

## Об утверждении формы представления геологической отчетности о состоянии недр

### *Утративший силу*

Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 254. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 29 апреля 2015 года № 10833. Утратил силу приказом и.о. Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 25 мая 2018 года № 393 (вводится в действие с 29.06.2018)

**Сноска. Утратил силу приказом и.о. Министра по инвестициям и развитию РК от 25.05.2018 № 393 (вводится в действие с 29.06.2018).**

В соответствии с подпунктом 13) статьи 19 Закона Республики Казахстан от 24 июня 2010 года "О недрах и недропользовании" **ПРИКАЗЫВАЮ:**

1. Утвердить следующие формы представления геологической отчетности о состоянии недр:

- 1) отчетный баланс запасов согласно приложению 1 к настоящему Приказу;
- 2) отчетность по мониторингу согласно приложению 2 к настоящему Приказу

2. Комитету геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан (Нурабаев Б.К.) обеспечить:

1) в установленном законодательством порядке государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;

2) в течение десяти календарных дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан направление его копии на официальное опубликование в периодических печатных изданиях и информационно-правовую систему "Эділет" республиканского государственного предприятия на праве хозяйственного ведения "Республиканский центр правовой информации Министерства юстиции Республики Казахстан";

3) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан и на интранет-портале государственных органов;

4) в течение десяти рабочих дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан представление в Юридический департамент Министерства по инвестициям и

развитию Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий предусмотренных подпунктами 1), 2) и 3) пункта 2 настоящего приказа.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан.

4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

Министр по инвестициям и  
развитию Республики Казахстан

А. Исекешев

"СОГЛАСОВАН"

Министр энергетики  
Республики Казахстан  
\_\_\_\_\_ В. Школьник

16 марта 2015 года

Приложение 1  
к приказу Министра  
по инвестициям и развитию  
Республики Казахстан  
от 27 февраля 2015 года № 254  
Форма,  
предназначенная для сбора  
административных данных

## **Отчетный баланс запасов**

**Сноска. Приложение 1 в редакции приказа Министра по инвестициям и развитию РК от 22.11.2017 № 810 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).**

1. Отчетность о состоянии недр по нефти.
2. Отчетность о состоянии недр по горючему газу.
3. Отчетность о состоянии недр по конденсатам.
4. Отчетности о состоянии недр по компонентам (этан, пропан, бутаны в растворенном и свободном газе).
5. Отчетность о состоянии недр по сере.
6. Отчетности о состоянии недр по гелиям.
7. Отчетности о состоянии недр по углю.
8. Отчетности о состоянии недр по твердым полезным ископаемым.

## **Отчетность о состоянии недр по нефти**

**Отчетный период за \_\_\_\_\_ год**

**Индекс:** 1-Н.

**Периодичность:** ежегодно.

**Круг лиц представляющих:** недропользователи.

**Куда представляется:** в территориальные подразделения уполномоченного органа по изучению и использованию недр, уполномоченный орган по изучению и использованию недр.

**Срок представления:** ежегодно, до 15 февраля года, следующего за отчетным годом.

## Отчетный баланс запасов по нефти

за \_\_\_\_\_ год

запасы в тысячах тонн, геологические  
извлекаемые

№ п/п	Область, недропользователь, степень освоения, месторождение, государственный №, тип месторождения, участок, продуктивные отложения; залежь, коллектор (К, КТ, ТК), глубина залегания м, код залежи	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс м <sup>2</sup> ; б) мощность общая, м ; в) мощность эффективная, м; г) открытая пористость; д ) нефтенасыщенность ; е) коэффициент извлечения; ж) проницаемость, м км <sup>2</sup> ; з) пересчетный коэффициент	Качественные характеристики а) плотность, г/см <sup>3</sup> ; б) вязкость, мПа*с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов; е) пластовая температура, С° ; ж) температура застывания нефти	а) год открытия; б) год разработки; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на утверждения ГКЗ ; е) степень выработки, %; ж ) обводненность, % ; з) темпы отбора, %

(продолжение таблицы)

Балансовые запасы на 01.01. _____ год		Изменения балансовых запасов за ___ год в результате			
A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	а) добычи	разведки	переоценки передачи	списания запасов
		б) потери			
6	7	8	9	10	11

(продолжение таблицы)

Запасы на 01.01. _____ год					Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ				
балансовые					на дату утверждения				

А	В	А+В	C <sub>1</sub>	А+В+С <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	забалансовые	А+В	А+В+С <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	год утверждения, номер протокола	
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	

Руководитель \_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество) \_\_\_\_\_ (подпись)

( п р и е г о н а л и ч и и )

Исполнитель \_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество) \_\_\_\_\_ (подпись)

( п р и е г о н а л и ч и и )

Телефон исполнителя \_\_\_\_\_

Место печати (при его наличии)

Примечание: отчетность о состоянии недр по нефти заполняется согласно пояснению, приведенному в приложении.

Приложение  
к форме, предназначенной для  
сбора административных данных  
"Отчетный баланс запасов"

## **Пояснение по заполнению формы, предназначенной для сбора административных данных**

### **"Отчетности о состоянии недр по нефти"**

В графе 1 формы указывается порядковый номер месторождения.

В графе 2 формы указываются область, недропользователь, степень освоения, государственный номер, тип месторождения, участок, продуктивные отложения; залежь, коллектор, глубина залегания и код залежи.

В графе 3 формы указываются параметры пласта: а) площадь нефтеносности тыс. м<sup>2</sup>; б) мощность общая, м; в) мощность эффективная, м; г) открытая пористость; д) нефтенасыщенность; е) коэффициент извлечения; ж) проницаемость, мкм<sup>2</sup>; з) пересчетный коэффициент.

В графе 4 формы указываются качественные характеристики: а) плотность, г/см<sup>3</sup>; б) вязкость, мПа\*с; в) содержание серы %; г) содержание парафина %; д) содержание смол и асфальтенов; е) пластовая температура С<sup>0</sup>; ж) температура застывания нефти.

В графе 5 формы указываются, а) год открытия; б) год разработки; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения ГКЗ; е) степень выработки %; ж) обводненность %; з) темпы отбора %.

В графе 6 формы указываются балансовые запасы на 01.01. \_\_ год по категории А+В+С<sub>1</sub>

В графе 7 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории  $C_2$ .

В графе 8 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате а) добычи, б) потери по категории  $A+B+C_1$ .

В графе 9 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате разведки по категории  $A+B+C_1$ .

В графе 10 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате переоценки или передачи с баланса на баланс по категории  $A+B+C_1$ .

В графе 11 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате списания запасов по категории  $A+B+C_1$ .

В графе 12 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории А.

В графе 13 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории В.

В графе 14 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории А+В.

В графе 15 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории  $C_1$ .

В графе 16 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории  $A+B+C_1$ .

В графе 17 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории  $C_2$ .

В графе 18 формы указываются забалансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год.

В графе 19 формы указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории А+В.

В графе 20 формы указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории  $A+B+C_1$ .

В графе 21 формы указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории  $C_2$ .

В графе 22 формы указываются номер и год утверждения протокола ГКЗ РК.

## **Отчетность о состоянии недр по горючему газу**

**Отчетный период за \_\_\_\_\_ год**

**Индекс:** 2-Г.

**Периодичность:** ежегодно.

**Круг лиц представляющих:** недропользователи.

**Куда представляется:** в территориальные подразделения уполномоченного органа по изучению и использованию недр, уполномоченный орган по изучению и использованию недр.

**Срок представления:** ежегодно, до 15 февраля года, следующего за отчетным годом.

## Отчетный баланс запасов по природным горючим газам

за \_\_\_\_\_ год

запасы в млн. м<sup>3</sup> геологические  
извлекаемые

№	Область, недропользователь, степень освоения, месторождение, государственный №, тип месторождения, участок, продуктивные отложения, залежь, коллектор (К, КТ, ТК), глубина залегания, код залежи	Параметры пласта : а) площадь газонасыщенности, тыс. м <sup>2</sup> ; б) мощность общая, м ; б <sup>1</sup> ) мощность нефтенасыщенной толщи эффективная, м ; в) коэффициент открытой пористости ; г ) газонасыщенность, min-max ; д) коэффициент извлечения ; е) пластовое давление, мкм <sup>2</sup> ; ж ) газосодержание, м <sup>3</sup> /т	Качественные характеристики : а) плотность в воздухе, г/см <sup>3</sup> ; б) низшая теплотворная способность, К д ж ; в) содержание тяжелых углеводородов, % ; г) содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup> ; д) содержание сероводорода, % ; е) содержание азота, % ; ж) содержание углекислого газа, % ; з) пласт. температура, С	Годы : а) открытия ; б) год ввода в разработку ; в) год консервации ; г) добыча с начала разработки ; д) добыча на дату утверждения ГКЗ	Вид газа а ) растворенный ; б) газовая шапка ; в) свободный
1	2	3	4	5	6

(продолжение таблицы)

Балансовые запасы на 01.01. _____ год		Изменения балансовых запасов за _____ год в результате			
A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	а) добычи б) потерь	разведки	Переоценки передачи	Списания запасов
		A+B+C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>

7	8	9	10	11	12
---	---	---	----	----	----

(продолжение таблицы)

Запасы на 01.01 _____ год						
балансовые						забалансовые
A	B	A+B	C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	
13	14	15	16	17	18	19

(продолжение таблицы)

Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ			
на дату утверждения			Год утверждения, номер протокола
A+B	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	
20	21	22	23

Руководитель \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество

\_\_\_\_\_ (подпись)

( при его наличии )

Исполнитель \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество

\_\_\_\_\_ (подпись)

( при его наличии )

Телефон исполнителя \_\_\_\_\_

Место печати (при его наличии)

Примечание: форма отчетности о состоянии недр по природным горючим газам заполняется согласно пояснению, приведенному в приложении.

Приложение  
к форме, предназначенной  
для сбора административных данных  
"Отчетный баланс запасов"

## Пояснение по заполнению формы, предназначенной для сбора административных данных

### "Отчетность о состоянии недр по горючему газу"

В графе 1 формы указывается порядковый номер месторождения.

В графе 2 формы указываются область, недропользователь, степень освоения, государственный номер, тип месторождения, участок, продуктивные отложения; залежь, коллектор (К, КТ, ТК), глубина залегания и код залежи.

В графе 3 формы указываются параметры пласта: а) площадь газоносности, тыс. м<sup>2</sup> ; б) мощность общая, м; б<sub>1</sub> ) мощность нефтенасыщенной толщи эффективная, м; в) коэффициент открытой пористости; г) газонасыщенность min-max; д) коэффициент извлечения; е) пластовое давление, мкм<sup>2</sup> ; ж) газосодержание, м<sup>3</sup>/т.

В графе 4 формы указываются качественные характеристики: а) плотность в воздухе, г/см<sup>3</sup>; б) низшая теплотворная способность, кДж; в) содержание тяжелых углеводородов, %; г) содержание стабильного конденсата, г/м<sup>3</sup>; д) содержание сероводорода, %; е) содержание азота, %; ж) содержание углекислого газа, %; з) пластовая температура, С<sup>0</sup>.

В графе 5 формы указываются а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения ГКЗ.

В графе 6 формы указывается вид газа: а) растворенный; б) газовая шапка; в) свободный.

В графе 7 формы указываются балансовые запасы на 01.01. \_\_ год по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 8 формы указываются балансовые запасы на 01.01. \_\_ год по категории С<sub>2</sub>.

В графе 9 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_ год в результате а) добычи, б) потери по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 10 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_ год в результате разведки по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 11 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_ год в результате переоценки или передачи с баланса на баланс по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 12 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_ год в результате списания запасов по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 13 формы указываются балансовые запасы на 01.01. \_\_ год по категории А.

В графе 14 формы указываются балансовые запасы на 01.01. \_\_ год по категории В.

В графе 15 формы указываются балансовые запасы на 01.01. \_\_ год по категории А+В.

В графе 16 формы указываются балансовые запасы на 01.01. \_\_ год по категории С<sub>1</sub>.

В графе 17 формы указываются балансовые запасы на 01.01. \_\_ год по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 18 формы указываются балансовые запасы на 01.01. \_\_ год по категории С<sub>2</sub>.

В графе 19 формы указываются забалансовые запасы на 01.01. \_\_ год.

В графе 20 формы указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории А+В.

В графе 21 формы указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 22 форм указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории С<sub>2</sub>.

В графе 23 формы указываются год утверждения и номер протокола ГКЗ РК.

## Отчетность о состоянии недр по конденсатам

Отчетный период за \_\_\_\_\_ год

**Индекс:** 3-К.

**Периодичность:** ежегодно.

**Круг лиц представляющих:** недропользователи.

**Куда представляется:** в территориальные подразделения уполномоченного органа по изучению и использованию недр, уполномоченный орган по изучению и использованию недр.

**Срок представления:** ежегодно, до 15 февраля года, следующего за отчетным годом.

## Отчетный баланс запасов по конденсатам

за \_\_\_\_\_ год

запасы в тысячи тоннах, геологические  
извлекаемые

	а) год открытия; б) год ввода в разработку на газ; в) год ввода в разработку на конденсат; г) добыча и потери с начала разработки; д) добыча и потери на	В и д	Балансовые запасы на 01.01. _____ год (газа-носителя), млн. м <sup>3</sup>		Качественные характеристики а) плотность, г/с м <sup>3</sup> ; б) начальное содержание стабильного конденсата, г/с м <sup>3</sup> ; в) текущее содержание стабильного конденсата, г/с м <sup>3</sup> ; г) содержание серы, %; д) содержание
			А+В+С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>	
Область, недропользователь, степень освоения месторождения, государственный					

№	№ и тип месторождения, участок, продуктивные отложения, залежь, коллектор (К, Т, КТ, ТК), глубина залегаания, м; код залежи	д а т у утверждения	газа-носителя а) газовая шапка; б) свободный			парафина, %; е ) коэффициент извлечения

(продолжение таблицы)

Балансовые запасы конденсата на 01.01. ____ год		Изменения балансовых запасов за _____ год			
A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	а) добычи б) потери	разведки	переоценки передачи	списании запасов
		A+B+C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>
8	9	10	11	12	13

(продолжение таблицы)

Запасы на 01.01. _____ год				Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ				
балансовые				забалансовые	на дату утверждения			год утверждения, номер протокола
A+B	C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>		A+B	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	
14	15	16	17	18	19	20	21	22

Руководитель \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество

\_\_\_\_\_ (подпись)

( п р и е г о н а л и ч и и )

Исполнитель \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество

\_\_\_\_\_ (подпись)

( п р и е г о н а л и ч и и )

Телефон исполнителя \_\_\_\_\_

Место печати (при его наличии)

Примечание: форма отчетности о состоянии недр по конденсату заполняется согласно пояснению, приведенному в приложении.

Приложение  
к форме, предназначенной для сбора  
административных данных  
"Отчетный баланс запасов"

**Пояснение по заполнению формы, предназначенной для сбора административных данных**

## "Отчетность о состоянии недр по конденсатам"

В графе 1 формы указывается порядковый номер месторождения.

В графе 2 формы указываются область, недропользователь, степень освоения, государственный номер, тип месторождения, участок, продуктивные отложения месторождения; залежь, коллектор (К, Т, КТ, ТК), глубина залегания и код залежи.

В графе 3 формы указываются а) год открытия; б) год ввода в разработку на газ; в) год ввода в разработку на конденсат; г) добыча и потери с начала разработки; д) добыча и потери на дату утверждения.

В графе 4 формы указывается вид газа-носителя: а) газовая шапка; б) свободный.

В графе 5 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории  $A+B+C_1$  (газа-носителя), млн. м<sup>3</sup>.

В графе 6 Формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории  $C_2$ . (газа-носителя), млн. м<sup>3</sup>.

В графе 7 формы указываются качественные характеристики: а) плотность, г/см<sup>3</sup>; б) начальное содержание стабильного конденсата, г/см<sup>3</sup>; в) текущее содержание стабильного конденсата, г/см<sup>3</sup>; г) содержание серы, %; д) содержание парафина, %; е) коэффициент извлечения.

В графе 8 формы указываются балансовые запасы конденсата на 01.01.\_\_\_\_ год по категории  $A+B+C_1$ .

В графе 9 формы указываются балансовые запасы конденсата на 01.01.\_\_\_\_ год по категории  $C_2$ .

В графе 10 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате а) добычи, б) потери по категории  $A+B+C_1$ .

В графе 11 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате разведки по категории  $A+B+C_1$ .

В графе 12 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате переоценки или передачи с баланса на баланс по категории  $A+B+C_1$ .

В графе 13 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате списания запасов по категории  $A+B+C_1$ .

В графе 14 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории  $A+B$ .

В графе 15 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории С<sub>1</sub>.

В графе 16 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 17 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории С<sub>2</sub>.

В графе 18 формы указываются забалансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год.

В графе 19 формы указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории А+В.

В графе 20 формы указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 21 формы указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории С<sub>2</sub>.

В графе 22 формы указывается год утверждения и номер протокола ГКЗ РК.

### **Отчетности о состоянии недр по компонентам (этан, пропан, бутаны в растворенном и свободном газе)**

**Отчетный период за \_\_\_\_\_ год**

**Индекс:** 4-ЭПБ Р/ЭПБ СВ.

**Периодичность:** ежегодно.

**Круг лиц, представляющих:** недропользователи.

**Куда представляется:** в территориальные подразделения уполномоченного органа по изучению и использованию недр, уполномоченный орган по изучению и использованию недр.

**Срок представления:** ежегодно, до 15 февраля года, следующего за отчетным годом.

### **Отчетный баланс запасов по компонентам (этан, пропан, бутаны в растворенном и свободном газе)**

**за \_\_\_\_\_ год**

запасы в тысячи тоннах, геологические  
извлекаемые

		а) год открытия; б) год ввода в разработку	Балансовые запасы на 01.01. _____ год	Содержание, %
--	--	---	---------------------------------------	---------------

№	Область, недропользователь, степень освоения, месторождение, государственный № и тип месторождения, участок, продуктивные отложения месторождения, залежь, коллектор (К, Т, КТ, ТК), глубина залегания, м, код залежи	на газ; в) год ввода в разработку; г) добыча и потери с начала разработки; д) добыча и потери на дату утверждения	В и д газа-носителя а ) растворенный; б) газовая шапка; в) свободный	газа-носителя ) млн. м <sup>3</sup>		а) этана, пропана, бутанов в указанном виде газа б) азота г ) сероводорода в ) углекислого газа
				A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	
1	2	3	4	5	6	7

(продолжение таблицы)

Балансовые запасы на 01.01. _____ год		Изменения балансовых запасов за _____ год в результате:			
A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	а) добычи	разведки	Переоценки передачи	Списание запасов
		б) потери			
		A+B+C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>
8	9	10	11	12	13

(продолжение таблицы)

Запасы на 01.01. _____ год				Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ				
балансовые				забалансовые	на дату утверждения			Год утверждения, номер протокола
A+B	C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>		A+B	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	
14	15	16	17	18	19	20	21	22

Руководитель \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество

\_\_\_\_\_ (подпись)

( при его наличии )

Исполнитель \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество

\_\_\_\_\_ (подпись)

( при его наличии )

Телефон исполнителя \_\_\_\_\_

Место печати (при его наличии)

Примечание: форма отчетности о состоянии недр по компонентам (этан, пропан, бутаны в растворенном и свободном газе) заполняется согласно пояснению, приведенному в приложении.

Приложение  
к форме, предназначенной для  
сбора административных данных  
"Отчетный баланс запасов"

**Пояснение по заполнению формы, предназначенной для сбора административных данных**

## **"Отчетность о состоянии недр компонентам (этан, пропан, бутаны в растворенном и свободном газе)"**

В графе 1 формы указывается порядковый номер месторождения.

В графе 2 формы указываются область, недропользователь, степень освоения, государственный номер, тип месторождения, участок, продуктивные отложения; залежь, коллектор (К, Т, КТ, ТК), глубина залегания и код залежи.

В графе 3 формы указываются а) год открытия; б) год ввода в разработку на газ; в) год ввода в разработку; г) добыча и потери с начала разработки; д) добыча и потери на дату утверждения.

В графе 4 формы указывается вид газа-носителя: а) растворенный; б) газовая шапка; в) свободный.

В графе 5 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории  $A+B+C_1$  (газа-носителя), млн. м<sup>3</sup>.

В графе 6 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории  $C_2$ . (газа-носителя), млн. м<sup>3</sup>.

В графе 7 формы указывается содержание %: а) этана, пропана, бутанов в указанном виде газа; б) азота; г) сероводорода; в) углекислого газа.

В графе 8 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории  $A+B+C_1$ .

В графе 9 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории  $C_2$ .

В графе 10 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате а) добычи, б) потери по категории  $A+B+C_1$ .

В графе 11 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате разведки по категории  $A+B+C_1$ .

В графе 12 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате переоценки или передачи с баланса на баланс по категории  $A+B+C_1$ .

В графе 13 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате списания запасов по категории  $A+B+C_1$ .

В графе 14 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории  $A+B$ .

В графе 15 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории  $C_1$ .

В графе 16 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории  $A+B+C_1$ .

В графе 17 формы указываются балансовые запасы на 01.01. \_\_ год по категории С<sub>2</sub>.

В графе 18 формы указываются забалансовые запасы на 01.01. \_\_ год.

В графе 19 формы указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории А+В.

В графе 20 формы указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 21 формы указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории С<sub>2</sub>.

В графе 22 формы указываются номер и год утверждения протокола ГКЗ РК.

## Отчетность о состоянии недр по сере

Отчетный период за \_\_\_\_\_ год

**Индекс:** 5-С.

**Периодичность:** ежегодно.

**Круг лиц представляющих:** недропользователи.

**Куда представляется:** в территориальные подразделения уполномоченного органа по изучению и использованию недр, уполномоченный орган по изучению и использованию недр.

**Срок представления:** ежегодно, до 15 февраля года, следующего за отчетным годом.

## Отчетный баланс запасов серы в нефтяных месторождениях

за \_\_\_\_\_ год

запасы в тысячах тонн, геологические  
извлекаемые

№	Область, недропользователь, степень освоения месторождения, государственный № и тип, участок, продуктивные отложения месторождения, залежь, коллектор (К, Т, КТ, ТК), глубина залегания, м, код залежи	а) год открытия; б) год ввода в разработку на газ; в) год консервации; г) добыча и потери с начала разработки; д) добыча и	Вид носителя а) нефть; б) газ; б 1 ) растворенный; б2) газовая шапка;	Балансовые запасы на 01.01. __ год (носителя)		Содержание: в нефти, %, в газе, г/м <sup>3</sup> , в конденсате, %
				—	год (носителя)	
				нефть в тыс.т, газ в млн.м <sup>3</sup> , конденсат в тыс.т.		

		потери на дату утверждения ГКЗ	б 3 ) свободный; в) конденсат	A+B+C 1	C 2	
1	2	3	4	5	6	7

(продолжение таблицы)

Балансовые запасы серы на 01.01. _____ год		Изменения балансовых запасов за _____ год в результате			
A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	а)добычи б)потери	разведки	переоценки передачи	списания запасов
		A+B+C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>
8	9	10	11	12	13

(продолжение таблицы)

Запасы на 01.01. _____ год				Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ				
балансовые			забалансовые	на дату утверждения носитель сера		Год утверждения, номер протокола		
A+B	C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>		C <sub>2</sub>	A+B			A+B+C <sub>1</sub>
14	15	16	17	18	19	20	21	22

Руководитель \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество

\_\_\_\_\_ (подпись)

( при его наличии )

Исполнитель \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество

\_\_\_\_\_ (подпись)

( при его наличии )

Телефон исполнителя \_\_\_\_\_

Место печати (при его наличии)

Примечание: форма отчетности о состоянии недр по сере заполняется согласно пояснению, приведенному в приложении.

Приложение  
к форме, предназначенной для  
сбора административных данных  
"Отчетный баланс запасов"

## Пояснение по заполнению формы, предназначенной для сбора административных данных

### "Отчетность о состоянии недр по сере"

В графе 1 формы указывается порядковый номер месторождения.

В графе 2 формы указываются область, недропользователь, степень освоения, государственный номер, тип месторождения, участок, продуктивные отложения

месторождения, залежь, коллектор (К, Т, КТ, ТК), глубина залегания и код залежи.

В графе 3 формы указываются а) год открытия; б) год ввода в разработку на газ; в) год консервации; г) добыча и потери с начала разработки; д) добыча и потери на дату утверждения ГКЗ.

В графе 4 формы указывается вид носителя а) нефть; б) газ: б<sub>1</sub>) растворенный; б<sub>2</sub>) газовая шапка; б<sub>3</sub>) свободный; в) конденсат.

В графе 5 формы указываются балансовые запасы носителя на 01.01.\_\_\_\_ год по категории А+В+С<sub>1</sub> (нефть в тыс. т, газ в млн. м<sup>3</sup>, конденсат в тыс. т).

В графе 6 формы указываются балансовые запасы носителя на 01.01.\_\_\_\_ год по категории С<sub>2</sub> (нефть в тыс. т, газ в млн. м<sup>3</sup>, конденсат в тыс. т).

В графе 7 формы указывается содержание: в нефти в процентах; в газе в г/м<sup>3</sup>; в конденсате в процентах.

В графе 8 формы указываются балансовые запасы серы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 9 формы указываются балансовые запасы серы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории С<sub>2</sub>.

В графе 10 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате а) добычи, б) потери по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 11 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате разведки по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 12 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате переоценки или передачи с баланса на баланс по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 13 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате списания запасов по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 14 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории А+В.

В графе 15 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории С<sub>1</sub>.

В графе 16 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 17 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории С<sub>2</sub>.

В графе 18 формы указываются забалансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год.

В графе 19 формы указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории А+В.

В графе 20 формы указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 21 формы указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории С<sub>2</sub>.

В графе 22 формы указывается год утверждения протокола ГКЗ и номер РК.

## Отчетности о состоянии недр по гелиям

Отчетный период за \_\_\_\_\_ год

**Индекс:** 6-Г.

**Периодичность:** ежегодно.

**Круг лиц представляющих:** недропользователи.

**Куда представляется:** в территориальные подразделения уполномоченного органа по изучению и использованию недр, уполномоченный орган по изучению и использованию недр.

**Срок представления:** ежегодно, до 15 февраля года, следующего за отчетным годом.

## Отчетный баланс запасов по гелиям

за \_\_\_\_\_ год

запасы в тысячи м<sup>3</sup> геологические  
извлекаемые

№	Область недропользователь, степень освоения месторождения, государственный № и тип месторождения, участок, продуктивные отложения, залежь, глубина залегания, м, коллектор (К, Т, КТ, ТК), код залежи	а) год открытия; б) год ввода в разработку на газ; в) год консервации; г) добыча и потери с начала разработки; д) добыча и потери на дату утверждения ГКЗ	Вид носителя	Балансовые запасы на 01.01. ____ год (носителя), млн. м <sup>3</sup>		Содержание в % : а) гелия; б) азота в) сероводорода; г) углекислого газа
				А+В+С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>	

1	2	3	4	5	6	7
---	---	---	---	---	---	---

(продолжение таблицы)

Балансовые запасы гелия на 01.01. _____ год		Изменения балансовых запасов за _____ год в результате					
A+B+C <sub>1</sub>		C <sub>1</sub>	добычи	потери	разведки	Переоценки передачи	Списание запасов
			A+B+C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>
8	9	10	11	12	13	14	

(продолжение таблицы)

Запасы на 01.01. _____ год				Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ				
балансовые				забалансовые	на дату утверждения			Год утверждения, номер протокола
A+B	C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>		A+B	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	
15	16	17	18	19	20	21	22	23

Руководитель \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество

\_\_\_\_\_ (подпись)

( при его наличии )

Исполнитель \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество

\_\_\_\_\_ (подпись)

( при его наличии )

Телефон исполнителя \_\_\_\_\_

Место печати (при его наличии)

Примечание: форма отчетности о состоянии недр по гелиям заполняется согласно пояснению, приведенному в приложении.

Приложение  
к форме, предназначенной для  
сбора административных данных  
"Отчетный баланс запасов"

## Пояснение по заполнению формы, предназначенной для сбора административных данных

### "Отчетность о состоянии недр по гелиям"

В графе 1 формы указывается порядковый номер месторождения.

В графе 2 формы указываются область, недропользователь, степень освоения, государственный номер, тип месторождения, участок, продуктивные отложения, залежь, коллектор (К, Т, КТ, ТК), глубина залегания и код залежи.

В графе 3 формы указываются а) год открытия; б) год ввода в разработку на газ; в) год консервации; г) добыча и потери с начала разработки; д) добыча и потери на дату утверждения ГКЗ.

В графе 4 формы указывается вид носителя.

В графе 5 формы указываются балансовые запасы носителя на 01.01.\_\_\_\_ год по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 6 формы указываются балансовые запасы носителя на 01.01.\_\_\_\_ год по категории С<sub>2</sub>.

В графе 7 формы указывается содержание в %: а) гелия; б) азота; в) сероводорода; г) углекислого газа.

В графе 8 формы указываются балансовые запасы гелия на 01.01.\_\_\_\_ год по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 9 формы указываются балансовые запасы гелия на 01.01.\_\_\_\_ г по категории С<sub>2</sub>.

В графе 10 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате добычи по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 11 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате потери по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 12 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате разведки по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 13 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате переоценки или передачи с баланса на баланс по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 14 формы указываются изменения балансовых запасов за \_\_\_\_ год в результате списания запасов по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 15 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории А+В.

В графе 16 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории С<sub>1</sub>.

В графе 17 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 18 формы указываются балансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год по категории С<sub>2</sub>.

В графе 19 формы указываются забалансовые запасы на 01.01.\_\_\_\_ год.

В графе 20 формы указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории А+В.

В графе 21 формы указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории А+В+С<sub>1</sub>.

В графе 22 форм указываются балансовые запасы, на дату утверждения ГКЗ РК по категории С<sub>2</sub>.

В графе 23 формы указываются номер и год утверждения протокола ГКЗ РК.

## Отчетности о состоянии недр по углю

Отчетный период за 20\_\_ год

**Индекс:** 7-У.

**Периодичность:** ежегодно.

**Круг лиц представляющих:** недропользователи.

**Куда представляется:** в территориальные подразделения уполномоченного органа по изучению и использованию недр, уполномоченный орган по изучению и использованию недр.

**Срок предоставления:** ежегодно до 15 февраля года, следующего за отчетным годом.

## Отчетный баланс запасов по углю

за \_\_\_\_\_ год

единица измерения запасов в тысячи тоннах

№	Область, предприятие, месторождение, бассейн, участок, поле, шахта, разрез, горизонт, пласт, № лицензии (контракта) и дата выдачи	а) Степень освоения, год; б) годовая проектная и производственная мощность предприятия, шахты, разреза; в) глубина подсчета запасов; г) максимальная глубина разработки (фактическая), м; д) глубина залегания горизонта, пласта, м; е) мощность полезной толщи, м; ж) коэффициент вскрыши, м <sup>3</sup> /т или м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> ; з) мощность и объем торфов, м	а) Тип полезного ископаемого, сорт, марка, технологическая группа; б) среднее содержание полезных компонентов и вредных примесей (выход полезного ископаемого); в) влажность, %; г) удельная теплота сгорания, МДж/кг; д) выход смолы	Категории запасов А В А + В А+В+С <sub>1</sub> , С <sub>2</sub> забалансовые	Запасы на 01.01. __ год	
					Балансовые	Забалансовые
А	Б	1	2	3	4	5

(продолжение таблицы)

Изменения балансовых запасов за _____ год в результате					
Добычи	Потерь	Разведки	Переоценки (+ или -)	Списания запасов	Изменения технических границ и др. причины
6	7	8	9	10	11

(продолжение таблицы)

Состояние запасов на 01.01.____ год		Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ или ТКЗ	1) проектные потери при добычи, %; 2) разубоживание, %; 3) промышленные запасы угля и горючих сланцев, А+В+С <sub>1</sub> ;	Обеспеченность предприятия в годах балансовыми запасами категории А+В+С <sub>1</sub> ;
Балансовые	Забалансовые	а) всего; б) дата утверждения и № протокола; в) группа сложности	а) всей шахты (разреза); б) действующих горизонтов	а) всеми запасами; б) в проектных контурах отработки по углю и горючим сланцам промышленными запасами А+В+С <sub>1</sub> в) всей шахты, разреза; г) действующих горизонтов
12	13	14	15	16

Руководитель \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество

\_\_\_\_\_ (подпись)

(при его наличии)

Исполнитель \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество

\_\_\_\_\_ (подпись)

(при его наличии)

Телефон исполнителя \_\_\_\_\_

Место печати (при его наличии)

Примечание: форма отчетности о состоянии недр по углю заполняется согласно пояснению, приведенному в приложении.

Приложение  
к форме, предназначенной для  
сбора административных данных  
"Отчетный баланс запасов"

## Пояснение по заполнению формы, предназначенной для сбора административных данных

### "Отчетность о состоянии недр по углю"

В графе А формы указывается порядковый номер проекта.

В графе Б формы указываются область, предприятие, месторождение, бассейн, участок, поле, шахта, разрез, горизонт, пласт, № лицензии (контракта) и дата выдачи.

В графе 1 формы указываются: а) степень освоения, год; б) годовая проектная и производственная мощность предприятия, шахты, разреза; в) глубина подсчета

запасов; г) максимальная глубина разработки (фактическая) м; д) глубина залегания горизонта, пласта м; е) мощность полезной толщи; ж) коэффициент вскрыши,  $\text{м}^3/\text{т}$  или  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ; з) мощность и объем торфов, м.

В графе 2 формы указываются: а) тип полезного ископаемого, сорт, марка, технологическая группа; б) среднее содержание полезных компонентов и вредных примесей (выход полезного ископаемого); в) влажность, %; г) удельная теплота сгорания, МДж/кг; д) выход смолы.

В графе 3 формы указываются категории запасов по действующей классификации А, В, А+В, А+В+С<sub>1</sub>, С<sub>2</sub> и забалансовые запасы.

В графе 4 формы приводятся данные об общем количестве балансовых запасов на 1 января отчетного года.

В графе 5 формы приводятся данные об общем количестве забалансовых запасов на 1 января отчетного года.

В графе 6 формы указывается изменение балансовых запасов за 20\_\_ год в результате: добычи.

В графе 7 формы указывается изменение балансовых запасов за 20\_\_ год в результате: потерь при добыче.

В графе 8 формы указывается изменение балансовых запасов за 20\_\_ год в результате: разведки.

В графе 9 формы указывается изменение балансовых запасов за 20\_\_ год в результате: переоценки.

В графе 10 формы указывается изменение балансовых запасов за 20\_\_ год в результате: списания запасов.

В графе 11 формы указывается изменение балансовых запасов за 20\_\_ год в результате: изменения технических границ и другие причины.

В графе 12 формы указывается состояние балансовых запасов на 01.01.\_\_ год.

В графе 13 формы указывается состояние забалансовых запасов на 01.01.\_\_ год.

В графе 14 формы указывается балансовые запасы, утвержденные ГКЗ или ТКЗ а) всего; б) дата утверждения и № протокола; в) группа сложности.

В графе 15 формы указываются: 1) проектные потери при добычи, %; 2) разубоживание, %; 3) промышленные запасы угля и горючих сланцев, А+В+С<sub>1</sub>: а) всей шахты (разреза); б) действующих горизонтов;

В графе 16 формы указывается обеспеченность предприятия в годах балансовыми запасами категории А+В+С<sub>1</sub>: а) всеми запасами; б) в проектных контурах отработки по углю и горючим сланцам промышленными запасами А+В+С<sub>1</sub>; в) всей шахты, разреза; г) действующих горизонтов.

## Отчетности о состоянии недр по твердым полезным ископаемым

Отчетный период 20\_\_ год

**Индекс:** 8-ТПИ.

**Периодичность:** ежегодно.

**Круг лиц представляющих:** недропользователи.

**Куда представляется:** в территориальные подразделения уполномоченного органа по изучению и использованию недр, уполномоченный орган по изучению и использованию недр.

**Срок представления:** ежегодно до 15 февраля года, следующего за отчетным годом.

## Отчетный баланс запасов по твердым полезным ископаемым

за \_\_\_\_\_ год

единица измерения запасов \_\_\_\_\_

№	Область, предприятие, месторождение, участок, местоположение, № лицензии (контракта) и дата выдачи	а) степень освоения, год; б) годовая проектная мощность предприятия; в) глубина подсчета запасов; г) максимальная глубина разработки (фактическая), м; д) коэффициент вскрыши, м <sup>3</sup> /т или м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	а) тип полезного ископаемого, сорт, марка, технологическая группа; б) среднее содержание полезных компонентов и вредных примесей (выход полезного ископаемого)	Категории запасов А В А + В А+В+С <sub>1</sub> С <sub>2</sub> забалансовые
А	Б	1	2	3

(продолжение таблицы)

Запасы на 01.01. __ год				
Балансовые	Забалансовые	добычи	потерь при добыче	разведки
4	5	6	7	8

(продолжение таблицы)

Изменение балансовых запасов за __ год в результате			Состояние запасов на 01.01. __ год	
Переоценки (+ или -)	списания неподтвердившихся запасов	изменения технических границ и др. причины	Балансовые	Забалансовые
9	10	11	12	13

(продолжение таблицы)

Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ или ТКЗ		Обеспеченность предприятия в годах балансовыми запасами категории $A+B+C_1$ из расчета проектной мощности потерь при добыче и разубоживания:
а) всего; б) дата утверждения и № протокола; в) группа сложности	1) проектные потери при добыче, %; 2) ) разубоживание, %.	а) всеми запасами; б) в проектных контурах отработки
14	15	16

Руководитель \_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество) \_\_\_\_\_ (подпись)

(при его наличии)

Исполнитель \_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество) \_\_\_\_\_ (подпись)

(при его наличии)

Телефон исполнителя \_\_\_\_\_

Место печати (при его наличии)

Примечание: форма отчетности о состоянии недр по твердым полезным  
ископаемым заполняется согласно пояснению, приведенному в приложении.

Приложение  
к форме, предназначенной для  
сбора административных данных  
"Отчетный баланс запасов"

## **Пояснение по заполнению формы, предназначенной для сбора административных данных**

### **"Отчетность о состоянии недр по твердым полезным ископаемым"**

В графе А формы указывается порядковый номер месторождения.

В графе Б формы указываются область, предприятие, месторождение, участок  
, местоположение, № лицензии (контракта) и дата выдачи.

В графе 1 формы указываются а) степень освоения, год, б) годовая проектная  
мощность предприятия, в) глубина подсчета запасов, г) максимальная глубина  
разработки (фактическая), м, д) коэффициент вскрыши,  $m^3/t$  или  $m^3/m^3$ .

В графе 2 формы указываются а) тип полезного ископаемого, сорт, марка,  
технологическая группа, б) среднее содержание полезных компонентов и  
вредных примесей (выход полезного ископаемого).

В графе 3 формы указываются категории запасов А, В, А+В, А+В+ $C_1$ ,  $C_2$ ,  
забалансовые.

В графе 4 формы указываются: Запасы на 01.01. \_\_\_\_\_ год: балансовые.

В графе 5 формы указываются: Запасы на 01.01. \_\_\_\_\_ год: забалансовые.

В графе 6 формы указываются: изменения балансовых запасов за \_\_\_\_\_ год в результате добычи.

В графе 7 формы указываются: изменения балансовых запасов за \_\_\_\_\_ год в результате потерь при добыче.

В графе 8 формы указываются: изменения балансовых запасов за \_\_\_\_\_ год в результате потерь при добыче разведки.

В графе 9 формы указываются: изменения балансовых запасов за \_\_\_\_\_ год в результате переоценки.

В графе 10 формы указываются: изменения балансовых запасов за \_\_\_\_\_ год в результате списания неподтвердившихся запасов.

В графе 11 формы указываются: изменения балансовых запасов за \_\_\_\_\_ год в результате изменения технических границ и др. причины.

В графе 12 формы указывается: состояние запасов на 01.01. \_\_\_\_\_ год: балансовые запасы.

В графе 13 формы указывается: состояние запасов на 01.01. \_\_\_\_\_ год: забалансовые запасы.

В графе 14 формы указываются: балансовые запасы, утвержденные ГКЗ или ТКЗ: а) всего; б) дата утверждения и № протокола; в) группа сложности.

В графе 15 формы указываются: балансовые запасы, утвержденные ГКЗ или ТКЗ: 1) Проектные потери при добычи, %; 2) разубоживание.

В графе 16 формы указывается: обеспеченность предприятия в годах балансовыми запасами категории  $A+B+C_1$  из расчета проектной мощности потерь при добыче и разубоживания: а) всеми запасами; б) в проектных контурах отработки.

Приложение 2 к приказу  
Министра по инвестициям и  
развитию Республики Казахстан  
от 27 февраля 2015 года № 254

Форма,  
предназначенная для сбора  
административных данных

## **Отчетность по мониторингу**

**Сноска. Приложение 2 в редакции приказа Министра по инвестициям и развитию РК от 22.11.2017 № 810 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).**

1. Отчетность по мониторингу по недрам месторождений углеводородов.
2. Отчетность по мониторингу по недрам твердых полезных ископаемых.
3. Отчетность по мониторингу по недрам подземных вод.

## Отчетность по мониторингу по недрам месторождений углеводородов

Отчетный период 20\_\_ год

**Индекс:** форма 1-МН.

**Периодичность:** ежегодно.

**Круг лиц представляющих:** недропользователи.

**Куда представляется:** в территориальные подразделения уполномоченного органа по изучению и использованию недр, уполномоченный орган по изучению и использованию недр.

**Срок представления:** ежегодно до 15 февраля года, следующего за отчетным годом.

## Отчетность по мониторингу по недрам месторождений углеводородов за 20\_\_ год

Таблица 1. Общие сведения

Недропользователь	№ Контракта или лицензии	Тип полезного ископаемого, компоненты	Название месторождения
1	2	3	4

(продолжение таблицы)

Место нахождения (область, район)	Нефтегазоносная провинция, область	Площадь геологического (горного) отвода	Год начала разработки, масштаб
5	6	7	8

(продолжение таблицы)

Степень освоенности, %	Глубина залегания резервуара, м	Способ отработки месторождения	Фонд скважин, скважины
9	10	11	12

таблица 2. Сведения о Программе мониторинга недр

Название программы	Год разработки и утверждения Программы	Компания разработчик Программы	Виды мониторинга, проводимого в соответствии с Программой *	Срок реализации Программы, лет	Дата начала реализации Программы
1	2	3	4	5	6

Виды мониторинга недр на месторождениях углеводородов:

Геодинамический мониторинг (таблицы 3; 3.1; 3.2; 3.3; 3.4);

Промыслово-геофизический и гидродинамический мониторинг (таблица 4; 4.1; 4.2);

Геохимический мониторинг (таблица 5; 5.1).

таблица 3. Геодинамический мониторинг условия организации и проведения мониторинга

--	--	--	--	--	--	--	--

№	Период наблюдений	Вид измерений	Наблюдательная сеть	Применяемая аппаратура	Точность измерений	Компания исполнитель работ
1	2	3	4	5	6	7
		нивелирование	№ и длина профиля, км; количество пунктов, пункт		мм/км	
		GPS измерения			мм	
		Гравиметрические измерения		количество пунктов, пункт		микрогалл
		сейсмологические				

таблица 3.1. Результаты наблюдений нивелирование

Г о д работ	№ профиля	№ репера	Координаты WGS-84		Вертикальные движения земной коры, мм /год
			северная широта (φ)	восточная долгота (λ)	
1	2	3	4	5	6

таблица 3.2. Результаты наблюдений GPS измерения

Год работ	№ пункта	Координаты WGS-84	
		северная широта (φ)	восточная долгота (λ)
1	2	3	4

(продолжение таблицы)

Вертикальные движения земной коры, мм/год	Горизонтальные движения земной коры, мм/год	Азимут горизонтальных движений земной коры, градусы
5	6	7

таблица 3.3. Результаты наблюдений гравиметрические измерения

Год работ	№ пункта	Координаты WGS-84		Изменения значений силы тяжести, мкГал/год
		северная широта (φ)	восточная долгота (λ)	
1	2	3	4	5

таблица 3.4. Результаты наблюдений сейсмологические наблюдения

Дата	№ пункта	Время события в очаге	Координаты WGS-84	
			северная широта (φ)	восточная долгота (λ)
1	2	3	4	5

(продолжение таблицы)

--	--	--	--	--

Глубина в эпицентре, км	Магнитуда	Единица измерения
6	7	8

таблица 4. Промыслово-геофизический и гидродинамический мониторинг условия организации и проведения мониторинга

№	Период наблюдений	Вид измерений	Наблюдательная сеть
1	2	3	4
		измерения пластового и забойного давлений и температур	количество скважин промысловых, количество скважин наблюдательных, продуктивные горизонты
		измерения на установившихся режимах фильтрации (ИД, КВД, КПД)	
		измерение дебитов/приемистостей	
		контроль устьевых параметров	
		измерения методами ГИС (ГК, ГК, НК, ННК, АК, шумометрия, электромагнитометрия, резистивности-метрия, СИК и др)	
1	2	3	4

(продолжение таблицы)

Применяемая аппаратура и методы	Точность измерений	Компания-исполнитель работ
5	6	7

таблица 4.1. Результаты наблюдений промыслово-геофизический мониторинг (методы ГИС)

Дата	№ и тип скважины	Координаты скважины	Наблюдаемый горизонт	Интервал
1	2	3	4	5

(продолжение таблицы)

Результаты измерений и обработки					
Манометрия		Термометрия	Расходомерия		
Пластовое давление	Забойное давление	температура	объем притока жидкости в ствол скважины	объем поглощения жидкости (набл.)	
6	7	8	9	10	

(продолжение таблицы)

Результаты изменений и обработки						
Состав и структура жидкости				Удельное электрическое сопротивление		
плотность	диэлектрическая постоянная	Проводимость (электрическое сопротивление)		нефтеносной части	водоносной части	положение ВНК (ГНК)
11	12	13	14	15	16	

(продолжение таблицы)

Результаты измерений и обработки					
Акустический каротаж			Радиохимический метод каротажа		
пористость коллектора	сцепление цемента с обсадной колонной	сцепление цемента с горной породой	данные ГК в процессе строительства скважины	данные ГК в процессе эксплуатации скважины	аномалия радиоактивности

17	18	19	20	21	22
----	----	----	----	----	----

(продолжение таблицы)

Пористость	Проницаемость	Толщина	Охват пластов процессом разработки			
			характер насыщения коллектора	коэффициент действующей толщины	коэффициент продуктивности	коэффициент нефтеотдачи
23	24	25	26	27	28	29

таблица 4.2. Результаты наблюдений гидродинамический мониторинг

Дата	№ и тип скважины	Координаты скважины	Наблюдаемый горизонт	Интервал перфорации, м
1	2	3	4	5

(продолжение таблицы)

Накопленная добыча, т/год	Результаты измерений и обработки			
	В и д исследования	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Температура, °С
6	7	8	9	10

(продолжение таблицы)

Результаты измерений и обработки				
дебит, т/сут	коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут*МПа	проницаемость, мкм <sup>2</sup>	пъезопроводность, м <sup>2</sup> /с	гидропроводность, мкм <sup>2</sup> *м/Мпа*с
11	12	13	14	15

(продолжение таблицы)

Результаты измерений и обработки						
СКИН фактор	тип течения в пласте	модуль течения в пласте	тип модели пласта	коэффициент приемистости пласта	обводненность, %	выводы по измерениям
16	17	18	19	20	21	22

таблица 5. Геохимический мониторинг условия организации и проведения мониторинга

№	Период наблюдений	Вид измерений	Количество скважин	Применяемая аппаратура	Компания-исполнитель работ
1	2	3	4	5	6
		отбор проб воды, нефти, газа			
		Лабораторные исследования			

таблица 5.1. Результаты наблюдений

Дата	№ скважины	Наблюдаемый горизонт	Интервал опробования	№ пробы
1	2	3	4	5

(продолжение таблицы)

Свойства пластовой нефти						
			плотность нефти в	плотность дегазирования	вязкость нефти в	

газосодержание, м <sup>3</sup> /т	объемный коэффициент, д.ед.	усадка, %	пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	нефти при 20 <sup>0</sup> С, г/см <sup>3</sup>	пластовых условиях, МПа*с	коэффициент сжимаемости, *10 <sup>5</sup> 1/ат	коэффициент растворимости, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> ат	давление насыщения, МПа
6	7	8	9	10	11	12	13	14

(продолжение таблицы)

Свойства дегазированной нефти											
Плотность при 20 <sup>0</sup> С, г/см <sup>3</sup>	Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с при температуре, °С					Содержание, % массовые					
	20	30	40	50	60	серы	парафина	АСВ	Механических примесей	Хлористых солей мг/л	масел
15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26

(продолжение таблицы)

Свойства дегазированной нефти										
Температура, °С			Выход фракций, % объемные до температуры, °С					Давление насыщенных паров, кПа	Молекулярный вес	
Застывания	вспышки	начала кипения	180	200	220	260	300			
27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	

(продолжение таблицы)

Компонентный состав нефтяного и свободного газа										
Содержание компонентов, % мольные										удельный вес, г/л
углекислый газ	азот	метан	этан	пропан	изобутан	н-бутан	изо-пентан	н-пентан	гексан+высшие	
37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47

Руководитель \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество)

\_\_\_\_\_ (подпись)

( п р и   н а л и ч и и )

Исполнитель \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество)

\_\_\_\_\_ (подпись)

( п р и   н а л и ч и и )

Телефон исполнителя \_\_\_\_\_

Место печати (при наличии)

Примечание: форма отчетности по мониторингу по недрам месторождений углеводородов заполняется согласно пояснению приведенному в приложении.

Приложение  
к форме, предназначенной для сбора  
административных данных  
"Отчетность по мониторингу"

**Пояснение по заполнению формы, предназначенной для сбора административных данных**

## **"Отчетность по мониторингу по недрам месторождений углеводородов"**

### Таблица 1. Общие сведения

в графе 1 формы указывается недропользователь;

в графе 2 формы указывается номер контракта или лицензии;

в графе 3 формы указывается тип полезного ископаемого и компоненты;

в графе 4 формы указывается название месторождения;

в графе 5 формы указывается местонахождение месторождения (область, район);

в графе 6 формы указываются нефтегазоносная провинция, область;

в графе 7 формы указывается площадь геологического (горного) отвода;

в графе 8 формы указываются год начала разработки, масштаб;

в графе 9 формы указывается степень освоенности в %;

в графе 10 формы указывается глубина залегания резервуара, м;

в графе 11 формы указывается способ отработки месторождения;

в графе 12 формы указывается фонд скважин (скважины).

### **Таблица 2. Сведения о Программе мониторинга недр**

в графе 1 формы указывается название Программы;

в графе 2 формы указывается год разработки и утверждения Программы;

в графе 3 формы указывается компания-разработчик Программы;

в графе 4 формы указываются виды мониторинга, проводимого в соответствии с Программой;

в графе 5 формы указывается срок реализации Программы в годах;

в графе 6 формы указывается дата реализации Программы.

### **Таблица 3. Геодинамический мониторинг условия организации и проведения мониторинга**

в графе 1 формы указывается порядковый номер месторождения;

в графе 2 формы указывается период наблюдений;

в графе 3 формы указываются вид измерений, нивелирование, GPS измерения, гравиметрические измерения, сейсмологические;

в графе 4 формы указываются наблюдательная сеть: № и длина профиля, км, количество пунктов, пункт; количество пунктов, пункт; количество пунктов, пункт; количество пунктов, пункт;

в графе 5 формы указывается применяемая аппаратура;

в графе 6 формы указывается точность измерений: мм/км; мм; микрогалл;

в графе 7 формы указывается компания исполнитель работ.

#### **Таблица 3.1. Результаты наблюдений нивелирование**

в графе 1 формы указывается год работ;

в графе 2 формы указывается № профиля;

- в графе 3 формы указывается № репера;
- в графе 4 формы указываются координаты WGS-84 северная широта ( $\phi$ );
- в графе 5 формы указываются координаты WGS-84 восточная долгота ( $\lambda$ );
- в графе 6 формы указываются вертикальные движения земной коры, мм/год.

**Таблица 3.2. Результаты наблюдений GPS измерения**

- в графе 1 формы указывается год работ;
- в графе 2 формы указывается номер пункта;
- в графе 3 формы указываются координаты WGS-84 северная широта ( $\phi$ );
- в графе 4 формы указываются координаты WGS-84 восточная долгота ( $\lambda$ );
- в графе 5 формы указываются вертикальные движения земной коры, мм/год;
- в графе 6 формы указываются горизонтальные движения земной коры, мм/год;
- в графе 7 формы указывается азимут горизонтальных движений земной коры, градусы.

**Таблицы 3.3. Результаты наблюдений гравиметрические измерения**

- в графе 1 формы указывается год работ;
- в графе 2 формы указывается № пункта;
- в графе 3 формы указываются координаты WGS-84 северная широта ( $\phi$ );
- в графе 4 формы указываются координаты WGS-84 восточная долгота ( $\lambda$ );
- в графе 5 формы указываются изменения значений силы тяжести, мкГал/год.

**Таблица 3.4. Результаты наблюдений сейсмологические наблюдения**

- в графе 1 формы указывается дата;
- в графе 2 формы указывается № пункта;
- в графе 3 формы указывается время события в очаге;
- в графе 4 формы указываются координаты WGS-84 северная широта ( $\phi$ );
- в графе 5 формы указываются координаты WGS-84 восточная долгота ( $\lambda$ );
- в графе 6 формы указывается глубина в эпицентре в километрах;
- в графе 7 формы указывается магнитуда;
- в графе 8 формы указывается единица измерения.

**Таблица 4. Промыслово-геофизический и гидродинамический мониторинг условия организации и проведения мониторинга**

- в графе 1 формы указывается порядковый номер;
- в графе 2 формы указывается период наблюдения;
- в графе 3 формы указывается вид измерений: измерение пластового и забойного давлений и температур, измерения на установившихся режимах фильтрации (ИД, КВД, КПД); измерение дебитов/приемистостей, контроль устьев параметров, измерение методами ГИС (ГК, ГГК, НК, ННК, АК, шумометрия, электромагнитометрия, резистивиметрия, СИК и др);

в графе 4 формы указывается наблюдательная сеть: количество скважин промысловых, количество скважин наблюдательных, продуктивные горизонты;  
в графе 5 формы указывается применяемая аппаратура и методы;  
в графе 6 формы указывается точность измерений;  
в графе 7 формы указывается компания-исполнитель работ.

**Таблица 4.1. Результаты наблюдений промыслово-геофизический мониторинг (методы ГИС)**

в графе 1 формы указывается дата;  
в графе 2 формы указываются № и тип скважины;  
в графе 3 формы указываются координаты скважины;  
в графе 4 формы указывается наблюдаемый горизонт;  
в графе 5 формы указывается интервал;  
в графе 6 формы указываются результаты измерений и обработки: манометрия: пластовое давление;  
в графе 7 формы указываются результаты измерений и обработки: манометрия: забойное давление;  
в графе 8 формы указываются результаты измерений и обработки: термометрия: температура;  
в графе 9 формы указываются результаты измерений и обработки: расходомерия: объем притока жидкости в ствол скважины;  
в графе 10 формы указываются результаты измерений и обработки: расходомерия: объем поглощения жидкости (набл.);  
в графе 11 формы указываются результаты изменений и обработки: состав и структура жидкости: плотность;  
в графе 12 формы указываются результаты изменений и обработки: состав и структура жидкости: диэлектрическая постоянная;  
в графе 13 формы указываются результаты изменений и обработки: состав и структура жидкости: проводимость (электрическое сопротивление);  
в графе 14 формы указывается удельное электрическое сопротивление: нефтеносной части;  
в графе 15 формы указывается удельное электрическое сопротивление: водоносной части;  
в графе 16 формы указывается удельное электрическое сопротивление: положение ВНК (ГНК);  
в графе 17 формы указываются результаты изменений и обработки: акустический каротаж: пористость коллектора;  
в графе 18 формы указываются результаты изменений и обработки: акустический каротаж: сцепление цемента с обсадной колонной;

в графе 19 формы указываются результаты изменений и обработки: акустический каротаж: сцепление цемента с горной породой;

в графе 20 формы указываются результаты изменений и обработки: радиохимический метод каротажа: данные ГК в процессе строительства скважины;

в графе 21 формы указываются результаты изменений и обработки: радиохимический метод каротажа: данные ГК в процессе эксплуатации скважины;

в графе 22 формы указываются результаты измерений и обработки: радиохимический метод каротажа: аномалия радиоактивности;

в графе 23 формы указывается пористость;

в графе 24 формы указывается проницаемость;

в графе 25 формы указывается толщина;

в графе 26 формы указывается охват пластов процессом разработки: характер насыщения коллектора;

в графе 27 формы указывается охват пластов процессом разработки: коэффициент действующей толщины;

в графе 28 формы указывается охват пластов процессом разработки: коэффициент продуктивности;

в графе 29 формы указывается охват пластов процессом разработки: коэффициент нефтеотдачи.

#### **Таблица 4.2. Результаты наблюдений гидродинамический мониторинг**

в графе 1 формы указывается дата;

в графе 2 формы указываются № и тип скважины;

в графе 3 формы указываются координаты скважины;

в графе 4 формы указывается наблюдаемый горизонт;

в графе 5 формы указывается интервал перфорации, м;

в графе 6 формы указываются накопленная добыча, т/год;

в графе 7 формы указываются результаты измерений и обработки: вид исследования;

в графе 8 формы указываются результаты измерений и обработки: пластовое давление, Мпа;

в графе 9 формы указываются результаты измерений и обработки: забойное давление, Мпа;

в графе 10 формы указываются результаты измерений и обработки: температура, С<sup>0</sup>;

в графе 11 формы указываются результаты изменений и обработки: дебит, т/сут;

в графе 12 формы указываются результаты изменений и обработки: коэффициент продуктивности,  $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{Мпа}$ ;

в графе 13 формы указываются результаты изменений и обработки: проницаемость,  $\text{мкм}^2$ ;

в графе 14 формы указываются результаты изменений и обработки: пьезопроводность,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;

в графе 15 формы указываются результаты изменений и обработки: гидропроводность,  $\text{мкм}^2 \cdot \text{м} / \text{Мпа} \cdot \text{с}$ ;

в графе 16 формы указываются результаты изменений и обработки: СКИН-фактор;

в графе 17 формы указываются результаты изменений и обработки: тип течения в пласте;

в графе 18 формы указываются результаты изменений и обработки: модуль течения в пласте;

в графе 19 формы указываются результаты изменений и обработки: тип модели пласта;

в графе 20 формы указываются результаты изменений и обработки: коэффициент приемистости пласта;

в графе 21 формы указываются результаты изменений и обработки: обводненность, %;

в графе 22 формы указываются результаты изменений и обработки: выводы по измерениям.

#### **Таблица 5. Геохимический мониторинг условия организации и проведения мониторинга**

в графе 1 формы указывается порядковый номер проекта;

в графе 2 формы указывается период наблюдений;

в графе 3 формы указывается вид измерений: отбор проб воды, нефти, газа; лабораторные исследования;

в графе 4 формы указывается количество скважин;

в графе 5 формы указывается применяемая аппаратура;

в графе 6 формы указывается компания - исполнитель работ.

#### **Таблица 5.1. Результаты наблюдений**

в графе 1 формы указывается дата;

в графе 2 формы указывается номер скважины;

в графе 3 формы указывается наблюдаемый горизонт;

в графе 4 формы указывается интервал опробования;

в графе 5 формы указывается номер пробы;

в графах с 6 по 14 формы указываются свойства пластовой нефти: газосодержание, м<sup>3</sup>/т; объемный коэффициент, д.ед; усадка, %; плотность нефти в пластовых условиях, г/см<sup>3</sup>; плотность дегазированной нефти при 20 °С, г/см<sup>3</sup>; вязкость нефти в пластовых условиях, МПа\*с; коэффициент сжимаемости \*10<sup>5</sup> 1/ат; коэффициент растворимости, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>\*ат; давление насыщения, Мпа;

в графах с 15 по 36 формы указываются свойства дегазированной нефти: плотность при 20°С, г/см<sup>3</sup>; вязкость кинематическая в мм<sup>2</sup>/с при температурах 20 °С, 30°С, 40°С, 50°С, 60°С; содержание в % массовые серы, содержание парафина, содержание АСВ, содержание механических примесей, содержание хлористых солей в мг/л, содержание масел; температура застывания, °С; температура вспышки, °С; температура начала кипения, °С; выход фракций в % объемные до температуры 180 °С, до температуры 200 °С, до температуры 220 °С, до температуры 260°С, объемные до температуры 300°С; давление насыщенных паров, кПа; молекулярный вес;

в графах с 37 по 47 формы указывается компонентный состав нефтяного и свободного газа: содержание в % мольные углекислого газа, азота, метана, этана, пропана, изо-бутана, н-бутана, изо-пентана, н-пентана, гексана; удельный вес, г/л

## **Отчетность по мониторингу по недрам твердых полезных ископаемых**

**Отчетный период 20\_\_ год**

**Индекс:** форма 2-МН.

**Периодичность:** ежегодно.

**Круг лиц, представляющих:** недропользователи.

**Куда представляется:** в территориальные подразделения уполномоченного органа по изучению и использованию недр, уполномоченный орган по изучению и использованию недр.

**Срок представления:** ежегодно до 15 февраля года, следующего за отчетным годом.

## **Отчетность по мониторингу по недрам твердых полезных ископаемых за 20\_\_ год**

Таблица 1. Общие сведения

Недропользователь	№ контракта или лицензии	Тип полезного ископаемого, компоненты	Название месторождения

1	2	3	4
---	---	---	---

(продолжение таблицы)

Местонахождение область, район)	( Металлогеническая зона , комплекс	Площадь геологического горного) отвода	( Год начала разработки, масштаб
5	6	7	8

(продолжение таблицы)

Степень освоенности, %	Глубина залегания продуктивных пластов, м	Способ отработки месторождения	Размеры выработок, мхм
9	10	11	12

таблица 2. Сведения о Программе мониторинга недр

Название Программы	Год разработки и утверждения Программы	Компания- разработчик Программы	Виды мониторинга, проводимого в соответствии с Программой **	Срок реализации Программы, лет	Дата начала реализации Программы
1	2	3	4	5	6

Виды мониторинга недр на месторождениях твердых полезных ископаемых:  
 Горно-технологический мониторинг (таблицы 3; 3.1);  
 Геодинамический мониторинг (таблицы 4; 4.1; 4.2; 4.3);  
 Геотехнический и геомеханический мониторинг (таблицы 5; 5.1; 5.2; 5.3; 5.4);  
 Гидрологический и гидрогеологический мониторинг (таблицы 6; 6.1; 6.2).

таблица 3. Горно-технологический мониторинг условия организации и проведения мониторинга

№	Период наблюдений	Вид измерений	Наблюдательная сеть	Применяемая аппаратура	Точность измерений	Компания исполнитель работ
1	2	3	4	5	6	7
		Маркшейдерские измерения	размеры наблюдаемого объекта , длина профилей наблюдения, глубина и т.п.			

таблица 3.1. Результаты наблюдений

Год работ	№ и название объекта ( участка)	Граничные координаты WGS-84 объекта (участка)		Данные по приросту запасов полезного ископаемого
		(φ)  северная широта	(λ)  восточная долгота	
1	2	3	4	5

(продолжение таблицы)

Извлекаемое полезное ископаемое	содержание, г/ т, %	Объем извлекаемых горных пород, тыс. т	Ход развития горных работ	Кратность подрботки, м/т
количество, тыс. т				
6	7	8	9	10

(продолжение таблицы)

Площадь выработки пространства, м <sup>2</sup>	Горные выработки			Оценка текущего состояния объекта(участка)
	состояние	крепление	Степень разрушенности элементов, %	
11	12	13	14	15

таблица 4. Геодинамический мониторинг условия организации и проведения мониторинга

№	Период наблюдений	Вид измерений	Наблюдательная сеть	Применяемая аппаратура	Точность измерений
	2	3	4	5	6
		нивелирование	№ и длина профиля, км; количество пунктов, пункт		мм/км
		GPS измерения	количество пунктов, пункт		мм
		сейсмологические	количество пунктов, пункт		

таблица 4.1. Результаты наблюдений нивелирование

Г о д работ	№ профиля	№ репера	Координаты WGS-84	
			(φ)	(λ)
			северная широта	восточная долгота
1	2	3	4	5
Вертикальные движения земной коры, мм/год		Горизонтальные движения земной коры, мм/год		Азимут горизонтальных движений земной коры, градусы
6		7		8

таблица 4.2. Результаты наблюдений GPS измерения

Год работ	№ пункта	Координаты WGS-84	
		(φ)	(λ)
		северная широта	восточная долгота
1	2	3	4

(продолжение таблицы)

Вертикальные движения земной коры, мм/год	Горизонтальные движения земной коры, мм/год	Азимут горизонтальных движений земной коры, градусы
5	6	7

таблица 4.3. Результаты наблюдений сейсмологические наблюдения

Дата	№ пункта	Время события в очаге	Координаты WGS-84	
			(φ)	(λ)
			северная широта	восточная долгота
1	2	3	4	5

(продолжение таблицы)

Глубина в эпицентре, км	Магнитуда	Единица измерения
6	7	8

таблица 5. Геотехнический и геомеханический мониторинг условия организации и проведения мониторинга

№	Период наблюдений	Вид измерений	Наблюдательная сеть
1	2	3	4
		Инструментальные наблюдения за развитием геомеханических процессов в массиве горных пород	м (длина) хм (ширина) хм (глубина)
		лабораторные наблюдения за физико-механическим состоянием горных пород	м (глубина отбора)
1	2	3	4

(продолжение таблицы)

Применяемая аппаратура	Точность измерений	Компания-исполнитель работ
5	6	7

таблица 5.1. Результаты наблюдений изучение трещиноватости пород инструментальными методами

Год работ	№ и название объекта (участка)	Граничные координаты WGS-84 объекта( участка)		Метод измерений
		( $\varphi$ )	( $\lambda$ )	
		северная широта	восточная долгота	
1	2	3	4	5

(продолжение таблицы)

Тип трещин	Размеры трещин, см		Элементы залегания трещин	
	длина	ширина	азимут простирания	угол падения, градус
6	7	8	9	10

(продолжение таблицы)

Интенсивность трещин, %	Форма поверхностей стенок	Состав пород, вмещающих трещины	Заполнитель трещин	Оценка текущего состояния объекта( участка) потрещиноватости
11	12	13	14	15

таблица 5.2. Результаты наблюдений изучение прочностных характеристик пород в массиве

Год работ	№ и название объекта (участка)	Граничные координаты WGS-84 объекта (участка)		Глубина проведения измерений, м	Метод измерений
		( $\varphi$ )	( $\lambda$ )		
		северная широта	восточная долгота		
1	2	3	4	5	6

(продолжение таблицы)

Механические характеристики					
модуль деформации, Мпа	удельное сцепление, Мпа	у г о л внутреннего трения, градус	сопротивление пород сжатию, Мпа	крепость пород ( Протодея-конова )	оценка текущего состояния объекта (участка) по свойствам

7	8	9	10	11	12
---	---	---	----	----	----

таблица 5.3. Результаты наблюдений напряженное состояние массива горных пород гравиметрическими методами

Год работ	№ и название объекта (участка)	Граничные координаты WGS-84 объекта (участка)	Изменения значений силы	Изменения значений силы	Оценка текущего состояния объекта
		(φ) северная широта	(λ) восточная долгота	тяжести, мкГал/год	(участка) по изменению силы тяжести
1	2	3	4	5	6

таблица 5.4. Результаты наблюдений лабораторные измерения физико-механических свойств горных пород (на образцах)

Год работ	№ и название объекта(участка)	Координаты WGS-84 отбора образца		Глубина отбора образца, м
		(φ) северная широта	(λ) восточная долгота	
1	2	3	4	5

(продолжение таблицы)

Плотность частиц, (удельный вес), г/см <sup>3</sup>	Природная влажность, %	Коэффициент фильтрации, метр/сутки	Пористость, %	Коэффициент пористости, д.ед.
6	7	8	9	10

(продолжение таблицы)

Полная влагоемкость, д.ед.	Коэффициент водонасыщения, д.ед.	Величина набухания, %	Модуль деформации, МПа	Модуль объемной деформации, МПа
11	12	13	14	15

(продолжение таблицы)

Коэффициент Пуассона	Угол внутреннего трения, град.	Силы сцепления, Мпа	Липкость, гс/см <sup>2</sup>	Наименование породы
16	17	18	19	20

таблица 6. Гидрологический и гидрогеологический мониторинг условия организации и проведения мониторинга

№ п/п	Период наблюдений	Вид измерений	Наблюдательная сеть	Применяемая аппаратура	Компания-исполнитель работ
1	2	3	4	5	6
		наблюдения за подземными водами в горных выработках	количество и тип водопунктов, количество наблюдаемых горизонтов		
		наблюдения за поверхностными водами в водоемах	размер водоема, происхождение водоема		

таблица 6.1. Результаты наблюдений

Г о д работ	№ и название объекта(участка)	Граничные координаты WGS-84объекта ( участка)		Т и п водопункта
		(Ф)	(λ)	
		северная широта	восточная долгота	
1	2	3	4	5

(продолжение таблицы)

Объем отбора, м <sup>3</sup>		Объем закачиваемых вод, м <sup>3</sup>	Объем утечки из прудов отстойников, накопителей сточных вод и др. сооружений, м <sup>3</sup>	1 водоносный горизонт, наименование
шахтных вод	дренажных вод			
6	7	8	9	10

(продолжение таблицы)

Глубина залегания уровней подземных вод водоносных горизонтов, участвующих в обводнении горных выработок, м		Глубина залегания уровней подземных вод горизонтов смежных с участвующими в обводнении горных выработок, м		
2 водоносный горизонт, наименование	3 водоносный горизонт, наименование	1 водоносный горизонт, наименование	2 водоносный горизонт, наименование	3 водоносный горизонт, наименование
11	12	13	14	15

(продолжение таблицы)

Абсолютная отметка уровней поверхностных вод, м	Расход поверхностных вод, м <sup>3</sup> /сут	Расход родников, м <sup>3</sup> /сут	Техническое состояние водозаборных скважин	Техническое состояние наблюдательных скважин
16	17	18	19	20

таблица 6.2. Результаты наблюдений физико-химические свойства подземных, поверхностных и шахтных вод

Г о д работ	№ и название объекта (участка)	Тип водопункта	Координаты WGS-84 отбора проб воды	
			(Ф)	(λ)
			северная широта	восточная долгота
1	2	3	4	5

(продолжение таблицы)

Температура, °С	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Жесткость общая, мэкв	Минерализация, г/л	рН
6	7	8	9	10

(продолжение таблицы)

Содержание, % (мгэкв)				
Карбонат-ион, CO <sub>3</sub>	Гидрокарбонат, HCO <sub>3</sub>	Хлор-ион, Cl	Сульфат-ион, SO <sub>4</sub>	Кальций-ион, Ca
11	12	13	14	15

(продолжение таблицы)

Содержание, % (мгэкв)				

Магний-ион, Mg	Na+K	NO <sub>3</sub>	Гумус	Железо
16	17	18	19	20

Руководитель \_\_\_\_\_  
 (фамилия, имя, отчество) \_\_\_\_\_ (подпись)  
 ( п р и е г о н а л и ч и и )

Исполнитель \_\_\_\_\_  
 (фамилия, имя, отчество) \_\_\_\_\_ (подпись)  
 ( п р и е г о н а л и ч и и )

Телефон исполнителя \_\_\_\_\_

Место печати (при его наличии)

Примечание: форма отчетности по мониторингу по недрам месторождений твердых полезных ископаемых заполняется согласно пояснению приведенному в приложении.

Приложение  
 к форме, предназначенной для сбора  
 административных данных  
 "Отчетность по мониторингу"

## **Пояснение по заполнению формы, предназначенной для сбора административных данных**

### **"Отчетность по мониторингу по твердым полезным ископаемым"**

#### **Таблица 1. Общие сведения**

- в графе 1 формы указывается недропользователь;
- в графе 2 формы указывается № контракта или лицензии;
- в графе 3 формы указываются тип полезного ископаемого и компоненты;
- в графе 4 формы указывается название месторождения;
- в графе 5 формы указывается местонахождение (область, район);
- в графе 6 формы указываются металлогеническая зона, комплекс;
- в графе 7 формы указывается площадь геологического (горного) отвода;
- в графе 8 формы указываются год начала разработки, масштаб;
- в графе 9 формы указывается степень освоенности в %;
- в графе 10 формы указывается глубина залегания продуктивных пластов в метрах;
- в графе 11 формы указывается способ отработки месторождения;
- в графе 12 формы указываются размеры выработок, мхм.

#### **Таблица 2. Сведения о Программе мониторинга недр**

- в графе 1 формы указывается название Программы;
- в графе 2 формы указывается год разработки и утверждения Программы;

в графе 3 формы указывается компания-разработчик Программы;

в графе 4 формы указываются виды мониторинга, проводимого в соответствии с Программой\*\*;

в графе 5 формы указывается срок реализации Программы, лет;

в графе 6 формы указывается дата начала реализации Программы;

### **Таблица 3. Горно-технологический мониторинг условия организации и проведения мониторинга**

в графе 1 формы указывается номер;

в графе 2 формы указывается период наблюдения;

в графе 3 формы указывается вид измерений: маркшейдерские измерения;

в графе 4 формы указывается наблюдательная сеть: размеры наблюдаемого объекта, длина профилей наблюдения, глубина и т.п;

в графе 5 формы указывается применяемая аппаратура;

в графе 6 формы указываются точность измерений;

в графе 7 формы указывается компания исполнитель работ.

#### **Таблица 3.1. Результаты наблюдений**

в графе 1 формы указывается год работы;

в графе 2 формы указываются номер и название объекта (участка);

в графе 3 формы указываются граничные координаты WGS-84 объекта (участка): северная широта;

в графе 4 формы указываются граничные координаты WGS-84 объекта (участка): восточная долгота;

в графе 5 формы указываются данные по приросту запасов полезного ископаемого;

в графе 6 формы указывается количество извлекаемых полезных ископаемых, тыс.т;

в графе 7 формы указывается содержание извлекаемых полезных ископаемых, г/т;

в графе 8 формы указывается объем извлекаемых горных пород, тыс. т.

в графе 9 формы указывается ход развития горных работ;

в графе 10 формы указывается кратность подработки, м/т;

в графе 11 формы указывается площадь выработки пространства, м<sup>2</sup>;

в графе 12 формы указывается состояние горных выработок;

в графе 13 формы указывается крепление горных выработок;

в графе 14 формы указывается степень разрушенности элементов горных выработок;

в графе 15 формы указывается оценка текущего состояния объекта (участка).

#### **Таблица 4. Геодинамический мониторинг условия организации и проведения мониторинга**

в графе 1 формы указывается порядковый номер месторождения;

в графе 2 формы указывается период наблюдений;

в графе 3 формы указываются вид измерений, GPS измерения, гравиметрические измерения, сейсмологические;

в графе 4 формы указывается наблюдательная сеть: номер и длина профиля, км, количество пунктов, пункт; количество пунктов, пункт; количество пунктов, пункт; количество пунктов, пункт;

в графе 5 формы указывается применяемая аппаратура;

в графе 6 формы указывается точность измерений: мм/км; мм.

#### **Таблица 4.1. Результаты наблюдений нивелирование**

в графе 1 формы указывается год работ;

в графе 2 формы указывается № профиля;

в графе 3 формы указывается № репера;

в графе 4 формы указываются координаты WGS-84 северная широта ( $\phi$ );

в графе 5 формы указываются координаты WGS-84 восточная долгота ( $\lambda$ );

в графе 6 формы указываются вертикальные движения земной коры, мм/год;

в графе 7 формы указываются горизонтальные движения земной коры, мм/год;

в графе 8 формы указывается азимут горизонтальных движений земной коры, градусы.

#### **Таблица 4.2. Результаты наблюдений GPS измерения**

в графе 1 формы указывается год работ;

в графе 2 2 формы указывается № пункта;

в графе 3 формы указываются координаты WGS-84 северная широта ( $\phi$ );

в графе 4 формы указываются координаты WGS-84 восточная долгота ( $\lambda$ );

в графе 5 формы указываются вертикальные движения земной коры, мм/год;

в графе 6 формы указываются горизонтальные движения земной коры, мм/год;

в графе 7 формы указывается азимут горизонтальных движений земной коры, градусы.

#### **Таблица 4.3. Результаты наблюдений сейсмологические наблюдения**

в графе 1 формы указывается дата;

в графе 2 формы указывается № пункта;

в графе 3 формы указывается время события в очаге;

в графе 4 формы указываются координаты WGS-84 северная широта ( $\phi$ );

в графе 5 формы указываются координаты WGS-84 восточная долгота ( $\lambda$ );

в графе 6 формы указывается глубина в эпицентре, км;

в графе 7 формы указывается магнитуда;

в графе 8 формы указывается единица измерения.

**Таблица 5. Геотехнический и геомеханический мониторинг условия организации и проведения мониторинга**

в графе 1 формы указывается порядковый номер проекта;

в графе 2 формы указывается период наблюдений;

в графе 3 формы указывается вид измерений: инструментальные наблюдения за развитием геомеханических процессов в массиве горных пород, лабораторные наблюдения за физико-механическим состоянием горных пород;

в графе 4 формы указывается наблюдательная сеть м (длина) х, м (ширина) х, м (глубина);

в графе 5 формы указывается применяемая аппаратура;

в графе 6 формы указывается точность измерений;

в графе 7 формы указывается компания-исполнитель работ.

**Таблица 5.1. Результаты наблюдений изучение трещиноватости пород инструментальными методами**

в графе 1 формы указывается год работ;

в графе 2 формы указываются № и название объекта (участка);

в графе 3 формы указываются граничные координаты WGS-84 объекта (участка): северная широта ( $\phi$ );

в графе 4 формы указываются граничные координаты WGS-84 объекта (участка): восточная долгота ( $\lambda$ );

в графе 5 формы указывается метод измерений;

в графе 6 формы указываются тип трещин;

в графе 7 формы указываются размеры трещин, см: длина;

в графе 8 формы указываются размеры трещин, см: ширина;

в графе 9 формы указываются элементы залегания трещин: азимут простирания;

в графе 10 формы указываются элементы залегания трещин: угол падения, градус;

в графе 11 формы указываются интенсивность трещин, %;

в графе 12 формы указывается форма поверхностей стенок;

в графе 13 формы указывается состав пород, вмещающих трещины;

в графе 14 формы указывается заполнитель трещин;

в графе 15 формы указывается оценка текущего состояния объекта (участка) по трещиноватости.

**Таблица 5.2. Результаты наблюдений изучение прочностных характеристик пород в массиве**

в графе 1 формы указывается год работ;

- в графе 2 формы указываются № и название объекта (участка);
- в графе 3 формы указываются граничные координаты WGS-84 объекта (участка): северная широта ( $\Phi$ );
- в графе 4 формы указываются граничные координаты WGS-84 объекта (участка): восточная долгота ( $\lambda$ );
- в графе 5 формы указывается глубина проведения измерений, м;
- в графе 6 формы указывается метод измерений;
- в графе 7 формы указываются механические характеристики: модуль деформации, Мпа;
- в графе 8 формы указываются механические характеристики: удельное сцепление, Мпа;
- в графе 9 формы указываются механические характеристики: угол внутреннего трения, градус;
- в графе 10 формы указываются механические характеристики: сопротивление пород сжатию, Мпа;
- в графе 11 формы указываются механические характеристики: крепость пород (Протодья-конова);
- в графе 12 формы указываются механические характеристики: оценка текущего состояния объекта (участка) по свойствам.

**Таблица 5.3. Результаты наблюдений напряженное состояние массива горных пород гравиметрическими методами**

- в графе 1 формы указывается год работ;
- в графе 2 формы указываются № и название объекта (участка);
- в графе 3 формы указываются граничные координаты WGS-84 объекта (участка): северная широта ( $\Phi$ );
- в графе 4 формы указываются изменения значений силы: восточная долгота ( $\lambda$ );
- в графе 5 формы указываются изменения значений силы: тяжести, мкГал/год;
- в графе 6 формы указывается оценка текущего состояния объекта: (участка) по изменению силы тяжести.

**Таблица 5.4. Результаты наблюдений лабораторные измерения физико-механических свойств горных пород**

- в графе 1 формы указывается год работ;
- в графе 2 формы указываются № и название объекта (участка);
- в графе 3 формы указываются координаты WGS-84 отбора образца: северная широта ( $\Phi$ );
- в графе 4 формы указываются координаты WGS-84 отбора образца: восточная долгота ( $\lambda$ );
- в графе 5 формы указывается глубина отбора образца, м;

- в графе 6 формы указывается плотность частиц, (удельный вес),  $\text{г/см}^3$ ;
- в графе 7 формы указывается природная влажность, %;
- в графе 8 формы указывается коэффициент фильтрации, метр/сутки;
- в графе 9 формы указывается пористость, %;
- в графе 10 формы указывается коэффициент пористости, д. ед;
- в графе 11 формы указывается полная влагоемкость, д.ед;
- в графе 12 формы указывается коэффициент водонасыщения, д.ед;
- в графе 13 формы указывается величина набухания, %;
- в графе 14 формы указывается модуль деформации, Мпа;
- в графе 15 формы указывается модуль объемной деформации, Мпа;
- в графе 16 формы указывается коэффициент Пуассона;
- в графе 17 формы указывается угол внутреннего трения, град;
- в графе 18 формы указываются силы сцепления, Мпа;
- в графе 19 формы указывается липкость,  $\text{гс/см}^2$ ;
- в графе 20 формы указывается наименование породы.

**Таблица 6. Гидрологический и гидрогеологический мониторинг**

- в графе 1 формы указывается порядковый номер;
- в графе 2 формы указывается период наблюдений;
- в графе 3 формы указывается вид измерений наблюдения за подземными водами в горных выработках и наблюдения за поверхностными водами в водоемах;
- в графе формы указывается наблюдательная сеть: количество и тип водопунктов, количество наблюдаемых горизонтов; размер водоема, происхождение водоема;
- в графе 5 формы указывается применяемая аппаратура;
- в графе 6 формы указывается компания-исполнитель работ.

**Таблица 6.1. Результаты наблюдений**

- в графе 1 формы указывается год работ;
- в графе 2 формы указываются номер и название объекта (участка);
- в графе 3 формы указываются граничные координаты WGS-84 объекта (участка): северная широта;
- в графе 4 формы указываются граничные координаты WGS-84 объекта (участка): восточная долгота;
- в графе 5 формы указывается тип водопункта;
- в графе 6 формы указывается объем отбора шахтных вод,  $\text{м}^3$ ;
- в графе 7 формы указывается объем отбора дренажных вод,  $\text{м}^3$ ;
- в графе 8 формы указывается объем закачиваемых вод,  $\text{м}^3$ ;

в графе 9 формы указывается объем утечки из прудов отстойников, накопителей сточных вод и др. сооружений, м<sup>3</sup>;

в графе 10 формы указывается 1 водоносный горизонт, наименование;

в графе 11 формы указывается глубина залегания уровней подземных вод 2 водоносного горизонта, участвующего в обводнении горных выработок, м;

в графе 12 формы указывается глубина залегания уровней подземных вод 3 водоносного горизонта, участвующего в обводнении горных выработок, м;

в графе 13 формы указывается глубина залегания уровней подземных вод 1 водоносного горизонта, участвующего в обводнении горных выработок, м;

в графе 14 формы указывается глубина залегания уровней подземных вод 2 водоносного горизонта, участвующего в обводнении горных выработок, м;

в графе 15 формы указывается глубина залегания уровней подземных вод 3 водоносного горизонта, участвующего в обводнении горных выработок, м;

в графе 16 формы указывается абсолютная отметка уровней поверхностных вод, м;

в графе 17 формы указывается расход поверхностных вод, м<sup>3</sup>/сут;

в графе 18 формы указывается расход родников, м<sup>3</sup>/сут;

в графе 19 формы указывается техническое состояние водозаборных скважин;

в графе 20 формы указывается техническое состояние наблюдательных скважин;

**Таблица 6.2. Результаты наблюдений физико-химические свойства подземных, поверхностных и шахтных вод.**

в графе 1 формы указывается год работ;

в графе 2 формы указываются номер и название объекта (участка);

в графе 3 формы указывается тип водопункта;

в графе 4 формы указываются граничные координаты WGS-84 объекта (участка): северная широта;

в графе 5 формы указываются граничные координаты WGS-84 объекта (участка): восточная долгота;

в графе 6 формы указывается температура, °С;

в графе 7 формы указывается плотность, г/см<sup>3</sup>;

в графе 8 формы указывается жесткость общая, мэкв;

в графе 9 формы указывается минерализация, г/л;

в графе 10 формы указывается, рН;

в графе 11 формы указывается содержание, % (мгэкв): карбонатион, CO<sub>3</sub>;

в графе 12 формы указывается содержание, % (мгэкв): гидрокарбонат, HCO<sub>3</sub>;

в графе 13 формы указывается содержание, % (мгэкв): хлорион, Cl<sub>1</sub>;

в графе 14 формы указывается содержание, % (мгэкв): сульфатион, SO<sub>4</sub>;  
 в графе 15 формы указывается содержание, % (мгэкв): кальцийион, С;  
 в графе 16 формы указывается содержание, % (мгэкв): магний-ион, Mg;  
 в графе 17 формы указывается содержание, % (мгэкв): Na+K;  
 в графе 18 формы указывается содержание, % (мгэкв): NO<sub>3</sub>;  
 в графе 19 формы указывается содержание, % (мгэкв): гумус;  
 в графе 20 формы указывается содержание, % (мгэкв): железо.

## Отчетность по мониторингу по недрам подземных вод

Отчетный период 20\_\_ год

**Индекс:** форма 3-МН.

**Периодичность:** ежегодно.

**Круг лиц представляющих:** недропользователи.

**Куда представляется:** в территориальные подразделения уполномоченного органа по изучению и использованию недр, уполномоченный орган по изучению и использованию недр.

**Срок представления:** ежегодно до 15 февраля года, следующего за отчетным годом.

## Отчетность по мониторингу по недрам подземных вод за 20\_\_ год

Таблица 1. Сведения о водозаборе подземных вод

Административная область	Административный район	Наименование месторождения	Недропользователь, водопользователь	Номер контракта, лицензии, разрешения	Наименование водозабора	Местоположение, координаты центра:
1	2	3	4	5	6	7

(продолжение таблицы)

Схема водозаборного сооружения	Заявленная потребность, тыс.м <sup>3</sup> / сутки	Допустимое понижение, м	Отчетный год	Количество эксплуатируемых скважин	Водоотбор, тыс.м <sup>3</sup> / сутки	Водоотлив, тыс.м <sup>3</sup> / сутки	Динамический уровень от-до, м	Объем от-до
11	12	13	14	15	16	17	18	19

Таблица 2. Режим, уровень и температура подземных вод по водозаборным и наблюдательным скважинам

Административная область	Наименование наблюдательного поста	Наименование Недропользователя	Номер наблюдательного пункта	Год	Месяц (порядковый номер)
1	2	3	4	5	6

(продолжение таблицы)

Замеренные уровни подземных вод (в метрах от поверхности) или температура (°С) Число месяца																
7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

(продолжение таблицы)

Замеренные уровни подземных вод (в метрах от поверхности) или температура (°С) Число месяца													
24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31

таблица 3. Качество подземных вод по водозаборным скважинам

Наименование компонентов	Единицы измерения	Значения ПДК	Место отбора пробы			
			№ скв.	№ скв.	№ скв.	Водозабор
			первое полугодие 201...год			
			дата отбора	дата отбора	дата отбора	среднее за 1 полугодие
1	2	3	4	5	6	7
Запах	баллы	2				
Привкус	баллы	3				
Цветность	градус	20(35)				
Мутность	ед-цы ЕМФ	2,6(3,5)				
Водородный показатель	ед-цы PH	6-9				
Общая минерализация (сухой остаток)	мг/л	1000 (1500)				
Жесткость общая	мг-экв/л	7(10)				
Окисляемость перманганатная	мг/л	5				
Нефтепродукты (суммарно)	мг/л	0,1				
ПАВ, анионоактивные	мг/л	0,5				
Фенольный индекс	мг/л	0,25				
Аллюминий	мг/л	0,5				
Барий	мг/л	0,1				
Бериллий	мг/л	0,0002				
Бор (суммарно)	мг/л	0,5				
Железо (суммарно)	мг/л	0,3(1,0)				
Кадмий (суммарно)	мг/л	0,001				
Марганец(суммарно)	мг/л	0,1 (0,5)				
Медь (суммарно)	мг/л	1,0				
Молибден (суммарно)	мг/л	0,25				
Мышьяк (суммарно)	мг/л	0,05				
Никель (суммарно)	мг/л	0,1				
Нитраты	мг/л	45				
Ртуть (суммарно)	мг/л	0,0005				
Свинец (суммарно)	мг/л	0,03				

Селен (суммарно)	мг/л	0,01				
Стронций(суммарно)	мг/л	7,0				
Гидрокарбонаты	мг/л					
Сульфаты	мг/л	500				
Хлориды	мг/л	350				
Фториды	мг/л	1,5				
Хром <sup>+6</sup>	мг/л	0,05				
Цианиды	мг/л	0,035				
Цинк	мг/л	5,0				
Таллий	мг/л	0,0001				
Литий	мг/л	0,03				
Сурьма	мг/л	0,05				
Серебро	мг/л	0,05				
Ванадий	мг/л	0,1				
Кобальт	мг/л	0,1				
Аммиак (по азоту)	мг/л	2,0				
Хром <sup>+3</sup>	мг/л	0,5				
Кремний	мг/л	10,0				
Кальций	мг/л					
Магний	мг/л					
Натрий	мг/л	200				
Нитрит-ион	мг/л	3,0				
Фенол	мг/л	0,01				
у ГХЦГ(линдан)	мг/л	0,002				
ДДТ (сумма изомеров)	мг/л	0,002				
2,4-Д	мг/л	0,03				
Общая <b>α-</b> активность	Бк/л	0,1				
Общая <b>β-</b> активность	Бк/л	1,0				

(продолжение таблицы)

Место отбора пробы				
№ скв.	№ скв.	№ скв.	Водозабор	Водозабор
второе полугодие 20__ год				за 20__ год
дата отбора	дата отбора	дата отбора	среднее за 2 полугодие	среднее за год
8	9	10	11	12

Руководитель \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество

\_\_\_\_\_  
(подпись)

( при его наличии )

Исполнитель \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество (подпись)

(при его наличии)

Телефон исполнителя \_\_\_\_\_

Место печати (при его наличии)

Примечание: форма отчетности по мониторингу по недрам месторождений подземных вод заполняется согласно пояснению, приведенному в приложении.

Приложение  
к форме, предназначенной для сбора  
административных данных  
"Отчетность по мониторингу"

## **Пояснение по заполнению формы, предназначенной для сбора административных данных**

### **"Отчетность по мониторингу по недрам по подземным водам"**

#### **Таблица 1. Сведения о водозаборе подземных вод**

- в графе 1 формы указывается административная область;
- в графе 2 формы указывается административный район;
- в графе 3 формы указывается наименование месторождения;
- в графе 4 формы указывается недропользователь, водопользователь;
- в графе 5 формы указывается номер контракта, лицензии, разрешения;
- в графе 6 формы указывается наименование водозабора;
- в графе 7 формы указываются местоположение, координаты центра тяжести;
- в графе 8 формы указывается геологический индекс эксплуатируемого водоносного горизонта;
- в графе 9 формы указывается год начала эксплуатации;
- в графе 10 формы указывается количество эксплуатационных скважин;
- в графе 11 формы указывается схема водозаборного сооружения;
- в графе 12 формы указывается заявленная потребность, тыс.м<sup>3</sup> сутки;
- в графе 13 формы указывается допустимое понижение, м;
- в графе 14 формы указывается отчетный год;
- в графе 15 формы указывается количество эксплуатируемых скважин;
- в графе 16 формы указывается водоотбор тыс.м<sup>3</sup>/сутки;
- в графе 17 формы указывается водоотлив, тыс. м<sup>3</sup>/сутки;
- в графе 18 формы указывается динамический уровень от-до, м;
- в графе 19 формы указывается общая минерализация от-до, г/л;
- в графе 20 формы указывается компоненты химического состава с превышением ПДК.

## **Таблица 2. Режим, уровень и температура подземных вод по водозаборным и наблюдательным скважинам**

в графе 1 формы указывается административная область;  
в графе 2 формы указывается наименование наблюдательного поста;  
в графе 3 формы указывается наименование недропользователя;  
в графе 4 формы указывается номер наблюдательного пункта;  
в графе 5 формы указывается год;  
в графе 6 формы указывается месяц (порядковый номер);  
в графах с 7 по 37 формы указываются замеренные уровни подземных вод (в метрах от поверхности) или температура ( $^{\circ}\text{C}$ ) число месяца от 1 до 31.

## **Таблица 3. Качество подземных вод по водозаборным скважинам**

в графе 1 формы указывается наименование компонентов: запах, привкус, цветность, мутность, водородный показатель, общая минерализация (сухой остаток), жесткость общая, окисляемость перманганатная, нефтепродукты (суммарно), ПАВ, анионоактивные, фенольный индекс, алюминий, барий, бериллий, бор (суммарно), железо (суммарно), кадмий (суммарно), марганец (суммарно), медь (суммарно), молибден (суммарно), мышьяк (суммарно), никель (суммарно), нитраты, ртуть (суммарно), свинец (суммарно), селен (суммарно), стронций (суммарно), гидрокарбонаты, сульфаты, хлориды, фториды, хром+6, цианиды, цинк, таллий, литий, сурьма, серебро, ванадий, кобальт, аммиак (по азоту), хром+3, кремний, кальций, магний, натрий, нитрит-ион, фенол, у-ГХЦГ (линдан), ДДТ (сумма изомеров), 2,4-Д, общая - активность;

в графе 2 формы указываются единицы измерения: баллы, градус, единицы ЕМФ, единицы РН, мг/л, мг-экв/л, Б к/л;

в графе 3 формы указываются значения ПДК: 2; 3; 20 (35); 2,6 (3,5); 6-9; 1000 (1500); 7 (10); 5; 0,1; 0,5; 0,25; 0,5; 0,1; 0,0002; 0,3 (1,0); 0,001; 0,1 (0,5); 1,0; 0,25; 0,05; 45; 0,0005; 0,03; 0,01; 7,0; 500; 350; 1,5; 0,05; 0,035; 5; 0,0001; 0,03; 0,05; 0,1; 0,1; 2,0; 0,5; 10,0; 200; 3,0; 0,01; 0,002; 0,002; 0,03; 0,1; 1,0;

в графе 4 формы указывается место отбора пробы: номер скважины, первое полугодие 20\_\_ г, дата отбора;

в графе 5 формы указывается место отбора пробы: номер скважины, первое полугодие 20\_\_ г, дата отбора;

в графе 6 формы указывается место отбора пробы: номер скважины, первое полугодие 20\_\_ г, дата отбора;

в графе 7 формы указывается место отбора пробы: водозабор, среднее за 1 полугодие;

в графе 8 формы указывается место отбора пробы: номер скважины, второе полугодие 20\_\_ г, дата отбора;

в графе 9 формы указывается место отбора пробы: номер скважины, второе полугодие 20\_\_ г, дата отбора;

в графе 10 формы указывается место отбора пробы: номер скважины, второе полугодие 20\_\_ г, дата отбора;

в графе 11 формы указывается место отбора пробы: водозабор, среднее за 2 полугодия;

в графе 12 формы указывается место отбора пробы: водозабор, за 20\_\_ г, среднее за год.