

Указания
по заполнению формы федерального статистического наблюдения

1. **Форму** федерального статистического наблюдения N 6-ГР о состоянии и изменении запасов нефти, газа, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, гелия, азота, углекислого газа, примесей ванадия и никеля в нефти предоставляют:

- пользователи недр - субъекты предпринимательской деятельности, в том числе участники простого товарищества, юридические лица, ведущие геологическое изучение недр, поиски и оценку месторождений, разведку и добычу полезных ископаемых, - по объектам недропользования (далее именуются - респонденты);
- территориальный орган Роснедр - по нераспределенному фонду недр.

Респонденты предоставляют указанную **форму** в целом (включая обособленные подразделения, в том числе расположенные на территории других субъектов Российской Федерации) в территориальный геологический фонд по месту проводимых поисковых, геологоразведочных и добычных работ и ФГУ НПП "Росгеолфонд".

В случае, когда респондент не осуществляет деятельность по месту своего нахождения, **форма** предоставляется по месту фактического осуществления им деятельности.

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 сведения по **форме** от имени юридического лица.

4. В адресной **части** формы 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 также фактический почтовый адрес.

Респондент проставляет в кодовой **части** формы код Общероссийского классификатора предприятий и организаций (ОКПО) на основании Уведомления о присвоении кода ОКПО, направляемого (выдаваемого) организациям территориальными органами Росстата.

5. Сведения о состоянии и изменении запасов нефти, газа (сухого), конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, гелия, азота, углекислого газа, примесей ванадия и никеля в нефти в соответствии с **формой N 6-ГР** (нефть, газ, компоненты) составляются пользователями недр на основании данных о запасах, прошедших государственную экспертизу, на 1 января следующего за отчетным года.

6. Перспективные ресурсы нефти, газа и конденсата категории СЗ приводятся в отдельной таблице, прилагаемой к **форме N 6-ГР**.

7. В **форме N 6-ГР** месторождения группируются в пределах суши по республикам, краям, областям, автономным округам, недропользователям; в пределах шельфа - по акваториям.

Суммирование запасов производится как по отдельным месторождениям, так и по всем вышеперечисленным подразделениям, а также по видам газа (растворенный, свободный, газовой шапки).

8. По степени вовлечения в промышленный оборот запасы нефти, газа и компонентов подразделяются по двум основным категориям:

- распределенный фонд недр - участки недр, месторождения, участки, залежи, пласты, на которые получены лицензии на разведку и добычу или на геологическое изучение, разведку и добычу полезных ископаемых;
- нераспределенный фонд недр - участки недр, месторождения, участки, залежи, пласты, на которые не выданы лицензии на разведку и добычу или геологическое изучение, разведку и добычу полезных ископаемых. По участкам недр, на которые выданы лицензии на геологическое изучение, поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, **форму N 6-ГР** представляют владельцы лицензий.

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

- разрабатываемые (на разрабатываемых месторождениях выделяются неразрабатываемые горизонты, залежи, пласты, на которых в отчетном году не было добычи нефти или газа);
- подготовленные для промышленного освоения;
- разведываемые;
- законсервированные.

К разрабатываемым относятся месторождения нефти и газа, на которых осуществляется добыча полезного ископаемого в соответствии с техническим проектом на разработку месторождения углеводородного сырья, согласованным и утвержденным в установленном законодательством порядке.

Месторождение относится к группе разрабатываемых независимо от того, что не на всех его участках, залежах, пластах осуществляется добыча полезного ископаемого, а также и в том случае, если одновременно с добычей на некоторых участках, залежах, пластах осуществляются геологоразведочные работы.

К разрабатываемым не относятся те месторождения, на которых осуществляется добыча при проведении геологоразведочных работ, а также пробная эксплуатация единичных поисковых и разведочных скважин для изучения технологии добычи полезного ископаемого. Эти месторождения относятся к другим группам освоения в соответствии с принятыми критериями их выделения: к подготовленным для промышленного освоения или разведываемым. Добыча в таких случаях учитывается по каждому месторождению, где она ведется, и при подведении итогов включается в общее количество добытого сырья по пользователю недр, области, краю, республике и России в целом.

К подготовленным для промышленного освоения относятся месторождения, запасы которых и ТЭО КИН прошли государственную экспертизу, но добыча не ведется.

К разведываемым относятся месторождения, на которых проводятся геологоразведочные работы в соответствии с полученной лицензией или планируется их ведение, но лицензии на эти месторождения пока отсутствуют. К

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

К законсервированным относятся месторождения, на которых прекращена добыча полезных ископаемых. Перевод разрабатываемых месторождений в консервацию осуществляется в соответствии с действующей "Инструкцией о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с использованием недр (РД 07-291-99)", утвержденной постановлением Госгортехнадзора России от 2 июня 1999 г. N 33, согласованной МПР России, Минтопэнерго России, Минэкономики России, Госкомэкологии России, Государственной архивной службой России и зарегистрированной Минюстом России 25 июня 1999 г. (N 1816).

Если на месторождении имеются участки (залежи, пласты) с различной степенью промышленного освоения и разведанности, то это месторождение в целом в отчетном балансе учитывается по наиболее высокой степени промышленного освоения.

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

9. Сведения о запасах нефти, газа и компонентов располагаются в порядке категорий: А, В, А + В, С1, А + В + С1, С2. Запасы категории С2 даются отдельной строкой и с запасами других категорий не суммируются.

Не допускается показывать наличие и изменение геологических запасов суммарно по категориям (например, А + В, В + С1) без указания запасов по каждой категории в отдельности.

10. Пользователь недр, заполняющий форму N 6-ГР, должен представлять ее в законченном виде с подведением всех итогов по объектам учета, категориям запасов и по группам промышленного освоения.

11. В графе 2 для всех полезных ископаемых и компонентов указывается степень промышленного освоения месторождений; наименование месторождения (если имеется несколько наименований, то рядом с основным в скобках даются и другие наименования); тип месторождения, номер и дата регистрации лицензии, тип залежи.

Месторождения (залежи) нефти и газа подразделяются на следующие типы:

- нефтяные, содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;
- газонефтяные и нефтегазовые (двухфазные): в газонефтяных основная часть залежи нефтяная, а газовая (газовая шапка) занимает меньший объем; в нефтегазовых газовая шапка превышает по объему нефтяную часть системы; к нефтегазовым относятся также газовые залежи с нефтяной оторочкой;
- нефтегазоконденсатные, содержащие нефть, газ и конденсат;
- газовые, содержащие только газ;
- газоконденсатные, в газе которых содержится конденсат.

В этой же графе указываются:

- адрес месторождения: местоположение с указанием, в каком направлении и на каком расстоянии от населенного пункта, железнодорожной станции, пристани или ближайшего нефтепровода оно расположено;
- наименование и возраст продуктивных пластов в следующей последовательности (сверху вниз): система - отдел - ярус в соответствии с Стратиграфическим кодексом России, утвержденным 18 октября 2005 г. Бюро Межведомственного стратиграфического комитета России;
- коллектор (карбонатный или терригенный);
- глубина залегания кровли объекта учета в метрах, то есть одного или нескольких продуктивных пластов, которые характеризуются близкими геолого-геофизическими свойствами и разрабатываются или могут разрабатываться совместно одной сеткой скважин (допускается объединение нескольких продуктивных пластов, являющихся единым объектом разработки);
- вид газа (свободный - СВ, газовая шапка - ГШ, растворенный в нефти - Р) для газов горючих и содержащихся в них компонентов.

12. Заполнение формы N 6-ГР по нефти.

12.1. В графе 3 указываются параметры пласта для каждого объекта учета запасов:

а) площадь нефтегазоносности в тыс. кв. м каждой категории запасов (А, В, С1 и С2) и в сумме категорий А + В + С1;

б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная) в метрах каждой категории запасов (А, В, С1 и С2) и в сумме категорий А + В + С1. Общая нефтенасыщенная толщина объекта учета запасов - это суммарная толщина всех пород, слагающих продуктивный пласт, от кровли верхнего проницаемого пропластка до водонефтяного контакта или до подошвы нижнего проницаемого пропластка в бесконтактной зоне.

Эффективная нефтенасыщенная толщина объекта учета запасов - это суммарная толщина прослоев-коллекторов от кровли верхнего проницаемого пропластка до водонефтяного контакта или до подошвы нижнего проницаемого пропластка в бесконтактной зоне.

Нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная) категорий А + В + С1 рассчитывается как средневзвешенная по площади;

- в) открытая пористость в долях единицы;
- г) нефтенасыщенность в долях единицы;
- д) коэффициент извлечения нефти в долях единицы;

е) проницаемость в кв. мкм = $\frac{МД}{1000}$;

ж) пересчетный коэффициент в долях единицы;

з) - для нефти не заполняется.

Параметры пласта, кроме "д", приводятся для каждой категории (А, В, С1 и С2) и по сумме категорий А + В + С1.

Для месторождения в целом заполняется только один параметр - площадь нефтегазоносности, определенной по карте сводных контуров всех залежей месторождения.

12.2. В графе 4 дается качественная характеристика нефти:

- а) плотность в г/куб. см;
- б) вязкость в пластовых условиях в мПа x 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.

Качественная характеристика нефти приводится отдельно для запасов категорий А + В + С1 и категории С2.

12.3. В графе 5 приводятся следующие данные:

- а) год открытия месторождения (залежи);
- б) год ввода месторождения (залежи) в разработку;
- в) год консервации месторождения;
- г) добыча с начала разработки, включая и добычу за отчетный год по каждой залежи и месторождению в целом.

Добыча нефти приводится в сумме по категориям А + В + С1;

д) добыча на дату утверждения запасов по каждой залежи в отдельности и по месторождению в целом;

е) степень выработанности в % месторождения в целом и каждой залежи в отдельности определяется как отношение добычи с начала разработки к начальным извлекаемым запасам на 1 января следующего за отчетным года, где начальные извлекаемые запасы равны сумме накопленной добычи и текущих запасов;

ж) обводненность продукции в % рассчитывается для месторождения и каждой залежи как отношение количества добытой воды в тоннах к общему количеству добытой жидкости в тоннах за год (среднегодовая обводненность);

з) темп отбора запасов в % (начальных (Т_{нач.})/текущих (Т_{тек.})) рассчитывается для месторождения и каждой залежи как отношение добычи отчетного года (Д) к начальным извлекаемым запасам (темп отбора начальных запасов) и добыча отчетного года плюс текущие извлекаемые запасы (З) на конец отчетного года по сумме категорий А + В + С1 (темп отбора текущих запасов).

$$T_{\text{нач.}} = \frac{Д}{З + Нд}; T_{\text{тек.}} = \frac{Д}{З + Д},$$

где: Т_{нач.} - темп отбора начальных запасов;

Т_{тек.} - темп отбора текущих запасов;

Д - добыча за отчетный год;

З - извлекаемые запасы на конец отчетного года по сумме категорий А + В + С1;

Нд - накопленная добыча на конец отчетного года.

12.4. В графе 6 указываются категории запасов в соответствии с "Временной классификацией запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов", утвержденной приказом МПР России от 7 февраля 2001 г. N 126.

Учет и суммирование запасов по категориям производится в соответствии с п. 9.

12.5. В графе 7 приводятся геологические/извлекаемые запасы нефти по состоянию на 1 января отчетного года, которые должны совпадать с соответствующими запасами в государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации "Нефть", за прошедший год.

12.6. В числителе в графе 8 приводятся сведения о добыче нефти за отчетный год по каждой залежи, а также по месторождению и пользователю недр по сумме категорий А + В + С1.

Сведения о добыче в целом по пользователю недр должны соответствовать данным, приводимым в статистической отчетности N 1 - ТЭК (нефть), представляемой в Росстат.

В знаменателе в графе 8 приводятся потери при добыче, сборе и промысловой подготовке нефти.

12.7. В графе 9 указывается изменение (увеличение или уменьшение) запасов в результате геологоразведочных работ.

В этой графе отражаются:

- запасы, выявленные в результате разведочного и эксплуатационного бурения на новых месторождениях (залежах), т.е. месторождениях (залежах), на которых впервые получены промышленные притоки нефти в скважине и по которым запасы нефти 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, установленное по результатам государственной экспертизы материалов 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 9, а в графе 10;

- изменение запасов в связи с переводом их из одной категории в другую;

- запасы месторождений или отдельных участков, разведанных до отчетного года, но не учтенных своевременно из-за отсутствия данных о параметрах пластов, задержки с камеральной обработкой материалов или по другим причинам.

12.8. В графе 10 приводится изменение запасов в результате переоценки.

В этой графе 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 размеры, нефтенасыщенные толщины, пористость, проницаемость и пр.).

12.9. В графе 11 указываются запасы нефти: переданные с баланса одного пользователя недр на баланс другого, в случае переоформления лицензии, а также за счет геологоразведочных работ или переоценки, осуществленных

одним из пользователей недр, что подтверждено результатами госэкспертизы запасов. По этой же графе осуществляется перевод запасов из одной группы промышленного освоения в другую.

В этой же графе отражаются запасы нефти, передаваемые из нераспределенного фонда недр пользователю недр, в соответствии с полученной лицензией и наоборот.

12.10. В графе 12 указываются запасы нефти по состоянию на 1 января следующего за отчетным года. При этом необходимо проверить правильность приведенных данных как по каждой категории запасов в отдельности, так и по месторождению в целом. Проверка осуществляется следующим образом: из запасов нефти, числящихся на 1 января отчетного года (графа 7), вычитается количество нефти, добытой из недр за отчетный год (графа 8), и к разности прибавляются (или вычитаются из нее) запасы нефти, полученные в результате разведки (графа 9), переоценки (графа 10) и передачи с баланса на баланс (графа 11).

Итоговая цифра должна быть равна цифре, указанной в графе 12.

12.11. Графа 13 в [форме N 6-ГР](#) по нефти не заполняется.

12.12. В графе 14 даются сведения о запасах нефти на дату их утверждения по месторождению и отдельным пластам по результатам государственной экспертизы запасов и ТЭО КИН.

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 (ВКЗ СССР, ГКЗ СССР, ГКЗ, ЦКЗ МПР России, ЦКЗ Роснедра, ГКЗ Роснедра) утверждения.

12.13. В графе 15 указывается остаток утвержденных запасов категорий А + В + С1 на месторождениях всех групп промышленного освоения по состоянию на 1 января следующего за отчетным года.

Остаток запасов определяется путем вычитания из утвержденных запасов, списанных (после их утверждения) в результате добычи нефти, разведки, переоценки или неподтверждения. При исчислении остатка запасов не учитываются запасы, списанные по вышеуказанным причинам, за пределами контуров блоков их утверждения категорий А, В и С1.

12.14. В графах 7, 9, 10, 11, 12, 14 и 15 приводятся запасы нефти, которые показываются в виде дроби: в числителе - запасы, учитываемые по наличию их в недрах (геологические), а в знаменателе - извлекаемые.

12.15. В графе 16 указывается орган, утвердивший запасы, год утверждения и номер протокола в целом по месторождению и по отдельным залежам.

12.16. При заполнении [формы N 6-ГР](#) обязательным является выделение месторождений и объектов учета. Для каждого объекта учета должны быть проставлены все предусмотренные [формой](#) данные.

Параметры пласта и характеристика нефти проставляются также в случае, когда в текущем году произведено полное списание запасов.

При заполнении [формы N 6-ГР](#) следует контролировать соответствие начальных геологических и извлекаемых запасов подсчетным параметрам.

13. Заполнение [формы N 6-ГР](#) по газу (сухому).

13.1. В графе 3 указываются параметры пласта - для свободного газа и газа газовой шапки:

- а) площадь газоносности в тыс. кв. м каждой категории запасов (А, В, С1 и С2) и в сумме категорий А + В + С1;
- б) газонасыщенная толщина в метрах каждой категории запасов (А, В, С1 и С2) и в сумме категорий А + В + С1;
- в) открытая пористость в долях единицы;
- г) газонасыщенность в долях единицы;
- д) коэффициент извлечения газа (при его утверждении, в долях единицы);
- е) текущее пластовое давление на 1 января следующего за отчетным года в МПа. Для растворенного в нефти газа указывается:

ж) газосодержание в куб. м/т в пластовых условиях.

13.2. В графе 4 дается качественная характеристика газа:

- а) плотность газа по воздуху (величина безразмерная);
- б) низшая теплотворная способность в кДж;
- в) содержание тяжелых углеводородов без С5 + высшие в мольных % (в пояснительной записке к [форме N 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.

13.3. В графе 5 приводятся следующие данные:

- а) год открытия месторождения (залежи);
- б) год ввода месторождения (залежи) в разработку;
- в) год консервации месторождения;
- г) добыча и потери с начала разработки, включая добычу и потери за отчетный год по каждой залежи и месторождению в целом;
- д) добыча и потери на дату утверждения запасов по каждой залежи в отдельности и по месторождению в целом;
- е) степень выработанности в % каждой залежи и месторождения в целом;
- з) темп отбора начальных/текущих запасов в % в соответствии с формулой, приведенной в [п. 12.3](#) (включая потери газа при добыче);
- и) объем закачанного в пласт газа с начала разработки;
- ж) для газа не заполняется.

13.4. В графе 6 указываются категории запасов в соответствии с действующей классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов.

Учет и суммирование запасов по категориям производится в соответствии с [п. 9](#).

13.5. В графе 7 приводятся запасы газа (без С5 + высшие) по состоянию на 1 января отчетного года, которые должны совпадать с запасами в государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации "Газ"

за прошедший год.

В знаменателе в графе 7 указываются извлекаемые запасы газа (при их утверждении).

13.6. В графе 8 в числителе показывается добыча, а в знаменателе - потери газа за отчетный год. При этом имеется в виду добыча и потери (всего) газа за вычетом конденсата (С5 + высшие).

В добычу газа включается только то количество газа, которое было утилизировано пользователем недр (передано потребителю, использовано на собственные нужды), остальная часть извлеченного из недр газа относится к потерям.

Сведения о добыче и потерях даются отдельной строкой по каждой залежи, месторождению в целом и пользователю недр по каждой категории (А, В, С1) в отдельности и по сумме категорий А + В + С1.

Сведения о добыче и потерях в целом по пользователю недр должны соответствовать данным, приводимым в статистической отчетности по добыче газа N 2 - ТЭК (газ), представляемой в Росстат.

13.7. В графе 9 указывается изменение (увеличение или уменьшение) запасов газа в результате геологоразведочных работ. Принципы отражения изменения запасов по этой графе изложены п. 12.7.

13.8. В графе 10 в числителе приводится изменение запасов газа в результате переоценки. Принципы отражения изменения запасов по этой графе изложены п. 12.8.

В знаменателе отражается объем газа, закачанного в пласт. Количество использованного для этих целей газа учитывается как увеличение запасов газа газовой шапки.

13.9. В графе 11 указываются запасы газа: переданные с баланса одного пользователя недр на баланс другого, в случае переоформления лицензии, а также за счет геологоразведочных работ или переоценки, осуществленных одним из пользователей недр, что подтверждено результатами госэкспертизы запасов. По этой же графе осуществляется перевод запасов из одной группы промышленного освоения в другую.

13.10. В графе 12 приводятся запасы газа по состоянию на 1 января следующего за отчетным года. При этом необходимо проверить правильность приведенных данных как по каждой категории запасов в отдельности, так и по месторождению в целом. Проверка осуществляется следующим образом: из запасов газа, числящихся на 1 января отчетного года (графа 7), вычитается количество добытого и потерянного газа (графа 8), и к разности прибавляются (или вычитаются из нее) запасы газа, полученные в результате геологоразведки (графа 9), переоценки и закачки газа (графа 10) и передачи с баланса на баланс (графа 11). Итоговая цифра должна совпадать с цифрой, указанной в графе 12.

13.11. Графа 13 в [форме N 6-ГР](#) по газу не заполняется.

13.12. При заполнении граф 14 - 16 следует руководствоваться положениями [пп. 12.12 - 12.15](#). При этом в графе 15 показываются только извлекаемые запасы газа.

14. Заполнение [формы N 6-ГР](#) по конденсату.

14.1. В графе 3 приводится только коэффициент извлечения конденсата.

14.2. В графе 4 дается качественная характеристика конденсата:

а) плотность в г/куб. см;

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

в) содержание серы, %;

г) содержание твердых парафинов, %.

14.3. В графе 5 приводятся:

а) год открытия месторождения (залежи);

б) год ввода в разработку: в числителе - на газ, в знаменателе - с выделением конденсата;

в) год консервации месторождения;

г) добыча и потери конденсата с начала разработки, включая добычу и потери за отчетный год по каждой залежи и месторождению в целом;

д) добыча и потери конденсата на дату утверждения запасов.

14.4. В графе 6 указываются категории запасов в соответствии с действующей "Временной классификацией запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов", утвержденной приказом МПР России от 7 февраля 2001 г. N 126.

Учет и суммирование запасов по категориям производится в соответствии с [п. 9](#).

14.5. В графе 7 приводятся геологические/извлекаемые запасы конденсата по состоянию на 1 января отчетного года, которые должны совпадать с соответствующими запасами в государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации "Конденсат" за прошедший год.

14.6. В графе 8 в числителе показывается добыча конденсата, в знаменателе - потери. Потери состоят из нормируемых, ненормируемых потерь и из остаточных концентраций С5 + высшие, поступивших в составе газа в газопровод. Нормируемые потери указываются рядом с общей суммой в скобках.

14.7. В графах 9, 10, 11 показываются изменения (увеличение или уменьшение) геологических и извлекаемых запасов конденсата в результате геологоразведочных работ, переоценки и передачи. Принципы отражения изменения запасов по этим графам изложены [пп. 12.7 - 12.9](#).

Количество списываемых запасов конденсата должно соответствовать списанию запасов включающего их газа. Прирост запасов конденсата рассчитывается по составу пластового газа в тех запасах газа, прирост которых отражен в [форме N 6-ГР](#) по газу.

14.8. В графе 12 показываются: в числителе - геологические, в знаменателе - извлекаемые запасы конденсата на 1 января следующего за отчетным года. При заполнении графы 12 необходимо проверить правильность приведенных в ней данных как каждой категории запасов в отдельности, так и по месторождению в целом. Проверка осуществляется следующим образом: из запасов конденсата, числящихся на 1 января отчетного года (графа 7), вычитается количество добытого и потерянного при добыче конденсата (графа 8), и к разности прибавляются (или вычитаются из нее) запасы конденсата, полученные в результате геологоразведки (графа 9), переоценки (графа 10) и передачи (графа 11). Итоговая цифра должна совпадать с цифрой, указанной в графе 12.

14.9. В графе 13 приводятся геологические/извлекаемые запасы газа на 1 января следующего за отчетным года в соответствии с [формой N 6-ГР](#) по газу.

14.10. При заполнении граф 14 - 16 следует руководствоваться положениями [пп. 12.12 - 12.15](#).

15. Заполнение [формы N 6-ГР](#) по этану, пропану, бутанам.

15.1. Заполнение [формы N 6-ГР](#) проводится одновременно по всем трем компонентам.

15.2. Графа 3 не заполняется.

15.3. В графе 4 отражается:

а) содержание этана, пропана, бутанов в газе (сухом) в г/куб. м по категориям А + В + С1 и категории С2 в расчете на запасы газа без С5 + В;

б) азота;

в) сероводорода;

г) углекислого газа в % мол.

15.4. В графе 5 приводятся следующие данные:

а) год открытия месторождения;

б) год ввода месторождения в разработку (в числителе - на газ, в знаменателе - на компоненты);

в) год консервации;

г) добыча (и потери) каждого компонента из недр вместе с газом с начала разработки, включая извлечение из недр за отчетный год;

д) добыча и потери компонента на дату утверждения запасов;

е), ж), з) не заполняются;

и) объем компонентов в составе газа, закачанного в пласт с начала разработки.

15.5. В графе 6 указываются категории запасов в соответствии с действующей "Временной классификацией запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов", утвержденной приказом МПР России от 7 февраля 2001 г. N 126.

15.6. В графе 7 запасы этана, пропана, бутанов по состоянию на 1 января отчетного года должны соответствовать запасам, приведенным в государственных балансах запасов полезных ископаемых Российской Федерации: "Этан", "Пропан", "Бутан".

15.7. В графе 8 в числителе отражается последовательно добыча этана, пропана, бутанов, в знаменателе - потери. В добычу входит количество этана, пропана, бутанов, направленное в составе газа на переработку на газохимическом комплексе (установке). Потери включают:

- технические и технологические потери;

- потери в растворенном газе, сжигаемом в факелах;

- потери, связанные с потерями газа при его добыче;

- потери в добытом, но не использованном для извлечения компонентов газе (использованных как топливо).

Количество компонентов, использованных как топливо, показывается рядом с суммой потерь в скобках.

15.8. В графах 9 - 11 приводится изменение (увеличение или уменьшение) запасов этана, пропана, бутанов в результате разведочных работ, переоценки и передачи. Принципы отражения изменения запасов по этим графам изложены [пп. 12.7 - 12.9](#).

Количество списываемых запасов этана, пропана, бутанов должно соответствовать списанию запасов включающего их газа (сухого) и быть обосновано расчетами, которые приводятся в записке к отчету.

15.9. В графе 12 приводятся запасы этана, пропана, бутанов по состоянию на 1 января следующего за отчетным года. При этом необходимо проверить правильность приведенных в графе 12 данных: из запасов этана, пропана, бутанов, числящихся на 1 января отчетного года (графа 7), вычитается количество соответственно этана, пропана, бутанов, извлеченных в составе газа и потерянных при потерях газа (графа 8), и к разности прибавляются (или вычитаются из нее) запасы компонентов, полученные в результате разведки, переоценки и передачи с баланса на баланс (графы 9 - 11). Итоговое количество должно совпадать с цифрой, указанной в графе 12.

15.10. В графе 13 приводятся по состоянию на 1 января следующего за отчетным года запасы газа в соответствии с [формой N 6-ГР](#) по газу.

15.11. При заполнении граф 14 - 16 следует руководствоваться положениями [пп. 12.12 - 12.15](#). При этом в графе 15 показываются только извлекаемые запасы этих компонентов.

16. Заполнение [формы N 6-ГР](#) по неуглеводородным компонентам (гелию, азоту, углекислому газу).

16.1. Заполнение [формы N 6-ГР](#) проводится последовательно по каждому компоненту.

16.2. В графе 3 приводятся 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, 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.

16.3. В графе 4 дается качественная характеристика газа (сухого) - содержание:

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 4, приводятся в обязательном порядке в пояснительной записке: среди них содержание CO; CH₄; C₂H₆; C₃H₈; C₃H₁₀;

C5H12 + высшие, N, а также сероорганических соединений (меркаптанов).

16.4. В графе 5 приводятся следующие данные:

а) год открытия месторождения или залежи. Учет запасов газа и гелия (азота, углекислого газа) должен производиться одновременно.

В случае расхождения во времени начала учета запасов газа и запасов гелия (азота, углекислого газа) более чем на один год время ввода в учет запасов компонентов указывается рядом с годом открытия месторождения в скобках;

б) год ввода в разработку месторождения на газ или нефть - в числителе, на компоненты - в знаменателе, если компоненты извлекаются;

в) суммарное извлечение запасов гелия (азота, углекислого газа) из недр (включая добычу и потери при добыче) с начала разработки по месторождению в целом и каждой залежи в отдельности.

Рядом в скобках указывается суммарная их добыча, если она производилась;

г) суммарная добыча и потери гелия (азота, углекислого газа) на дату утверждения запасов по месторождению в целом и каждой залежи в отдельности;

и) объем гелия (азота, углекислого газа), закачанного в пласт с начала разработки.

16.5. В графе 6 указываются категории запасов гелия (азота, углекислого газа) с учетом степени изученности газа.

Учет и суммирование запасов по категориям в [форме N 6-ГР](#) производится в соответствии с [п. 9](#).

16.6. В графе 7 приводятся запасы гелия (азота, углекислого газа) на 1 января отчетного года, количество которых должно совпадать с количеством в сводном государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации: "Гелий, Азот, Углекислый газ", за прошедший год.

16.7. В графе 8 в числителе показывается добыча компонентов, в знаменателе - потери. В добычу входит объем гелия (азота, углекислого газа), полученный на извлекающих установках.

В потери включаются:

- потери в добытом, но не использованном для извлечения компонентов газе;

- потери в растворенном газе, сжигаемом в факелах;

- технические и технологические потери, которые показываются рядом с суммой потерь в скобках;

- потери, связанные с потерями газа при добыче.

16.8. В графах 9 - 11 приводится изменение (увеличение или уменьшение) запасов гелия, азота, углекислого газа в результате разведочных работ, переоценки и передачи. Принципы отражения изменения запасов по этим графам изложены [пп. 12.7 - 12.9](#).

16.9. В графе 12 отражается количество запасов на 1 января следующего за отчетным года. При этом необходимо проверить правильность приведенных в балансе данных как по каждой категории запасов в отдельности, так и в целом по месторождению.

Проверка осуществляется следующим образом: из запасов гелия (азота, углекислого газа), числящихся на 1 января отчетного года (графа 7), вычитается количество добытого и потерянного (графа 8) гелия (азота, углекислого газа), и к разности прибавляются (или вычитаются из нее) запасы, полученные в результате разведки (графа 9), переоценки и закачки в пласт (графа 10) и передачи с баланса на баланс (графа 11). Итоговая цифра должна совпадать с цифрой, указанной в графе 12.

16.10. В графе 13 указываются запасы газа, содержащего неуглеводородные компоненты, на 1 января следующего за отчетным года.

16.11. При заполнении граф 14 - 16 следует руководствоваться положениями [пп. 12.12 - 12.15](#). При этом в графе 15 показываются только извлекаемые запасы этих компонентов.

17. Заполнение [формы N 6-ГР](#) по сере в газовых и нефтяных месторождениях.

17.1. Заполнение [формы N 6-ГР](#) проводится последовательно по каждому виду полезного ископаемого, в котором содержится сера: сера в свободном газе (включая газ газовых шапок), сера в конденсате, сера в нефти, сера в растворенном в нефти газе.

17.2. В графе 3 показывается вид полезного ископаемого, в котором содержится сера.

17.3. В графе 4 дается качественная характеристика серы: содержание серы в нефти и конденсате - в весовых %; в газе - г/куб. м.

17.4. В графе 5 указывается:

а) год открытия месторождения или залежи;

б) год ввода в разработку месторождения на газ или нефть в числителе и на серу - в знаменателе, если сера извлекается;

в) суммарное извлечение запасов серы из недр (включая добычу и потери) с начала разработки по месторождению в целом и каждой залежи в отдельности;

г) суммарная добыча и потери серы на дату утверждения запасов по месторождению и каждой залежи.

17.5. В графе 6 указываются категории запасов серы с учетом степени изученности газа и нефти. Учет и суммирование запасов по категориям по [форме N 6-ГР](#) производится в соответствии с [п. 9](#).

17.6. В графе 7 приводятся запасы серы на 1 января отчетного года, количество которых должно совпадать с количеством в сводном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации "Сера" за прошедший год.

17.7. В графе 8 в числителе показывается добыча серы, в знаменателе - потери. В добычу входит количество серы, полученное на извлекающих установках. В потери включаются:

- потери в добытых, но не использованных для извлечения серы нефти и газе;

- потери в растворенном газе, сжигаемом в факелах;

- потери, связанные с потерями нефти и газа при добыче;

- технические и технологические потери, которые показываются рядом с суммой потерь в скобках.

17.8. В графах 9 - 11 указывается увеличение или уменьшение запасов серы в результате разведочных работ в соответствии с изменениями запасов основного полезного ископаемого. Принципы отражения изменения запасов по этим графам изложены [пп. 12.7 - 12.9](#).

17.9. В графе 12 показывается количество запасов на 1 января следующего за отчетным года. При этом необходимо проверить правильность приведенных в балансе данных как по каждой категории запасов в отдельности,

так и в целом по месторождению.

Проверка осуществляется следующим образом: из запасов серы, числящихся на 1 января отчетного года (графа 7), вычитается количество добытой и потерянной (графа 8) серы, и к разности прибавляются (или вычитаются из нее) запасы, полученные в результате разведки (графа 9), переоценки (графа 10) и передачи с баланса на баланс (графа 11). Итоговая цифра должна совпадать с цифрой, указанной в графе 12.

17.10. В графе 13 указываются извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата, содержащие серу, на 1 января следующего за отчетным года.

17.11. При заполнении граф 14 - 16 следует руководствоваться положениями [пп. 12.12 - 12.15](#). При этом в графах 14 и 15 показываются только извлекаемые запасы серы.

18. Заполнение [формы N 6-ГР](#) по примесям ванадия и никеля в нефти.

18.1. Заполнение [формы N 6-ГР](#) проводится последовательно по каждому компоненту.

18.2. В графе 3 приводятся отдельные параметры залежи, имеющие значение при разработке запасов нефти с примесями ванадия/никеля.

18.3. В графе 4 дается качественная характеристика ванадиесодержащей/никелесодержащей нефти и среднее содержание ванадия/никеля в нефти в г/т.

18.4. В графе 5 приводятся следующие данные:

а) год открытия месторождения или залежи. Учет запасов примесей ванадия/никеля должен производиться одновременно.

В случае расхождения во времени начала учета запасов нефти и запасов примесей ванадия/никеля более чем на один год время ввода в учет запасов компонентов указывается рядом с годом открытия месторождения в скобках;

б) год ввода в разработку месторождения на нефть - в числителе, на примеси ванадия/никеля - в знаменателе, если они извлекаются;

в) суммарное извлечение запасов примесей ванадия/никеля из недр (включая добычу и потери при добыче) с начала разработки по месторождению в целом и каждой залежи в отдельности.

Рядом в скобках указывается суммарная их добыча, если она производилась;

г) суммарная добыча и потери примесей ванадия/никеля на дату утверждения запасов по месторождению в целом и каждой залежи в отдельности.

18.5. В графе 6 указываются категории запасов примесей ванадия/никеля с учетом степени изученности нефти.

Учет и суммирование запасов по категориям в [форме N 6-ГР](#) производится в соответствии с [п. 9](#).

18.6. В графе 7 приводятся запасы примесей ванадия/никеля в тоннах на 1 января отчетного года, количество которых должно совпадать с количеством в сводном государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации: "Примеси ванадия в нефти", "Примеси никеля в нефти", за прошедший год.

18.7. В графе 8 в числителе показывается добыча примесей ванадия/никеля, в знаменателе - потери. В добычу входит ванадий/никель, полученный на извлекающих установках.

В потери включаются:

- потери в добытой, но не использованной для извлечения ванадия/никеля нефти;

- технические и технологические потери, которые показываются рядом с суммой потерь в скобках.

18.8. В графах 9 - 11 приводится изменение (увеличение или уменьшение) запасов примесей ванадия/никеля в результате разведочных работ, переоценки и передачи. Принципы отражения изменения запасов по этим графам изложены [пп. 12.7 - 12.9](#).

18.9. В графе 12 отражается количество запасов в на 1 января следующего за отчетным года (т). При этом необходимо проверить правильность приведенных в балансе данных как по каждой категории запасов в отдельности, так и в целом по месторождению.

Проверка осуществляется следующим образом: из запасов примесей ванадия/никеля, числящихся на 1 января отчетного года (графа 7), вычитается количество добытых и потерянных (графа 8) примесей ванадия/никеля, и к разности прибавляются (или вычитаются из нее) запасы, полученные в результате разведки (графа 9), переоценки (графа 10) и передачи с баланса на баланс (графа 11). Итоговая цифра должна совпадать с цифрой, указанной в графе 12.

18.10. В графе 13 указываются запасы нефти, содержащей примеси ванадия/никеля, на 1 января следующего за отчетным года.

18.11. При заполнении граф 14 - 16 следует руководствоваться положениями [пп. 12.12 - 12.15](#).

При этом в графе 15 показываются только извлекаемые запасы этих компонентов.

ПОЯСНИТЕЛЬНЫЕ ЗАПИСКИ К ФОРМЕ N 6-ГР

1. К каждой форме "Сведения о состоянии и изменении запасов нефти, газа, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, гелия, азота, углекислого газа" по [форме N 6-ГР](#) должна быть приложена краткая пояснительная записка.

2. Пояснительные записки, представляемые пользователями недр, объектами деятельности которых являются не единичные месторождения, а группы месторождений, должны содержать следующие разделы:

2.1. Характеристику общего состояния запасов нефти, газа и компонентов, степени их изученности, разведанности и промышленного освоения. Для баланса запасов компонентов даются сведения о качественной характеристике газогелиевого сырья и общий химический состав газа.

2.2. Сведения об объеме выполненных разведочных и эксплуатационных работ и их практическом значении для прироста запасов нефти, газа, конденсата и других компонентов за отчетный год.

В этом же разделе приводятся данные о выполненных геофизических работах, подготовке структур к глубокому бурению и о вводе площадей и структур в глубокое бурение, а также о выводе структур из глубокого бурения с указанием количества перспективных ресурсов категории СЗ, не подтвердившихся на них. Движение ресурсов категории СЗ приводится в виде таблицы.

В этом же разделе должен быть показан фактический прирост запасов нефти, газа и конденсата по организации в целом и по отдельным месторождениям, приведены сведения о том, какие месторождения и залежи открыты в

отчетном году, какое количество площадей и перспективных ресурсов категории С3 на них переведены в запасы категорий С1 и С2, какие месторождения закончены разведкой и переданы для промышленного освоения.

2.3. Краткую характеристику месторождений, которые включаются в форму N 6-ГР впервые, в том числе:

2.3.1. Наименование месторождения, расстояние до ближайших населенных пунктов, железнодорожных станций и нефтегазопроводов.

2.3.2. С какого времени известно месторождение, когда и кем оно открыто, когда и кем проводились геологоразведочные или другие работы.

2.3.3. Экономическая характеристика месторождения и района (особенности, транспортные условия, энергетические ресурсы и т.д.).

2.3.4. Геологическое строение района и месторождения (стратиграфия, литология и тектоника).

2.3.5. Характеристика нефтеносных и газоносных залежей (литологический состав, глубина залегания, дебит, режим, проницаемость, пластовое давление, температура, вязкость нефти и воды в пластовых условиях).

2.3.6. Степень разведанности месторождения; объем выполненных работ.

2.3.7. Физические свойства и химический состав нефти, газа и воды; характеристика конденсата (содержание в газе, содержание метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов, смол, асфальтенов, плотность, температура начала и конца кипения, коэффициент извлечения); характеризуя состав пластового газа, следует указать молярное процентное содержание метана, этана, пропана, изобутана, нормального бутана, пентанов и высших, азота, углекислого газа, сероводорода, сероорганических соединений (меркаптанов); изменение концентраций компонентов по площади и разрезу; состав отсепарированного газа; наименование лабораторий, где проводился анализ пластового газа. Для запасов гелия сведения по газам горючим дополняются обоснованием подсчетных параметров средневзвешенных концентраций гелия, принятых при расчете запасов гелия. В частности, должно быть указано количество достоверных анализов с определением гелия, принятых при расчете средней гелиеносности газов по пластам, залежам. Необходимо указать также интервалы их колебаний, методы отбраковки и общий химический состав газов отдельно по залежам, пластам.

При наличии геохимической дисперсии в составе гелиеносных газов залежи должны быть охарактеризованы поле концентраций гелия и указаны возможные изменения концентраций гелия, а следовательно и его запасов в процессе разработки месторождения по принятой схеме разработки.

Для учета запасов гелия в растворенном газе следует отбирать достаточное количество глубинных проб, следить за их качеством, а также проводить сопоставление их с поверхностными пробами. При этом необходимо указать наименование лаборатории, выполнившей анализы, место проведения контрольных определений и их результаты.

Кроме того, должна быть представлена схема опробования газа на гелий, обосновано соответствие установленной категории запасов газа и гелия.

Если месторождение включается в баланс запасов гелия существенно позже, чем в баланс запасов газов горючих, то сведения о его гелиеносности должны быть дополнены краткой характеристикой его газоносности на основе данных, соответствующих по времени его учета как гелиевого.

Если в баланс запасов гелия включаются месторождения, не учтенные в балансе запасов газов горючих, например, азотного газа, их описание должно идти с учетом перечня сведений, приведенных выше.

2.4. Движение запасов по ранее известным месторождениям, в том числе характеристику потерь, принятые и рекомендуемые мероприятия по рациональному использованию запасов.

Кроме пояснительной записки к форме N 6-ГР прилагается обзорная карта района работ пользователя недр, на которую наносятся все месторождения, перспективные площади и структуры; месторождения и площади, на которых проводятся геологоразведочные работы; месторождения и площади, по которым получен прирост запасов, с указанием лицензионных участков.