



# ПРИКАЗ

от «23» 04 2020 г.

№ ПК-1-646

на 7 листах, лист 1

Уникальный номер записи об аккредитации  
в реестре аккредитованных лиц

ЭКЗЕМПЛЯР

РОСАККРЕДИТАЦИИ

## ОБЛАСТЬ АККРЕДИТАЦИИ ИСПЫТАТЕЛЬНОЙ ЛАБОРАТОРИИ (ЦЕНТРА)

Цех химического анализа ООО «Газпромнефть-Восток» RA.RU.21ADU1  
наименование испытательной лаборатории (центра)

1. Томская область, Каргасокский район, п. Игол, Юго-Западная часть Крапивинского месторождения, здание лаборатории товарной нефти;
2. Томская область, Парабельский район, Урманское нефтяное месторождение, сооружение № 708/99, здание хим.лаборатории;
3. Томская область, Парабельский район, «ПСП «Лугинское» ООО «Газпромнефть-Восток», 231 км магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель», здание операторной с испытательной лабораторией;
4. Томская область, Каргасокский район, Шингинское нефтяное месторождение, строен.59, здание хим.лаборатории адреса места осуществления деятельности испытательной лаборатории (центра)

№ п/п	Документы, устанавливающие правила и методы исследований (испытаний), измерений	Наименование объекта	Код ОКПД 2	Код ТН ВЭД ЕАЭС	Определяемая характеристика (показатель)	Диапазон определения
1	2	3	4	5	6	7
<b>1. Томская область, Каргасокский район, п. Игол, Юго-Западная часть Крапивинского месторождения, здание лаборатории товарной нефти</b>						
1	ГОСТ 21534 (метод А)	Нефть, подготовленная к			Массовая концентрация хлористых солей	(1,0 – 200,0) мг/дм <sup>3</sup>
2	ГОСТ 2477				Массовая доля воды	(0,03 – 1,0) %
3	ГОСТ 1756	транспортировке и (или)	-	2709 00 900 9	Давление насыщенных паров	(5,0 – 70,0) кПа
4	ГОСТ Р 52247 (метод Б)	использованию			Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С	(1,0 – 200,0) мкг/г (ppm / млн <sup>-1</sup> )

1	2	3	4	5	6	7
5	ГОСТ Р 50802	Нефть, подготовленная к транспортировке и (или) использованию	-	2709 00 900 9	Массовая доля: - сероводорода - метилмеркаптанов - этилмеркаптанов	(2,0 – 30,0) млн <sup>-1</sup> (ppm) (2,0 – 30,0) млн <sup>-1</sup> (ppm) (2,0 – 30,0) млн <sup>-1</sup> (ppm)
6	ГОСТ 3900 (метод 1)				Плотность при 20 °С	(0,8300 – 0,8900) г/см <sup>3</sup> (830,0 – 890,0) кг/м <sup>3</sup>
7	ГОСТ Р 51069				Плотность при 15 °С	(830,0 – 890,0) кг/м <sup>3</sup>
8	Методика измерений плотности нефти ареометром в химико-аналитической лаборатории ПСП «Игольское» при учетных операциях на СИКН № 597, св-во об аттестации №01.00241-2013/31-124-2014 от 27.03.2014	Нефть	-		Плотность при условиях измерения объема (массы)	(830,0 – 890,0) кг/м <sup>3</sup>
9	ГОСТ 6370				Массовая доля механических примесей	(0,0050 – 0,1000) %
10	ГОСТ Р 51947				Массовая доля серы	(0,015 – 3,50) %
11	ГОСТ 2177 (метод Б)				Фракционный состав: - температура начала кипения - выход фракций до 200 °С - выход фракций до 300 °С	(30,0 – 120,0) °С (10,0 – 50,0) см <sup>3</sup> (20,0 – 90,0) см <sup>3</sup>
12	ГОСТ 33				Кинематическая вязкость (в диапазоне температур от 1 до 55 °С)	(3,000 – 15,00) мм <sup>2</sup> /с
13	ГОСТ 11851 (метод А)				Массовая доля парафина	(0,5 – 6,0) %

1	2	3	4	5	6	7
<b>2. Томская область, Парабельский район, Урманское нефтяное месторождение, сооружение № 708/99, здание хим.лаборатории</b>						
14	ГОСТ 21534 (метод А)	Нефть, подготовленная к транспортировке и (или) использованию	-	2709 00 900 9	Массовая концентрация хлористых солей	(1,0 – 900,0) мг/дм <sup>3</sup>
15	ГОСТ 2477				Массовая доля воды	(0,03 – 1,0) %
16	ГОСТ 1756				Давление насыщенных паров	(5,0 – 110,0) кПа
17	ASTM D 323 (процедура В)				Давление насыщенных паров	(5,0 – 110,0) кПа
18	ГОСТ Р 52247 (метод Б)				Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С	(1,0 – 200,0) мкг/г (ppm / млн <sup>-1</sup> )
19	ГОСТ Р 50802				Массовая доля: - сероводорода - метилмеркаптанов - этилмеркаптанов	(2,0 – 30,0) млн <sup>-1</sup> (ppm) (2,0 – 30,0) млн <sup>-1</sup> (ppm) (2,0 – 30,0) млн <sup>-1</sup> (ppm)
20	ГОСТ 3900 (метод 1)				Плотность при 20 °С	(0,7700 – 0,8900) г/см <sup>3</sup> ((770,0 – 890,0) кг/м <sup>3</sup> )
21	ГОСТ Р 51069				Плотность при 15 °С	(770,0 – 890,0) кг/м <sup>3</sup>
22	Методика измерений плотности нефти ареометром в химико-аналитической лаборатории Урманского месторождения при учетных операциях на СИКН № 599, св-во об аттестации №01.00241-2013/31-123-2014 от 07.03.2014	Нефть	-	-	Плотность при условиях измерения объема (массы)	(770,0 – 890,0) кг/м <sup>3</sup>
23	ГОСТ 6370				Массовая доля механических примесей	(0,0050 – 0,1000) %
24	ГОСТ Р 51947				Массовая доля серы	(0,015 – 5,00) %
25	ГОСТ 2177 (метод Б)				Фракционный состав: - температура начала кипения - выход фракций до 200 °С - выход фракций до 300 °С	(30,0 – 150,0) °С (10,0 – 90,0) см <sup>3</sup> (20,0 – 90,0) см <sup>3</sup>

1	2	3	4	5	6	7
26	ГОСТ 33	Нефть	-	-	Кинематическая вязкость (в диапазоне температур от 1 до 55 °С)	(1,000 – 30,00) мм <sup>2</sup> /с
27	ГОСТ 11851 (метод А)				Массовая доля парафина	(0,5 – 10,0) %
<b>3. Томская область, Парабельский район, «ПСП «Лугинецкое» ООО «Газпромнефть-Восток», 231 км магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель», здание операторной с испытательной лабораторией</b>						
28	ГОСТ 21534 (метод А)	Нефть, подготовленная к транспортировке и (или) использованию	-	2709 00 900 9	Массовая концентрация хлористых солей	(1,0 – 200,0) мг/дм <sup>3</sup>
29	ГОСТ 2477				Массовая доля воды	(0,03 – 1,0) %
30	ГОСТ 1756				Давление насыщенных паров	(5,0 – 110,0) кПа
31	ASTM D 323 (процедура В)				Давление насыщенных паров	(5,0 – 110,0) кПа
32	ГОСТ Р 52247 (метод Б)				Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С	(1,0 – 200,0) мкг/г (ppm / млн <sup>-1</sup> )
33	ГОСТ Р 50802				Массовая доля: - сероводорода - метилмеркаптанов - этилмеркаптанов	(2,0 – 30,0) млн <sup>-1</sup> (ppm) (2,0 – 30,0) млн <sup>-1</sup> (ppm) (2,0 – 30,0) млн <sup>-1</sup> (ppm)
34	ГОСТ 3900 (метод 1)				Плотность при 20 °С	(0,7700 – 0,8900) г/см <sup>3</sup> (770,0 – 890,0) кг/м <sup>3</sup>
35	ГОСТ Р 51069				Плотность при 15 °С	(770,0 – 890,0) кг/м <sup>3</sup>
36	Методика измерений плотности нефти ареометром в химико-аналитической лаборатории ПСП «Лугинецкое» при учетных операциях на СИКН № 1504, св-во об аттестации № 01.00241-2013/31-144-2014 от 18.12.2014	Нефть	-	-	Плотность при условиях измерения объема (массы)	(770,0 – 890,0) кг/м <sup>3</sup>
37	ГОСТ 6370				Массовая доля механических примесей	(0,0050 – 0,1000) %
38	ГОСТ Р 51947				Массовая доля серы	(0,0150 – 5,00) %

1	2	3	4	5	6	7
39	ГОСТ 11851 (метод А)				Массовая доля парафина	(0,5 – 6,0) %
40	ГОСТ 33				Кинематическая вязкость (в диапазоне температур от 1 до 55 °С)	(1,000 – 15,00) мм <sup>2</sup> /с
41	ГОСТ 2177 (метод Б)	Нефть	-	-	Фракционный состав: - температура начала кипения - выход фракций до 200 °С - выход фракций до 300 °С	(30,0 – 150,0) °С (10,0 – 50,0) см <sup>3</sup> (20,0 – 90,0) см <sup>3</sup>
<b>4. Томская область, Кargasокский район, Шингинское нефтяное месторождение, строен.59, здание хим.лаборатории</b>						
					Расчетный показатель: объемная теплота сгорания (высшая) при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа Показатели, необходимые для проведения расчета и определяемые инструментальными методами: компонентный состав	-
42	ГОСТ 31369	Газы горючие природные, газ нефтяной полутный	-	-	Расчетный показатель: объемная теплота сгорания (низшая) при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа Показатели, необходимые для проведения расчета и определяемые инструментальными методами: компонентный состав	-
					Расчетный показатель: относительная плотность Показатели, необходимые для проведения расчета и определяемые инструментальными методами: компонентный состав	-

42	ГОСТ 31369	Газы горючие природные, газ нефтяной попутный			<p>Расчетный показатель: плотность при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа</p> <p>Показатели, необходимые для проведения расчета и определяемые инструментальными методами: компонентный состав</p> <p>Расчетный показатель: число Воббе (высшее)</p> <p>Показатели, необходимые для проведения расчета и определяемые инструментальными методами: компонентный состав</p> <p>Расчетный показатель: число Воббе (низшее)</p> <p>Показатели, необходимые для проведения расчета и определяемые инструментальными методами: компонентный состав</p>	-
43	ГОСТ 31371.7 (метод Б)			<p>Компонентный состав, молярная доля:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- метан</li> <li>- этан</li> <li>- пропан</li> <li>- изобутан</li> <li>- н-бутан</li> <li>- изопентан</li> <li>- н-пентан</li> <li>- гексаны</li> <li>- гептаны</li> <li>- октаны</li> <li>- азот</li> <li>- кислород</li> <li>- диоксид углерода</li> </ul>	<p>(40 – 99,97) %</p> <p>(0,001 – 15) %</p> <p>(0,001 – 6,0) %</p> <p>(0,001 – 4,0) %</p> <p>(0,001 – 4,0) %</p> <p>(0,001 – 2,0) %</p> <p>(0,001 – 2,0) %</p> <p>(0,001 – 1,0) %</p> <p>(0,001 – 0,25) %</p> <p>(0,001 – 0,05) %</p> <p>(0,005 – 15) %</p> <p>(0,005 – 2,0) %</p> <p>(0,005 – 10,00) %</p>	

1	2	3	4	5	6	7
44	ГОСТ Р 53763, п.1-8, п.9.1-9.2, п.9.3.1, п.9.3.3	Газы горючие природные, газ нефтяной попутный			Температура точки росы по воде (ГТРв)	минус 10,0 – плюс 30,0 °С
45	ГОСТ 22387.2, п.1-9, п.11-12, п.14				Массовая концентрация сероводорода	(0,001 – 0,05) г/м <sup>3</sup>
46	ГОСТ 22387.2, п.1-9, п.11-12, п.14				Массовая концентрация меркаптановой серы	(0,001 – 0,25) г/м <sup>3</sup>
47	ГОСТ 22387.4				Содержание смолы и пыли	Отсутствие - наличие
					Массовая доля смолы и пыли	(0,0005 – 0,05) г/100см <sup>3</sup>
48	Р Газпром 5.9-2010, п.1-8, п.10-11	Газ нефтяной попутный			Компонентный состав, молярная доля: - метан - этан - пропан - изобутан - н-бутан - изопентан - н-пентан - гексаны - гептаны - октаны - азот - кислород - диоксид углерода	(5,00 – 95) % (3,0 – 30,0) % (1,00 – 40) % (0,050 – 5,0) % (0,20 – 10,0) % (0,050 – 5,0) % (0,050 – 3,0) % (0,020 – 2,0) % (0,020 – 1,0) % (0,020 – 0,20) % (0,10 – 15) % (0,010 – 2,0) % (0,010 – 10) %

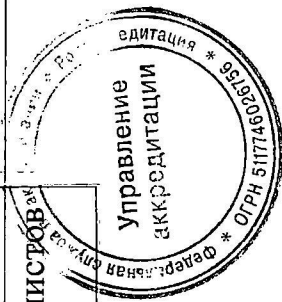


*(Handwritten signature)*

Начальник ЦХА (по доверенности № Д-156/001 от 30.09.2019)  
ООО «Газпромнефть-Восток» Ю.Р. Нургалеев

Прошито, пронумеровано

7 ( *семь* ) листов



Руководитель экспертной группы

Н.Н. Николаев

Технический эксперт

Т.В. Зимина