Приложение № \_\_\_\_\_

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  |  | Утверждено Приказом Государственного комитета промышленности, энергетики и недропользования  от «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_ 2016 года N \_\_\_\_\_\_\_\_ |

**ИНСТРУКЦИЯ**

**О ПОРЯДКЕ ЗАПОЛНЕНИЯ ФОРМЫ №6-ГР**

**«СВЕДЕНИЯ О СОСТОЯНИИ И ИЗМЕНЕНИИ ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА, ЭТАНА, ПРОПАНА, БУТАНА, СЕРЫ, ГЕЛИЯ»**

1. **ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**
   1. Настоящая Инструкция о порядке заполнения Формы № 6-ГР, «Сведения о состоянии и изменении запасов нефти, газа, конденсата, этана, пропана, бутана, серы, гелия» (далее – «Инструкция») разработана в соответствии с Законами Кыргызской Республики «[О недрах](http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/41/41871/index.php)»; «О нефти и газе» и другими нормативно-правовыми актами Кыргызской Республики и устанавливает порядок заполнения и сдачи Формы №6-ГР, недропользователями.
   2. Все недропользователи, вне зависимости, от оснований пользования недрами, организационно-правовой формы и формы собственности, осуществляющие, на территории Кыргызской Республики, пользование недрами, с целью разведки и/или разработки углеводородного сырья, обязаны на ежегодной основе, в срок до 31 января года, следующего за отчетным, представлять в уполномоченный государственный орган по реализации государственной политики в сфере недропользования, отчётность, на бумажном и электронном носителях, по Форме № 6-ГР.
   3. Данные, представленные в Форме № 6-ГР, приводятся по состоянию на 1 января, года следующего, за отчетным. Форма №6-ГР представляется по всем месторождениям (участкам, площадям), находящимся в ведении недропользователя и на которых в отчетном году происходило движение (изменение) запасов. Форма заполняются отдельно по каждому полезному ископаемому.
   4. Заполненная Форма №6-ГР и пояснительная записка, подписываются лицом, ответственным за составление отчета по Форме №6-ГР и руководителем организации. Подписи заверяются печатью организации.
   5. При нарушении сроков сдачи отчетов и/или предоставление недостоверных сведений в отчете недропользователь несет ответственность предусмотренную законодательством Кыргызской Республики.
   6. Контроль над соблюдением установленного порядка представления отчётности, достоверностью данных в отчете осуществляет уполномоченный государственный орган по реализации государственной политики в сфере недропользования.
2. **ПОРЯДОК ЗАПОЛНЕНИЯ ФОРМЫ № 6-ГР (НЕФТЬ, ГАЗ, КОМПОНЕНТЫ)**
   1. Отчет по Форме 6-ГР представляется недропользователями на основании данных о запасах, прошедших государственную экспертизу, по состоянию на 1 января отчетного года.
   2. Сведения о перспективных ресурсах нефти, газа и конденсата приводятся в отдельной таблице, представляемой в пояснительной записке к Форме 6-ГР.
   3. Сводный баланс запасов нефти, газа и компонентов формируется путем суммирования запасов как по отдельным месторождениям, так и по всей территории Кыргызстана, а также по видам газа (растворенный, свободный, газовая шапка). Кроме того, подсчитываются запасы сероводородсодержащего газа с содержанием сероводорода 0,00139% и более.
   4. По степени вовлечения в промышленный оборот запасы нефти, газа и компонентов подразделяются на две основные категории:

* распределенный фонд запасов месторождений, участков, залежей, пластов, на которые получены лицензии на их разработку или разведку;
* нераспределенный фонд запасов месторождений, участков, залежей, пластов, на которые не выданы право пользования недрами.

Внутри распределенного фонда запасов месторождения распределяются по степени их промышленного освоения в следующем порядке:

* разрабатываемые, на которых ведется добыча, хотя бы, одного из основных видов (нефти или газа) полезных ископаемых.

На разрабатываемых месторождениях выделяются неразрабатываемые горизонты, на которых в отчетном году не было добычи нефти или газа;

* подготовленные для промышленного освоения, запасы залежей, на которые получена лицензия на их разработку, но добыча не ведется, так как идет обустройство месторождения;
* разведываемые.

Внутри нераспределенного фонда месторождения распределяются, по степени их промышленного освоения, в следующем порядке:

* разрабатываемые, часть месторождения, участок, залежь, горизонт на разрабатываемых месторождениях, по которым отсутствуют лицензии на их разработку;
* подготовленные для промышленного освоения;
* разведываемые;
* законсервированные.

10.1. К разрабатываемым, относятся месторождения нефти и газа, на которых осуществляется промышленная добыча полезного ископаемого и компонентов, входящих в его состав.

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,при проведении геологоразведочных работ, осуществляется попутная добыча, а также опытно-промышленная разработка для изучения технологии добычи и переработки полезного ископаемого.

Эти месторождения относятся к другим группам освоения в соответствии с принятыми критериями их выделения:

* к подготовленным для промышленного освоения или разведываемым.

Попутная или опытно-промышленная добыча учитывается по каждому месторождению, где она ведется, и при подведении итогов включается в общее количество добытого сырья по предприятию, и Кыргызстану, в целом.

10.2. К подготовленным для промышленного освоения относятся разведанные месторождения (залежи) или части месторождений (залежей) нефти и газа при соблюдении следующих условий:

* геологические и извлекаемые запасы нефти, газа и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, прошли государственную экспертизу;
* состав и свойства нефти, газа и конденсата, содержание конденсата и других компонентов, имеющих промышленное значение, особенности разработки месторождения (залежи), дебиты нефти и газа, гидрогеологические, геокриологические и другие природные условия изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождений газа;
* в районе разведанного месторождения должны быть оценены сырьевая база строительных материалов и возможные источники питьевого и технического водоснабжения, обеспечивающие удовлетворение потребностей будущих предприятий по добыче нефти, газа и компонентов;
* имеются сведения о наличии в разведанных скважинах поглощающих горизонтов, которые могут быть использованы при проведении проектно-изыскательских работ для изучения возможностей сброса промышленных и других сточных вод;
* составлены рекомендации о разработке мероприятий по обеспечению предотвращения загрязнения окружающей среды.

10.3. К разведываемым, относятся месторождения, на которых проводятся геологоразведочные работы в соответствии с полученной лицензией, или планируется их ведение. 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.

10.4. К законсервированным, относятся месторождения, на которых прекращены разведка или разработка. Перевод разрабатываемых месторождений в консервацию осуществляется в соответствии с действующими нормативными документами, регламентирующими порядок ликвидации или консервации предприятий по добыче полезных ископаемых.

10.5. 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.

* 1. Сведения о запасах нефти, газа и компонентов в форме № 6-ГР (нефть, газ, компоненты) располагаются в порядке категорий: А, В, А+В, С1; А+В+С1, С2 . Запасы кат.C2 даются отдельной строкой и с запасами других категорий не суммируются.

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

* 1. Учет запасов проводится: по нефти, конденсату, этану, пропану, бутану, сере - в тыс.т, по газам горючим, азоту и углекислому газу в млн.м3; гелию - в тыс.м3.
  2. Каждый недропользователь, заполняющий форму № 6-гр (нефть, газ, конденсат), должен представлять ее в законченном виде с подведением всех итогов по объектам учета, катего­риям запасов и по группам промышленного освоения.
  3. Заполнение Формы №6-ГР (нефть, газ, компоненты), следует начинать с заполнения раздела I «Сведения об объекте отчета», в котором заполняются все представленные строки. Степень промышленного освоения месторождений указывается в соответствии с п.10.

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 этом же разделе указываются:

* местоположение объекта (участка, месторождения);
* наименование и возраст продуктивных пластов в следующей последовательности (сверху вниз): система - отдел - ярус в соответствии с геохронологической таблицей;
* тип коллектора (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.

В сводном Государственном балансе, кроме перечисленных выше сведений, указывается область, в пределах которой расположено месторождение, а также наименование предприятия, организации, в ведении которых оно находится.

* 1. **Заполнение формы № 6-гр (нефть, газ, компоненты) по нефти**.

15.1 Заполнение Раздела I. Сведение об объекте отчета.

В подразделе 1.1, приводятся общие сведения об эксплуатируемом участке недр.

В подразделе 1.2, приводятся данные, характеризующие продуктивную толщу (пласт):

* Площадь нефтегазоносности в тыс.м2, каждой категории запасов и в сумме кат.А+В+С1;
* Нефтенасыщенная мощность (общая/эффективная) в метрах каждой категории запасов и в сумме кат.А+В+С1. Общая нефтенасыщенная мощность 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 мощность 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 мощность (общая/эффективная) кат.А+В+С1 рассчитывается как средневзвешенная по площади:

* открытая пористость в долях единицы (коэффициент пористости);
* нефтенасыщенность в долях единиц (коэффициент нефтенасыщенности);
* коэффициент извлечения нефти в долях единицы;
* проницаемость в мкм2 = мД/1000.

Для поровых коллекторов проницаемость определяется по керновым и геофизическим данным; для трещинных, порово-трещинно-кавернозных коллекторов - по гидродинамическим исследованиям:

* пересчетный коэффициент в долях единицы;

Параметры пласта в п.п. (**3 - 7**) приводятся для каждой категории и в сумме кат.А+В+С1.

Если из одного объекта разработки (залежи) ведется добыча нефти двумя и более недропользователями, то параметры целиком по залежи даются недропользователем-оператором.

В подразделе 1.3, приводятся следующие данные:

1) Годы:

* год открытия месторождения (залежи);
* год ввода месторождений (залежи) в разработку в соответствии с полученной лицензией;
* год консервации месторождения в соответствии с действующим положением;

2) добыча с начала разработки, включая и добычу за отчетный год по каждой залежи и месторождению в целом. Добыча нефти приводится отдельно по категориям А, В, C1 и в сумме по категориям А+В+С1;

3) добыча на дату утверждения запасов по каждой залежи в отдельности и по месторождению в целом (согласно протоколу экспертной комиссии);

4) степень выработанности (в %-х) 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;

5) 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);

6) темп отбора запасов в % (начальный/текущий) рассчитывается для месторождения и каждой залежи как отношение добычи отчетного года к начальным извлекаемым запасам (начальный темп отбора) и добыча отчетного года плюс извлекаемые (текущий темп отбора) запасы на конец отчетного года.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Тнач.= | Д | Ттек.= | Д |
| З + Нд | З + Д |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| где: | Тнач. | - темп отбора от начальных запасов; |
|  | Ттек. | - темп отбора от текущих запасов; |
|  | Д | - добыча за отчетный год; |
|  | З | - извлекаемые запасы на конец отчетного года, |
|  | Нд | - накопленная добыча на конец отчетного года. |

15.2 Порядок заполнения раздела II.

В графе 2, дается качественная характеристика нефти:

а) плотность в г/см3;

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.

Качественная характеристика нефти приводится раздельно для запасов кат.А+В+С1 и кат.С2.

В графе 3, указываются категории запасов.

Учет и суммирование запасов по категориям производится в соответствии с п.11.

В графе 4, приводятся запасы нефти по состоянию на 1 января отчетного года, которые должны совпадать с запасами в Государственном балансе запасов нефти, составленном за предшествующий год.

В графе 5, даются сведения о добыче нефти за отчетный год по каждой залежи, а также по месторождению и предприятию по каждой категории и по сумме кат.А+В+С1.

Сведения о добыче в целом по предприятию должны соответствовать данным, производственной отчетности предприятия.

В графе 6, указывается изменение запасов в результате потерь при добыче.

В графе 7, указывается изменение (увеличение или уменьшение) запасов в результате разведочных 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 Кыргызской Республики;
* увеличение или уменьшение ранее выявленных запасов в результате разведочного и эксплуатационного бурения;
* 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 7, а в графе 8;
* 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.

Отраженное в графе 7, увеличение или уменьшение запасов, происшедшее в результате дополнительных разведочных работ или по данным разработки месторождений, учитывается при оценке прироста запасов предприятия-недропользователя и отражается в отчете о приросте запасов.

В графе 8, приводится изменение запасов в результате переоценки. В этой графе отражаются:

* снятые с учета запасы, числившиеся на балансе недропользователя, которые признаны нерентабельными для отработки вследствие изменившихся экономических и горно-геологических условий;
* снятые с учета запасы, признанные нецелесообразными для отработки по технико-экономическим причинам, обоснованными при проектировании нефтегазодобывающего предприятия;
* изменение запасов (увеличение или уменьшение), подсчитанных в связи с пересмотром параметров пласта (залежи), без производства дополнительных геологоразведочных работ;
* списанные, с баланса недропользователя запасы, не подтвердившиеся в результате последующих разведочных работ или разработки, выявивших новые данные о параметрах месторождения, залежи или пласта (их размеры, пористость, проницаемость и пр.).

Списание запасов производится в соответствии с действующим положением о порядке списания запасов с учета предприятия.

В пояснительной записке к балансу необходимо указать, в связи с чем произошли изменения запасов, отраженные в графах 7 и 8.

В графе 9 указываются запасы нефти, переданные с баланса одного предприятия на баланс другого и перевода из одной группы промышленного освоения в другую. Здесь показываются также запасы нефти, передаваемые из нераспределенного фонда недропользователю, в соответствии с полученной лицензией и наоборот.

В графе10, показываются запасы нефти по состоянию 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 по месторождению в целом.

Проверка осуществляется следующим образом: из запасов нефти, числящихся на 1 января отчетного года (графа 4), вычитается количество нефти, добытой из недр за отчетный год (графа 5) и к разности прибавляются (или вычитаются из нее) запасы нефти, полученные в результате разведки (графа 7), переоценки (графа 8) и передачи с баланса на баланс (графа 9).

Итоговая цифра должна быть равна цифре, указанной в графе 10.

Графа 11 в балансе запасов по нефти не заполняется.

В графе 12 даются сведения о запасах нефти на дату их утверждения по месторождению и отдельным пластам по результатам государственной экспертизы.

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.

В графе 13 указывается остаток утвержденных запасов кат.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, 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 кат.А, В и С1.

Остаток утвержденных запасов не должен превышать запасы кат.А+В+С1, числящиеся на месторождении на 1 января следующего за отчетным года.

В графах 5, 7, 8, 9, 10, 12 и 13 приводятся запасы нефти, которые показываются в виде дроби: в числителе - запасы, учитываемые по наличию их в недрах (геологические), а в знаменателе - извлекаемые.

При заполнении формы № 6-гр (нефть, газ, компоненты) обязательным является выделение месторождений и объектов учета. Для каждого объекта учета должны быть проставлены все предусмотренные формой данные, в том числе и технологические показатели разработки.

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

При заполнении формы № 6-гр (нефть, газ, компоненты) следует контролировать соответствие начальных геологических и извлекаемых запасов подсчетным параметрам.

* 1. **Заполнение формы № 6-гр (нефть, газ, компоненты) по газу**

16.1 Заполнение раздела I.

В подразделе 1.1. приводятся общие сведения об эксплуатируемом участке недр.

В подразделе 1.2. приводятся параметры пласта - для свободного газа. В строках этого подраздела приводятся, следующие данные:

1) площадь газоносности в тыс.м2 каждой категории запасов и в сумме кат.А+В+С1

2) газонасыщенная мощность в метрах каждой категории запасов и в сумме кат.А+В+С1,

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

4) газонасыщенность в долях единицы (коэффициент газонасыщенности);

5) коэффициент извлечения газа (при его утверждении);

6) текущее пластовое давление на 1 января, следующего за отчетным года в МПа. Для растворенного в нефти газа пластовое давление не указывается:

7) газосодержание в м3/т в пластовых условиях.

Если из одной залежи ведется добыча газа двумя и более недропользователями, то параметры, целиком по залежи, даются недропользователем-оператором.

В подразделе 1.3., приводятся следующие данные:

1) годы:

* год открытия месторождения (залежи);
* год ввода месторождения (залежи) в разработку, в соответствии с полученной лицензией;
* год консервации месторождения (в соответствии с действующим положением);

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

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

4) степень выработанности в % каждой залежи и месторождения в целом;

5) темп отбора от начальных/текущих запасов в % в соответствии с формулой, приведен­ной в п. 15.1

16.2. Порядок заполнения раздела II.

В графе 2 дается качественная характеристика газа:

а) плотность газа по воздуху (величина - безразмерная);

б) низшая теплотворная способность в кДж;

в) содержание тяжелых углеводородов без C5+высшие в мольных %;

г) текущее содержание стабильного конденсата в г/м3;

д) содержание сероводорода в мольных %;

е) содержание азота в мольных %,

ж) содержание углекислого газа в мольных %;

з) пластовая температура в °С.

В графе 3 указываются категории запасов. Учет и суммирование запасов по категориям производится в соответствии с п. 4.5.

В графе 4 приводятся запасы газа (без С5+высшие), по состоянию на 1 января отчетного года, которые должны совпадать с запасами в Государственном балансе запасов газа, за предыдущий год.

В графе 4 указываются извлекаемые запасы газа.

В графе 5 добыча, а в графе 6 - потери газа за отчетный год. При этом в добычу газа включается, только то количество газа, которое было передано газодобывающим предприятием потребителю, а остальная часть извлеченного из недр газа относится к потерям.

Сведения о добыче и потерях даются по каждой залежи, месторождению в целом и предприятию по каждой категории в отдельности и по сумме кат.А+В+С1.

Сведения о добыче и потерях, в целом по предприятию, должны соответствовать данным, приводимым в других формах отчетности, представляемых недропользователем.

В графе 7 указывается изменение (увеличение или уменьшение) извлекаемых запасов газа в результате разведочных работ.

В графе 8 приводится изменение извлекаемых запасов газа в результате переоценки.

Здесь же указывается по видам (растворенный газ, газ газовых шапок, свободный) газ, извлеченный из нефтяных, газонефтяных, газовых и газоконденсатных залежей и направленный на закачку в нефтяную (газонефтяную) залежь. Количество использованного для этих целей газа показывается как увеличение запасов газа газовой шапки.

При учете изменений запасов по графам 7 и 8, следует руководствоваться указаниями, приведенными, в п 15.2.

В графе 9 указываются запасы газа, переданные с баланса одного предприятия на баланс другого, переводимые из одной группы освоения в другую, а также передаваемые из нерас­пределенного фонда недропользователю и наоборот.

В графе 10, показываются извлекаемые запасы газа, по состоянию на 1 января года следующего за отчетным. При этом необходимо проверить правильность приведенных в балансе (графа 10) данных, как 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 4), вычитается количество добытого и потерянного газа (графы 5 и 6), и к разности прибавляются (или вычитаются из нее), запасы газа, полученные в результате разведки (графа 7), переоценки (графа 8) и передачи с баланса на баланс (графа 9). Итоговая цифра должна совпадать о цифрой, указанной в графе 10.

Графа 13 в балансе запасов газа не заполняется.

**Примечание**

В графах 5 и 6 указываются добыча и потери всего газа, за вычетом конденсата (С5+высшие).

* 1. **Заполнение формы № 6-гр (нефть, газ, компоненты)   
     по конденсату**

17.1. Заполнение Раздела I.

В подразделе 1.1, приводятся общие сведения об эксплуатируемом участке недр.

В подразделе 1.2, приводится только коэффициент извлечения конденсата.

В подразделе 1.3, приводятся следующие сведения:

1) год открытия месторождения (залежи);

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

3) год консервации месторождения;

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

5) добыча и потери конденсата на дату утверждения запасов.

17.2. Порядок заполнения раздела II

В графе 2 дается качественная характеристика конденсата;

1) плотность в г/см3;

2) начальное/текущее содержание стабильного конденсата в г/м3;

3) содержание серы, %;

4) содержание твердых парафинов, %.

В графе 3 указываются категории запасов. Учет и суммирование запасов по категориям производится в соответствии с п.4.5.

В графе 4 приводятся геологические извлекаемые запасы конденсата по состоянию на 1 января отчетного года, которые должны совпадать с запасами в Государственном балансе запасов конденсата.

В графе 5 показывается добыча конденсата, в графе 6 - потери. Потери состоят из нормируемых, ненормируемых потерь и из остаточных концентраций C5+высшие, поступивших в составе газа в газопровод.

Нормируемые потери указываются рядом с общей суммой в скобках.

В графах 7, 8 и 9 показываются изменения (увеличение или уменьшение) геологических и извлекаемых запасов конденсата в результате разведочных работ, переоценки и передачи их с баланса одного предприятия на баланс другого.

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 № 6-гр (нефть, газ, компоненты) баланса запасов газа.

В графе 10 показываются: в числителе - геологические, в знаменателе - извлекаемые запасы конденсата на 1 января годаследующего за отчетным. При заполнении графы 10 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 года отчетного (графа 4), вычитается количество добытого и потерянного при добыче конденсата (графы 5 и 6) и к разности прибавляются (или вычитаются из нее), запасы конденсата, полученные в результате разведки (графа 7), переоценки (графа 8) и передачи с баланса на баланс. Итоговая цифра должна совпадать с цифрой, указанной в графе 13.

В графе 11 приводятся балансовые запасы газа на 1 января года следующего за отчетным в соответствии с формой № 6-ГР (нефть, газ, компоненты) баланса запасов газа.

* 1. **Заполнение формы № 6-гр (нефть, газ, компоненты) по этану, пропану, бутану**

18.1. Заполнение формы № 6-гр проводится одновременно по всем трем компонентам, в форме указывается «Отчетный баланс запасов этана, пропана, бутана».

18.2. Порядок заполнения Раздела I.

В подразделе 1.1, приводятся общие сведения об эксплуатируемом участке недр.

В подразделе 1.2, указываются:

1) содержание этана, пропана, бутана в газе в г/м3 по кат.А+В+С1 и кат.С1 в расчете на запасы газа без С5+высшие;

2) азота;

3) сероводорода;

4) углекислого газа в мольных %;

В разделе 1.3, приводятся следующие данные:

1) годы:

* год открытия месторождения;
* год ввода месторождения в разработку (в числителе - на газ, в знаменателе - на компоненты);
* год консервации;

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

3) добыча и потери компонента на дату утверждения запасов.

18.3. Порядок заполнения раздела II.

В графе 3 показываются запасы по категориям.

В графе 4 запасы этана, пропана, бутана по состоянию на 1 января отчетного года должны соответствовать запасам, приведенным в Государственном балансе запасов этана, пропана, бутана.

В графе 5 показывается последовательно добыча этана, пропана, бутана, в графе 6, по аналогичной схеме - потери. В добычу входит количество этана, пропана, бутана, полученных на газо-химическом 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 газе, но не использованном для извлечения компонентов (использованных как топливо). Количество компонентов, использованных как топливо, показывается рядом с суммой потерь в скобках.

В графах 7-9, показывается изменение (увеличение или уменьшение) запасов этана, пропана, бутана в результате разведочных работ, переоценки и передачи их с баланса одного предприятия на баланс другого.

Количество списываемых запасов этана, пропана, бутана должно соответствовать списанию запасов включающего их газа и обосновано соответствующими расчетами.

В графе 10 показываются запасы этана, пропана, бутана по состоянию на 1 января следующего за отчетным года. При этом необходимо, проверить правильность приведенных в балансе (в графе 10) данных: из запасов этана, пропана, бутана, числящихся на 1 января отчетного года (графа 4), вычитается количество соответственно этана, пропана, бутана, извлеченных в составе газа и потерянных при потерях газа (графы 5 и 6), а к разности прибавляются (или вычитаются из нее) запасы компонентов, полученные в результате разведки, переоценки и передачи с баланса на баланс (графы 7-9). Итоговое количество должно совпадать с цифрой, указанной в графе 10.

В графе 11 приводятся, по состоянию на 1 января следующего за отчетным года, запасы газа, которые показывается также в форме № 6-гр (нефть, газ, компоненты) по газу.

В графе 13, показываются только извлекаемые запасы этих компонентов.

* 1. **Заполнение формы № 6-гр (нефть, газ, компоненты) по не углеводородным компонентам (гелию, азоту, углекислому газу)**

19.1. Заполнение формы № 6-гр (нефть, газ, компоненты) приводится последовательно по каждому компоненту. В этом случае раздел I не заполняется. Соответственно заполняемые формы имеют заголовки: «Сведения о движении запасов гелия (азота, углекислого газа)».

19.2. Порядок заполнения раздела I.

В подразделе 1.1 общие сведения о месторождении (участке месторождения).

В подразделе 1.2, 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:

1) площадь газонасыщенности в тыс.м2;

2) газонасыщенную толщину (общую/эффективную) в метрах;

3) открытую пористость в долях единицы;

4) газонасыщенность в долях единицы.

В подразделе 1.3, приводятся следующие данные:

1) годы:

* 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;

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

2) 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;

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

19.3. Порядок заполнения раздела II.

В графе 2, дается качественная характеристика газа – содержание в объемных %:

а) гелия;

б) азота;

в) сероводорода;

г) углекислого газа.

Сведения о содержании азота имеют важноезначение 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 гелиевые установки.

Другие данные по химическому составу, неотраженные в графе 2, приводятся в обяза­тельном порядке в объяснительной записке: среди них содержание СO; CH4; C2H6; C3H8; C4H10; С5Н12+высшие, N2+Ar, а также серо-органических соединений (меркаптанов).

В графе 3, указываются категории запасов гелия (азота, углекислого газа) с учетом степени изученности газа (см. п.4.2).

Учет и суммирование запасов по категориям в форме № 6-гр (нефть, газ, компоненты) производится в соответствии с п.4.5.

В графе 4, приводятся запасы гелия (азота, углекислого газа) на 1 января отчетного года, количество которых должно совпадать с количеством в сводном Государственном балансе запасов гелия (азота, углекислого газа).

В графе 5, показывается добыча компонентов, в графе 6 - потери. В добычу входит объем гелия (азота, углекислого газа), полученный на извлекающих установках.

В потери включаются;

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

В графе 7, указывается увеличение или уменьшение запасов гелия (азота, углекислого газа) в результате разведочных работ.

В этой графе отражаются:

* запасы, вновь выявленные в результате разведочного и эксплуатационного бурения;
* увеличение или уменьшение ранее выявленных запасов в результате разведочного или эксплуатационного бурения;
* изменение запасов в связи с переводом их из одной категории в другую;
* уменьшение или увеличение запасов в результате их утверждения. Если изменения запасов при утверждении произошли в результате изменения параметров пласта (залежи), или по другим при­чинам, не связанным с производством геологоразведочных работ, то эти изменения показываются не в графе 7, а в графе 8;
* запасы месторождений или отдельных участков, разведанных до отчетного года, но не учтенных своевременно из-за отсутствия химических анализов или по другим причинам.

В графе 8, приводится количество запасов, изменившихся в результате переоценки.

В этой графе отражаются;

* снятые с учета запасы, числившиеся на балансе недропользователя, но признанные, государственной экспертизой нерентабельными для отработки вследствие изменившихся экономических или горно-геологических условий;
* принятые на, учет запасы по месторождениям, некондиционным на гелий, но признанным рентабельными для комплексной переработки при наличии разработанной технологической схемы попутного извлечения гелия и других компонентов, потребности в них народного хозяйства и обоснованного решения соответствующего ведомства о технико-экономической целесообразности их освоения;
* снятые с учета как не подтвердившиеся запасы гелия (азота, углекислого газа) в соответствии со списанием свободного или растворенного в нефти газа.

В пояснительной записке к балансу должны быть указаны причины изменения запасов по графе 8, а также технико-экономическое обоснование целесообразности включения в баланс запасов месторождений, не отвечающих критериям кондиционности.

В графе 9, указывается количество переданных с баланса одного предприятия другому запасов гелия (азота, углекислого газа) или переводимых из одной группы промышленного освоения в другую.

В графе 10, 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 гелия (азота, углекислого газа), числящихся на 1 января отчетного года (графа 4), вычитается количество добытого и потерянного (графы 5 и 6) гелия (азота, углекислого газа) и к разности прибавляются (или вычитаются из нее), запасы, полученные в результате разведки (графа 7), переоценки (графа 8) и передачи с баланса на баланс (графа 9). Итоговая цифра должна совпадать с цифрой, указанной в графе 10.

В графе 11, указываются запасы газа, содержащего неуглеводородные компоненты на 1 января следующего, за отчетным, года.

* 1. **Заполнение формы № 6-гр (нефть, газ, компоненты) по сере**

**в газовых и нефтяных месторождениях**

20.1. Заполнение формы № 6-гр (нефть, газ, компоненты) 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.

20.2. порядок заполнения Раздела I.

В подразделе 1.1, приводятся общие сведения о месторождении, его участке.

Подраздел 1.2 не заполняется.

В подразделе 1.3, указывается:

1) годы:

* год открытия месторождения или залежи;
* год ввода в разработку месторождения на газ или нефть в числителе и на серу - в знаменателе, если сера извлекается;

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

3) суммарная добыча и потери серы на дату утверждения запасов по месторождению и каждой залежи;

4) показывается вид полезного ископаемого, в котором содержится сера.

20.3. Порядок заполнения раздела II.

В графе 2 дается качественная характеристика серы: содержание серы в нефти и конденсате - в весовых %; в газе - г/м3.

В графе 3, указываются категории запасов серы с учетом степени изученности газа и нефти (см. п.3.2). Учет и суммирование запасов по категориям по форме № 6-гр (нефть, газ, компоненты) производится в соответствии с п.3.5.

В графе 4 приводятся запасы серы на 1 января отчетного года, количество которых должно совпадать с количеством в сводном государственном балансе запасов серы, составленном за прошедший год.

В графе 5, показывается добыча серы, в графе 6, - потери. В добычу входит количество серы, полученной на извлекающих установках. В потери включаются:

* потери в добытых нефти и газе, но не использованных для извлечения серы;
* потери в растворенном газе, сжигаемом в факелах;
* потери, связанные с потерями газа при добыче;
* технические и технологические потери, которые показываются рядом с суммой потерь в скобках.

В графе 7, указывается увеличение или уменьшение запасов серы в результате разведочных работ в соответствии с изменениями запасов основного полезного ископаемого.

В этой графе отражаются:

* запасы, вновь выявленные в результате разведочного и эксплуатационного бурения;
* увеличение или уменьшение ранее выявленных запасов в результате разведочного или эксплуатационного бурения;
* изменение запасов в связи с переводом их из одной категории в другую;
* уменьшение или увеличение запасов в результате их утверждения. Если изменение запасов при утверждении произошло в результате изменения параметров пласта (залежи) или по другим причинам, не связанным с производством геологоразведочных работ, то это изменение показывается не в графе 7, а в графе 8;
* запасы месторождений или отдельных участков, разведанных до отчетного года, но не учтенных своевременно из-за отсутствия химических анализов или по другим причинам.

В графе 8, приводится количество запасов, изменившихся в результате переоценки. В этой графе отражаются:

* снятые с учета запасы, числившиеся на балансе недропользователя, но признанные государственной экспертизой нерентабельными для отработки вследствие изменившихся экономических или горно-геологических условий;
* списанные с баланса недропользователя неподтвердившиеся запасы серы в соответствии со списанием запасов нефти, свободного и растворенного газа.

В пояснительной записке к балансу должны быть указаны причины изменения запасов по графе 8, а также технико-экономическое обоснование целесообразности включения в баланс запасов месторождений, не отвечающих критериям кондиционности запасов.

В графе 9, указывается изменение запасов в связи с передачей их с баланса одного предприятия на баланс другого в соответствии с полученной лицензией или перевода из одной группы освоения в другую.

В графе 10 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 4), вычитается количество добытой и потерянной (графы5 и 6) серы и к разности прибавляются (или вычитаются из нее) запасы, полученные в результате разведки (графа 7), переоценки (графа 8) и передачи с баланса на баланс (графа 9). Итоговая цифра должна совпадать с цифрой, указанной в графе 10.

В графе 11 указываются извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата, содержащие серу на 1 января следующего за отчетным года.

В графах 12 и 13 показываются только извлекаемые запасы серы.

* 1. **Пояснительные записки к отчетным балансам запасов по форме № 6-гр (нефть, газ, компоненты)**

21.1 К каждому отчетному балансу запасов по форме № 6-гр (нефть, газ, компоненты) должна быть приложена краткая пояснительная записка, содержащая следующие сведения:

21.1.1 Краткую характеристику месторождения/участка, которые включаются в отчетный баланс впервые.

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

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

21.1.4. Движение запасов по месторождению, в том числе характеристику потерь, принятые и рекомендуемые мероприятия по рациональному использованию ресурсов.

21.1.5. Основные направления геологоразведочных работ на следующий год.

21.2. В Пояснительной записке должны быть освещены следующие вопросы:

21.2.1. Состояние запасов нефти, газа и компонентов, степень их разведанности; для компонентов также состояние запасов содержащего их газа или нефти.

При общей характеристике качества газо-гелиевого сырья необходимо указать преобладающее содержание в составе газов: CH4; C2H6; C3H8; C4H10; С5Н12+высшие, N2, СО2 и СО. Необходимо указать содержание H2S и серо-органических соединений (меркаптанов), если они присутствуют в составе газов.

21.2.2. Разделение разведанных запасов по стратиграфическим комплексам, глубинам, типам коллекторов, сернистости (содержание серы в нефти в %):

* малосернистые - до 0,5, сернистые 0,5-2, высокосернистые - более 2;
* плотности (менее 0,87 г/см3 - легкие; 0,87-0,9 г/см3 - средней плотности, более 0,9 г/см3 - тяжелые нефти);
* вязкости (более 30 мПа\*с - высоковязкие нефти) и проницаемости коллекторов, а также выделение запасов нефтеподгазовых залежей.

21.2.3. Разделение разведанных запасов по степени промышленного освоения с указанием запасов, находящихся в разработке, подготовленных для промышленного освоения, находящихся в разведке и консервации.

21.2.4. Приводятся сведения о перспективах месторождения, в том числе о перспективах использования компонентов.

21.2.5 Даются пояснения к движению запасов нефти, газа и компонентов по месторождению (залежи), по следующей схеме:

21.2.6. Новые данные о геологическом строении месторождения.

21.2.7. Характеристика выявленных или оконтуренных залежей нефти или газа, их протяженность, толщина, форма, характеристика пластов-коллекторов.

21.2.8. Характеристика изменения контуров ранее выявленных залежей в связи с проведенными разведочными работами.

21.2.9. Прирост запасов кат.С1 и C2 и перевод их в кат.А и В, с указанием, за счет каких категорий этот перевод произведен.

21.2.10. Анализ причин списания запасов по месторождению (залежи) с приложением актов на списание, оформленных в установленном порядке.

21.2.11. Справка о годовой добычи нефти, газа, компонентов, содержание компонентов (г/м3 или %) в добываемом из пласта газе, нефти.

21.2.12. Характеристика потерь газа и компонентов; мероприятия, намечаемые для уменьшения потерь; указать технологические потери и технологическое использование.

21.3. К отчетному балансу кроме пояснительной записки прилагаются:

21.3.1. Обзорная карта района, с нанесением эксплуатируемого месторождения, месторождений и площадей, на которых проводятся геологоразведочные работы; место­рождения и площади, по которым получен прирост запасов.

21.3.2. Подсчетные планы, составленные на структурной основе по кровле продуктивных пластов. На планы наносятся: все пробуренные скважины с выделением скважин отчетного года и скважин, находящихся в бурении и испытании; абсолютные испытания (нефть, газ, вода, дебиты), диаметр штуцера; контуры нефтегазоносности на начало и конец отчетного года; границы площадей нефтегазоносности и категории запасов на начало и конец отчетного года; все параметры пласта и запасы (в виде таблицы).

21.3.3. Диаграммы ГИС, обосновывающие прирост запасов, на которые наносится положение продуктивных пластов с указанием интервалов отбора керна, их границ, интервалов перфорации и результатов испытания (нефть, газ, вода, дебиты) и диаметры штуцера.