



Уралэнергопром

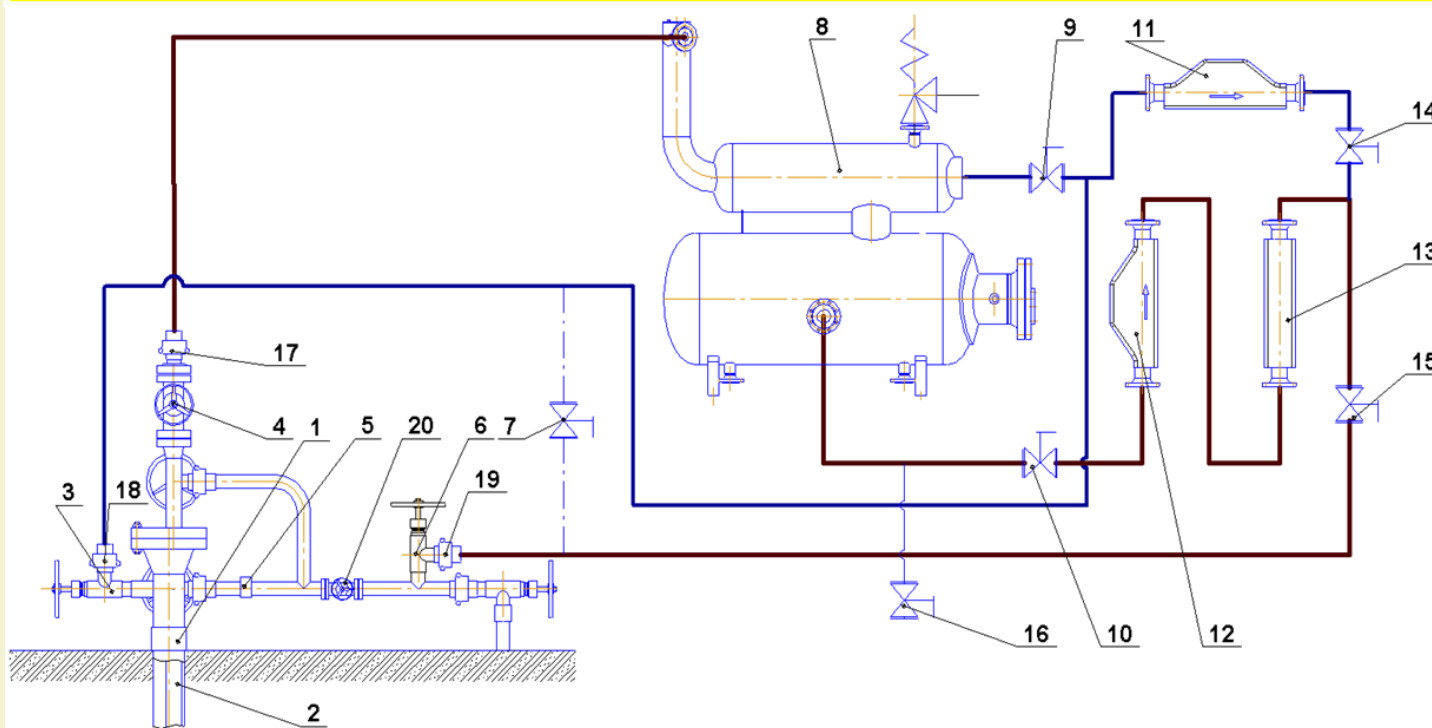
ПЕРЕДВИЖНАЯ УСТАНОВКА ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ГАЗОВОГО ФАКТОРА (ЛПИ)





Уралэнергопром

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА (ЛПИ)

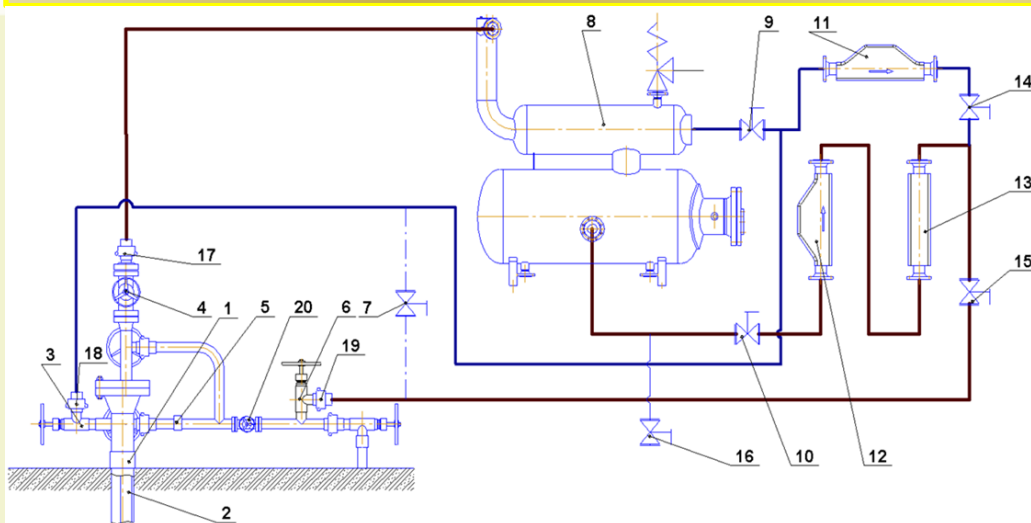


На рисунке 1 показана схема подключения передвижной установки к скважине. Скважина имеет эксплуатационную колонну 1, насосно-компрессорную трубу (НКТ) 2, задвижки 3, 4 и обратный клапан 5. Выкидная линия скважины через задвижки 6 и 7 сообщается соответственно с коллектором системы сбора нефти и с передвижной установкой для определения дебитов нефти, газа и воды в скважинах, содержащей газосепаратор 8, задвижки 9 для газа и 10 для жидкости, счетчики 11 для газа и 12 для жидкости, влагомер 13, задвижки 14 и 15 на газовой и жидкостной линиях. На жидкостной линии после газосепаратора 8 расположена задвижка 16 для отбора нефти на предмет измерения остаточного растворенного газа. Для подключения передвижной установки к скважине имеются быстроразъемные соединения 17, 18 и 19. Для обеспечения поступления замеряемых флюидов в напорный коллектор предусмотрена разрывная задвижка 20



Уралэнергопром

ПРИНЦИП РАБОТЫ ПЕРЕДВИЖНОЙ УСТАНОВКИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ГАЗОВОГО ФАКТОРА (ЛПИ)



Установка работает следующим образом. После подключения передвижной установки к скважине с помощью быстроразъемных соединений 17, 18 и 19, а также закрытия задвижки 20, производят открытие задвижек 3, 9, 10, 14 и 15 с одновременным закрытием задвижки 6. При этом жидкость из насосно-компрессорной трубы 2 будет поступать через задвижки 4 в газосепаратор 8, в котором будет происходить разделение жидкости (обводненной нефти) и газа. Газ из верхней части газосепаратора через задвижку 9 будет поступать в газовый счетчик 11 и далее через задвижки 14 и 15 будет под собственным давлением уходить в коллектор.

Одновременно отсепарированный в затрубном пространстве и не поступивший на прием насоса газ из затрубного пространства между колонной 1 и НКТ 2 через задвижку 3 будет поступать в газовую линию между задвижкой 9 и счетчиком 11 и далее, смешиваясь с газом, выходящим из газосепаратора, будет измеряться счетчиком 11. Таким образом, счетчик 11 будет замерять суммарное количество газа, сепарированного из добываемой нефти. Условие достоверности замеров - давление затрубное равно давлению в нефтесборном трубопроводе. Дегазированная жидкость из нижней части газосепаратора под собственным давлением через задвижку 10 поступает последовательно в счетчик 12 для жидкости, далее во влагомер 13 и через задвижку 15 отводится в коллектор. Таким образом, отвод газа из затрубного пространства непосредственно в газовую линию перед газовым счетчиком позволяет повысить точность определения газового фактора за счет устранения перепада давления в обратном клапане 5 и дополнительного перемешивания с жидкостью до газосепаратора. Пробоотборная задвижка 16 позволяет отобрать жидкость на предмет определения остаточного количества растворенного газа с помощью дополнительного разгазирования жидкости до атмосферного давления, или использовать сертифицированные приборы для определения содержания свободного и растворенного газа в нефти. Суммирование остаточного количества растворенного газа с замеренным на счетчике 11 позволяет определить газовый фактор нефти.



Уралэнергопром

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЕРЕДВИЖНОЙ УСТАНОВКИ

№	Технические характеристики	Значение
1	Диапазон параметров подключаемой скважины: - по жидкостной линии, т/сут., в пределах - по газовой линии, нм ³ /сут	1-500 10-150 000
2	Количество скважин, подключаемых к установке, шт.	1
3	Количество подключаемых линий от скважины: -от затрубной задвижки фонт. арматуры для замера попутного газа, шт. -от линейной задвижки фонт. арматуры для замера жидкости, шт.	1 1
4	Погрешность измерения массы нефтегазовой смеси в условиях эксплуатации, %	2
5	Погрешность измерений, %, не более: - по газу -по жидкости - массы нефти при обводненности 70%,% не более - массы нефти при обводненности 95%, % не более	До 5 2,5 6 15
6	Характеристика измеряемой среды (газовые смеси, нефтегазовые смеси): - рабочее давление в установке, МПа, не более -вязкость, сСт -содержание воды нефтегазовой смеси, % объемные -содержание мехпримесей, % массовые -содержание сероводород, %	4,0 До 300 До 99 До 0,05 До 2
7	Питание электрических цепей: -род тока - напряжение, В - частота, Гц	переменный, трехфазный 380 +10% 50
8	Мощность, кВт, не более	25
9	Длина силового кабеля для подключения установки к щиту электропитания, м	100
10	Климатические условия эксплуатации, °C	от -50 до +40
11	Температура внутри технологического блока, °C	+5
12	Температура внутри аппаратного блока, °C	+15
13	Исполнение приборов технологического отсека	искробезопасное, взрывозащищенное
14	Класс помещения	B1a
15	Категория взрывоопасной смеси	11A
16	Группа взрывоопасной смеси	T3



Уралэнергопром

ОБЩИЙ ВИД ПРИБОРА УОСГ-1 РГ (РИС. А.1) СХЕМА ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПРИБОРА К ТРУБОПРОВОДУ (РИС. А.2)

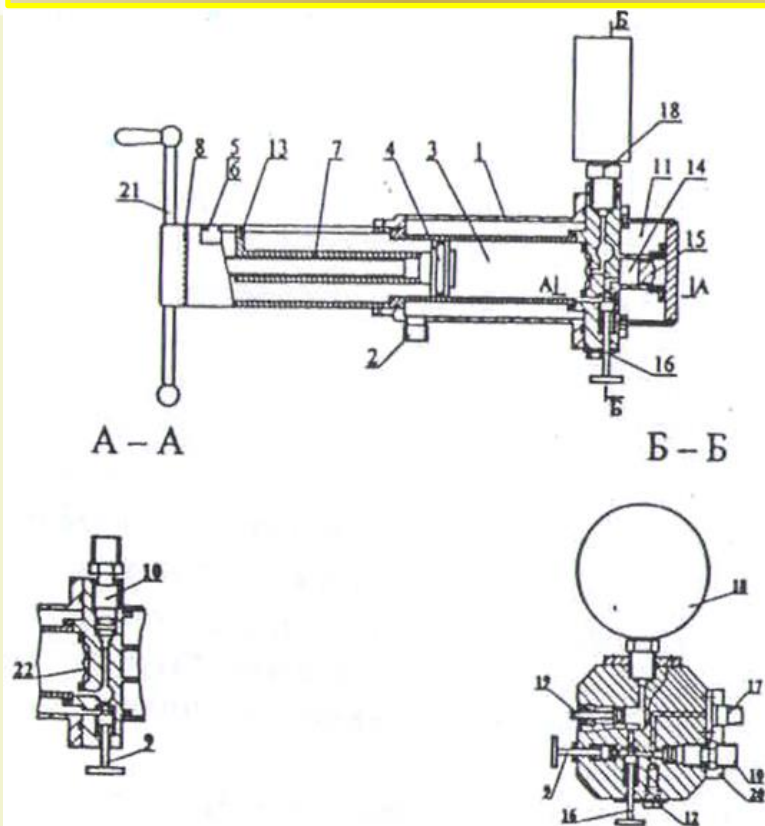


Рис. А.1

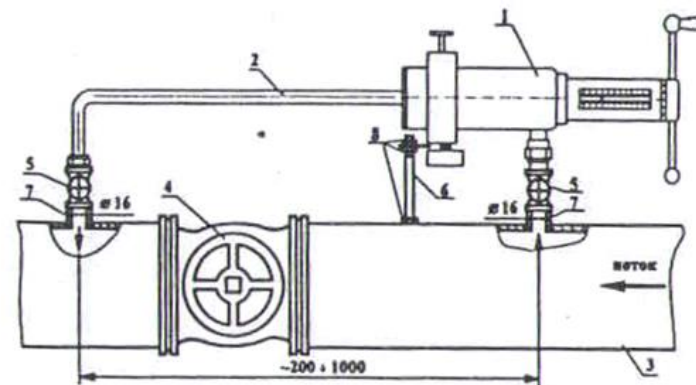


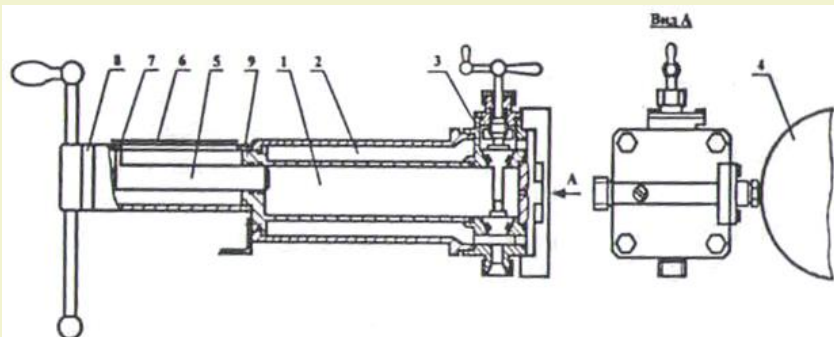
Рис. А.2

1 – прибор УОСГ – 1 РГ; 2 – гибкий рукав высокого давления;
3 – трубопровод; 4 – секущая задвижка; 5 – пробоотборные краны;
6 – шпилька М 12; 7 – входной и выходной штуцера; 8 – гайка М 12.



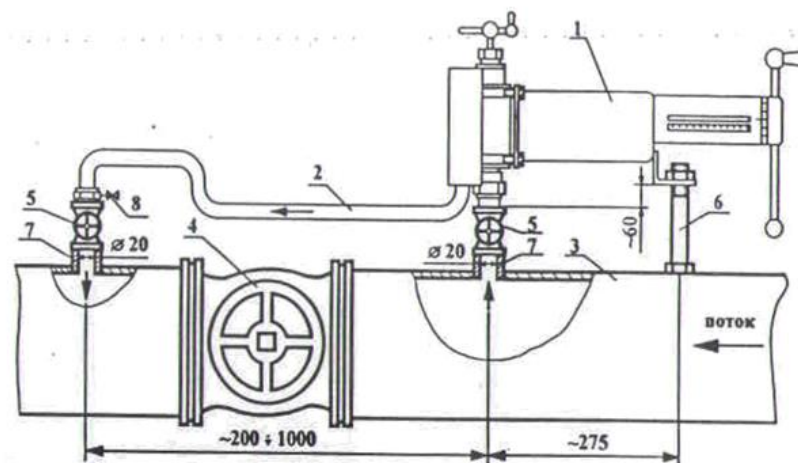
Уралэнергопром

ОБЩИЙ ВИД ПРИБОРА УОСГ-100 СКП (РИС. А.1) СХЕМА ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПРИБОРА К ТРУБОПРОВОДУ (РИС. А.2)



1 – пробоотборная камера; 2 – термостатирующая рубашка;
3 – клапанный узел; 4 – манометрический узел; 5 – плунжер;
6 – линейная шкала; 7 – визир; 8 – лимб; 9 – корпус.

Рисунок А.1 – Общий вид прибора УОСГ-100 СКП



1 – прибор УОСГ-100 СКП; 2 – подсоединительный шланг;
3 – трубопровод; 4 – задвижка (местное гидравлическое
сопротивление); 5 – вентиль $D_y 20 (R \frac{1}{4}'')$; 6 – болт М 16;
7 – входной и выходной штуцера; 8 – сливной клапан.

Рисунок А.2 – Схема подключения прибора УОСГ – 100 СКП
к трубопроводу (вид сверху)



Уралэнергопром

ФОТОГРАФИЯ 1





Уралэнергопром

ФОТОГРАФИЯ 2





Уралэнергопром

ФОТОГРАФИЯ 3





Уралэнергопром

РАСЧЕТ ГАЗОВОГО ФАКТОРА СКВАЖИНЫ № 2616 ВОЗЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

- Полученное значение растворённого газа на жидкостной линии прибором УОСГ-1РГ, согласно методике выполнения измерений МИ 3035-2007. Утвержденной заместителем директора ФГУПГНМЦ ВНИИР М.С. Немировым 20.12.2006г.

$$\Gamma_{рг} = \Gamma_{п-1} + ((\Gamma_{п-1} - \Gamma_{п-1}) \cdot P_{п-1} / (P_{п-1} - P_{п-1})),$$

где $\Gamma_{п-1}$ и $\Gamma_{п-1}$ – соотношение фаз в измерительной камере (мл/мл);
 $P_{п-1}$ и $P_{п-1}$ – давление в измерительной камере (кгс/см²)

$$\Gamma_{рг} = 14 + ((16-14) \cdot 0,4 / (0,4-0,3)) = 22 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

- Полученное значение свободного газа на жидкостной линии прибором УОСГ 100 СКП согласно методике выполнения измерений 2575-2000. Утвержденной заместителем директора ФГУПГНМЦ ВНИИР М.С. Немировым 20.12.1999 г.

$$\Gamma_{сг} = (\Delta V - \beta \cdot V_k (P - P_0)) / (1 - \beta (P - P_0)) \cdot (100 / V_k), \%$$

где V_k - объём пробы нефти, равный вместимости пробоотборной камеры, по паспорту, м³;

P_0 - первоначальное избыточное давление в камере, равное давлению в трубопроводе, МПа;

β – коэффициент сжимаемости нефти в пробоотборной камере прибора, 1/МПа

$$\Gamma_{сг} = (1,5 - 0,007 \cdot 5 (75-35)) / (1 - 0,007 (75-35)) \cdot (100 / 5) = 2,7 \%$$

$\Gamma_{сг} = 2,7 \%$ от объёмной доли

- Полученное значение свободного газа на газовой линии расходомером Micro Motion, $Q_{сгм} = 1239,390 \text{ м}^3/\text{сут}$ (см.таблица 2).
- Расчёт общего значения газового фактора $\Gamma_{ф}$:

- Рассчитываем объёмный расход нефти:

$$Q_n = \frac{M_{нефти}}{P_{нефти}} = \frac{130,103}{0,8276} = 157,205 \text{ м}^3/\text{сут};$$

- Рассчитываем расход растворённого газа:

$$Q_{рг} = Q_n \cdot \Gamma_{рг} = 157,205 \cdot 22 = 3458,53 \text{ м}^3/\text{сут};$$

- Рассчитываем расход свободного газа:

$$Q_{сг} = Q_n \cdot \Gamma_{сг} = 157,205 \cdot 0,027 = 4,244 \text{ м}^3/\text{сут};$$

- Рассчитываем общий расход газа:

$$Q_{г} = Q_{рг} + Q_{сг} + Q_{сгм} = 3458,53 + 4,244 + 1239,390 = 4702,164 \text{ м}^3/\text{сут};$$

- Рассчитываем общее значение газового фактора (см.таблица 3):

$$\Gamma_{ф} = \frac{Q_{г}}{M_{нефти}} = 4702,164 / 130,103 = 36,141 \text{ м}^3/\text{т};$$

Общее значение газового фактора

таблица № 3

Q _{сгм} , м ³ /сут табл.2	Q _{рг} , м ³ /сут по расчёту	Q _{сг} , м ³ /сут по расчёту	Q _г , м ³ /сут общий	M _{нефти} , т/сут табл.2	Γ _ф , м ³ /т
1239,390	3458,53	4,244	4702,164	130,103	36,14



Уралэнергопром

ПРОТОКОЛ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ В РЕЖИМЕ СУТОЧНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Тип установки:
Завод-изготовитель:
Заводской номер установки:
Плотность нефти:
Плотность воды:
Плотность газа:

827,6 кг/м³
1080,0 кг/м³
1,350 кг/м³

Объект

ЦДНГ

Куст

Скв.

Дата\время

замера

с 12.12.09 12:31:06
по 12.12.09 14:31:06

табл. №1 Результаты измерения в рабочих условиях

условия измерения			среднесуточные значения							
Время замера	Ризб	tжидк	измеряемые				расчетные			
минут	кг/см ²	°C	Mжидк т/сут	W% м3/м3	p жидк кг/м3	p газа кг/м3	Qжидк м3/сут	Mнефти т/сут	Qгаза масс. м3/сут	
120,0	35,5	21,98	143,2	6,8	802,9	48,559	178,398	130,103	34,456	

Плотность жидкости по массомеру без коррекции : 802,9 кг/м³ (в рабочих условиях)

табл. №2 Результаты измерения, приведенные к стандартным условиям

стандартные условия			среднесуточные значения							
Время замера	Ризб	tжидк	измерено	расчетные значения						
минут	кг/см ²	°C	Mжидк т/сут	W %	p жидк кг/м3	p газа кг/м3	Qжидк м3/сут	Mнефти т/сут	Qгаза масс. м3/сут	
120,0	0,0	20,0	143,2	7,2	845,7	1,350	169,367	130,103	1239,390	

Параметры работы скважины: Рб = 35 кг/см²; Рл = 35 кг/см²; Рз = кг/см²

Проба жидкости отобрана : нет

Примечания о ходе замера : масс - значение по массомеру



Уралэнергопром

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

ООО «Уралэнергопром»

450001, Республика Башкортостан, г.Уфа

Ул. Комсомольская, 2

Тел./факс +7(347) **292-15-00**, +7(347) **293-00-68**

E-mail: uerufa@mail.ru

Обособленное подразделение в г.Когалым

628486, ХМАО-Югра АО, г.Когалым,

Южно-Ягунское месторождение ЦДНГ-2

Тел./факс +7(34667) **6-68-83**

Обособленное подразделение в г. Муравленко

629600, ЯНАО, г.Муравленко, «Промзона. Панель 6»

Тел./факс +7(34938) **4-30-02**

ООО «УЭП-Нефтемаш»

452620, Республика Башкортостан, г.Октябрьский

Ул. Космонавтов, 1

Тел./факс +7 (34767) **4-08-41**

E-mail: uerufa@mail.ru

