Утверждаю

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(ФИО) (Должность) (Подпись)

МП

# #

 #### ####

 #### ##############

 ## ################

 ##################

 ##################

 ##################

 ##################

 ##################

 ################ #

 ++ ############## ##

 ++++ ######### #####

 ++++ #####

 + ##

ОПРОСНЫЙ ЛИСТ

НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ИЗГОТОВЛЕНИЕ АГЗУ

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование заказчика |  |
| Почтовый индекс |  |
| Адрес |  |
| Телефон контактного лица |  |
| Электронный адрес контактного лица |  |
| ФИО контактного лица |  |
| Дата составления |  |
| Идентификатор ОЛ |  |
| Номер (ID) ОЛ |  |
| Месторождение |  |
| Объект |  |
| Куст(ы) скважин |  |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 1 | Производительность установки, м3/сут. (наодну скважину) |  |
| 2 | Диапазон дебита газа в нормальных условияхнм³/сут., (мин/макс) |  |
| 3 | Газовый фактор, м3/т, не более |  |
| 4 | Рабочее давление в коллекторевнутрикустового нефтесбора, МПа |  |
| 5 | Максимальное давление в газосепараторе,МПа | Не применимо |
| 6 | Дебит скважин по жидкости, м3/сут , (мин/макс) |  |
| 7 | Максимальное избыточное давление трубопровода, МПа |  |
| 8 | Режим замера дебита скважины (ПКВ, непрерывный) |  |
| 9 | Метод измерения массы (объема) нефти | Без предварительной сепарации, без применения источников ионизирующего излучения |
| 10 | Метод измерения объема газа |
| 11 | Метод измерения объемноговлагосодержания |
| 12 | Количество скважин подключаемых к установке |  |
| 13 | Средняя наработка на отказ, час,не менее | 8 000 |
| 14 | Характеристика окружающего воздуха, 0С: | Температура наиболее холоднойпятидневки обеспеченностью 0,92, °С –минус 49,0Абсолютно-минимальная температура, °С– минус 61,1Температура воздуха теплого периодаобеспеченностью 0,95/0,98, °C - плюс 22,0/плюс 26,1 |
| 15 | Полный срок службы измерительнойустановки, лет | 12 |
| 16 | Диаметр входной запорной арматуры, мм |  |
| 17 | Диаметр выходной запорной арматуры, мм |  |
| 18 | Рабочая среда | НГВС |
| 19 | Диапазон рабочей температуры внормальных условиях эксплуатации, °С |  |
| 20 | Кинематическая вязкость жидкости при 20град,0С, сСт не более |  |
| 21 | Плотность жидкости 0 С, кг/м3 |  |
| 22 | Плотность пластовой воды, кг/м3 |  |
| 23 | Обводненность замеряемой продукции, % | 0 - 100 |
| 24 | Содержание парафина в нефти, объемнаядоля в %, не более |  |
| 25 | Содержание сероводорода среды, объемнаядоля в %, не более |  |
| 26 | Количество механических примесей взамеряемой жидкости, объемная доля, %, неболее |  |
| Исполнение |
| 27 | Основание |  |
| 28 | Расположение входов скважин | Односторонее |
| 29 | Наличие антикоррозионной защиты | с антикоррозионной защитой |
| 30 | Наличие блока контроля и управления | с блоком контроля и управления |
| 31 | Антикоррозионная защита внутренних поверхностей ИУ |  |
| 32 | Износостойкое антикоррозионное покрытие внутренней поверхности сепарационной емкости. | Не применимо |
| 33 | Антикоррозионная защита внутренней поверхности ПСМ и повышенная износостойкость узла переключения |  |
| 34 | Типы соединений технологических схем |  |
| 35 | Система вентиляции внутри технологического блока с системой газового анализа |  |
| 36 | Визуализация технологических параметровв технологическом блоке |  |
| 37 | Байпасная линия, мм |  |
| 38 | Трубопровод от байпасной линии до ПСМ, мм |  |
| 39 | Трубопровод общий, мм |  |
| 40 | Дренажный патрубок, мм |  |
| 41 | Клапан предохранительный пружинный фланцевый |  |
| 42 | Подключение дренажного патрубка |  |
| 43 | Трубная обвязка на разборных соединениях |  |
| 44 | Газовый сепаратор, тип | Не применимо |
| 45 | Наличие манометра на ПСМ |  |
| 46 | Наличие вентиля на корпусе ПСМ для снятия давления |  |
| 47 | Запорная арматура: задвижки клиновые, присоединение фланцевое, класс герметичности, исполнение, материал-сталь, тип управления. |  |
| 48 | Ключ для ручного переключения ПСМ, шт |  |
| 49 | Обратный клапан подводящих отводов, шт |  |
| 50 | Предусмотреть подключение передвижной поверочной установки последовательно с измеряемой скважиной |  |
| 51 | Указатель уровня жидкости в сепараторе | Не применимо |
| **Технические требования к КиП и средствам обработки данных** |
| 52 | Требования к расходомеру | Соответствие ГОСТу 8.1016-2022 |
| 53 | Тип расходомера | Многофазный Расходомер Поточный без применения Источника Ионизирующего Излучения |
| 54 | Требования к метрологическому обеспечению (обязательные) | Внесен в реестр средств измерения  |
| 55 | Распределительный щит |  |
| 56 | Интерфейс | Modbus RTU |
| 57 | Шкаф управления |  |
| 58 | Глубина архивации |  |
| 59 | Датчики давления взрывозащищенного исполнения с индикацией по месту |  |
| 60 | Предусмотреть электрообогрев БКУ и технологического блоков ИУ с поддержанием заданной температуры свыводом значений в систему телемеханикии сигнализации о достижении пороговых значений | Да |
| 61 | Сигнализация несанкционированного доступа в аппаратный и технологический блоки ИУ с выходом в телемеханику | Да |
| 62 | Унификация аналоговых датчиков свыходным сигналом 4-20 мА | Да |
| 63 | Поддержка HART протокола | Нет |
| 64 | Обязательная поддержка протоколов КИПа |  |
| 65 | Предусмотреть ручной отбор точечной пробы |  |
| 66 | Светозвуковой сигнализатор загазованностина технологическом блоке | Раздельная сигнализация 1 и 2 пороговзагазованности с соответствующейсветовой индикацией |
| 67 | Требования к газоанализатору в технологическом блоке |  |
| 68 | Система охранной, пожарной сигнализациии оповещения о пожаре ИУ |  |
| 69 | Требования к ПО |  |
| 70 | Требования к обеспечению выводапараметров замерной установки в существующую систему телемеханики |  |
| 71 | Требования к возможности диагностики каналов измерений и вычислений и контролю достоверности измеряемых значений. |  |
| 72 | Обеспечение разграничения прав доступа на контроллере при внесении заводских параметров, блокировок, защит и параметров работы скважины |  |
| 73 | Требования к формированию архива данных по окончанию каждого замера. |  |
| 74 | Требования к возможности считывать с вычислителя,Информации, телеметрии, архива измерений, ошибок и тп. |  |
| 75 | Требования к управлению АГЗУ с верхнего уровня автоматизации. |  |
| 76 | Требования к дополнительному порту подключения пробоотборника |  |
| 77 | Требования к защите клеммных коробок от осадков |  |
| 78 | Требования к маркировке |  |
| 79 | Требования к кабельной продукции |  |
| 80 | Требования к позиционным обозначениям средств автоматизации и КиП |  |
| 81 | Телескопическая мачта |  |
| 82 | Технические требования к электрооборудованию, освещению, а также защитные мероприятия (молниезащита, заземление, зануление, уравниваниепотенциалов) |  |
| 83 | Требования к вводно-распределительному устройству |  |
|  | Требования к электрозащите |  |
| 84 | Требования к кабельным вводам |  |
| 85 | Требование к искусственному внутреннему освещению |  |
| 86 | Требование к аварийному освещению |  |
| 87 | Требования к внешнему освещению БКУ |  |
| 88 | Требования к взрывозащите освещения |  |
| 89 | Требования к клеммным элементам освещения |  |
| 90 | Требования к управлению вентиляцией |  |
| 91 | Требования к заземлению розеток в БКУ |  |
| 92 | Требования к электропроводке |  |
| 93 | Требования к электродвигателю ПСМ |  |
| 94 | Требования к монтажу силовой и осветительной сетей |  |
| 95 | Требования к информационным табличкам |  |
| 96 | Общие требования к заземлению |  |
| 97 | Требования к уравнению потенциалов |  |
| 98 | Требования к защите от прямых ударов молний |  |
| 99 | Требования к обеспечению наличия документации |  |
| 100 | Требования к вентиляции |  |
| 101 | Требования к поддержанию минимальной температуры в технологическом блоке, блоке управления и контроля |  |
| 102 | Требования к обеспечению пожарной безопасности |  |
| 103 | Дополнительные требования к запорно-регулирующему оборудованию |  |
| 104 | Дополнительные требования к сварке и сварочным работам |  |
| 105 | Дополнительные требования к МФР в составе АГЗУ |  |
| 106 | Дополнительные требования к комплектности поставки |  |
| 107 | Дополнительные требования к метрологическому обеспечению |  |
| 108 | Необходимости проведения ШМР и ПНР |  |
| 109 | Приоритет ОЛ над ТТТ |  |
| 110 | Климатическое исполнение |  |
| 111 | Требования по цветовой гамме, окраске и брендингу |  |
| 112 | Климатический район |  |
| 113 | Нормативное значение ветрового давления (кПа) |  |
| 114 | Вес снегового покрова (кПа) |  |
| 115 | Общие требования к технической документации |  |
| 116 | Дополнительное конструктивные требования |  |
| 117 | Дополнительные требования |  |
| 118 | Дополнительные требования |  |
| 119 | Дополнительные требования |  |
| 120 | Дополнительные требования |  |
| 121 |  |  |
| 122 |  |  |
| 123 |  |  |
| 124 |  |  |
| 125 |  |  |
| 126 |  |  |
| 127 |  |  |
| 128 |  |  |
| 129 |  |  |
| 130 |  |  |

СПРАВОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Для корректного подбора многофазного расходомера

Обязательно к прочтению до заполнения Опросного Листа в части расходов.

Многофазный расходомер представляет из себя сложное комплексное устройство, собравшее в себя стек технологий и датчиков.

Поскольку Расходомер применяется без сепарации, описать технические характеристики в части диапазонов измеряемых расходов для каждой модификации МФР невозможно.

То есть имея трубу, скажем диаметром 50 мм, зная расчетное давление и некоторые другие параметры, мы можем рассчитать сколько м3 газа или жидкости мы можем прокачать через данную трубу в час или в сутки. Предположим, что расчеты нам показали, что через трубу 50мм мы можем прокачать 200 м3 жидкости в сутки, но как только мы добавим туда газ, максимальное значение дебита по жидкости уменьшится в зависимости от дебита газа, который будет проходить по той же трубе. Иными словами, подбор модификации МФР осуществляется для каждого конкретного объекта отдельно, путем внесения данных из опросного листа в специально разработанный калькулятор производителя МФР.

Второй очень важный параметр, который необходимо учитывать – это минимальный расход. Все МФР используют трубу вентури для расчета расхода. Для корректной работы трубы вентури необходимо обеспечить минимальный перепад давления на трубе вентури. Именно поэтому очень важно указывать реальный минимальный суточный дебит (для скважин работающих в режиме ПКВ необходимо указать минимальный и максимальный расходы в час или в минуту), чтобы калькулятор подбора модификации МФР выбрал модификацию обеспечивающую нужный для измерений минимальный перепад давления. Логика такая – чем ниже минимальный расход (тем меньше диаметр в горловине трубе вентури), и, как следствие, тем меньший максимальный дебит можно прокачать через данный МФР.

Таким образом мы понимаем, что нельзя просто выбрать МФР с большим диаметром для обеспечения измерений максимальных расходов, так как в таком случае мы будем ограничены в измерении минимальных дебитов.

Что будет если диапазон расходов очень большой? Калькулятор подбора модификации МФР предложит установить два МФР на один объект так, чтобы скважины с малыми расходами замерялись одним МФР, а скважины с высоким дебитом – другим, но это делает систему дороже в два раза.