и в сумме по категориям $(A + B_1)$. Учет производится в целых числах.

12.2. В графе 14 указываются параметры пласта для каждой категории A, B_1, B_2, C_1 и C_2 и в сумме категорий $A+B_1, A+B_1+B_2, C_1+C_2$.

Значность параметров, указанных в графе 14 устанавливается в соответствии с протоколом утверждения запасов в результате государственной экспертизы подсчета геологических запасов полезных ископаемых или оперативного изменения состояния запасов.

12.2.1. При заполнении сведений о состоянии и изменении запасов УВС для категории A, B_1, B_2, C_1 и C_2 - для нефти, свободного газа и газа газовой шапки указываются:

а) площадь нефтегазоносности в тыс.м²;

б) нефтегазоносная толщина (общая/эффективная), в метрах.

Общая нефтегазоносная толщина всех пород, слагающих продуктивный пласт, от кровли верхнего пролиающегося пропластка до водонефтяного (газоводяного) контакта или до подошвы подсчетного объекта (пласта) в бесконтактной зоне.

Эффективная нефтегазоносная толщина объекта учета запасов - это суммарная толщина прослоев-коллекторов от кровли верхнего пролиающегося пропластка до водонефтяного (газоводяного) контакта или до условного уровня подсчета в бесконтактной зоне;

в) открытая пористость в долях единицы (коэффициент пористости);

г) нефтегазоносность в долях единицы (коэффициент нефтегазоносности);

д) проницаемость в мкм²;

е) пересчетный коэффициент в долях единицы (для нефти);

ж) пластовое давление (начальное/ текущее) в МПа. Начальное пластовое давление заполняется только для свободного газа;

з) газосодержание (начальное/ текущее) в м³/т в пластовых условиях заполняется только для растворенного газа.

12.2.2. При заполнении сведений о состоянии и изменении запасов нефти, газа (сухого) для суммарных категорий A+B1, A+B1+B2, C1+C2:

- а) нефтегазонасыщенная толщина (общая/эффективная), в метрах;
- б) проницаемость в мкм².

Нефтегазонасыщенная толщина (общая/эффективная) и проницаемость сводных категорий рассчитываются как средневзвешенные по объему залежи.

12.2.3. Графа 14 не заполняется по конденсату, этану, пропану, бутанам.

12.2.4. В графе 14 приводятся для категории A, B₁ и C₁ отдельные параметры залежи, имеющие значение при разработке запасов гелия, азота, углекислого газа; текущее пластовое давление на 1 января следующего за отчетным года.

Для месторождений, в которых гелий (азот и углекислый газ) является основным полезным ископаемым, для категории A, B₁, B₂, C₁ и C₂ следует указать:

- а) площадь газоносности в тыс. кв. м;
- б) газонасыщенную толщину (общую/эффективную) в метрах;
- в) открытую пористость в долях единицы;
- г) газонасыщенность в долях единицы.

12.2.5. При заполнении сведений о состоянии и изменении запасов серы в графе 14 показывается вид полезного ископаемого, в котором содержится сера.

12.2.6. В графе 14 приводятся отдельные параметры залежи, имеющие значение при разработке запасов нефти с примесями ванадия/никеля.

12.3. В графе 15 устанавливаются качественные характеристики УВС для запасов категорий A, B₁, C₁ и сводной категории A+B₁.

Значность параметров, указанных в графе 15 устанавливается в соответствии с протоколом утверждения запасов в результате государственной экспертизы подсчета геологических запасов полезных ископаемых или оперативного изменения состояния запасов.

12.3.1. По нефти:

- а) плотность в г/куб. см;
- б) вязкость в пластовых условиях в мПа·с (равна вязкости в сП);
- в) содержание серы в %;
- г) содержание парафина в %;
- д) содержание смол и асфальтенов в % (суммарное содержание);
- е) пластовая температура в °С;
- ж) температура застывания нефти в °С.

Сведения по качественным характеристикам нефти приводятся также в случае, когда в текущем году произведено полное списание запасов.

12.3.2. По газу (сухому):

- а) плотность газа по воздуху (величина безразмерная);
- б) низшая теплотворная способность в кДж;

в) содержание тяжелых углеводородов без C_5 + высшие в мольных % (в пояснительной записке к форме № 6-ГР содержание тяжелых углеводородов (этана, пропана, бутанов) указывается в % и в г/куб. м.);

г) текущее содержание стабильного конденсата в г/куб. м;

д) содержание сероводорода в мольных %;

е) содержание азота в мольных %;

ж) содержание углекислого газа в мольных %;

з) пластовая температура в °С.

12.3.3. По конденсату:

а) плотность в г/куб. см;

б) начальное/текущее содержание стабильного конденсата в г/куб. м;

в) содержание серы, %;

г) содержание твердых парафинов, %.

12.3.4. По этану, пропану, бутанам:

а) содержание этана, пропана, бутанов в газе (сухом) в г/куб.м в расчете на запасы газа без C_5 + В;

б) азота в мольных %;

в) сероводорода в мольных %;

г) углекислого газа в мольных %.

12.3.5. По неуглеводородным компонентам (гелию, азоту, углекислому газу):

а) гелия;

б) азота;

в) сероводорода;

г) углекислого газа в объемных %.

Сведения о содержании азота имеют важное значение при оценке промышленной значимости месторождения, так как свидетельствуют об обогащенности гелием того азотно-гелиевого концентрата, из которого в конечном итоге и извлекается гелий.

Данные о содержании сероводорода указывают на возможность комплексного использования газового сырья и, кроме того, на необходимость тщательной очистки в связи с его высокой корродирующей способностью, что может привести к выводу из строя гелиевых установок. Другие данные по химическому составу, не отраженные в графе 15, приводятся в обязательном порядке в пояснительной записке: среди них содержание CO ; SH_4 ; C_2H_6 ; C_3H_8 ; C_3H_{10} ; C_5H_{12} + высшие, N, а также сероорганических соединений (меркаптанов).

12.3.6. По сере в газовых и нефтяных месторождениях дается качественная характеристика серы: содержание серы в нефти и конденсате - в весовых %; в газе - г/куб. м.

12.3.7. По примесям ванадия и никеля в нефти дается качественная характеристика ванадиеосодержащей/никелесодержащей нефти и среднее содержание ванадия/ никеля в нефти в г/т.

Заполнение значений параметров в графах 13, 14, 15 следует структурировать по ширине ячейки на 3 строки и стандартизировать горизонтальный размер одной строки формы напротив каждой категории запасов (графа 3).

13. Заполнение Раздела 2 «По состоянию и изменению ресурсов углеводородов категории D₀».

13.1. Государственному учету подлежат ресурсы подготовленных ловушек нефти и газа, подсчитанные в соответствии с «Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477 (зарегистрирован Минюстом России 31.12.2013 № 30943).

13.2. В Графе 2 указываются:

- название субъекта Российской Федерации (республики, края, области, автономного образования), акватории, в пределах которого/которой подготовлены ловушки нефти и газа;
- нефтегазоносная провинция и область;
- фонд недр (распределенный или нераспределенный);
- номер лицензии и дата регистрации (серия, номер, вид и дата регистрации лицензии);
- наименование структуры/ловушки;
- тип ловушки;
- тип коллектора (терригенный, карбонатный);
- продуктивные отложения - индекс пласта, единый для всей нефтегазоносной провинции;
- глубина залегания продуктивных отложений, прогнозируемая по данным сейсморазведки (в метрах) (в целых числах);
- вид полезного ископаемого (нефть - Н, газ свободный - СВ).

13.3. В графе 3 приводятся ресурсы (геологические/извлекаемые) по состоянию на 1 января отчетного года.

13.4. В графах 4, 5, 6 указывается изменение (увеличение или уменьшение) ресурсов в результате: поисковых работ (графа 5), переоценки (графа 6), передачи ресурсов с баланса одного пользователя недр на баланс другого или в случае переоформления лицензии (графа 7).

При передаче ресурсов необходимо указывать - кому передаются ресурсы, а при списании ресурсов указывать причины списания - открытие месторождений, результаты бурения, новые ГРП и т.д.

13.5. В графе 7 указываются ресурсы УВС (геологические/извлекаемые) по состоянию на 1 января следующего за отчетным года.

13.6. Графа 8: Принятые для оценки параметры:

- а) площадь ловушки, тыс.м²;
- б) нефтегазонасыщенная толщина (общая /эффективная), м;
- в) открытая пористость, доли ед.;
- г) нефтегазонасыщенность, доли ед.;
- д) плотность нефти, г/см³;
- е) пересчетный коэффициент (для нефти), доли ед.;
- ж) коэффициент извлечения нефти, газа и конденсата, доли ед.;
- з) начальное пластовое давление МПа (для газа).

13.7. В графе 9 приводятся примечания, в которых указываются сведения, кому переданы ресурсы, а при списании ресурсов указываются причины списания - открытие месторождения, результаты бурения, новые ГРП и т.д.

14. Пояснительные записки к отчету по форме № 6-ГР

К каждому отчету по форме № 6-ГР «Сведения о состоянии и изменении запасов нефти, газа, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, гелия, азота, углекислого газа» должна быть приложена краткая пояснительная записка в произвольной форме с обоснованием причин изменения состояния запасов за отчетный год, включая данные по добыче нефти, газа (свободного, газовых шапок, растворенного) и попутных полезных компонентов.

В пояснительной записке указывается сведения о:

- фактическом приросте запасов нефти, газа и конденсата по организации в целом и по отдельным месторождениям;
- открытых в отчетном году месторождениях и залежах;
- месторождениях, по которым согласована технологическая схема разработки для перевода их в промышленную разработку (номер протокола ЦКР Роснедр и дата утверждения);
- подготовке структур к глубокому бурению с указанием количества перспективных ресурсов категории D₀;
- количестве площадей и перспективных ресурсов переданных в запасы категорий C₁ и C₂;
- количество ресурсов принятых (списанных) по передаче;
- списании не подтвердившихся ресурсов категории D₀.