

Опросный лист

для выбора способа, метода измерения и типа средства измерения

Наименование компании, которая предполагает эксплуатировать средство измерения:	АО "Татнефтеотдача"						
Наименование месторождения	Степноозерское						
Номер скважины (объекта)	Количество - 17шт						
1. Способ подъема продукции из нефтяной скважины							
1.1 Способ подъема продукции из скважины	ШГН ¹	ВН ²	ЭЦН ³	СТРН ⁴	ГПН ⁵	Фонтан	Газлифт
	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
1.2 Режим работы скважины	непрерывный	<input checked="" type="checkbox"/>	периодический	<input type="checkbox"/>	время работы, ч/сут:		

2. Условия измерений, определяющие выбор способа и типа средства измерения (СИ)

Наименование параметра	Значение
2.1 Плотность нефти при стандартных условиях, кг/м ³	910...950
2.2 Плотность воды при стандартных условиях, кг/м ³	1,160
2.2 Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	1,216
2.3 Предполагаемый дебит нефти, приведённый к суткам, м ³ /сут	1...15(т/сут)
2.4 Объемная доля воды в составе нефтегазоводяной смеси, %	30...50
2.5 Предполагаемый дебит жидкости, приведённый к суткам, м ³ /сут	1...30
2.6 Предполагаемое рабочее давление в точке измерения дебита нефтяной скважины, МПа	1...3
2.7 Газовый фактор, <input checked="" type="checkbox"/> м ³ /т нефти <input type="checkbox"/> м ³ /м ³ нефти	3,5...9,2
2.8 Расход закачиваемого газа при стандартных условиях при газлифтном способе подъема продукции, м ³ /сут	-
2.9 Давление насыщения нефти газом, МПа	7
2.10 Давление пластовое, МПа	18
2.11 ⁶ Давление в точке измерения для расчета объемной доли свободного газа и объема газожидкостной смеси, МПа	
2.12 ⁷ Объемная доля свободного газа в условиях измерения в зависимости от давления, %	
2.13 ⁸ Объем нефтегазоводяной смеси в условиях измерения, м ³ /сут	
2.14 Вязкость нефти при 20° С: мм ² /с <input type="checkbox"/> ; сСт <input checked="" type="checkbox"/> ; мПа·с <input type="checkbox"/> ; сП <input type="checkbox"/>	200...4000

¹ ШГН - штанговый глубинный насос.

² ВН - винтовой насос.

³ ЭЦН - погружной электроцентробежный насос.

⁴ СТРН - струйный насос.

⁵ ГПН - гидropоршневой насос.

⁶ Давление в точке измерения заполняется Исполнителем Заказа по результатам расчета объемной доли свободного газа.

⁷ Объемная доля свободного газа заполняется Исполнителем Заказа по результатам расчета по методике.

⁸ Объем нефтегазоводяной смеси в условиях измерения определяется Исполнителем Заказа по результатам расчета по методике.

2.15 Температура измеряемой нефтегазовой смеси, °C	17
2.16 Наличие сероводорода (H ₂ S) и его объемная доля в нефтегазовой смеси, %	0,11...0,52
2.17 Наличие кислот и щелочей в нефтегазовой смеси:	<input type="checkbox"/>
2.18 Количество твердых абразивных примесей в потоке нефтегазовой смеси, мг/л	0,02
2.19 Максимальный размер твердых абразивных примесей, мм	2
2.20 Содержание асфальтенов, парафинов и других веществ, склонных к адгезии, для сталей марок: Сталь 20 и 12Х18Н10Т	

Технические требования

3. Физические величины, требующие измерения:

3.1 Масса сырой нефти (масса смеси нефти, воды и растворенного газа)	<input type="checkbox"/>
3.1.1 Основная относительная погрешность измерения массы сырой нефти, %	±
3.2 Объем сырой нефти в стандартных условиях (объем смеси из нефти, воды и растворенного газа)	<input checked="" type="checkbox"/>
3.2.1 Основная относительная погрешность измерения объема сырой нефти, %	± 6
3.3 Объем свободного нефтяного газа в стандартных условиях	<input type="checkbox"/>
3.3.1 Основная относительная погрешность измерения объема свободного газа, %	±
3.4 Масса нефти без учета воды (масса нетто сырой нефти)	<input type="checkbox"/>
3.5 Давление в точке измерения	<input type="checkbox"/>
3.6 Температура потока нефтегазовой смеси	<input type="checkbox"/>

4. Требования, определяющие выбор исполнения СИ:

4.1 Максимальная температура окружающей среды, °C	+50
4.2 Минимальная температура окружающей среды, °C	-40
4.3 Максимальное рабочее давление, которое может быть достигнуто в точке установки СИ, МПа	4,0
4.4 Наличие и характеристики источника электропитания:	380 В, 50 Гц
4.4 Исполнение СИ:	
Стационарное: <input checked="" type="checkbox"/>	Мобильное: <input type="checkbox"/>
4.6 Место предполагаемой установки первичного преобразователя расхода (технологического блока установки измерительной) СИ:	
• в неотопляемом помещении	<input type="checkbox"/>
• в отопляемом помещении	<input type="checkbox"/>
• на устье добывающей нефтяной скважины	<input checked="" type="checkbox"/>
• в групповой замерной установке	<input type="checkbox"/>
• в составе блок гребенки	<input type="checkbox"/>
• примерное расстояние от устья нефтяной скважины до места монтажа СИ, м	2

5. Требования к вторичному преобразователю (контроллеру)

5.1 Исполнение контроллера:

Общепромышленное	<input type="checkbox"/>	Взрывобезопасное	<input checked="" type="checkbox"/>	Количество выходных каналов	2	Примерное расстояние от первичного преобразователя СИ до контроллера, м	50
------------------	--------------------------	------------------	-------------------------------------	-----------------------------	---	---	----

5.2 Место установки контроллера:

на преобразователе расхода.	<input type="checkbox"/>	в отапливаемом помещении	<input type="checkbox"/>	в неотапливаемом помещении	<input type="checkbox"/>	на открытом пространстве	<input checked="" type="checkbox"/>
-----------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	----------------------------	--------------------------	--------------------------	-------------------------------------

5.2 Требования к набору дополнительных пользовательских функций:

5.2.1 Оперативное снятие информации:	USB-накопитель	Переносной компьютер	визуально
	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
5.2.2 Наличие местной индикации			<input checked="" type="checkbox"/>
5.2.3 Шкаф теплоизолированный для размещения контроллера			<input checked="" type="checkbox"/>
5.2.4 Другое:			
5.2.5 Способ передачи информации:			
5.2.5.1 по физической линии связи			<input checked="" type="checkbox"/>
5.2.5.2 по радиоканалу			<input type="checkbox"/>
5.2.5.3 протокол обмена (форма)			<input checked="" type="checkbox"/>
5.2.6 Вид сигнала передачи информации:			
5.2.6.1 Цифровой (RS-485, RS-232)			<input checked="" type="checkbox"/>
5.2.6.2 Ethernet			<input type="checkbox"/>
5.2.6.3 Импульсный			<input checked="" type="checkbox"/>
5.2.6.4 Другое:	Для цифровой передачи данных предусмотреть протокол Modbus RTU		
6. Прочие требования			
6.1 Необходимость отбора пробы сырой нефти:	ручным пробоотборником	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	автоматическим пробоотборником	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6.2 Необходимость в Шеф - монтаже		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6.3 Необходимость в пуско-наладочных работах		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>