

Об утверждении специальных форм геологической отчетности, представляемой недропользователями о состоянии недр, базирующейся на материалах первичного учета

Утративший силу

Постановление Правительства Республики Казахстан от 30 декабря 2010 года № 1459. Утратило силу постановлением Правительства Республики Казахстан от 21 июля 2015 года № 552

Сноска. Утратило силу постановлением Правительства РК от 21.07.2015 № 552 (вводится в действие со дня его первого официального опубликования).

В соответствии с пунктом 3 статьи 119 Закона Республики Казахстан от 24 июня 2010 года «О недрах и недропользовании» Правительство Республики Казахстан

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить прилагаемые формы геологической отчетности, представляемой недропользователями о состоянии недр:
 - отчетный баланс запасов нефти (форма 1);
 - отчетный баланс запасов природных горючих газов (форма 2);
 - отчетный баланс запасов конденсата (форма 3);
 - отчетный баланс запасов попутных компонентов (этан, пропан, бутаны в растворенном и свободном газе) (форма 4);
 - отчетный баланс запасов серы в нефтяных месторождениях (форма 5);
 - отчетный баланс запасов гелия (форма 6);
 - отчетный баланс запасов ванадия ($V_2 O_5$) (форма 6-1);
 - отчетный баланс запасов угля (форма 7);
 - отчетный баланс запасов твердых полезных ископаемых (форма 8);
 - отчетность по мониторингу недр месторождений углеводородов (форма I-MH (У В С));
 - отчетность по мониторингу месторождений твердых полезных ископаемых (форма 2 - М Н (Т П И));
 - отчетность по мониторингу подземных вод (форма 3-МН (ПВ).

2. Признать утратившим силу постановление Правительства Республики Казахстан от 27 июня 2005 года № 638 «Об утверждении специальных форм геологической отчетности, представляемой недропользователями о состоянии недр, базирующейся на материалах первичного учета» (САПП Республики

Казахстан, 2005 г., № 27, ст. 331).

3. Настоящее постановление вводится в действие по истечении десяти календарных дней со дня первого официального опубликования.

Премьер - Министр

Республики Казахстан

К. Масимов

У т в е р ж д е н

постановлением

Правительства

Р е с п у б л и к и К а з а х с т а н

от 30 декабря 2010 года № 1459

Отчетный баланс запасов нефти за ____ год (форма 1)

Запасы в тыс. т. геологические извлекаемые

№ п/п	Область, недропользователь, степень освоения, месторождение, государственный номер, тип месторождения, участок, продуктивные отложения; залежь, коллектор (К, КТ, ТК), глубина залегания м, код залежи	№ контракта (лицензии) и дата выдачи	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности тыс. м ² ; б) мощность общая, м; в) мощность эффективная, м.; г) открытая пористость; д) нефте-насыщенность; е) коэффициент извлечения; ж) проницаемость МКМ".з)пересчет ный коэффициент	Качественные характеристики: а)плотность, г / см ³ б) вязкость м п а с ; в)содержание серы %; г)содержание парафина %; д) содержание смол и асфальтенов; е) пластовая температура С ⁰ ж) температура застывания нефти	а) год открытия; б) год разработки; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения Г К З ; е) степень выработки %; ж) обводненность %; з) темпы отбора %
1	2	3	4	5	6

(продолжение таблицы)

Балансовые запасы на 01.01. г.		Изменения балансовых запасов__ за год в результате			
A+B+C ₁	C ₂	а) добычи	разведки	переоценки передачи	списания запасов
		A+B+C ₁	A+B+C ₁	A+B+C ₁	A+B+C ₁
7	8	9	10	11	12

(продолжение таблицы)

Запасы на 01.01. ____ года		Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ	

Балансовые						заба- лансо- вые	на утверждения д а т у			Г о д утвержде- ния, номер протокола
A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23

" " _____ г.

Руководитель предприятия

Исполнитель _____

Главный геолог

У т в е р ж д е н

постановлением

Правительства

Р е с п у б л и к и

К а з а х с т а н

от 30 декабря 2010 года № 1459

Отчетный баланс запасов природных горючих газов _____ за год (форма 2)

Запасы

в

млн. м³

геологические

извлекаемые

№ п/п	Область, недрополь- зователь, степень освоения, месторож- дение, государс- твенный номер, тип месторож- дения, участок, продуктив- н ы е отложения, залежь, коллектор, (К, КТ, Т К), глубина залегания м, код залежи	№ контракта (лицен- зии) и д а т а выдачи	Параметры пласта: а) площадь газоно- сности тыс.м ² ; б)мощность общая, м; б ¹)мощность нефтенасы- щенной толщи эффектив- ности, м; в) коэффи- циент открытой пористости; г) газона- сыщенность min-max; д) коэффи- циент извлечения; е)пластовое давление мкм ² ; ж) газосо- держание, м ³ /т	Качественные характери- стики: а) плотность в воздухе г/см ³ ; б) низшая теплотворная способность К д ж ; в)содержание тяжелых углеводоро- д о в % ; г)содержание стабильного конденсата; г / м ³ ; д)содержание сероводорода % ; е)содержание азота %; ж)содержание углекислого газа %; з)пластовая температура С ⁰	Г о д ы : а) открытия; б) ввода в разработку; в)консервации г) добычи с н а ч а л а разработки; д) добычи н а д а т у утвержденных запасов ГКЗ	Вид газа: а) растворенный; б) газовая шапка; в) свободный
1	2	3	4	5	6	7

(продолжение таблицы)

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

Балансовые запасы на 01.01. ____ г.		изменения балансовых запасов за ____ год в результате			Год
A+B+C ₁	C ₂	а) добычи	разведки	переоценки передачи	списания запасов
		A+B+C ₁	A+B+C ₁	A+B+C ₁	A+B+C ₁
8	9	10	11	12	13

(продолжение таблицы)

Запасы на 01.01. ____ года						
балансовые						Забалансовые
A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂	
14	15	16	17	18	19	20

(продолжение таблицы)

Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ на дату утверждения					год утверждения, номер протокола
A+B	A+B+C ₁	C ₂			
21	22	23			24

«__» _____ г.

Руководитель предприятия

Исполнитель _____

Главный геолог _____

У т в е р ж д е н

постановлением

Правительства

Р е с п у б л и к и К а з а х с т а н

от 30 декабря 2010 года № 1459

Отчетный баланс запасов конденсата за год (форма 3)

Запасы в тыс. т. геологические
извлекаемые

№ п/п	Область, недропользователь, степень освоения месторождения, государственный номер, тип, участок, продуктивные отложения, залежь, коллектор (К, Т, КТ, ТК), глубина залегания, м; код залежи	№ контракта (лицензии) и дата выдачи	а) год открытия; б) год ввода в разработку на газ; в) год ввода в разработку конденсат; г) добыча начала разработки; д) добыча на дату утвержденных запасов ГКЗ	В и д газоносителя а) газовая шапка; б) свободный	Балансовые запасы на 01.01. ____ г. (газоносителя) млн. м ³		Качественные характеристики: а) плотность г/см ³ ; б) начальное содержание стабильного конденсата г/см ³ ; в) текущее содержание стабильного конденсата г/см ³ ; г) содержание серы %; д) содержание парафина %; е) коэффициент извлечения
					A+B+C ₁	C ₂	

1	2	3	4	5	6	7	8
---	---	---	---	---	---	---	---

(продолжение таблицы)

Балансовые запасы конденсата на 01.01. _____ г.		Изменения балансовых запасов за _____ год			
		а) добычи	разведки	переоценки передачи	списания запасов
A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	A+B+C ₁	A+B+C ₁	A+B+C ₁
9	10	11	12	13	14

(продолжение таблицы)

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

«__» _____ г. Руководитель предприятия
Исполнитель Главный геолог _____

У т в е р ж д е н
постановлением Правительства
Р е с п у б л и к и К а з а х с т а н
от 30 декабря 2010 года № 1459

**Отчетный баланс запасов попутных компонентов за _____ год
(этан, пропан, бутаны в растворенном и свободном газе)
(форма 4)**

**Запасы в т ы с . т . геологические
извлекаемые**

№ п/п	Область, недропользователь, степень освоения, месторождение, государственный номер и тип, участок, продуктивные отложения, залежь, коллектор (К, Т, КТ, ТК), глубина залегания, м, код залежи	№ контракта (лицензии) и дата выдачи	а) _____ год открытия; б) _____ год ввода в разработку на _____ газ; в) _____ год ввода в разработку на конденсат; г) добыча _____ начала разработки; д) добыча _____ на _____ дату утвержденных запасов ГКЗ	В и д газаносителя а) _____ растворенный; б) _____ газовая шапка; в) свободный	Балансовые запасы на 01.01. _____ г. (газаносителя) млн. м		Содержание, % а) этана, пропана, бутанов в указанном виде газа б) азота в) сероводорода г) углекислого газа
					A+B+C ₁	C ₂	
1	2	3	4	5	6	7	8

(продолжение таблицы)

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

Балансовые запасы конденсата на		Изменения балансовых запасов за год _____ в результате:			
01.01.____ г.		а) добычи	разведки	переоценки передачи	списание запасов
A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	A+B+C ₁	A+B+C ₁	A+B+C ₁
9	10	11	12	13	14

(продолжение таблицы)

Запасы на 01.01.____ г.					Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ			
Балансовые				забалансовые	на дату утверждения			год утверждения, номер протокола
A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	
15	16	17	18	19	20	21	22	23

«__» _____ г.

Руководитель предприятия

Исполнитель _____

Главный геолог _____

У т в е р ж д е н

постановлением

Правительства

Р е с п у б л и к и К а з а х с т а н

от 30 декабря 2010 года № 1459

Отчетный баланс запасов серы в нефтяных месторождениях

за _____ год (форма 5)

Запасы в тыс. т. геологические
извлекаемые

№ п/п	Область, недропользователь, степень освоения, месторождение, государственный номер и тип месторождения, участок, продуктивные отложения, залежь, коллектор (К, ТК, КТ), глубина залегания, м, код залежи	№ контракта (лицензии) и дата выдачи	а) _____ год открытия; б) _____ год ввода в разработку газ; в) _____ год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утвержденных запасов ГКЗ	Вид носителя а) нефть; б) газ; б1) растворенный; б2) газовая шапка; б3) свободный в) конденсат	Балансовые запасы на 01.01. ____ г. (носителя)	
					нефть, тыс. т	газ, млн. м ³ конденсат тыс. т.
					A+B+C ₁	C ₂
1	2	3	4	5	6	7

(продолжение таблицы)

Содержание, % : в нефти, %	Балансовые запасы серы на 01.01. ____ г.	Изменения балансовых запасов за ____ год в результате				

в газе, г/м ³	A+B+C ₁	C ₂	а) добычи	разведки	переоценки передачи	списания запасов
в конденсате, %			A+B+C ₁	A+B+C ₁	A+B+C ₁	A+B+C ₁
8	9	10	11	12	13	14

((продолжение таблицы))

Запасы на 01.01. ____ года					Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ			
Балансовые				забалан- совые	на дату утверждения носитель сера			г о д утверждения,
A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	н о м е р протокола
15	16	17	18	19	20	21	22	23

« ____ » _____ г.

Руководитель предприятия

Исполнитель _____

Главный геолог _____

У т в е р ж д е н

постановлением

Правительства

Р е с п у б л и к и

К а з а х с т а н

от 30 декабря 2010 года № 1459

Отчетный баланс запасов гелия год (форма 6)

Запасы в тыс. м³ геологические
извлекаемые

№ п/п	Область, недропользова- тель, степень освоения, месторождение, государственный номер и тип, участок, продуктивные отложения, залежь, коллектор (К, ТК, КТ); глубина залегания, м, код залежи	№ лицензии (контракт а) и дата выдачи	а) год открытия; б) год ввода в разработку на газ; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на д а т у утвержденных запасов ГКЗ	В и д носителя	Балансовые запасы на 01.01. ____ г. (носителя) млн. м ³		Содержание в % : а) гелия; б) азота; в) серо- водорода; г) углекислого газа
					A+B+C ₁	C ₂	
1	2	3	4	5	6	7	8

((продолжение таблицы))

Балансовые запасы на 01.01. ____ г.		Изменения балансовых запасов за ____ год в результате			
		добычи	разведки	переоценки передачи	списание запасов
A+B+C ₁	C ₁	A+B+C ₁	A+B+C ₁	A+B+C ₁	A+B+C ₁
9	10	11	12	13	14

(продолжение таблицы)

Запасы на 01.01. ____ года					Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ			
Балансовые				забалансо- вые	на дату утверждения			год утверждения, номер протокола
A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	
15	16	17	18	19	20	21	22	23

« ____ » _____ г.

Руководитель предприятия

Исполнитель _____

Главный геолог _____

У т в е р ж д е н

постановлением

Правительства

Р е с п у б л и к и К а з а х с т а н

от 30 декабря 2010 года № 1459

Отчетный баланс запасов ванадия (V₂O₅) за ____ год (форма 6-1)

Запасы в тоннах, геологические
извлекаемые

№ п/п	Область, регион, недропользователь, степень освоения, месторождение, государственный номер и тип, участок, продуктивные отложения, залежь, коллектор (К, ТК, КТ); глубина залегания, м, код залежи	№ контракта (лицензии) и дата выдачи	а) год открытия; б) год ввода в разработку на газ; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утвержденных запасов ГКЗ	Балансовые запасы на ____ г. (ископаемого носителя)		Содержание ванадия. г/т (V ₂ O ₅)
				A+B+C ₁	C ₂	
1	2	3	4	5	16	7

(продолжение таблицы)

Балансовые запасы ванадия на 01.01. ____ г.		Изменения балансовых запасов за ____ год в результате			
		добычи	разведки	переоценки передачи	списание запасов
A+B+C ₁	C ₁	A+B+C ₁	A+B+C ₁	A+B+C ₁	A+B+C ₁
8	9	10	11	12	13

(продолжение таблицы)

Запасы на 01.01. ____ года					Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ			
Балансовые				забала- нсовые	на дату утверждения			г о д утверждения, н о м е р протокола
A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	
14	15	16	17	18	19	20	21	22

« ____ » _____ г.

Руководитель предприятия

Исполнитель _____ Главный геолог _____
У т в е р ж д е н
постановлением _____ **Правительства**
Р е с п у б л и к и _____ **К а з а х с т а н**
от 30 декабря 2010 года № 1459

Отчетный баланс запасов угля за _____ год (форма 7)

Единица измерения запасов

№ п/п	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; ж) коэффициент вскрыши, м; 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, С ₂ забалансовые	Запасы на 01.01.____ г.	
		Балансовые	Забалансовые			
1	2	3	4	5	6	7

(продолжение таблицы)

Изменение балансовых запасов за год _____ в результате				
Добычи	Разведки	Переоценки	Списания Запасов	Изменения технических границ и другие причины
8	9	10	11	12

(продолжение таблицы)

Состояние запасов на 01.01.____ г.	Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ или ТКЗ	1) проектные потери при добычи, %; 2) разубоживание, %; 3) промышленные	Обеспеченность предприятия в годах балансовыми запасами категории А+В+С ₁ : а) всеми запасами; б) в проектных контурах отработки по

Балан- совые	Забалан- совые	а) всего; б) год утверждения, номер протокола; в) группа сложности	запасы угля и горючих сланцев, $A + B + C_1$; а) всей шахты (разреза); б) действующих горизонтов.	углю и горючим сланцам промышленными запасами $A+B+C_1$ в) всей шахты, разреза; г) действующих горизонтов
13	14	15	16	17

«___» _____ г.

Исполнитель _____

Руководитель предприятия

Главный геолог _____

У т в е р ж д е н

постановлением

Правительства

Р е с п у б л и к и К а з а х с т а н

от 30 декабря 2010 года № 1459

**Отчетный баланс запасов твердых полезных ископаемых за ____ год
(форма 8)**

Единица измерения запасов

№ п/п	Область, предприятие, месторо- ждение, участок, местополо- жение, № контракта (лицензии) и дата выдачи.	а) Степень освоения, г о д ; б) годовая проектная мощность предприятия; в) глубина подсчета запасов; г) максимальная глубина разработки (фактическая) , м ; д)коэффициент вскрыши.	а) Т и п полезного ископаемого, сорт, марка, технологичес- кая группа; б) среднее содержание полезных компонентов и вредных примесей (в ы х о д полезного ископаемого).	Категории запасов А В А + В А+В+С ₁ и С ₂ Забалан- совые	З а п а с ы на 1 января ____ г.	
					Балан- совые	Забалан- совые
1	2	3	4	5	6	7

(продолжение таблицы)

Изменение балансовых запасов за год в результате					Состояние запасов на 1 января ____ года	
добычи	разведки (+ или -)	перео- ценки	списание неподтвер- дившихся запасов	изменение техничес- ких границ и другие причины	балан- совые	заба- лансовые
8	9	10	11	12	13	14

(продолжение таблицы)

--	--

Балансовые ГКЗ или ТКЗ	запасы, утвержденные	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
а) всего: б) дата утверждения, № протокола; в) группа сложности	1) проектные потери при добычи, в %; 2) разубоживание, %	
15	16	17

«__» _____ г.

Руководитель предприятия

Исполнитель _____

Главный геолог

У т в е р ж д е н

постановлением

Правительства

Р е с п у б л и к и К а з а х с т а н

от 30 декабря 2010 года № 1459

Отчетность по мониторингу недр месторождений углеводородов (форма 1 - МН УВС)

Таблица 1. Общие сведения

Недропользователь	№ Контракта. Лицензии	Тип полезного ископаемого. Компоненты	Название месторождения
1	2	3	4

(продолжение таблицы)

Местонахождение (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, скв.
9	10	11	12

Таблица 2. Сведения о Программе мониторинга недр

Название Программы	Г о д разработки и утверж- дения Программы	Компания- разработчик Программы	В и д ы монито- ринга, проводимого в соответ- ствии с Программой*	Срок реали- зации Програм- мы, лет	Дата начала реали- зации Программы
1	2	3	4	5	6

* Виды мониторинга недр на месторождениях углеводородов:
Геодинамический мониторинг (таблицы 3.1; 3.1.1; 3.1.2; 3.1.3; 3.1.4)
Промыслово-геофизический и гидродинамический мониторинг (таблица 3.2;

3 . 2 . 1 ;

3 . 2 . 2)

Геохимический мониторинг (таблица 3.3; 3.1)

Таблица 3.1 Геодинамический мониторинг

Условия организации и проведения мониторинга

№ п/п	Период наблюдений	В и д измерений	Наблю-дательная сеть	Применя-е м а я аппаратура	Точность измерений	Компания исполни-тель работ
1	2	3	4	5	6	7
		Нивелиро-вание	№ и длина профиля, к м ; количество пунктов, пункт		мм/км	
		G P S измерения	количество пунктов, пункт		мм	
		Гравиме-трические измерения	количество пунктов, пункт		микрогалл	
		Сейсмологи-ческие	количество пунктов, пункт			

Таблица 3.1.1 Результаты наблюдений

Нивелирование

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

Таблица 3.1.2 Результаты наблюдений

GPS измерения

Г о д 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	А з и м у т горизонтальных движений земной коры, градусы
5	6	7

Таблица 3.1.3 Результаты наблюдений

Гравиметрические измерения

--	--	--	--

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

Таблица 3.1.4 Результаты наблюдений Сейсмологические наблюдения

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

(продолжение таблицы)

Глубина эпицентра, км	в	Магнитуда	Единица измерения
6	7	8	

Таблица 3.2 Промыслово-геофизический и гидродинамический мониторинг Условия организации и проведения мониторинга

№ п/п	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, ГГК, НК, ННК, АК, шумометрия, электромагнитометрия, резистивиметрия, СИК и др)	

(продолжение таблицы)

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

Таблица 3.2.1 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 3.2.2 Результаты наблюдений Гидродинамический мониторинг

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

(продолжение таблицы)

Результаты измерений и обработки				

Накопленная добыча, т/год	В и д исследо-вания	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 ³ /сут*МПа	Проницаемость мкм ²	Пьезопроводность, м ² /с	Гидропроводность, м/Мпа*с
11	12	13	14	15

(продолжение таблицы)

Результаты измерений и обработки						
СКИН-фактор	Т и п течения в пласте	Модуль течения в пласте	Т и п модели пласта	Коэффициент приемистости пласта	Обводненность, %	Выводы по измерениям
16	17	18	19	20	21	22

Таблица 3.3 Геохимический мониторинг
Условия организации и проведения мониторинга

№ п/п	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 3.3.1 Результаты наблюдений

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

(продолжение таблицы)

Свойства пластовой нефти									
Газосодержание		Объемный коэффициент, дед.	Усадка, %	Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	Плотность дегаз. нефти при 20 °С, г/см ³	Вязкость нефти в пластовых условиях МПа*с	Коэффициент сжимаемости * 10 ⁵ 1/ат	Коэффициент растворимости, м ³ /м ³ ат	Давление насыщения, МПа
м ³ /м ³	м ³ /м ³								
6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

(продолжение таблицы)

Свойства дегазированной нефти											
Плотность при 20°C, г/см ³	Вязкость кинематическая, мм ² /с при температуре, °C					Содержание, % массовые					
	20	30	40	50	60	серы	парафина	АСВ	механических при-месей	хлористых солей мг/л	масел
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27

(продолжение таблицы)

Свойства дегазированной нефти										
Температура, °C			Выход фракций, % объемные до температуры, °C					Давление насыщенных паров, кПа	Молекулярный вес	
Застывания	вспышки	начала кипения	180	200	220	260	300			
28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	

(продолжение таблицы)

Компонентный состав нефтяного и свободного газа										
Содержание компонентов, % мольные										Удельный вес, г/л
Углекислый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутан	Изо-пентан	Н - пентан	Гексан+высшие	
38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48

У т в е р ж д е н

постановлением

Правительства

Республики Казахстан

от 30 декабря 2010 года № 1459

Отчетность по мониторингу месторождений твердых полезных ископаемых (форма 2 - МН (ТПИ))

Таблица 1. Общие сведения

Недропользователь	№ Контракта. 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 освоённости, %	Глубина залегания продуктивных пластов, м	Способ отработки месторождения	Размеры выработок, мхм
9	10	11	12

Таблица 2. Сведения о Программе мониторинга недр

Название Программы	Г о д разработки и утверждения Программы	Компания-разработчик Программы	В и д ы мониторинга , проводимого в соответствии с Программой*	С р о к 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 3.1; 3.1.1)

Геодинамический мониторинг (таблицы 3.2; 3.2.1.1; 3.2.1.2; 3.2.1.3)

Геотехнический и геомеханический мониторинг (таблицы 3.3; 3.3.1.1; 3.3.1.2; 3.3.1.3; 3.1.4)

Геотехнический и геомеханический мониторинг (таблицы 3.3; 3.3.1.1; 3.3.1.2; 3.3.1.3; 3.1.4)

Таблица 3.1 Горно-технологический мониторинг

Условия организации и проведения мониторинга

№ п/п	Период наблюдений	В и д 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 3.1.1 Результаты наблюдений

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

(продолжение таблицы)

Извлекаемое полезное ископаемое	О б ъ е м извлекаемых		
---------------------------------	-----------------------	--	--

количество, тыс. т	содержание, г/т	горных пород, тыс. т	Ход развития горных работ	Кратность подработки, м/т
6	7	8	9	10

(продолжение таблицы)

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

Таблица 3.2 Геодинамический мониторинг
Условия организации и проведения мониторинга

№ п/п	Период наблюдений	Вид измерений	Наблюдательная сеть	Применяемая аппаратура	Точность измерений
1	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 3.2.1.1 Результаты наблюдений
Нивелирование

Год работ	№ профиля	№ репера	Координаты WGS-84	
			северная широта (φ)	восточная долгота (λ)
1	2	3	4	5
(продолжение таблицы)				
Вертикальные движения земной коры, мм/год			Горизонтальные движения земной коры, мм/год	А з и м у т горизонтальных движений земной коры, градусы
6			7	8

Таблица 3.2.1.2 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 3.2.1.3 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 3.3 Геотехнический и геомеханический мониторинг

Условия организации и проведения мониторинга

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

(продолжение таблицы)

Применяемая аппаратура	Точность измерений	Компания-исполнитель работ
5	6	7

Таблица 3.3.1.1 Результаты наблюдений

Изучение трещиноватости пород инструментальными методами

Год работ	№ и название объекта (участка)	Граничные координаты WGS-84 объекта (участка)		Метод измерений
		северная широта (φ)	восточная долгота (λ)	
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) по трещиноватости
11	12	15	16	17

Таблица 3.3.1.2 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
		северная широта (Ф)	восточная долгота (Л)		
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 (Протодьяконова)	Оценка текущего состояния объекта (участка) по свойствам
7	8	9	10	11	12

Таблица 3.3.1.3 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
		северная широта (Ф)	восточная долгота (Л)	тяжести, мкГал/год	(участка) по изменению силы тяжести
1	2	3	4	5	6

Таблица 3.3.1.4 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
		северная широта (Ф)	восточная долгота (Л)	
1	2	3	4	5

(продолжение таблицы)

Плотность частиц, (удельный вес), г/см ³	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 ²	Наименование породы
16	17	18	19	20

Таблица 3.4 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, в происхождение водоема		

Таблица 3.4.1 Результаты наблюдений

Год работ	№ и название объекта (участка)	Граничные координаты WGS-84 объекта (участка)		Тип водопункта
		северная широта (φ)	восточная долгота (λ)	
1	2	3	4	5

(продолжение таблицы)

Объем отбора, м ³		Объем закачиваемых вод, м ³	Объем утечки из прудов отстойников, накопителей сточных вод и сооружений, м ³	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

Абсолютная отметка уровней поверхностных вод, м	Расход поверхностных вод, м ³ /сут	Расход родников, м ³ /сут	Техническое состояние водозаборных скважин	Техническое состояние наблюдатель- ных скважин
16	17	18	19	20

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

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

Содержание, % (мгэкв)				
Карбонат-ион, CO_3	Гидрокарбонат, HCO_3	Хлор-ион, Cl	Сульфат-ион, SO_4	Кальций-ион, Ca
11	12	13	14	15

Содержание, % (мгэкв)				
Магний-ион, Mg	Na+K	NO ₃	Гумус	Железо
16	17	18	19	20

**Отчетность по мониторингу подземных вод
(форма 3-МН (ПВ))**

[illegible]

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

(продолжение таблицы)

Схема водозаборного сооружения	Заявленная потребность, тыс.м ³ /сутки	Допустимое понижение, м	Отчетный год	Количество эксплуатируемых скважин	Водоотбор тыс.м ³ /сутки	Водоотлив, тыс.м ³ /сутки	Динамический уровень от-до, м	общая минерализация от-до, г/л	Компоненты химического состава с преобразованием ПДК
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20

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 (°C) 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 (°C) 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...г			
			д а т а отбора	д а т а отбора	д а т а 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				
О б щ а я 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				
П А В , 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 ⁺⁶	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 ⁺³	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 α -активность	Бк/л	0,1				
Общая β -активность	Бк/л	1,0				

(продолжение таблицы)

Место отбора пробы				
№ скв.	№ скв.	№ скв.	Водозабор	Водозабор
второе полугодие 201...г				за 201...г
дата отбора	дата отбора	дата отбора	среднее за 2 полугодие	среднее за год
8	9	10	11	12