

О погрешности измерения массы нетто сырой нефти

А. А. ФАТКУЛЛИН, Б. В. МИРОНЧУК

Научно-производственное предприятие «ОЗНА-Инжиниринг», Уфа, Россия,
e-mail: fatkullin.aa@ozna.ru

Предложено для влагомеров сырой нефти определять погрешность измерений объемного содержания воды как сумму аддитивной, мультипликативной и нелинейной погрешностей, а также задавать функциональную зависимость в виде полинома с известными коэффициентами вместо ступенчатого задания пределов относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти по ГОСТ Р 8.615.

Ключевые слова: система измерений количества и параметров сырой нефти, измерительная установка дебитов скважин, влагомер, содержание воды в нефти.

It is offered for crude oil hydrometers to determine the error of measurements of the volume content of water in crude oil as a sum of additive, multiply and nonlinear errors and instead of the step assignment of limits of relative error of measurements of crude oil net weight in accordance with GOST R 8.615 to set the net weight functional dependence in the form of a polynomial with known factors.

Key words: the system of measurements of quantity and parameters of crude oil, measuring installation of well discharge, hydrometer, water content in oil.

В связи с внедрением и применением стандарта [1] не утихают споры о правильном задании погрешностей определения массы нетто сырой нефти в зависимости от содержания в ней воды как для систем измерений количества и параметров сырой нефти (СИКНС), так и для измерительных установок (ИУ) по определению дебитов нефтяных скважин. В первоначальной редакции (п. 6.1) этого стандарта задавались пределы допускаемой *основной относительной* погрешности ИУ для измерений массы:

сырой нефти $\pm 2,5 \%$;

нефти с содержанием воды (указано в скобках) $\pm 6,0 \%$ (до 70%); $\pm 15,0 \%$ (до 95%); $\pm 30,0 \%$ (до 98%).

В следующей редакции уже задавались пределы допускаемой *относительной* погрешности для измерений массы:

сырой нефти $\pm 2,5 \%$;

сырой нефти без учета воды при ее объемном содержании в сырой нефти $\pm 6,0 \%$ (до 70%); $\pm 15,0 \%$ (от 70 до 95%), по методике измерений (МИ) массы нефти (свыше 95%).

Не обращая внимания на разницу названий одной и той же погрешности, рассмотрим эти предложения по существу.

Во-первых, если в первой редакции стандарта [1] эти погрешности задавались для ИУ, которые можно было испытать на стенде на водонефтяных или водомасляных эмульсиях при нормальных условиях, то по второй редакции относительные погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды необходимо определять уже на объекте — нефтяной скважине.

Во-вторых, во второй редакции пределы погрешностей не изменились, при этом требуется определять относительную погрешность измерений массы сырой нефти без учета воды, но с учетом всех влияющих величин.

В-третьих, для первой редакции требовалось разработать МИ массы сырой нефти, обезвоженной нефти, количества свободного нефтяного газа применительно к ИУ, а для

второй редакции — уже МИ массы сырой нефти без учета воды для конкретного месторождения.

В-четвертых, если во второй редакции заданы эти погрешности, то как аттестовать МИ массы и поверять ИУ на месте эксплуатации в отсутствие эталонных установок?

В-пятых, неясно, зачем во второй редакции ужесточать требования к погрешностям, ведь в первой редакции речь шла об основной погрешности ИУ. Значит, во второй редакции надо было учесть все дополнительные погрешности и затем задать увеличенные пределы относительной погрешности.

На сегодняшний день эксплуатируется множество ИУ и многофазных расходомеров (МФР), но что они измеряют и как убедиться в правильности их показаний для конкретных месторождений и нефтяных скважин? Для этого требуется создание передвижных эталонных установок, в функции которых должны входить:

точные измерения масс сырой и обезвоженной нефти, количества свободного нефтяного газа в продукции нефтяной скважины;

поверка ИУ или МФР в процессе эксплуатации в непрерывном режиме без вмешательства в работу скважины, ИУ или МФР;

тестирование параметров продукции скважин для актуализации геологической и промысловой информации о режиме работы скважин и месторождения в целом.

Стоимость такой эталонной установки в несколько раз выше, чем рабочих ИУ, что, конечно же, тормозит их разработку и изготовление. Однако сделать это необходимо.

Немного лучше обстоят дела с измерением массы нетто сырой нефти с применением СИКНС, потому что для поверки этих систем существуют эталоны. Но здесь тоже есть трудности и противоречия между практикой и теорией [1].

В первой редакции стандарта установлены пределы допускаемой *основной относительной* погрешности измере-

ний массы нефти при помощи СИКНС в зависимости от содержания воды¹ в сырой нефти (указано в скобках):

± 0,35 % (до 5 %); ± 0,4 % (до 10 %); ± 1,5 % (до 20 %); ± 2,5 % (до 50 %); ± 5,0 % (до 70 %); ± 15,0 % (до 85 %); если содержание воды превышало 85 %, то рекомендовалось сбрасывать воду.

В последней редакции стандарта [1] речь уже идет о допускаемой *относительной* погрешности МИ массы нетто сырой нефти с применением СИКНС в зависимости от объемной доли воды в сырой нефти:

± 0,35 % (0 — 5 %); ± 0,4 % (5 — 10 %); ± 1,5 % (10 — 20 %); ± 2,5 % (20 — 50 %); ± 5,0 % (50 — 70 %); ± 15,0 % (70 — 85 %); более 85 % — погрешность нормируется по МИ.

В последней редакции дважды ужесточены пределы относительной погрешности.

Во-первых, пределы допускаемой относительной погрешности необходимо учитывать со всеми дополнительными погрешностями.

Во-вторых, введены поддиапазоны, например, для диапазона изменения объемного содержания воды в сырой нефти до 50 % в поддиапазоне содержания воды 0 — 5 % требуется обеспечить относительную погрешность измерения массы нефти без учета воды менее 0,35 %, в поддиапазоне 5 — 10 % — погрешность 0,4 % и т. д. Если использовать влагомер с диапазоном измерений объемного содержания воды до 60 %, то обеспечить в поддиапазонах такую точность невозможно.

В-третьих, в поддиапазоне 0 — 5 % задана такая же погрешность, как для товарной нефти.

В-четвертых, если содержание воды меняется в широких пределах, то как точно определить моменты изменения содержания воды и какой в данном случае должна быть МИ массы нефти с использованием СИКНС?

В химико-аналитической лаборатории (ХАЛ) можно обеспечить такую точность измерений содержания воды в нефти, как требует стандарт [2], поскольку она оснащена различной аппаратурой для разных содержаний воды. Однако в ХАЛ поступает объединенная проба со средним содержанием воды. Получается, что эти значения допускаемой погрешности никак не подходят для широкодиапазонных влагомеров.

В табл. 1 приведены пределы допускаемой абсолютной погрешности поточных влагомеров с диапазоном измерений объемного содержания воды 0 — 100 %.

Из табл. 1 следует, что для поточных влагомеров с диапазоном измерений объемного содержания воды 0 — 100 % характерно ступенчатое задание абсолютной погрешности, но количество ступеней мало по сравнению с приведенным количеством ступеней в [1]. Поэтому производители влагомеров оказались в невыгодном положении, так как в соответствии с этой редакцией [1] многие влагомеры стали применять только для оперативного контроля.

Есть свои трудности и в работе ХАЛ: пределы допускаемой относительной погрешности в [1] заданы ступенчато, поэтому на границах поддиапазонов практически невозможно уложиться в заданные рамки. И если в рамках первой редакции, например, удалось уговорить заказчика задать верхний предел изменения содержания воды на СИКНС не 50, а 55 %, то в последней редакции это стало невозможным.

Ступенчатое задание пределов погрешностей средств измерений (СИ) в поддиапазонах упрощало задачу проверяющих органов: если погрешность не превышает заданного значения в поддиапазоне — результат достоверный, если превышает — значит, неправильная МИ массы. А как на границах поддиапазонов не превысить эти ступеньки? Назрела необходимость задания пределов допускаемой погрешности измерений СИ не ступенчато, а в виде функции, например, как для вольтметра или термопреобразователя сопротивления.

Для задания предельной погрешности измерений СИ в настоящее время широко используют двухчленную формулу, включающую две составляющие погрешности: аддитивную и мультипликативную. При широкодиапазонных измерениях возможностей этой формулы на весь диапазон не хватает. Поэтому в [3] предложено учитывать еще и нелинейную составляющую:

$$\delta X = (\delta X_n - \delta_m) X_n / X + \delta_m + (\delta X_v - \delta_m) X / X_v, \quad (1)$$

где δX — предел допускаемой погрешности СИ; δX_n , δX_v — погрешности СИ в нижней и верхней точках его диапазона измерений; δ_m — мультипликативная составляющая; X_n , X_v — нижняя и верхняя границы диапазона измерений СИ; X — измеряемое значение физической величины.

Таблица 1

Пределы допускаемой абсолютной погрешности поточных влагомеров

Модель влагомера	Абсолютная погрешность измерений объемного содержания воды в нефти, %, для разных поддиапазонов, %									
	0—10	10—20	20—30	30—40	40—50	50—60	60—70	70—80	80—90	90—100
Phase Dynamics сер. F	0,15	0,20	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,5	1,5	1,5
ВСН-2, ВОЕСН	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,5	1,5	1,5
ВСН-ПИК	0,8	0,8	0,8	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
ВСН-АТ	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
ПВН-615	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,9	0,9	1,4	1,4	1,4

¹ Здесь и далее приводятся объемные доли воды в процентах.

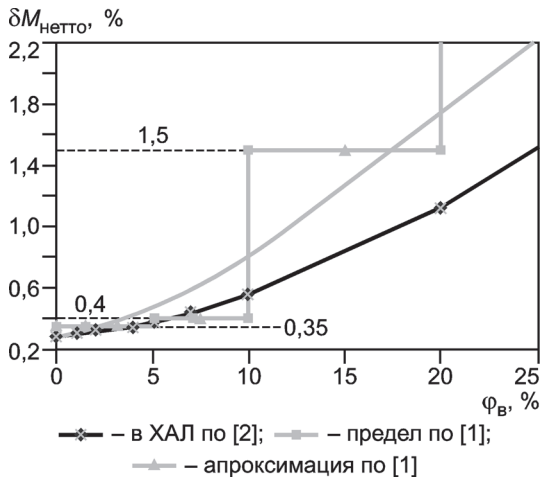


Рис. 1. Изменение погрешности определения массы нетто сырой нефти в диапазоне объемного содержания воды 0—25 % при обычном методе определения содержания воды, рекомендованном в [2]

Первое слагаемое в (1) представляет аддитивную составляющую погрешности, второе — мультипликативную, третье — нелинейную.

Эта дробно-линейная функция подходит для СИ, потому что в начале и конце диапазона измерений точность ограничена инструментальными погрешностями. Но для задания погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды эту функцию применять нельзя, так как она имеет минимум не в начале диапазона измерений, а несколько отступая от начала, что искажает суммарную погрешность. Погрешность определения массы нетто сырой нефти $\delta M_{\text{нетто}}$ (в процентах) вычисляется по формуле

$$\delta M_{\text{нетто}} = 1,1 \sqrt{\delta M_{\text{брутто}}^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{\text{х.с}}^2 + \Delta W_{\text{м.п}}^2}{[1 - (W_B + W_{\text{х.с}} + W_{\text{м.п}})/100]^2}}, \quad (2)$$

где $\delta M_{\text{брутто}}$ — относительная погрешность определения массы брутто сырой нефти; W_B , $W_{\text{х.с}}$, $W_{\text{м.п}}$ и ΔW_B , $\Delta W_{\text{х.с}}$, $\Delta W_{\text{м.п}}$ — массовые доли воды, хлористых солей, механических примесей в сырой нефти и абсолютные погрешности определения этих величин, соответственно.

Наибольший вклад в погрешность $\delta M_{\text{нетто}}$ (см. (2)) при увеличении содержания воды в сырой нефти вносит погрешность ΔW_B .

На рис. 1, 2 и в табл. 2 представлены изменения относительной погрешности $\delta M_{\text{нетто}}$ определения массы нетто сырой нефти в диапазоне объемного содержания воды $\varphi_B = 0 \dots 90$ % при массовой доле механических примесей до 0,1 % и хлористых солей до 500 мг/дм³. Объемное содержание воды найдено лабораторными методами (обычным по [2], комбинированным, расчетным по [1], аппроксимацией полиномом 4-й степени) и поточными влагомерами: Phase

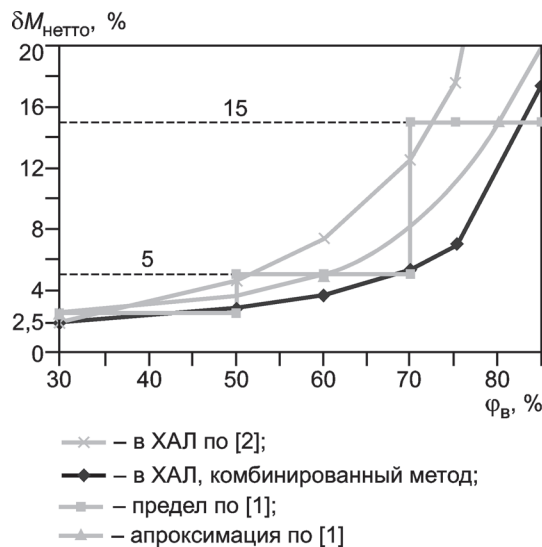


Рис. 2. Изменение погрешности определения массы нетто сырой нефти в диапазоне объемного содержания воды 30 — 85 % при обычном [2] и комбинированном [4] методах определения содержания воды

Dynamics сер. F (свидетельство об утверждении типа средства измерений № 42111), погрешность задана ступенчато согласно [5] и нелинейно согласно (1), ВСН-2, ВОЕСН, ВСН-ПИК, ВСН-АТ, ПВН-615, погрешность задана ступенчато по данным табл. 1.

Из рис. 1, 2 следует, что почти во всех поддиапазонах относительная погрешность определения массы нетто сырой нефти, вычисленная в соответствии с последней редакцией [1], превышает заданные пределы.

Содержание воды в пробе сырой нефти

можно определять комбинированным методом, предложенным в [4]. Для этого сначала отстаивают пробу сырой нефти, поступившую в ХАЛ, в течение 1—2 ч в делительной воронке, затем сливают свободную воду в отстаившейся пробе, измеряют содержание воды в оставшейся пробе нефти и по результатам этих измерений и массе слитой воды определяют массовую долю воды в сырой нефти. Недостатками метода являются неопределенность времени отстаивания и неизвестность количества нефти, слитой вместе с водой, а достоинством — возможность определения содержания воды в пробе не при 90 % воды, а уже при 30 или 50 %, т. е. в устойчивой эмульсии. Изменения относительной погрешности определения массы нетто нефти по [2] при использовании комбинированного метода и расчета, приведенного в [1], показаны на рис. 2. Заметим, что заданные пределы относительных погрешностей измерений массы нетто сырой нефти на рис. 1, 2 даны в виде полиномиальных кривых 4-й степени, проведенных через выбранные точки около середин поддиапазонов. При этом нет резких скачков пределов погрешностей, и проблема с границами поддиапазонов исчезает.

Предложенная формула задания пределов абсолютной погрешности измерений объемного содержания воды в сырой нефти позволяет применять влагомеры сырой нефти не только для оперативного контроля, но и для коммерческого учета. На рис. 3 а, б представлены графики изменения относительной погрешности определения массы нетто нефти, полученные при использовании поточного влагомера Phase Dynamics сер. F и заданные по [1]. Из рис. 3, б следует, что только в поддиапазоне 70 — 85 % искомая величина, найденная при измерениях с использованием этого влагомера, превышает допустимые пределы по [1], однако относительная погрешность, вычисленная с учетом суммы аддитивной, мультипликативной и нелинейной составляющих погрешности влагомера, не превышает пределы погрешности полиномиальной аппроксимации. Из анализа табл. 2 можно сделать вывод, что только влагомер Phase Dynamics

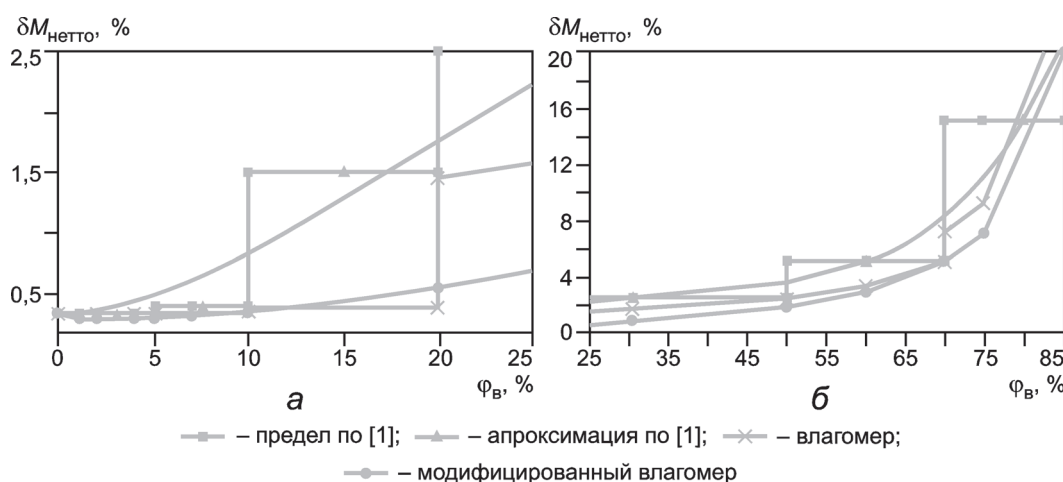


Рис. 3. Изменение погрешности определения массы нетто сырой нефти при измерении содержания воды влагомером Phase Dynamics сер. F в диапазонах объемного содержания воды 0 — 25 % (а) и 25 — 85 % (б)

сер. F подходит для коммерческого учета нефти с применением СИКНС во всем диапазоне объемного содержания воды от 0 до 85 %. Остальные влагомеры подходят только для нескольких поддиапазонов, поэтому для них трудно

построить дробно-линейную функцию абсолютной погрешности.

Аналогично можно предложить такие же функции для пределов относительной погрешности измерения массы

Таблица 2

Относительная погрешность определения массы нетто сырой нефти $\delta M_{\text{нетто}}$, %, при измерении содержания воды лабораторными и поточными методами

$\phi_{\text{в}}$, %	Метод [2]	Метод [4]	Phase Dynamics сер. F		ВСН-2 ВОЕСН	ВСН-ПИК	ВСН-АТ	ПВН-615	Предельные значения	
			ступенчатое задание	нелинейное задание					заданные в [1]	аппроксимированные
0	0,28	0,28	0,33	0,33	1,14	1,44	1,26	0,82	0,35	0,35
1,10	0,30	0,30	0,33	0,28	1,15	1,43	1,26	0,84	0,35	0,35
1,99	0,33	0,33	0,33	0,28	1,16	1,43	1,26	0,87	0,35	0,36
2,00	0,33	0,33	0,33	0,28	1,16	1,43	1,26	0,87	0,35	0,36
3,99	0,33	0,33	0,33	0,29	1,19	1,42	1,24	0,89	0,35	0,42
4,00	0,33	0,33	0,33	0,29	1,19	1,42	1,24	0,89	0,35	0,42
4,99	0,36	0,36	0,33	0,29	1,20	1,42	1,24	0,92	0,35	0,47
5,00	0,36	0,36	0,33	0,29	1,20	1,42	1,24	0,92	0,35	0,47
5,01	0,36	0,36	0,33	0,29	1,20	1,42	1,24	0,92	0,4	0,47
7,00	0,43	0,43	0,33	0,31	1,23	1,42	1,25	0,99	0,4	0,59
9,99	0,55	0,55	0,34	0,34	1,27	1,42	1,28	1,13	0,4	0,83
10,00	0,55	0,55	0,37	0,34	1,27	1,42	1,28	1,13	1,5	0,83
19,99	1,12	1,12	0,40	0,51	1,44	1,45	1,58	1,85	1,5	1,88
20,00	1,12	1,12	1,44	0,51	1,44	1,45	1,58	1,85	2,5	1,88
29,99	1,91	1,91	1,66	0,79	1,66	1,53	2,20	2,92	2,5	3,04
30,00	1,91	1,91	1,66	0,79	1,66	2,12	2,21	2,92	2,5	3,04
49,99	4,67	2,81	2,44	1,85	2,44	2,97	4,85	5,70	2,5	6,13
50,00	4,67	2,81	2,44	1,85	2,44	2,97	5,28	5,86	5	6,14
60,00	7,37	3,69	3,20	2,91	3,20	3,86	8,04	8,72	5	9,51
69,99	12,55	5,39	4,67	4,95	4,67	5,61	13,40	14,29	5	15,86
70,00	12,56	5,39	7,01	4,95	7,01	5,61	13,40	15,15	15	15,87
75,00	17,51	7,00	9,11	6,90	9,11	7,30	18,53	20,68	15	20,75
84,99	49,71	17,54	22,83	19,59	22,83	18,26	51,99	56,86	15	35,30
85,00	49,79	17,57	22,86	19,62	22,86	18,29	52,07	56,95	15	35,32
90,00	215,16	71,70	93,31	84,81	93,31	74,64	223,97	242,94	—	45,68

Примечание. Полужирным шрифтом выделены расчетные значения $\delta M_{\text{нетто}}$, не превышающие допустимые предельные относительные погрешности определения массы нетто сырой нефти, приведенные в [1].

сырой нефти без учета воды с помощью ИУ дебитов нефтяных скважин.

В заключение можно привести следующие рекомендации:

увеличить допускаемые пределы относительной погрешности измерения массы нетто сырой нефти по [1] в диапазонах объемного содержания воды в сырой нефти от 1 до 5 % и от 5 до 10 %;

перейти от ступенчатого задания относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти по [1] к табличному или графическому в виде полиномиальной кривой;

перейти от ступенчатого задания абсолютной погрешности определения содержания воды в сырой нефти для точных влагомеров к мелко-линейному, т. е. заданию в виде суммы трех составляющих — аддитивной, мультипликативной и нелинейной;

обеспечить возможность поверки ИУ на месте эксплуатации путем создания эталонных ИУ;

внести предложение о разработке, аттестации и включении в [1] МИ массы сырой нефти с использованием ИУ применительно к конкретным условиям их эксплуатации, как это сделано для СИКНС.

Выводы. Только влагомер Phase Dynamics сер. F удовлетворяет требованиям [1] по погрешности измерения мас-

сы нетто при объемной доле воды 0 — 85 %. Предложенные выше рекомендации позволят оптимизировать процессы:

выбора влагомеров сырой нефти;
проведения метрологической экспертизы проектов СИКНС и ИУ, а также разработки и внедрения новых СИ;
разработки и модернизации влагомеров сырой нефти;
повышения доверия к результатам измерений массы нетто сырой нефти с применением СИКНС и ИУ.

Л и т е р а т у р а

1. **ГОСТ Р 8.615—2005.** ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

2. **ГОСТ 2477—65.** Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.

3. **Цыбульский О. А.** Погрешность широкодиапазонных измерений. // Законодательная и прикладная метрология. 2010. № 4. С. 5—10;

4. **Немиров М. С., Силкина Т. Г., Ибрагимов Р. Р.** Измерение содержания воды в нефти в лабораториях нефтяной промышленности // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2011. № 4. С. 39—40.

Дата принятия 15.03.2012 г.

ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ

53.082.6

Применение теории решений задач Штурма—Лиувилля при разработке методов измерения теплофизических характеристик

П. В. БАЛАБАНОВ

Тамбовский государственный технический университет, Тамбов, Россия,
e-mail: pav-balabanov@yandex.ru

В общем виде поставлена краевая задача теплопроводности для многослойных систем, на внешние поверхности которых действуют граничные условия третьего рода. Приведено решение поставленной задачи на стадии регулярного теплового режима первого рода. Показан общий подход применения теории решений задач Штурма—Лиувилля для многослойных систем при разработке методов измерения теплофизических характеристик.

Ключевые слова: задача Штурма—Лиувилля, теплофизические характеристики.

The boundary-value problem of heat conductivity for multilayer systems (planar, cylindrical and spherical shape) with external surface affected by the boundary conditions of the third kind is set in general form. The solution of problem at the stage of regular thermal regime of the first kind is presented. The general approach of Sturm—Liouville problems decision theory application for multilayer systems at developing the methods of thermophysical properties measurement is shown.

Key words: Sturm—Liouville problem, thermophysical properties.

Регенеративные продукты и химические поглотители (хемосорбенты) на основе супероксидов и гидроксидов щелочных и щелочноземельных металлов Na, K, Ca, Li в виде многоканальных блоков, пластин, таблеток, зерен широко применяют для регенерации воздуха в замкнутых объемах. При

построении алгоритмов систем автоматизированного управления, написании технических заданий, разработке эксплуатационной документации на установки регенерации требуется знание теплофизических характеристик (ТФХ) хемосорбентов. Для измерения ТФХ широкого ассортимента регене-