СССР

ОТРАСЛЕВОЙ СТАНДАРТ

ОТРАСЛЕВАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ
ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА ЖИДКОСТИ БЛОЧНЫМИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМИ УСТАНОВКАМИ «СПУТНИК» И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕБИТОВ СКВАЖИН ПО ЖИДКОСТИ И НЕФТИ

ОСТ 39-114-80

Издание официальное

gost.e-ecolog.ru

УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ ПРИКАЗОМ Министерства нефтяной промышленности от 23.01 1981 г. № 60

ИСПОЛНИТЕЛИ А.В.Валиев; Н.В.Батищева; Ю.И.Арутюнов, к.т.н.; Г.И.Попов

Ф.П.Л.-0,75 Тираж 700

Типография ХОЗУ Минефтепрома Зак. 1063

УДК 622.245.5:658.512.6 Группа Т 53

ОТРАСЛЕВОЙ СТАНДАРТ

Отраслевая система обеспечения единства измерений

ОСТ 39-114-80

ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА ЖИДКОСТИ БЛОЧНЫМИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМИ УСТАНОВКАМИ "СПУТНИК" И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕБИТОВ СКВАЖИН ПО ЖИДКОСТИ И НЕФТИ

Введен впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 23.01 1981 г. № 60 срок введения установлен с 01.07 1981 г.

Настоящий стандарт устанавливает порядок выполнения измерений количества жидкости и определения дебитов скважин, подключенных к блочным измерительным установкам "Спутник" (в дальнейшем установкам "Спутник") и их модификациям, находящимся в эксплуатации и использующим для измерений объемный счетчик, устройство регулирования расхода, замерный сепаратор.

Стандартом предусматривается установление порядка проведения двух видов измерений:

для оперативного контроля режимов работы скважин;

для контроля режима разработки месторождения.

Издание официальное Перепечатка воспрещена

I. СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Для выполнения измерений количества жидкости установками "Спутник" должны использоваться следующие средства измерений:

счетчик жидкости турбинный "ТОР", изготовленный по ТУ 39-01-255-76;

термометры стеклянные жидкостные типа А с ценой деления шкалы 0,5°С по ГОСТ 9177-74 с пределом измерения от минус 20 до плюс 100°С;

манометры типа МТИ класса точности 1,0 по ГОСТ 2405-72;

устройство для определения объемного содержания свободного газа в нефти "УОСГ-100", изготовленный по ТУ 39-01-07-419-78;

контейнер для отбора проб жидкости, расчитанный на давление 4,0 МПа и имеющий емкость не менее 0,0005 $м^3$.

2. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ

Метод измерений - объемный. Выполнение операций измерений количества жидкости должно производиться автоматически или вручную путем поочередного подключения каждой скважины на режим измерения.

3. ПОРЯДОК ПОДГОТОВКИ И ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

3.1. Порядок подготовки и выполнения измерений количества жидкости установками "Спутник" и определения дебитов скважин по жидкости и нефти для оперативного контроля режимов работы скважин должен быть следующий:

подключить выбранную скважину для измерения;

установить время коррекции, предел времени измерения в блоке управления и индикации (БУИ);

включить БУИ для автоматического счета импульсов со счетчика за установленное время измерения;

определить количество жидкости;

определить дебит скважины по жидкости и нефти.

3.I.I. Время коррекции (время, необходимое для устранения влияния переходных процессов, возникающих при переключении скважин на измерение, на точность измерения) должно быть не менее 0,5 часа.

3.I.2. Время измерения количества жидкости для каждой скважины должно составлять 4 ~~часа~~. - 2 4 часа

3.I.3. Количество жидкости должно определяться по формуле

$$V = 0{,}05 \cdot n \cdot K, \qquad (I)$$

где V - количество жидкости, $м^3$;

0,05 - цена одного импульса, $м^3$;

n - количество импульсов за время измерения;

$$K = \left[K_I + (I - K_I) \cdot \frac{W}{I00}\right] \cdot K_2, \qquad (2)$$

где K - поправочный множитель для исключения систематической составляющей погрешности измерения количества жидкости, должен определяться один раз в квартал цехом по добыче нефти и газа с выполнением операций по п. 3.2.3 настоящего стандарта;

K_I - коэффициент, учитывающий содержание в безводной нефти остаточного растворенного газа, должен определяться по графику обязательного приложения I;

K_2 - поправочный множитель, учитывающий изменение объема жидкости за счет свободного газа в нефти, должен определяться устройством "УОСГ-I00" по руководящему документу "Методическое руководство по исследованию сепарационных установок" РД 39-I-6I-78, раздел 5.I;

W - обводненность скважины в объемных процентах, должна определяться по ГОСТ 2477-65.

3.1.4. Периодичность измерения количества жидкости по каждой скважине должна составлять 2-10 раз в месяц.

3.1.5. Дебит скважины по жидкости должен определяться по формуле

$$Q_ж = \frac{V}{t} \cdot 24, \qquad (3)$$

где $Q_ж$ - дебит скважины по жидкости, м^3/сут;

V - количество жидкости, м^3;

t - время измерения, ч;

24 - количество часов в сутках.

3.1.6. Дебит скважины по нефти должен определяться по формуле

$$Q_н = Q_ж \left(1 - \frac{W}{100}\right). \qquad (4)$$

3.2. Порядок подготовки и выполнения измерений количества жидкости установками "Спутник" и определения дебитов скважин по жидкости и нефти для контроля режима разработки месторождения должен быть таким же, как в п. 3.1 настоящего стандарта. В данном случае отсчет по шкале отсчетного устройства счетчика снимается визуально в начале и в конце измерения.

3.2.1. Время коррекции должно устанавливаться в соответствии с п. 3.1.1 настоящего стандарта.

3.2.2. Время измерения количества жидкости для каждой скважины должно быть от 4 до 24 часов в зависимости от дебита скважины по жидкости и определяться по таблица.

Зависимость времени измерения количества жидкости от дебита скважины по жидкости

Дебит скважины по жидкости, м^3/сут	Время измерения, ч
До 20	24

Дебит скважины по жидкости, $м^3$/сут.	Время измерения, ч
от 20 до 35	16
от 35 до 60	10
от 60 до 100	6
более 100	4

3.2.3. В процессе измерения количества жидкости дополнительно должны быть выполнены следующие операции;

измерено давление на установке "Спутник";

измерена температура жидкости;

отобрана проба жидкости для определения:

кинематической вязкости жидкости по ГОСТ 33-66;

плотности жидкости и нефти по ГОСТ 3900-47;

обводненности по ГОСТ 2477-65.

3.2.4. Количество жидкости должно определяться по формуле

$$V = (V_к - V_н) \cdot \left[K_1 + (1 - K_1) \frac{W}{100}\right] \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4, \qquad (5)$$

где V - количество жидкости, $м^3$;

$V_к$ - отсчет по шкале отсчетного устройства счетчика в конце измерения, $м^3$;

$V_н$ - отсчет по шкале отсчетного устройства счетчика в начале измерения, $м^3$;

K_1 и K_2 - должны определяться согласно п. 3.1.3 настоящего стандарта;

K_3 - поправочный множитель на температуру измеряемой жидкости, должен определяться по графику обязательного приложения 2;

K_4 - поправочный множитель на вязкость измеряемой жидкости, должен определяться по графику обязательного приложения 3;

3.2.5. Периодичность измерения количества жидкости по каждой скважине должна быть не реже одного раза в квартал.

3.2.6. Дебит скважины по жидкости должен определяться по формуле (3) п.3.I.5 настоящего стандарта.

3.2.7. Дебит скважины по нефти должен определяться по формуле (4) п.3.I.6 настоящего стандарта.

3.2.8. Пример пользования приведенными формулами показан в справочном приложении 4.

4. ЧИСЛОВЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

4.I. Для оперативного контроля режимов работы скважин основная относительная погрешность измерения количества жидкости находится в пределах $\pm$ 6%.

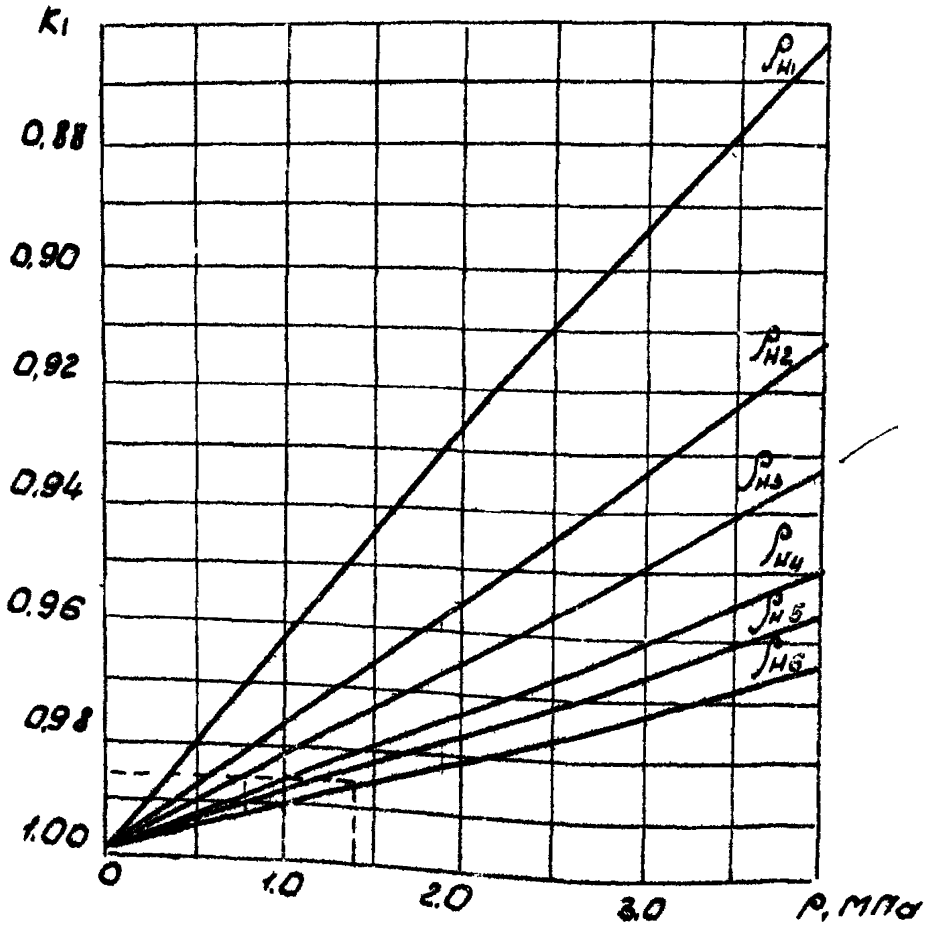
4.2. Для контроля режима разработки месторождения основная относительная погрешность измерения количества жидкости находится в пределах $\pm$ 2,5%.

5. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОПЕРАТОРОВ

Выполнение операций измерений количества жидкости установками "Спутник", отбор проб жидкости, определение содержания свободного газа в нефти должны производиться персоналом, имеющим специальную подготовку, предусмотренную Единым тарифно-квалификационным справочником работ и профессий рабочих.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
Обязательное

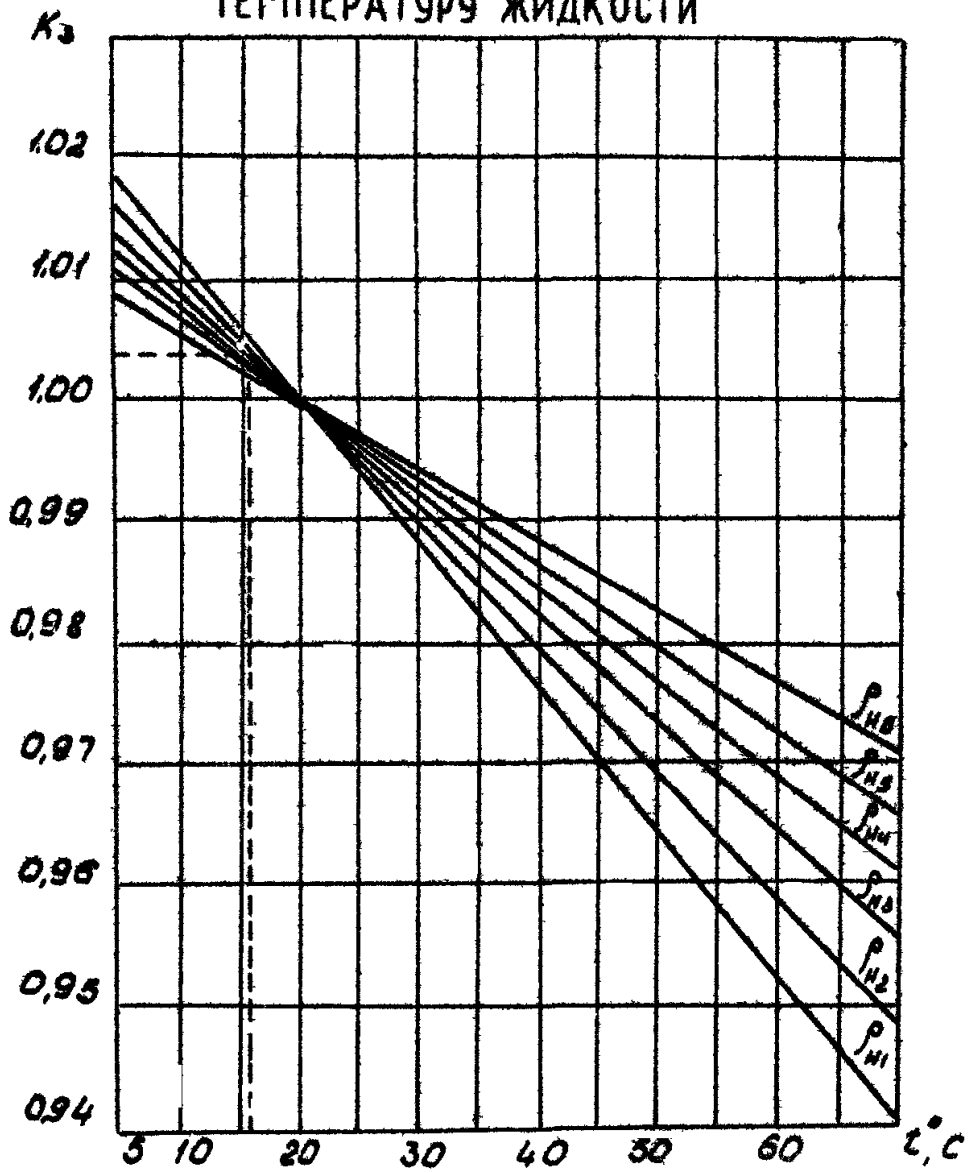
ПОПРАВОЧНЫЙ МНОЖИТЕЛЬ К, НА СОДЕРЖАНИЕ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА В БЕЗВОДНОЙ НЕФТИ РАЗЛИЧНОЙ ПЛОТНОСТИ



$\rho_{н1}$ = 800 кг/м³; $\rho_{н2}$ = 820 кг/м³; $\rho_{н3}$ = 840 кг/м³;
$\rho_{н4}$ = 860 кг/м³; $\rho_{н5}$ = 880 кг/м³; $\rho_{н6}$ = 900 кг/м³

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
Обязательное

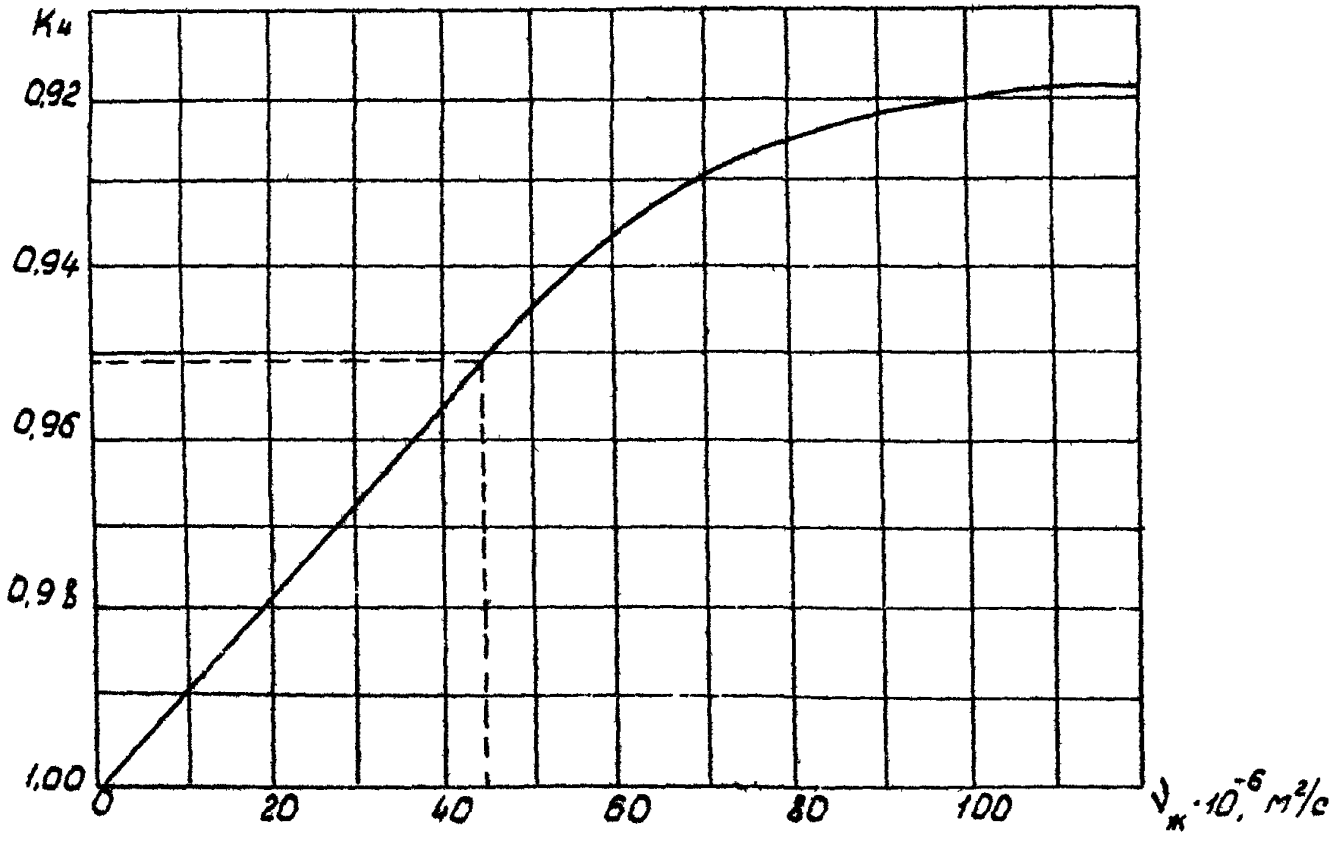
ПОПРАВОЧНЫЙ МНОЖИТЕЛЬ $K_э$ НА ТЕМПЕРАТУРУ ЖИДКОСТИ



$\rho_{н1}$ = 700 кг/м³; $\rho_{н2}$ = 750 кг/м³; $\rho_{н3}$ = 800 кг/м³;
$\rho_{н4}$ = 850 кг/м³; $\rho_{н5}$ = 900 кг/м³; $\rho_{н6}$ = 950 кг/м³

ПРИЛОЖЕНИЕ 3
Обязательное

ПОПРАВОЧНЫЙ МНОЖИТЕЛЬ K_4 НА ВЯЗКОСТЬ ЖИДКОСТИ



ПРИЛОЖЕНИЕ 4
Справочное

ПРИМЕР РАСЧЕТА КОЛИЧЕСТВА ЖИДКОСТИ И ДЕБИТА СКВАЖИНЫ ПО ЖИДКОСТИ И НЕФТИ

Подключаем для измерения скважину со среднесуточным дебитом $\bar{Q}_ж$ = 84 м³/сут. по п. 3.2 настоящего стандарта.

Время коррекции 0,5 ч.

Время измерения 6 ч. (определяем по таблице п. 3.2.2).

Выполняем операции по п.п. 3.2.3 и 3.2.4:

измеренное давление P = I,4 МПа;

измеренная температура t = I6°C;

количество жидкости, прошедшее через счетчик за время измерения $V_{сч} = V_к - V_н$ = 22 м³.

Результаты анализа пробы жидкости:

кинематическая вязкость жидкости $\nu_ж$ = 43,6·I0^{-6} м^2/с;

плотность нефти $\rho_н$ = 0,894 кг/м³;

обводненность W = 65 %.

Находим значения поправочных множителей:

K_I = 0,986 (см. приложение I для P = I,4 МПа и $\rho_н$ = 0,894 кг/м³);

K_2 = 0,978 (определяем по РД 39-I-6I-78);

K_3 = I,004) см. приложение 2 для t = I6°C и $\rho_н$ = 0,894 кг/м³);

K_4 = 0,95I (см. приложение 3 для $\nu_ж$ = 43,6·I0^{-6} м^2/с).

Определяем количество жидкости по формуле (5) с учетом всех поправочных множителей

$$V = 22 \cdot \left[0{,}986 + (I - 0{,}986) \cdot \frac{65}{I00}\right] \cdot 0{,}978 \cdot I{,}004 \cdot 0{,}95I =$$

$$= 20{,}44 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Определяем дебит скважины по жидкости по формуле (3)

$$Q_{ж} = \frac{20,44}{6} \cdot 24 = 81,76 \ (м^3/сут).$$

Определяем дебит скважины по нефти по формуле (4)

$$Q_{н} = 81,76 \cdot \left(1 - \frac{65}{100} \right) = 28,62 \ (м^3/сут).$$

Определяем количество жидкости, прошедшее через счетчик, с учетом только двух коэффициентов K_1 и K_2

$$V' = 22 \cdot [0,986 + (1 - 0,986) \cdot \frac{65}{100}] \cdot 0,978 = 21,41 \ (м^3).$$

Сравнивая значения $V_{сч}$ и V' с истинным значением V, находим относительные погрешности

$$\delta_1 = \frac{(V_{сч} - V) \cdot 100\%}{V} = \frac{22 - 20,44}{20,44} \cdot 100\ \% = 7,63\%$$ (без учета поправочных множителей);

$$\delta_2 = \frac{(V' - V) \cdot 100\%}{V} = \frac{21,41 - 20,44}{20,44} \cdot 100\ \% = 4,74\ \%$$ (с учетом только двух коэффициентов K_1 и K_2).

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ ОСТ 39-114-80

Изм.	Номер листов (страниц)				Номер документа	Подпись	Дата	Срок введения изменения
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

gost.e-ecolog.ru