



**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 D<sub>0</sub> 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 D<sub>0</sub> 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 D<sub>0</sub>**  
 нефти, газа, конденсата, этана, пропана, бутанов, 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	Форма № 6-ГР Приказ Росстата: Об утверждении формы от 21.12.2016 № 844 О внесении изменений (при наличии) от ___ № ___ от ___ № ___ Годовая
	10 февраля после отчетного периода	

Наименование отчитывающейся организации \_\_\_\_\_

Почтовый адрес \_\_\_\_\_

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

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

Раздел 1. Сведения о состоянии и изменении запасов нефти, газа, конденсата, этана, пропана, бутана, 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 фонд. Степень промышленного освоения. Наименование, тип месторождения. Номер лицензии и дата регистрации. Название, тип залежи. Адрес месторождения. Тип коллектора. Глубина залегания, м (а) Вид газа. Годы: а) открытия, б) ввода в разработку.	Запасы на 1 января 20__ г. 1)	Изменение запасов за 20__ г. в результате 1)				Геологические / извлекаемые / рентабельные	Запасы на 1 января 20__ г. 1) Геологические/ извлекаемые/ рентабельные	Запасы на 1 января 20__ г. 1) для конденсата, пропана, бутана, серы, N <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> , гелия, ванадия, никеля) Объем закачанного в пласт газа 1) (заполняется для газа)	Геологические запасы для категорий А, В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub> 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 извлекаемых/ рентабельных, %, е) темп отбора запасов (начальных / текущих), %, ж) объем закачанного в пласт газа с начала разработки	Параметры пласта: а) площадь нефтегазоносности, тыс м <sup>2</sup> ; б) нефтегазонасыщенная толщина (общая/ эффективная), м, в) открытая пористость доли ед.; г) нефтегазонасыщенность, доли ед, д) проницаемость, мкм <sup>2</sup> (для нефти), е) пересчетный коэффициент (для нефти), доли ед, ж) пластовое давление (начальное/текущее) в МПа; з) газосодержание (начальное/текущее), м <sup>3</sup> /т	Качественная характеристика нефти, газа, конденсата, этана, пропана, бутана, серы, гелия, N <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> : а) плотность, т/см <sup>3</sup> ; 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/потери (+, -)	разведки (+, -)	пересчетки (+, -) закачано в пласт	передачи с балансом на балансе (+, -)								
1			5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	

1) Учет запасов производится: нефти, конденсата, этана, пропана, бутана, серы, никеля, ванадия – в тыс т; газов горючих, азота и углекислого газа – в млн м<sup>3</sup>; гелия, – в тыс м<sup>3</sup>.

## Раздел 2. Сведения о состоянии и изменении ресурсов нефти и свободного газа категории D<sub>0</sub>

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. Актuator. Нефтегазоносная провинция и область. Распределенный 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 <sup>1)</sup>				Ресурсы на 1 января 20__ г.)	Принятые для оценки параметры а) площадь ловушки, тыс м <sup>2</sup> ; б) нефтегазоносная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость, доли ед; г) нефтегазоносность, доли ед; д) плотность нефти, г/см <sup>3</sup> ; 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.)	Передачи с баланса на баланс (+, -)	Переоценки (+, -)	Поисковые работы (+, -)			
1		3	4	5	6	7	8	9

<sup>1)</sup> Учет ресурсов производится: нефти – в тыс. т, газа – в млн. м<sup>3</sup>.

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 гражданина, осуществляющего предпринимательскую деятельность без образования юридического лица)

\_\_\_\_\_  
(должность) \_\_\_\_\_ (Ф.И.О.) \_\_\_\_\_ (подпись)  
\_\_\_\_\_  
(номер контактного телефона) E-mail: \_\_\_\_\_ «\_\_» \_\_\_\_ 20\_\_ год  
(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 проставляются:
  - в графе 3 – код административного территориального образования по ОКТМО 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 респондентами в одном отчете последовательно по всем трем компонентам.



Заполнение формы по сере 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, В<sub>1</sub>, В<sub>2</sub>).

Для категорий С<sub>1</sub>, С<sub>2</sub> 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) раздельно и месторождению в целом. Суммирование запасов производится как по отдельным месторождениям, так и по всем вышеречисленным 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. м<sup>3</sup>; гелия, – в тыс. м<sup>3</sup>.

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 предоставлении участков 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, B<sub>1</sub>, A + B<sub>1</sub>, B<sub>2</sub>, A + B<sub>1</sub> + B<sub>2</sub>  
C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub>

Для категорий A, B<sub>1</sub>, B<sub>2</sub> 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 по суммарным 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, халумская, 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. 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. 11.1-11.11. 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  $A$ ,  $B_1$ ,  $A+B_1$ ,  $B_2$ ,  $A+B_1+B_2$  и  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_1+C_2$  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 – потери<sup>1</sup> за отчетный год по каждой залежи, месторождению и пользователю недр для каждой категории запасов, включая суммарные категории ( $A+B_1$ ,  $A+B_1+B_2$ ,  $C_1+C_2$ ).

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 прорывках обводняющегося фонда и шлейфов газосборных коллекторов) относится к потерям. При этом имеется в виду добыча и потери (всего) газа за вычетом конденсата ( $C_3 + \text{высшие}$ ).

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 толщин, 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 (этану, 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.

<sup>1</sup> 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 переоформления 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 промышленных 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 основание изменения 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 потери<sup>2</sup> с начала разработки, включая добычу и потери за отчетный год по каждому объекту учета и месторождению в целом, приводятся для категорий  $A$ ,  $B_1$ ,  $C_1$  и в сумме по категориям  $(A + B_1)$ ,  $(A + B_1 + B_2)$  и  $(C_1 + C_2)$ . 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;

<sup>2</sup> 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;

д) степень выработанности в % определяется как отношение добычи с начала разработки к начальным извлекаемым (и, отдельно, к 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.м<sup>2</sup>;

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

Общая нефтегазонасыщенная толщина - это суммарная толщина всех пород, слагающих продуктивный пласт, от кровли верхнего

проницаемого пропластка до водонефтяного (газоводяного) контакта или до подошвы подсчетного объекта (пласта) в бесконтактной зоне.

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

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

г) нефтегазонасыщенность в долях единицы (коэффициент нефтегазонасыщенности);

д) проницаемость в мкм<sup>2</sup>;

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 м<sup>3</sup>/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 А+В<sub>1</sub>, А+В<sub>1</sub>+В<sub>2</sub>, С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>:

- а) нефтегазонасыщенная толщина (общая/эффективная), в метрах;
- б) проницаемость в мкм<sup>2</sup>.

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 категорий А, В<sub>1</sub> и С<sub>1</sub> 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 категорий А, В<sub>1</sub>, В<sub>2</sub>, С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> 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 А, В<sub>1</sub>, С<sub>1</sub> и сводной категории А+В<sub>1</sub>.

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  $C_5$  + выше 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  $CO$ ;  $SH_4$ ;  $C_2H_6$ ;  $C_3H_8$ ;  $C_3H_{10}$ ;  $C_5H_{12}$  + выше,  $N_2$ , 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 ванадиедержашей/никелесодержашей 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 D<sub>0</sub>».**

13.1. Государственному учету подлежат ресурсы подготовленных ловушек нефти и газа, подсчитанные в соответствии с «Классификацией запасов 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;
- нефтегазовая 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 нефтегазовой 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.м<sup>2</sup>;
- б) нефтегазонасыщенная толщина (общая /эффективная), м;
- в) открытая пористость, доли ед.;
- г) нефтегазонасыщенность, доли ед.;
- д) плотность нефти, г/см<sup>3</sup>;
- 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 пересективных ресурсов категории D<sub>0</sub>;
- количестве площадей и пересективных ресурсов переведённых в запасы категорий C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub>;
- количестве ресурсов принятых (списанных) по передаче;
- списании не подтвердившихся ресурсов категории D<sub>0</sub>.