

Опросный лист

для определения условий измерения, выбора способа, метода измерения и типа средства измерения

Наименование компании, которая предполагает эксплуатировать средство измерения:	
Наименование месторождения	
Номер скважины (объекта)	

1. Способ подъема продукции из нефтяной скважины

	ШГН ¹	ВН ²	ЭЦН ³	СТРН ⁴	ГПН ⁵	Фонтан	Газлифт
1.1 Способ подъема продукции из скважины	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
1.2 Режим работы скважины	непрерывный	<input 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 Предполагаемый дебит нефти, приведённый к суткам, м ³ /сут					
2.2 Объемная доля воды в составе нефтегазоводяной смеси, %					
2.3 Предполагаемый дебит жидкости, приведённый к суткам, м ³ /сут					
2.4 Предполагаемое рабочее давление в точке измерения дебита нефтяной скважины, МПа					
2.5 Расход закачиваемого газа при стандартных условиях при газлифтном способе подъема продукции, м ³ /сут					
2.6 ⁶ Давление в точке измерения для расчета объемной доли свободного газа и объема газожидкостной смеси, МПа	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 25%; height: 20px;"></td> <td style="width: 25%;"></td> <td style="width: 25%;"></td> <td style="width: 25%;"></td> </tr> </table>				
2.7 Температура измеряемой нефтегазоводяной смеси, °С					
2.8 Наличие сероводорода (H ₂ S) и его объемная доля в нефтегазоводяной смеси, %					
2.9 Наличие кислот и щелочей в нефтегазоводяной смеси:	<input type="checkbox"/>				
2.10 Количество твердых абразивных примесей в потоке нефтегазоводяной смеси, мг/л					
2.11 Максимальный размер твердых абразивных примесей, мм					
2.12 Содержание асфальтенов, парафинов и других веществ, склонных к адгезии, для сталей марок: Сталь 20 и 12X18H10T					

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.

3. Описание физических свойств нефти и газа

3.1 Плотность нефти при стандартных условиях, кг/м ³				
3.2 Плотность воды при стандартных условиях, кг/м ³				
3.3 Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³				
3.4 Газовый фактор,	<input type="checkbox"/>	м ³ /т нефти	<input type="checkbox"/>	м ³ /м ³ нефти
3.5 Температура пласта скважины, °С: ⁷				
3.6 Давление насыщения при температуре пласта скважины, абс. МПа* ⁸				
3.7 Давление насыщения при температуре 20 °С, абс. МПа*				
3.8 Вязкость нефти при 20° С: мм ² /с <input type="checkbox"/> ; сСт <input type="checkbox"/> ; мПа×с <input type="checkbox"/> ; сП <input type="checkbox"/>				

4. Описание состава пластовой нефти

Наименование компонента	Пластовая нефть	Контактное разгазирование при 20 °С и 0 МПа изб. давления*	
		Нефть обезвоженная, обессоленная	Газ
		Мольная доля, %	Мольная доля, %
Азот (N ₂)			
Диоксид углерода (CO ₂)			
Метан (CH ₄)			
Этан (C ₂ H ₆)			
Пропан (C ₃ H ₈)			
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)			
н-Бутан (n-C ₄ H ₁₀)			
Изопентан (i-C ₅ H ₁₂)			
н-Пентан (n-C ₅ H ₁₂)			
Гексаны (C ₆)			
Гептаны (C ₇)			
Остаток (C ₈ + высшие)			
Молярная масса, кг/кмоль			
Молярная масса* C ₈ +, кг/кмоль			

* - заполняется при наличии сведений.

⁷ Заполняется при наличии сведений.

⁸ Заполняется при наличии сведений.

5. Технические требования

Физические величины, требующие измерения:

5.1 Масса сырой нефти (масса смеси нефти, воды и растворённого газа)	<input type="checkbox"/>
5.1.1 Основная относительная погрешность измерения массы сырой нефти, %	±
5.2 Объём сырой нефти в стандартных условиях (объём смеси из нефти, воды и растворённого газа)	<input type="checkbox"/>
5.2.1 Основная относительная погрешность измерения объёма сырой нефти, %	±
5.3 Объём свободного нефтяного газа в стандартных условиях	<input type="checkbox"/>
5.3.1 Основная относительная погрешность измерения объёма свободного газа, %	±
5.4 Масса нефти без учёта воды (масса нетто сырой нефти)	<input type="checkbox"/>
5.5 Давление в точке измерения	<input type="checkbox"/>
5.6 Температура потока нефтегазоводяной смеси	<input type="checkbox"/>

6. Требования, определяющие выбор исполнения СИ:

6.1 Максимальная температура окружающей среды, °С	
6.2 Минимальная температура окружающей среды, °С	
6.3 Максимальное рабочее давление, которое может быть достигнуто в точке установки СИ, МПа	
6.4 Наличие и характеристики источника электропитания:	
6.5 Исполнение СИ:	
Стационарное: <input type="checkbox"/>	Мобильное: <input type="checkbox"/>
6.6 Место предполагаемой установки первичного преобразователя расхода (технологического блока установки измерительной) СИ:	
• в неотапливаемом помещении	<input type="checkbox"/>
• в отапливаемом помещении	<input type="checkbox"/>
• на устье добывающей нефтяной скважины	<input 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	

6. Требования к вторичному преобразователю (контроллеру)

6.1 Исполнение контроллера:

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

8. 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 type="checkbox"/>
--	---	---	---

8.1 Требования к набору дополнительных пользовательских функций:

8.1.1 Оперативное снятие информации:	USB-накопитель	Переносной компьютер	визуально
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8.1.2 Наличие местной индикации			<input type="checkbox"/>
8.1.3 Шкаф теплоизолированный для размещения контроллера			<input type="checkbox"/>
8.1.4 Другое:			
8.1.5 Способ передачи информации:			
8.1.5.1 по физической линии связи			<input type="checkbox"/>
8.1.5.2 по радиоканалу			<input type="checkbox"/>
8.1.5.3 протокол обмена (форма)			<input type="checkbox"/>
8.1.6 Вид сигнала передачи информации:			
8.1.6.1 Цифровой (RS-485, RS-232)			<input type="checkbox"/>
8.1.6.2 Ethernet			<input type="checkbox"/>
8.1.6.3 Импульсный			<input type="checkbox"/>
8.1.6.4 Другое:			
9. Прочие требования			
а. Необходимость отбора пробы сырой нефти:	ручным пробоотборником		<input type="checkbox"/>
	автоматическим пробоотборником		<input type="checkbox"/>
9.1 Необходимость в Шеф - монтаже			<input type="checkbox"/>
9.2 Необходимость в пуско-наладочных работах			<input type="checkbox"/>
10. Контакты Заказчика:			
Наименование компании, от которой заполнялся опросный лист:			
Контактное лицо:			
Телефон:			
Факс:			
E-mail:			
Дата заполнения, ЧЧ:ММ:ГГ:			
Подпись:			