



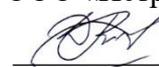
# ПЕТРОАНАЛИТИКА

190020, Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 17, оф. 472  
тел. (812) 447-95-10; тел./факс (812) 445-27-70  
e-mail: info@petroanalytica.ru, www: petroanalytica.ru

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель Провайдера ПК

ООО «Петроаналитика»

 Д.А. Вирки

«20» января 2025 г.



**ПРОГРАММА ПРОВЕРКИ КВАЛИФИКАЦИИ  
ПРОВАЙДЕРА ПРОВЕРКИ КВАЛИФИКАЦИИ ООО «ПЕТРОАНАЛИТИКА»  
ПО НАПРАВЛЕНИЮ «НЕФТЕПРОДУКТЫ»**

**НА 2025 ГОД**

Регистрационный № ППК-08-НП

Редакция 01

Дата введения: «20» января 2025 г.

Координатор отдела МСИ

Криворука Д.А.



«20» января 2025 г.

г. Санкт-Петербург

2025 г.

	ООО «Петроаналитика»	Программа проверки квалификации провайдера ПК по направлению «Нефтепродукты»	№ ППК-08-НП
			Редакция 01
			Страница 2 из 13

## Содержание

Информационные данные .....	3
Введение .....	4
1. Календарный план программы ПК .....	4
2. Порядок и цели программы ПК.....	5
3. Конфиденциальность .....	6
4. Требования к испытаниям .....	6
5. Информация об образцах контроля .....	7
6. Схема и порядок обработки результатов участников ПК .....	12

	ООО «Петроаналитика»	Программа проверки квалификации провайдера ПК по направлению «Нефтепродукты»	№ ППК-08-НП
			Редакция 01
			Страница 3 из 13

## Информационные данные

Наименование предприятия (полное)	Общество с ограниченной ответственностью «Петроаналитика»
Наименование предприятия (краткое)	ООО «Петроаналитика»
Юридический адрес	190020, г. Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 17, оф. 472
Фактический адрес	190020, г. Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 17, оф. 472
Факс	+7 (812) 445-27-70
Телефон	+7 (812) 447-95-10
Сайт	<a href="http://www.petroanalytica.ru/">http://www.petroanalytica.ru/</a>
ОГРН	1107847185918
ИНН	7805523334
Номер расчетного счета	40702810718000000208
Номер корреспондентского счета	30101810900000000790
БИК	044030790
Полное наименование банка	ПАО «Банк Санкт-Петербург»
Местонахождение банка	г. Санкт-Петербург, Ленинский пр., д.153, лит. Д
Главный бухгалтер	Гришаева Ирина Николаевна
Руководитель Провайдера ПК	Вирки Дмитрий Анатольевич
Фактический адрес Провайдера ПК	190020, г. Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 17, оф. 260/4
Координатор отдела МСИ	Криворука Дарья Антоновна
E-mail	<a href="mailto:msi@petroanalytica.ru">msi@petroanalytica.ru</a>
Телефон	+7 (931) 580 87 73

	ООО «Петроаналитика»	Программа проверки квалификации провайдера ПК по направлению «Нефтепродукты»	№ ППК-08-НП
			Редакция 01
			Страница 4 из 13

## Введение

Проверка квалификации (далее – ПК) испытательных лабораторий (далее - ИЛ) будет проводиться Провайдером ПК ООО «Петроаналитика», имеющим опыт проведения проверки квалификации.

Провайдер ПК обеспечен высококвалифицированным персоналом, который не подвергается финансовому и административному давлению, влияющему на оценку результатов ПК.

Работа Провайдера ПК осуществляется в соответствии с ISO/IEC 17043:2023.

Оценка качества результатов испытаний и оценка качества работы лаборатории по совокупности результатов испытаний, полученных при проведении программы проверки квалификации, проводится с использованием  $z/z'$ -индексов в соответствии с ГОСТ Р 50779.60–2017 при условии необходимого количества заявителей. Минимальное число участников в раунде программы ПК установлено и равно одному участнику.

### 1. Календарный план программы ПК

Проверка квалификации проводится Провайдером ПК согласно календарному плану:

Наименование мероприятия	Дата I раунда	Дата II раунда
Прием заявок на участие в ПК	до 08 марта 2025 г.	до 23 августа 2025 г.
Отправка образцов контроля участникам ПК	до 12 апреля 2025 г.	до 20 сентября 2025 г.
Предоставление результатов испытаний образцов контроля со стороны участников ПК	до 31 мая 2025 г.	до 25 октября 2025 г.
Предоставление участникам ПК заключений и отчетов по результатам раунда	до 29 августа 2025 г.	до 30 декабря 2025 г.

**Примечание:**

1. Дата отправки образцов контроля может быть перенесена в индивидуальных случаях по согласованию сторон, в зависимости от даты подписания договора.

2. Дата приема заявок может быть перенесена на более поздний срок в зависимости от программы проверки квалификации. Просьба уточнять возможность подачи заявки вне календарного плана у Координатора отдела МСИ.

	ООО «Петроаналитика»	Программа проверки квалификации провайдера ППК по направлению «Нефтепродукты»	№ ППК-08-НП
			Редакция 01
			Страница 5 из 13

## 2. Порядок и цели программы ППК

Провайдер ППК ООО «Петроаналитика» приглашает испытательные лаборатории принять участие в программе проверки квалификации. Участие в данной программе ППК целесообразно для лабораторий, выполняющих анализы нефтепродуктов с целью оценки достоверности и правильности результатов испытаний.

### Цели проведения проверки квалификации:

- контроль достоверности проводимых измерений/испытаний;
- сопоставление результатов, полученных лабораторией, с результатами других участников ППК;
- повышение качества выполняемых измерений/испытаний;
- оценка испытательной лабораторией качества своей работы.

### Контактная информация Координатора отдела МСИ:

Координатор отдела МСИ: Криворука Дарья Антоновна

Е-mail: [msi@petroanalytica.ru](mailto:msi@petroanalytica.ru)

Тел.: +7 (931) 580-87-73

Адрес: 190020, г. Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 17, оф. 260/4

**Заявку на участие в программе ППК** просим оформлять на имя руководителя Провайдера ППК Вирки Дмитрия Анатольевича. **Форма заявки представлена в приложении 1.**

Отправка заявки осуществляется в электронном виде по адресу [msi@petroanalytica.ru](mailto:msi@petroanalytica.ru)

После получения заявки на участие ППК направляет участнику коммерческое предложение. После его согласования оформляются счет и договор на проведение работ по ППК.

После заключения договора ППК отправляет лаборатории-участнику образцы контроля (далее – ОК). Отправка образцов контроля осуществляется с использованием услуг логистической компании, с которой ППК заключил договор субподряда. После отправки ОК сотрудник ППК отправляет участнику ППК электронное письмо, содержащее трек-номер для отслеживания груза, инструкцию(и) по применению ОК (приложение б) и Акт приемки образцов контроля (приложение 2). Отслеживание отправления обеспечивается мониторингом доставки на интернет-сайте логистической компании.

Для подтверждения целостности и комплектности посылки при получении ОК участник заполняет Акт приемки образцов контроля (приложение 2) и отправляет его посредством электронной почты. При обнаружении несоответствия необходимо связаться с Координатором МСИ по адресу [msi@petroanalytica.ru](mailto:msi@petroanalytica.ru)

### Предоставление результатов измерений (испытаний):

	ООО «Петроаналитика»	Программа проверки квалификации провайдера ПК по направлению «Нефтепродукты»	№ ППК-08-НП
			Редакция 01
			Страница 6 из 13

Результаты испытаний необходимо предоставить в форме отчета по результатам испытаний (приложение 3), установленной ППК в соответствии п. 5.5 ГОСТ Р 50779.60–2017. Отчет по результатам испытаний оформляется в соответствии с инструкцией (приложение 4).

В дополнение к отчету лаборатории-участнику рекомендуется предоставить протокол испытаний, оформленный в соответствии с внутренними процедурами лаборатории.

**По результатам прохождения проверки квалификации каждой лаборатории-участнику будут предоставлены:**

- отчет по результатам раунда программы ПК (в электронном виде);
- заключение об участии в соответствующем раунде программы ПК (приложение 7);
- свидетельство об участии в соответствующем раунде программы ПК (приложение 8);

Пример табличного и графического отображения результатов ПК в отчете представлен в приложении 9.

**Заключение и свидетельство являются приложением к отчету и не могут быть использованы отдельно от него.**

ППК ООО «Петроаналитика» оказывает услуги по сопровождению прохождения проверки квалификации в виде консультаций по электронной почте по всем вопросам, возникающим при участии в программе ПК, обсуждает комментарии конечных пользователей, касающиеся выполнения испытаний, заполнения форм протоколов, уровня конфиденциальности.

Если это необходимо и приемлемо, ППК предоставляет квалифицированные комментарии по итоговым характеристикам функционирования участников.

### **3. Конфиденциальность**

Свидетельство и заключение об участии в программе ПК высылаются почтой непосредственно участникам. Наименование лаборатории представлено только в заключении по результатам участия лаборатории в программе ПК.

В отчете по результатам раунда программы ПК результаты участников приводятся под кодовыми номерами без указания наименования лаборатории.

Участники программы ПК несут личную ответственность за фальсификацию результатов испытаний, сообщаемых провайдеру ПК при проведении проверки квалификации.

### **4. Требования к испытаниям**

При проведении испытаний образцов контроля следует обращаться с ОК тем же способом, как и с большинством повседневно испытываемых образцов, использовать методики согласно области аккредитации (при наличии). Наименование НД на методику испытаний необходимо

	ООО «Петроаналитика»	Программа проверки квалификации провайдера ПК по направлению «Нефтепродукты»	№ ППК-08-НП
			Редакция 01
			Страница 7 из 13

указать при оформлении заявки. Если лаборатория-участник планирует использовать методику для анализа ОК, не входящую в список предлагаемых провайдером ПК методик (столбец 3 в таблице с перечнем ОК), то лаборатории необходимо заранее проконсультироваться с координатором МСИ по вопросу возможности использования методики.

Процедура проведения испытания должна соответствовать применяемому НД, включая регламентируемые методикой единицы измерений определяемой характеристики и правила предоставления результата испытаний, учитывая положения, описанные в инструкции по применению образца контроля (приложение б). Число параллельных определений должно соответствовать требованиям НД. Все отклонения от процедуры должны быть описаны в отчете по результатам испытаний. При работе с ОК необходимо соблюдать требования по технике безопасности.

Основные потенциальные источники ошибок, которые могут привести к неудовлетворительным результатам проверки квалификации:

- некорректные условия хранения и транспортировки ОК;
- отклонения от инструкции по применению ОК;
- нарушение методики измерения, регламентируемой нормативным документом, используемым лабораторией-участником;
- недостаточность мер, регламентируемых внутрिलाбораторным контролем и пр.

## **5. Информация об образцах контроля**

Образец для проверки квалификации (образец контроля) – проба вещества (материала) с установленными значениями одной или нескольких величин, характеризующих состав или свойства этого вещества, предназначенная для контроля точности результатов испытаний.

Провайдер ПК использует в качестве образцов контроля стандартные образцы (СО). Однородность и стабильность ОК подтверждается согласно процедурам внутренней системы менеджмента ООО «Петроаналитика» в соответствии с требованиями и рекомендациями ГОСТ Р 50779.60–2017 и ISO/IEC 17043:2023.

Требования по обращению с ОК, в том числе условия хранения и транспортировки и требования безопасности, описаны в инструкции по применению ОК (приложение б).

Перечень показателей, определяемых в рамках программы ПК, интервал допускаемых значений определяемого показателя, объем ОК и перечень методов (методик), которые могут быть использованы для проведения измерений, указаны в таблице 1.

	ООО «Петроаналитика»	Программа проверки квалификации провайдера ПК по направлению «Нефтепродукты»	№ ППК-08-НП
			Редакция 01
			Страница 8 из 13

Примечание: применяется последняя (действующая) версия нормативного документа (НД) на метод испытаний (включая любые поправки).

### ППК-08-НП (Нефтепродукты)

Шифр ОК	Определяемый показатель, ед. изм.	Диапазон определения	Метод (методика) испытаний (измерений)	Объем ОК
1	2	3	4	5
НП-02/01	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с: при температуре минус 20 °С	от 1,5 до 8 вкл.	ГОСТ 33–2016 ГОСТ 33768–2015 ГОСТ Р 53708–2009 ASTM D445	2 флакона по 30 см <sup>3</sup>
НП-02/02	при температуре 20 °С	от 1 до 69000 вкл.	ГОСТ 33–2016 ГОСТ 33768–2015	250 см <sup>3</sup>
НП-02/03	при температуре 40 °С	от 0,8 до 13000 вкл.	ГОСТ 33–2016 ГОСТ 33768–2015 ГОСТ Р 53708–2009 ASTM D445	250 см <sup>3</sup>
НП-02/04	при температуре 50 °С	от 0,7 до 6000 вкл.		250 см <sup>3</sup>
НП-02/05	при температуре 80 °С	от 0,6 до 1000 вкл.		250 см <sup>3</sup>
НП-02/06	при температуре 100 °С	от 0,6 до 400 вкл.		250 см <sup>3</sup>
НП-02/07	при температуре 150 °С	от 0,6 до 20 вкл.	ГОСТ 33–2016 ГОСТ 33768–2015	2 флакона по 30 см <sup>3</sup>
НП-03	рН водной вытяжки при 20 °С	от 4,0 до 9,0 вкл.	ГОСТ 6307–75	100 см <sup>3</sup>
НП-04	Массовая доля воды, %	от 0,03 до 30,00 вкл.	ГОСТ 2477–2014 ГОСТ ISO 3733–2013 ГОСТ Р 51946–2002 ГОСТ 32055–2013 ASTM D95	2 флакона по 100 г
НП-05/01	Условная вязкость, условный градус: при температуре 50 °С	от 20 до 90 вкл.	ГОСТ 6258–85	400 см <sup>3</sup>
НП-05/02	при температуре 60 °С	от 10 до 60 вкл.		400 см <sup>3</sup>
НП-05/03	при температуре 80 °С	от 5 до 20 вкл.		400 см <sup>3</sup>
НП-05/04	при температуре 100 °С	от 2 до 10 вкл.		400 см <sup>3</sup>
НП-06/01	Массовая доля воды, %	от 0,001 до 0,015 вкл.	ГОСТ 24614–81 ГОСТ 14870–77 п. 2 ГОСТ Р 54281–2022 ГОСТ Р МЭК 60814–2013 п. 2 ГОСТ IEC 60814–2014 п. 2	2 ампулы по 5 см <sup>3</sup>
НП-06/02		от 0,015 до 2 вкл.	ГОСТ Р 56340–2015 ГОСТ Р 57824–2017 ISO 12937:2000 ASTM D6304	2 ампулы по 5 см <sup>3</sup>
НП-07/01 (Метод расширения)	Давление насыщенных паров, кПа	от 5 до 125 вкл.	ГОСТ Р 52340–2005 ГОСТ 33361–2022 ГОСТ 8.601–2010 ASTM D6377	100 см <sup>3</sup>
НП-07/02 (ASVP)		от 5 до 125 вкл.	ГОСТ Р EN 13016–1–2008 ГОСТ EN 13016–1–2013 ГОСТ 33157–2014 ASTM D5191	50 см <sup>3</sup>
НП-07/03 (Метод Рейда)		от 5 до 125 вкл.	ГОСТ 1756–2000 ГОСТ 31874–2012 ГОСТ 28781–90 ASTM D323	500 см <sup>3</sup> 1000 см <sup>3</sup>



НП-08	Зольность нефтепродуктов, %	от 0,002 до 0,2 вкл.	ГОСТ 1461–2023 ГОСТ 28583–90 ГОСТ ISO 6245–2016 ГОСТ 34193–2017 ASTM D482	2 флакона по 125 см <sup>3</sup>
НП-09**	Йодное число, г йода на 100 г нефтепродукта	от 0,1 до 10 вкл.	ГОСТ 2070–82 (Метод А)	5 см <sup>3</sup>
НП-10	Массовая доля коксового остатка, %	от 0,03 до 20,0 вкл.	ГОСТ 19932–99 ГОСТ 32392–2013 ГОСТ 34192–2017	30 см <sup>3</sup>
НП-11**	Кислотность, мг КОН/100 см <sup>3</sup>	от 0,3 до 5,0 вкл.	ГОСТ 11362–96 ГОСТ 5985–79	2 флакона по 100 см <sup>3</sup>
НП-12	Массовая концентрация фактических (непромытых) смол, мг/100 см <sup>3</sup>	от 1 до 10 вкл.	ГОСТ 1567–97 ГОСТ 32404–2013 ГОСТ Р 53714–2009 ГОСТ 8489–85	2 флакона по 50 см <sup>3</sup>
НП-13	Кислотное число, мг КОН/г	от 0,02 до 1,5 вкл.	ГОСТ 5985–79 ГОСТ 11362–96 ГОСТ 32328–2013 ГОСТ 32333–2013 ГОСТ EN 12634–2014 ГОСТ 32327–2022 ГОСТ ISO 6618–2013 ГОСТ ISO 6619–2013 ГОСТ 29255–91 ГОСТ Р МЭК 62021–1– 2013 ГОСТ 28351–89	100 см <sup>3</sup>
НП-14**	Массовая доля азота, мг/кг	от 0,05 до 10000 вкл.	ASTM D4629 ASTM D5762	5 см <sup>3</sup>
НП-15	Массовая доля кремния, мг/кг	от 10 до 250 вкл.	ASTM D5184	5 см <sup>3</sup>
НП-16/01	Массовая доля механических примесей, %	от 0,0010 до 0,0030 вкл.	DIN EN 12662 ГОСТ EN 12662–2016	2 флакона по 1000 см <sup>3</sup>
НП-16/02		от 0,0002 до 0,0009 вкл.	ГОСТ 10577–78	2 флакона по 1000 см <sup>3</sup>
НП-16/03		от 0,0010 до 0,0030 вкл.		2 флакона по 500 см <sup>3</sup>
НП-16/03		от 0,005 до 0,015 вкл.	ГОСТ 6370–2018	2 флакона по 100 г
НП-16/03	от 0,02 до 2 вкл.	2 флакона по 100 г		
НП-17	Массовая доля меркаптановой серы, %	от 0,001 до 0,010 вкл.	ГОСТ 17323–71 ГОСТ Р 52030–2003 ГОСТ 32462–2013	100 см <sup>3</sup>
НП-18	Массовая концентрация нерастворимых веществ (общее количество нерастворимых веществ), г/м <sup>3</sup>	от 1,0 до 25,0 вкл.	ГОСТ Р EN ИСО 12205– 2007	1000 см <sup>3</sup>
НП-19/01	Плотность при 15°C, кг/м <sup>3</sup>	от 685 до 1005 вкл.	ГОСТ Р 51069–97 ГОСТ 3900–2022 ГОСТ Р 57037–2016 ГОСТ 33364–2015 ГОСТ ISO 3675–2014 ГОСТ Р ИСО 3675–2007 Р 50.2.075–2010 ISO 12185:2024 ASTM D4052	250 см <sup>3</sup> / 1000 см <sup>3</sup>
НП-19/02	Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	от 680 до 1000 вкл.	ГОСТ Р 51069–97 ГОСТ 3900–2022	250 см <sup>3</sup> / 1000 см <sup>3</sup>



			ГОСТ Р 57037–2016 ГОСТ 33364–2015 ГОСТ 18329–2014 Р 50.2.075–2010 ISO 12185:2024 ASTM D4052	
НП-20	Массовая доля сульфатной золы, %	от 0,1 до 2,0 вкл.	ГОСТ 12417–94 ГОСТ ISO 3987–2013	30 см <sup>3</sup>
НП-22/01	Массовая доля серы, %	от 0,00005 до 0,0030 вкл.	ГОСТ 13380–81 ГОСТ ISO 16591–2015 ГОСТ Р 54288–2010 ГОСТ ISO 13032–2014 ГОСТ Р 53203–2022 ГОСТ 34239–2017 ГОСТ Р 52660–2006 ГОСТ Р 51859–2002 ГОСТ ISO 20884–2016 ГОСТ Р ЕН ИСО 14596– 2008	50 см <sup>3</sup>
НП-22/02		от 0,0030 до 0,05 вкл.	ГОСТ ISO 14596–2016 ГОСТ 32139–2019 ГОСТ Р ЕН ИСО 20847– 2010 ГОСТ ISO 20847–2014 ГОСТ 19121–73 ГОСТ 32403–2013 ГОСТ Р 51947–2002 ГОСТ ISO 8754–2013 ГОСТ 33305–2015 ГОСТ Р 50442–92 ГОСТ 3877–88 ГОСТ 34211–2017 ГОСТ 1431–85 ASTM D4294 ASTM D5453	50 см <sup>3</sup>
НП-22/03		от 0,05 до 5 вкл.	ГОСТ ISO 8754–2013 ГОСТ 33305–2015 ГОСТ Р 50442–92 ГОСТ 3877–88 ГОСТ 34211–2017 ГОСТ 1431–85 ASTM D4294 ASTM D5453	50 см <sup>3</sup>
НП-24/01	Температура вспышки в закрытом тигле, °С	от 10 до 25 вкл.	ГОСТ 6356–75 ГОСТ Р ЕН ИСО 2719– 2008 (Метод А) ГОСТ ISO 2719–2017 (Метод А)	2 флакона по 100 см <sup>3</sup>
НП-24/02		от 25 до 180 вкл.	ГОСТ Р 54279–2010 ГОСТ 34238–2017 (Метод В)	2 флакона по 100 см <sup>3</sup>
НП-24/03		от 180 до 280 вкл.	ГОСТ Р ИСО 3679–2010 ГОСТ ISO 3679–2017 (Метод В) ASTM D93	2 флакона по 100 см <sup>3</sup>
НП-25	Температура вспышки в открытом тигле, °С	от 80 до 280 вкл.	ГОСТ 4333–2021 ГОСТ 26378.4–2015 ASTM D92	2 флакона по 100 см <sup>3</sup>
НП-26	Температура замерзания (кристаллизации), °С	от минус 60 до минус 45 вкл.	ГОСТ 32402–2022 ГОСТ Р 54280–2010 ГОСТ Р 53706–2009 ГОСТ 33195–2014 ГОСТ Р 52332–2022 ГОСТ 33197–2014 ГОСТ 5066–2018 (Метод А) ГОСТ ISO 3013–2016	2 флакона по 30 см <sup>3</sup>



НП-27/01	Температура текучести, °С	от минус 52 до 0 вкл.	ГОСТ 20287–2023 (Метод А) ГОСТ 32393–2013 ГОСТ 32463–2013 ASTM D97	2 флакона по 50 см <sup>3</sup>	
НП-27/02		от плюс 3 до плюс 13 вкл.		2 флакона по 50 см <sup>3</sup>	
НП-28/01	Температура застывания, °С	от минус 55 до минус 3 вкл.	ГОСТ 20287–2023 (Метод Б) ГОСТ 32393–2013 ГОСТ 33910–2016	2 флакона по 50 см <sup>3</sup>	
НП-28/02		от 0 до плюс 10 вкл.		2 флакона по 50 см <sup>3</sup>	
НП-29	<i>Групповой и индивидуальный углеводородный состав нефти:</i> Объемная и массовая доли, %: ароматических углеводородов (12 инд. компонентов*):	от 1,0 до 15,0	ГОСТ Р 52063–2003 ГОСТ Р 52714–2018 ГОСТ Р 51941–2002 ГОСТ Р 52570–2006 ГОСТ 31872–2019 ГОСТ 32507–2013 (Метод А) ГОСТ 33902–2016 ASTM D6730	2 см <sup>3</sup>	
		н-парафиновых углеводородов (9 инд. компонентов*):			от 30,0 до 50,0
		изопарафиновых углеводородов (3 инд. компонента*):			от 20,0 до 35,0
		нафтеновых углеводородов (4 инд. компонента*):			от 15,0 до 30,0
		олефиновых углеводородов (4 инд. компонента*):			от 0,3 до 2,0
НП-30	Удельная (высшая) энергия (теплота) сгорания, кДж/кг	от 45000 до 47000 вкл.	ГОСТ 21261–2021 ГОСТ 34210–2017 ГОСТ 33299–2015	50 см <sup>3</sup>	
		Удельная (низшая) энергия (теплота) сгорания, кДж/кг			от 42000 до 44000 вкл.
НП-31	Температура помутнения, °С	от минус 40 до минус 5 вкл.	ГОСТ 5066–2018 (Метод Б) ASTM D2500	2 флакона по 30 см <sup>3</sup>	
НП-32	Массовая доля фосфора, %	от 0,01 до 0,1 вкл.	ГОСТ 9827–75 ГОСТ Р 52240–2004	5 см <sup>3</sup>	
НП-33/01**	Массовая доля хлорорганических соединений в нефти, млн <sup>-1</sup>	от 0,05 до 200 вкл.	ГОСТ Р 52247–2021 (Метод Б, Г) ГОСТ 33342–2015 (Метод Б) ГОСТ Р 57033–2016 ASTM D4929 (Procedure B, C)	2 ампулы по 5 см <sup>3</sup>	
НП-33/02**		от 5 до 20 вкл.	ГОСТ Р 52247–2021 (Метод А, В) ГОСТ 33342–2015 (Метод А, В) ASTM D4929 (Procedure A)	100 см <sup>3</sup>	
НП-34/01	Массовая концентрация хлористых солей в пересчете на хлористый натрий, мг/дм <sup>3</sup>	от 5 до 50 вкл.	ГОСТ 21534–2021 ГОСТ 33703–2015	200 см <sup>3</sup>	
НП-34/02		от 100 до 1000 вкл.		200 см <sup>3</sup>	
НП-35/01 (Сейболт)	Цветность, условные единицы	от минус 16,0 до плюс 30,0 вкл.	ГОСТ Р 51933–2002 ГОСТ 33909–2016 ГОСТ 33092–2014 ASTM D6045	2 флакона по 50 см <sup>3</sup>	
НП-35/02 (ASTM)		от 0,5 до 8,0 вкл.		ГОСТ 20284–74 ГОСТ 28582–90 ГОСТ 33092–2014 ГОСТ ISO 2049–2015 ASTM D6045	500 см <sup>3</sup>
			2 флакона по 50 см <sup>3</sup>		
НП-36	Общее щелочное число, мг КОН/г	от 0,5 до 120 вкл.	ГОСТ 11362–96 ГОСТ ISO 3771–2013	5 см <sup>3</sup> /15 см <sup>3</sup> /100 см <sup>3</sup>	

			ГОСТ 32328–2013 ГОСТ ISO 6618–2013 ГОСТ 29255–91 ГОСТ 30050–93	<i>фасовка зависит от концентрации</i>
НП-37 (Ba, Ca, Zn)	Массовая доля (барий, кальций, цинк), мг/кг	от 100 до 10000 вкл.	ГОСТ 13538–68 ГОСТ 33904–2016 ГОСТ Р 52666–2006 ГОСТ 33305–2015 ГОСТ 25784–83	50 см <sup>3</sup>
НП-38 (16 эл.)	Массовая доля (алюминий, барий, кальций, хром, медь, железо, магний, марганец, молибден, натрий, никель, свинец, кремний, олово, ванадий, цинк), мг/кг	от 1 до 500 вкл.	ASTM D6595 ASTM D6728 ASTM D7111 ASTM D5185	50 см <sup>3</sup>
НП-39 (21 эл.)	Массовая доля (16 эл. + серебро, бор, кобальт, фосфор, титан), мг/кг	от 1 до 500 вкл.	ASTM D6595 ASTM D6728 ASTM D7111 ASTM D5185	50 см <sup>3</sup>
НП-40 (22 эл.)	Массовая доля (21 эл. + калий), мг/кг	от 1 до 500 вкл.	ASTM D6595 ASTM D6728 ASTM D7111 ASTM D5185	50 см <sup>3</sup>
НП-41/01 – НП-41/12 (одноэлементные)	Массовая доля (алюминий/барий/кальций/хром/медь/железо/магний/марганец/никель/свинец/ванадий/цинк), мг/кг	от 1 до 500 вкл.	ГОСТ 13538–68 ГОСТ 33904–2016 ГОСТ Р 52666–2006 ГОСТ 33305–2015 ГОСТ 25784–83 ГОСТ 10364–90 ГОСТ 34242–2017	50 см <sup>3</sup>

\* – более подробный перечень показателей ОК следует уточнять у координатора МСИ;

\*\* – ОК не является матричным образцом.

## 6. Схема и порядок обработки результатов участников ПК

Для оценки качества результатов испытаний и получения выводов о качестве работы испытательной лаборатории провайдер ПК проводит статистическую обработку полученных от участников данных в соответствии с требованиями и рекомендациями ISO/IEC 17043:2023 и ГОСТ Р 50779.60–2017.

Алгоритм статистической обработки результатов ПК предусматривает получение в каждой испытательной лаборатории одного результата испытаний (как правило – среднего значения результатов параллельных определений, количество которых определяется в соответствии с требованиями НД) по одному показателю в одном ОК.

Провайдер устанавливает ограничение неопределенности приписанного значения ОК согласно п. 9.2 ГОСТ Р 50779.60–2017.

При соблюдении ограничения Провайдер проводит оценку результатов участника путем вычисления z-индекса согласно п. 9.4 ГОСТ Р 50779.60–2017:

$$z = (X_i - X_{pt}) / \sigma_{pt}$$

где  $X_i$  – результат испытаний;

	ООО «Петроаналитика»	Программа проверки квалификации провайдера ПК по направлению «Нефтепродукты»	№ ППК-08-НП
			Редакция 01
			Страница 13 из 13

$X_{pt}$  – приписанное значение ОК для определяемого показателя;

$\sigma_{pt}$  – стандартное отклонение для оценки квалификации.

В случае невыполнения условия ограничения оценка результатов участника проводится путем вычисления  $z'$ -индекса согласно п. 9.4 ГОСТ Р 50779.60–2017:

$$z' = (X_i - X_{pt}) / \sqrt{\sigma_{pt}^2 + u^2(X_{pt})}$$

где  $X_i$  – результат испытаний;

$X_{pt}$  – приписанное значение ОК для определяемого показателя;

$\sigma_{pt}$  – стандартное отклонение для оценки квалификации;

$u(X_{pt})$  – стандартная неопределенность приписанного значения ОК.

Заключение о качестве результатов испытаний контролируемого объекта по каждому определяемому показателю производится на основе сравнения значения  $|z|$  или  $|z'|$  с установленными нормативами контроля, указанными в таблице 2.

Таблица 2 – Интерпретация значений индекса функционирования.

$ z \text{ или } z'  \leq 2,00$	Не требует выполнения действий. Качество результатов испытаний признают удовлетворительным.
$2,00 <  z \text{ или } z'  < 3,00$	Сигнал предупреждения. Качество результатов испытаний признают сомнительным и подлежащим дополнительной проверке.
$ z \text{ или } z'  \geq 3,00$	Сигнал действия. Качество результатов испытаний признают неудовлетворительным, требуется выполнение корректирующих действий.

Выдача значения  $z$  или  $z'$  производится с точностью до второго десятичного разряда, за исключением случая, когда значение равняется нулю (результат испытаний совпадает с приписанным значением ОК), в этом случае значение выдается как «0».