



ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ
ПО ИЗОБРЕТЕНИЯМ И ОТКРЫТИЯМ
ПРИ ГИИТ СССР

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

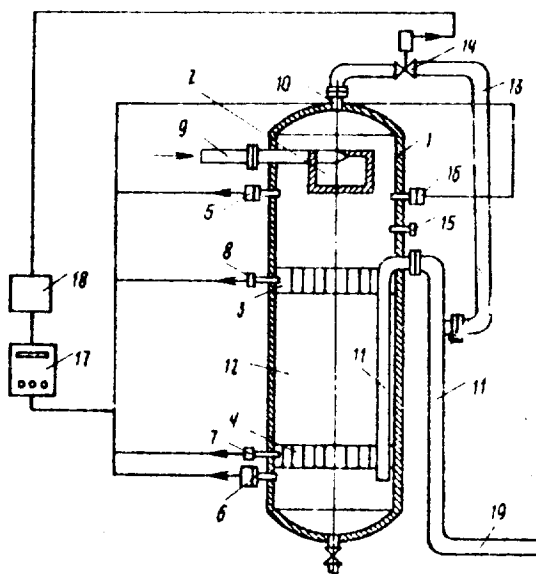
К АВТОРСКОМУ СВИДЕТЕЛЬСТВУ

1

(21) 4412696/23-03
(22) 20.04.88
(46) 30.03.90. Бюл. № 12
(71) Октябрьский филиал Всесоюзного научно-исследовательского и проектно-конструкторского института комплексной автоматизации нефтяной и газовой промышленности
(72) А.П.Скворцов, М.Н.Чуринов и В.А.Рузанов
(53) 622.245.5(088.8)
(56) Патент США № 4549432, кл. G 01 F 15/08, опублик. 1985.
(54) УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН
(57) Изобретение относится к измерительной технике и предназначено для нефтедобывающей промышленности. Цель - повышение достоверности измерения. Устройство содержит вертикальный цилиндрический

2

сепаратор 1 с гидроциклоном, установленные на разных уровнях два датчика 5 и 6 давления, газовую линию 13 с клапаном 14, впускную и выпускную линии и микропроцессор 17. Внутри сепаратора 1 установлены успокоительные решетки 3 и 4, образующие полость измерения. Внутри решеток 3,4 у боковой стенки сепаратора 1 размещены датчики нижнего 7 и верхнего 8 уровней. Выпускная линия выполнена в виде сифона 11. Такое конструктивное использование устройства в сочетании с микропроцессором 17 позволяет определить дебит скважины по жидкости, компонентный состав жидкости в объемных и массовых единицах измерения. А также данное устройство обеспечивает контроль геологических параметров нефтяных пластов по дебитам нефти, воды и газа. 1 ил.



Изобретение относится к измерительной технике и предназначено для измерения дебита нефтяных скважин в нефтедобывающей промышленности.

Целью изобретения является повышение достоверности измерения дебита нефтяных скважин.

На чертеже схематически изображено предлагаемое устройство.

Устройство содержит вертикальный сепаратор 1, в верхней части которого размещена гидроциклонная головка 2, имеющая тангенциальный ввод, в нижней части сепаратора установлены верхняя и нижняя успокоительные решетки 3 и 4, образующие полость измерения, верхний и нижний датчики 5 и 6 давления, датчики нижнего 7 и верхнего 8 уровней, впускную жидкостную линию 9, соединенную с гидроциклонной головкой 2, выходной патрубком 10 газа, установленный в верхней части сепаратора 1, соединенный с газовой линией 13, выпускную жидкостную линию, выполненную в виде сифона 11. На газовой линии 13 установлен клапан 14 дискретного действия.

В верхней части сепаратора 1 на боковых стенках установлены датчик 15 температуры и датчик 16 давления, показания которых используются для приведения данных о содержании газа в продукции скважин к нормальным условиям. При этом зависимости объема газа от текущих параметров (P, T) вводятся в память и программу микропроцессора 17, предназначенного для приема информации от датчиков уровня, давления и температуры, обработки этой информации и передачи ее в систему телемеханики или на табло индикации.

Предусмотрен блок 18 управления клапаном 14 дискретного действия. Вся измеренная продукция затем поступает в общий коллектор 19.

Устройство работает следующим образом.

Поступающая через входной патрубок 9 продукция нефтяной скважины подается в гидроциклонную головку 2, где происходит отделение газа от жидкости под действием центробежных сил. Выделившийся газ через выходной патрубок 10 газа, открытый клапан 14 дискретного действия и газовую линию 13 поступает в сборный коллектор 19.

Жидкость через нижнюю часть гидроциклонной головки 2 стекает в изме-

рительную полость 12 сепаратора 1. Как только уровень жидкости достигнет датчика 7 нижнего уровня, установленного внутри успокоительной решетки 4 у боковой стенки сепаратора, предназначенной для сглаживания пульсаций в целях повышения точности отбивки границы нижнего уровня жидкости, микропроцессор 17 фиксирует перепад давления между датчиками 5 и 6 давления (ΔP_1) и запускает таймер, т.е. начинается отсчет времени.

При достижении уровнем жидкости датчика 8 верхнего уровня, установленного внутри успокоительной решетки 3 у боковой стенки сепаратора, назначение которой аналогично решетке 4 в целях повышения точности отбивки границы верхнего уровня, отсчет времени прекращается и фиксируется перепад давления между датчиками 5 и 6 (ΔP_2).

Далее после прекращения отсчета времени накопления жидкости по сигналу датчика 8 верхнего уровня микропроцессор 17 выдает команду блоку 18 управления на закрытие клапана 14 дискретного действия на газовой линии 13. После этого под действием избыточного давления газа происходит продавка жидкости из сепаратора 1 через сифон 11 в общий коллектор 19. Выпускная жидкостная линия в виде сифона не создает дополнительного перепада давления, не нарушает режим работы скважины, т.е. не создает противодействие на продуктивный пласт. Второе преимущество сифона - упрощение процесса измерения дебита нефтяных скважин, а в случае отключения электроэнергии не создается аварийная обстановка на объекте.

При достижении уровнем жидкости (во время ее понижения) датчика 8 верхнего уровня подается команда на запуск таймера по отсчету времени продавки объема жидкости газом. При достижении уровнем жидкости датчика 7 нижнего уровня микропроцессор 17 выдает сигнал на остановку таймера и фиксируется время продавки жидкости газом ($\Delta t_{\text{газ}}$) и в тот же момент выдает команду на открытие клапана 14 дискретного действия.

Избыточное давление в сепараторе 1 сбрасывается, продавка жидкости через сифон 11 прекращается, уровень жидкости начинает повышаться, запус-

кается таймер, отсчитывающий время измерения жидкости, и процесс повторяется.

Все операции по определению дебита и обводненности продукции скважин микропроцессор 17 выполняет по заданной программе.

Дебит скважинной жидкости в объемных единицах определяется по формуле

$$Q_v = \frac{V}{\Delta t}, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (1)$$

где V - объем мерной части сепаратора, м^3 ;

$\Delta t = (t_2 - t_1)$ - интервал времени накопления порции, с.

Дебит скважины в массовых единицах определяется по формуле

$$Q_m = \frac{M}{\Delta t}, \text{ кг/с}. \quad (2)$$

Масса порции фиксированного объема в мерной части 12 сепаратора определяется по формуле

$$M = \frac{\Delta P \cdot S}{g}, \text{ кг}, \quad (3)$$

где ΔP - перепад давления между фиксированными уровнями, Па;

S - среднее значение площади сечения мерной части сепаратора, м^2 ;

g - ускорение свободного падения, м/с^2 .

Исходя из объема и массы порции жидкости, заключенной в полости 12 измерения, плотность смеси определяется по формуле

$$\rho_{см} = \frac{M}{V}, \text{ кг/м}^3, \quad (4)$$

а затем вычисляется обводненность по формуле

$$W = \frac{\rho_B}{\rho_B - \rho_H} \left(1 - \frac{\rho_H}{\rho_{см}}\right) \cdot 100\%, \quad (5)$$

где W - обводненность нефти измеренной порции, %;

ρ_B - плотность пластовой воды по данной скважине, кг/м^3 ;

ρ_H - плотность дегазированной нефти по данной скважине, кг/м^3 .

Так как плотности воды и нефти по конкретной скважине есть величины медленно изменяющиеся, то данные по

ним закладываются в программу микропроцессора 17 и могут уточняться один раз в квартал лабораторным путем.

Для количественного определения компонентов, входящих в состав газожидкостной смеси, в вычислительное устройство заранее вводятся значения величин плотности пластовой воды и дегазированной нефти.

Зная массу жидкости и ее обводненность, масса воды определится по формуле

$$M_B = M \cdot W \quad (6)$$

Масса нефти определится по формуле

$$M_H = M \cdot (1 - W). \quad (7)$$

Объемное содержание нефти определяется по зависимости

$$V_H = \frac{V \rho_B - M}{\rho_B - \rho_H}, \quad (8)$$

где V_H - объем нефти, м^3 ;

V - объем мерной части сепаратора, м^3 ;

M - измеряемая масса смеси, кг;

ρ_B - плотность пластовой воды, кг/м^3 ;

ρ_H - плотность дегазированной нефти, кг/м^3 .

Количество газа, поступающего в сепаратор, определяется как приращение объема газового пространства в сепараторе 1 при падении уровня жидкости от датчика 8 верхнего уровня до датчика 7 нижнего уровня, т.е. на калиброванную величину объема за фиксированное время ($\Delta t_{газа}$) по формуле:

$$Q_g = \frac{V}{\Delta t_{газа}}, \text{ м}^3/\text{с},$$

где V - объем калиброванной части сепаратора между датчиками 7 и 8 уровня, м^3 ;

$\Delta t_{газа}$ - время снижения уровня жидкости от датчика 8 до датчика 7, с.

При этом измеренное количество газа автоматически корректируется микропроцессором 17 с использованием значений температуры (датчика 15) и давления (датчика 16) с приведением к нормальным условиям в соответствии с зависимостями объема газа от текущих параметров (P и T).

В целом, повышение достоверности измерения обеспечивается применением двух датчиков уровня, установленных

в успокоительных решетках, и выкида жидкости, выполненного в виде сифона.

5 Такое конструктивное исполнение в сочетании с микропроцессором позволяет определить дебит скважины по жидкости, компонентный состав жидкости (вода, нефть) в объемных и мас- 10 совых единицах измерения и дебит газа в объемных единицах измерения.

Использование предлагаемого изобре- 15 тения обеспечивает контроль геологических параметров нефтяных пластов по дебитам нефти, воды и газа и в случае их отклонения от нормального режима появляется возможность принимать опе- ративные меры.

Ф о р м у л а и з о б р е т е н и я
Устройство для измерения дебита нефтяных скважин, содержащее верти- 5 кальный цилиндрический сепаратор с гидроциклоном, установленные на раз- ных уровнях два датчика давления, га- зовую линию с клапаном, впускную и вы- пускную жидкостные линии и микропро- цессор, о т л и ч а ю щ е е с я т е м , 10 что, с целью повышения достоверности измерения, оно снабжено установленны- ми внутри сепаратора успокоительными решетками, образующими полость изме- рения, и размещенными внутри них у боковой стенки сепаратора датчиками 15 нижнего и верхнего уровней, а выпуск- ная жидкостная линия выполнена в виде сифона.

Составитель Г.Маслова

Редактор М.Бандура

Техред Л.Сердюкова

Корректор В.Кабацкий

Заказ 441

Тираж 484

Подписное

ВНИИПИ Государственного комитета по изобретениям и открытиям при ГКНТ СССР
113035, Москва, Ж-35, Раушская наб., д. 4/5

Производственно-издательский комбинат "Патент", г.Ужгород, ул. Гагарина, 101