

ОБ ОДНОМ ПОДХОДЕ К МОДЕЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССА ОТПУСКА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Воронина О.А., Лобанова В.А.

В статье рассматриваются основные факторы, влияющие на качество выходного продукта на нефтеперерабатывающем предприятии. Предложена методика прогнозирования основных показателей выходного продукта для резервуаров нестандартной формы с примером ее реализации в программном продукте.

Введение

Проблемы повышения качества выпускаемой продукции, а также экономии энергетических ресурсов являются в настоящее время одними из наиболее актуальных, требующих современного и своевременного решения. В условиях промышленного производства они могут быть решены путем совершенствования технологических процессов и систем управления ими. Как показывают результаты исследований [1, 2], достаточно часто в условиях существующего технологического процесса бывают использованы не все ресурсы для решения задач по повышению качества, безопасности. Это в полной мере относится к достаточно распространенным в последнее время нефтеперерабатывающим мини-заводам, реализующим процесс первичной переработки нефти, позволяющим решить проблему местного обеспечения моторным и котельным топливом и улучшения его параметров качества. Если ошибки в управлении технологическим процессом приводят к огромным потерям для крупного нефтеперерабатывающего предприятия, то для мини-завода это приводит к катастрофическим последствиям и выходу из строя дорогостоящего оборудования.

Большая часть технологических нарушений при эксплуатации нефтегазового оборудования не связана ни со старением оборудования, ни с его конструктивным несовершенством, а вызвана недостаточным контролем ведения технологического процесса и, так называемым, «человеческим фактором». Часть проблем решается за счет создания структуры АСУТП, состоящей из стандартных модулей, но в то же время обладающей свойствами масштабируемости и модульности. Открытость системы означает возможность добавления в ее

традиционную архитектуру дополнительных подсистем, например, подсистемы контроля над состоянием резервуарного парка. Кроме того, ощутимый эффект достигается за счет внедрения в систему управления подсистемы для контроля психофизических параметров самого оператора и оценки его способности правильно и оперативно реагировать в аварийной ситуации.

На небольших предприятиях ограничена возможность изменения состава технологического оборудования и внесения радикальных изменений в технологический процесс, так как необходимо удерживать на прежнем уровне расходы на производство и при этом не ухудшить качество выходного продукта.

Одним из вариантов решения этой проблемы может быть внедрение системы управления резервуарным парком переработки и хранения нефтепродуктов.

Для решения данной задачи необходимо выявить основные факторы, влияющие на количество сырья и готового продукта в резервуарах различной геометрической формы и создать математическую модель, позволяющую моделировать и прогнозировать количество нефтепродуктов на входе и выходе технологического процесса перегонки нефти в имеющемся резервуарном парке.

Система управления резервуарным парком переработки и хранения нефтепродуктов

Одной из актуальных задач при хранении и транспортировке продуктов нефтепереработки является достоверное определение массы. Это важно для нефти и продуктов ее переработки, являющимися вязкими жидкостями, которые изменяют свои эксплуатационные свойства при определенных условиях хранения, так как вязкость зависит от температуры, увеличиваясь с ее понижением. При расчете массы продукта, занимающего данный объем, и, наоборот, объема продукта, имеющего определенную массу, используется его плотность. Поэтому, зная объем и плотность, при приеме, отпуске и учете нефти и нефтепродуктов можно выражать их количество в массовых единицах, т. к. масса не зависит от температуры. В то же время плотность и удельный вес нефти и нефтепродуктов зависят от температуры.

Для определения массы (M) необходимо знать одновременно три параметра – объем (V), плотность (ρ) и температуру внутри резервуара (T_p) в данный момент времени.

Масса нефтепродукта определяется как произведение объема заполнения резервуара и плотности нефтепродукта:

$$M = V_{\text{реальн}} \cdot \rho, \quad (1)$$

Реальный объем жидкости зависит от калибровочного объема жидкости при данном уровне заполнения резервуара (H_p) и поправки по объему (K_V), определяемой по разности между средней температурой внутри резервуара (T_p) и температурой наружного воздуха ($T_{\text{окр.ср.}}$) [3]:

$$V_{\text{реальн}} = V_{\text{калиб}} \cdot K_V. \quad (2)$$

Средняя температура нефтепродукта вычисляется по формуле [3]:

$$t_{\text{ср.}} = (t_g + 3t_c + t_n) / 5, \quad (3)$$

где t_g – температура точечной пробы верхнего слоя, °С;

t_c – температура точечной пробы среднего слоя, °С;

t_n – температура точечной пробы нижнего слоя, °С.

Плотность зависит от температуры. Для пересчета плотности при одной температуре на плотность при другой может служить следующая формула

$$\rho_i = \rho_{20} - x \cdot (T_{\text{окр.ср.}} - 20), \quad (4)$$

где x – поправка на изменение плотности при изменении температуры на 1°С;

ρ_{20} - плотность нефти или нефтепродукта при $T_{\text{окр.ср.}} = +20^\circ\text{С}$.

Для точного измерения количества нефти необходимо: определить общий объем нефти, определить ее температуру, взять пробу и определить плотность, осадок и содержание воды, определить качество нефти.

Измерение объема жидкости в резервуаре неточно из-за большого количества сложных и взаимодействующих причин. Для определения объема следует с наибольшей точностью определить уровень жидкости (H) в резервуаре и на основе экспериментальных данных предварительно составить градуировочную таблицу резервуара.

Все три параметра (V , ρ , T_p) нужно определить одновременно или почти одновременно, иначе через некоторое время (под воздействием внешних

факторов) все три величины изменятся. Так, например, увеличится температура воздуха или нагреет резервуар солнце и три параметра изменятся следующим образом – температура увеличится – плотность уменьшится и соответственно объем увеличится.

В описанных в литературе и разрабатываемых отечественными фирмами системах учёта нефтепродуктов реализован объёмно-массовый метод измерения массы жидкости [3]. Используя стандартный метод определения плотности, при помощи специального пробоотборника отбирают пробы жидкостей с 3-х уровней: поверхность, середина, дно (рис. 1).

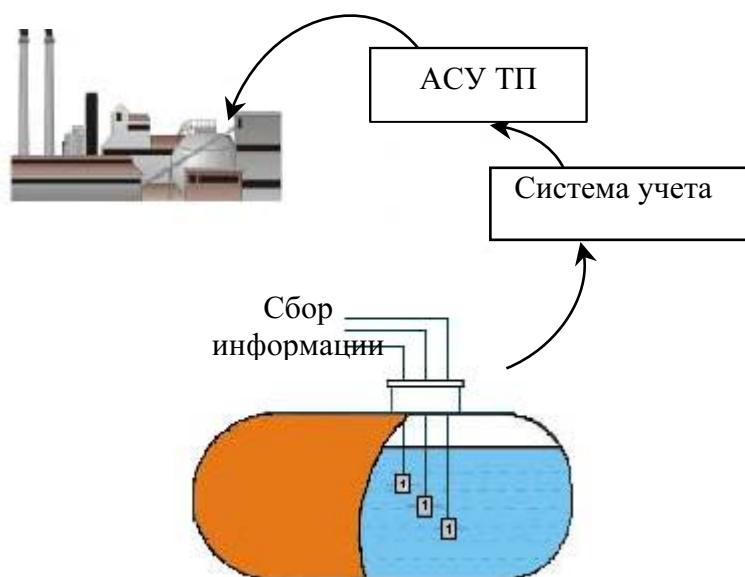


Рисунок 1. Передача информации в системе управления резервуарным парком

Обычно в пробе на тех же уровнях измеряют плотность и температуру. При этом основная трудность заключается в точном определении объемов резервуаров, которые на одном и том же предприятии отличаются геометрической формой, объемом и степенью заглубленности в зависимости от назначения хранимой в них жидкости.

Данные с измерителей уровня и температуры поступают на компьютер, где программным путем в соответствии с калибровочными таблицами производится вычисление массы продукта. Результаты измерений выводятся на экран монитора

и поступают в локальную сеть предприятия, входя составной частью в центральную систему управления.

Кроме того, на дне резервуара образуется подтоварная вода, влияющая на уровень нефтепродукта и его качество. Неучтенный остаток вносит систематическую погрешность при расчете объема.

В существующих системах управления резервуарным парком можно отметить следующие недостатки [1, 2]:

- используется только простая геометрическая форма резервуаров – нестандартная форма вносит дополнительную погрешность расчета за счет аппроксимации объема;

- не определена температурная зависимость изменения количества нефтепродукта от изменения состояния окружающей среды – колебания температуры приводят к неучтенному изменению объема и соответственно веса продукта;

- трудность точного учета подтоварной воды – неконтролируемый остаток бензина, ухудшение свойств продуктов нефтепереработки и уменьшение полезного объема резервуара;

- отсутствие прогнозирования уровня жидкости в каждом резервуаре.

При создании математической модели условий хранения продуктов нефтепереработки необходимо учесть все перечисленные нерешенные проблемы и влияющие факторы.

При определении объема жидкости в резервуаре значительные ошибки вызываются конструкцией резервуара, установкой измерительного оборудования, а также методами и процедурами измерения уровня и температуры.

Влияние геометрической формы (конструкции) резервуара на точность учета нефтепродуктов

Стальные резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов, находящиеся в эксплуатации, различны по конструкции в зависимости от назначения (технологических параметров), расположения резервуаров (наземные, подземные), формы (рис. 2) (вертикальные цилиндрические, горизонтальные цилиндрические, сфероидальные и специальные), вида соединений листовых

конструкций (сварные и клепаные) и от способа монтажа (полистовой и рулонной сборки). [4, 5]

Наиболее простыми для расчета являются резервуары вертикальные стандартной формы. Существующие решения проблемы определения объема – составление калибровочных таблиц путем разбиения уровня жидкости в резервуаре на градиенты по высоте или промежутки (рис. 2) и определение путем математического расчета объема отсекаемой части резервуара или по счетчику. При этом на точность измерения высоты налива влияют точность установки резервуара (погрешность калибровочной таблицы, деформация днища, изменение температуры жидкости) и точность средства измерения, к которым добавляются ошибки оператора (человеческий фактор).

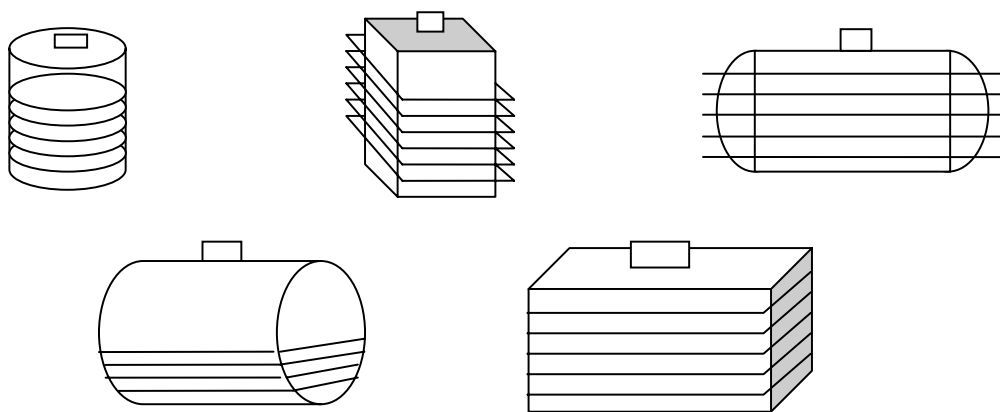


Рисунок 2. Резервуары различной геометрической формы

Составление калибровочных таблиц для каждого типа резервуара в существующих системах происходит только в результате геометрических обмеров, калибровать заполнением запрещено.

Для простых форм (горизонтальный цилиндр, вертикальный цилиндр на рис. 3) составление аналитической функции не составляет большого труда.

Резервуар формы «горизонтальный цилиндр» обладает следующими характеристиками:

- длина резервуара L ;
- диаметр поперечного сечения D .

Для вычисления рассмотрим форму поперечного сечения резервуара (рис. 4).

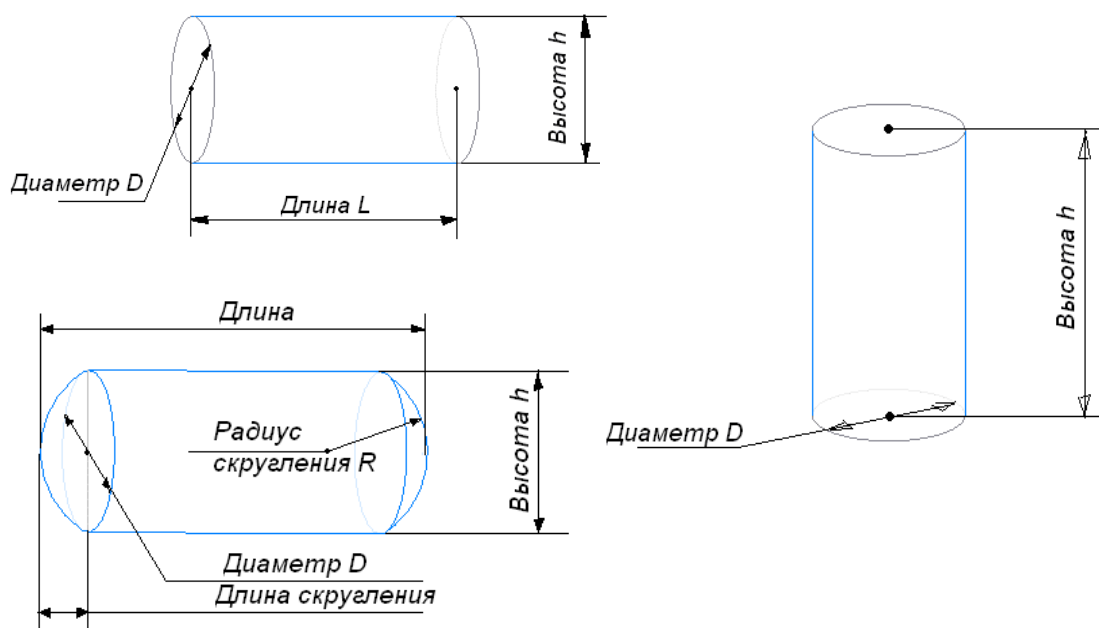


Рисунок 3. Резервуары простых форм.

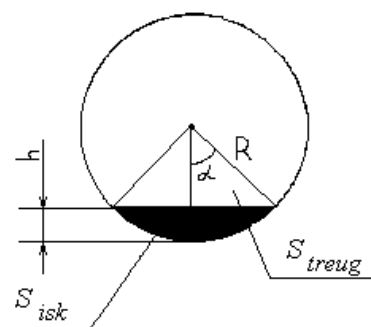


Рисунок 4. К определению объема резервуара типа «горизонтальный цилиндр»

Объем продукта можно найти путем перемножения длины резервуара L на площадь S_{isk} . Задача сводится к нахождению площади S_{isk} .

S_{isk} можно вычислить как разницу площадей сектора круга S_{sekt} и площади треугольника S_{treug} .

$$S_{isk} = S_{sekt} - S_{treug}; \quad (5)$$

$$\alpha = \arccos((R - h) / R); \quad (6)$$

$$S_{treug} = R * (R - h) * \sin(\alpha) / 2; \quad (7)$$

$$S_{sekt} = \pi * R^2 * \alpha / (2 \pi) = R^2 * \alpha / 2; \quad (8)$$

Здесь α измеряется в радианах.

$$S_{isk} = R^2 * \alpha/2 - R*(R-h)*\sin(\alpha)/2. \quad (9)$$

Следовательно, объем

$$V=S_{isk}*L=(R^2*\alpha/2-R*(R-h)*\sin(\alpha)/2)*L. \quad (10)$$

Для нестандартных резервуаров задача осложняется громоздкостью форм аналитического расчета объема, так как для этого требуется выявить прямую функцию вычисления объема в зависимости от уровня наполняемости резервуара. Например, расчет одной из форм резервуара, представленной на рис. 5, можно свести к следующему.

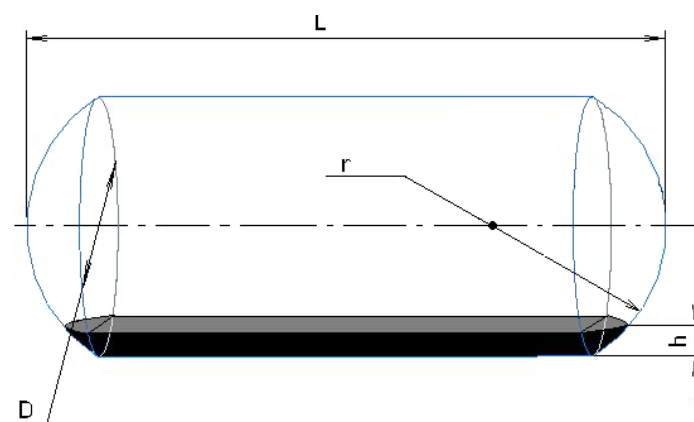


Рисунок 5. Горизонтальный цилиндр со сферическими днищами

Эта форма обладает характеристиками:

- длина резервуара L;
- диаметр поперечного сечения D;
- радиус скругления боковой поверхности R.

Форма, по существу, представляет собой комбинацию из двух геометрических фигур (рис. 6, а) – горизонтального цилиндра (объем V_1) и два сегмента шара равных объемов (V_2 каждый). Нахождение объема жидкости можно свести к решению двух задач – нахождения объема жидкости V_1 и V_2 .

Будем вести расчет путем последовательного разбиения V_2 на очень маленькие части, толщиной dh . Будем считать

$$V_2 = \int_h S_{segm}(h) \cdot dh, \quad (11)$$

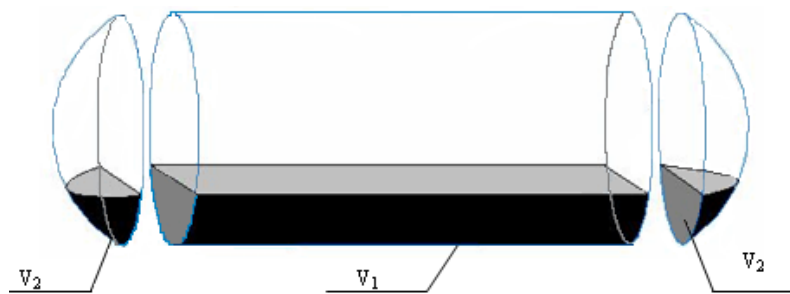
где $S_{segm}(h)$ – площадь сегмента круга радиусом r_2 .

Вычисляется аналогично (9):

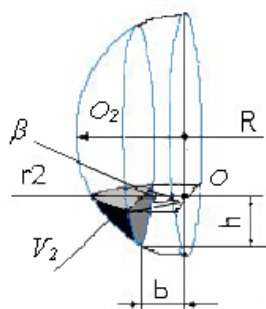
$$S_{\text{segm}}(h) = (r_2(h))^2 * \beta(h) / 2 - r_2(h) * b * \sin(\beta(h)) / 2, \quad (12)$$

где $r_2(h)$ – это радиус окружности, полученной в результате сечения сферы радиусом R плоскостью, образованной верхней поверхностью рассматриваемого уровня жидкости.

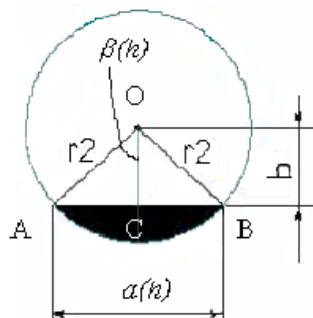
$$r_2(h) = \sqrt{R^2 - (R - h)^2}. \quad (13)$$



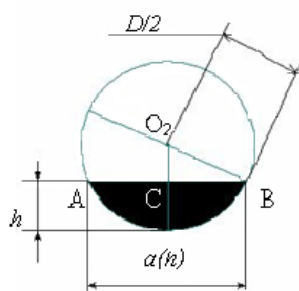
а)



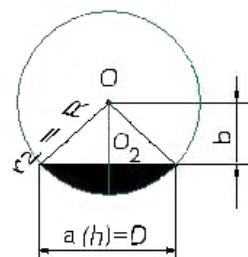
б)



в)



г)



д)

Рисунок 6. К определению объема резервуара сложной формы

Теперь рассмотрим треугольник АОС

$$AC = a(h)/2, \quad (14)$$

$$\beta(h) = \arcsin \left[\frac{AC}{OA} \right]. \quad (15)$$

Таким образом, угол β будем определять следующим образом:

$$\beta(h) = \arcsin \left[\frac{a(h)}{2 * r_2(h)} \right]. \quad (16)$$

Для определения величины $a(h)$ рассмотрим сечение сферы скругления фронтальной плоскостью цилиндра (рис б, г).

$$a(h) = 2 * CB, \quad (17)$$

$$CB = \sqrt{(O_2B)^2 - (O_2C)^2}. \quad (18)$$

С учетом $O_2B = D/2$ и $O_2C = D/2 - h$ (рис. б, д) выражение (17) примет вид:

$$a(h) = 2 \cdot \sqrt{(D/2)^2 - (D/2 - h)^2},$$

$$a(h) = 2 \cdot \sqrt{\frac{D^2}{4} - \frac{D^2}{4} + \frac{2 \cdot D \cdot h}{2} - h^2} \quad (19)$$

$$a(h) = 2 \cdot \sqrt{D \cdot h - h^2} \quad (20)$$

Рассмотрим случай, когда $h = D/2$. То есть резервуар заполнен ровно на половину. В этом случае $a(h) = D$, $r_2^*(h) = R$. Пусть

$$R - b = d_{skrugl}. \quad (21)$$

Величина d_{skrugl} нам необходима для вычисления одного из параметров элемента объема V_1 . Следовательно

$$b = OO_2 = \sqrt{R^2 - \left(\frac{D}{2}\right)^2},$$

$$b = \sqrt{R^2 - D^2/4}. \quad (22)$$

Итак, все параметры для расчета объема V_2 определены. Осталось вычислить объем V_1 . Этот объем вычисляется аналогично форме «горизонтальный цилиндр», расчет которой приведен выше. Только в исходные данные необходимо подставить длину резервуара, укороченную на удвоенную величину $d_{skrugl} = R - b$. Иными словами, проводим дополнительный расчет «горизонтального цилиндра» с параметрами

$$h^* = h,$$

$$L^* = L - 2 \cdot d_{skrugl}$$

Результирующий объем будет равен сумме

$$V=V_1+2V_2 \quad (23)$$

Таким образом, трудность определения объемов резервуаров сложной формы приводит к разнице между реальным и расчетным объемами. Решить эту проблему можно путем накопления информации о существующих формах, аналитических методах расчета и составлении таблицы для каждой формы для определения по уровню жидкости объема, занимаемому ей в резервуаре.

Влияние температуры на точность учета нефтепродуктов

При делении резервуаров на наземные, заглубленные, подземные главным действующим фактором будет являться наличие соприкосновения стенок резервуара с воздухом или грунтом, от которого зависит температура внутри резервуара и соответственно плотность нефти.

Таблицы емкостей большинства резервуаров вычисляются для нефти при температуре 22⁰С. Когда нефть в резервуаре теплее или холоднее этой температуры, то действительное значение объема резервуара будет больше или меньше табличного значения. Это приводит к переналиву теплой нефти и недоливу холодной.

В наземных резервуарах температура нефти T является функцией, зависящей от температуры стенок резервуара t_1 и температуры окружающей среды t_2 .

$$T_1 = f_1(t_1, t_2). \quad (24)$$

В подземных резервуарах температура нефти зависит от температуры стенок резервуара t_1 и температуры грунта t_3 , которая в свою очередь зависит от температуры окружающей среды t_2 .

$$T_2 = f_2(t_1, t_3), \text{ при этом } t_3=f(t_2). \quad (25)$$

В заглубленных резервуарах температура зависит от всех факторов: температуры стенок резервуара, окружающего воздуха, грунта. Глубина заземления определяет величину влияния температуры грунта или температуры воздуха. Чем ближе к поверхности, тем значительное изменение температуры грунта. Конечно, на это влияет температура воздуха в данное время года, ее стабильность, наличие осадков и их продолжительность.

$$T_3 = f_3(t_1, t_2, t_3). \quad (26)$$

В случае наличия саркофага из бетона, изменение температуры внутри резервуара происходит за счет теплопроводности бетона (t_4) и слоя грунта (t_5) или воздуха между бетонной перемычкой и стенкой резервуара.

$$T_4 = f_4(t_1, t_5), \text{ при этом } t_5 = f(t_3, t_4). \quad (27)$$

Таким образом, на температуру нефти (нефтепродуктов) в резервуаре влияют следующие факторы:

- теплопроводность стенки резервуара, зависящая от материала и толщины стенки;
- климатические условия, в том числе климатическая зона, осадки, снеговая нагрузка, количество солнечных дней, среднегодовая ветровая нагрузка;
- конструкция и расположение резервуара – горизонтальное или вертикальное положение, заглубленность в грунт, окраска, наличие фиксированной или плавающей крыши.

Для контроля и учета температурных колебаний необходимо:

- выявить существенные факторы с помощью методов ранговой корреляции и насыщенных планов;
- провести полный факторный эксперимент для выявленных факторов.

Программное обеспечение

Процесс определения массы нефтепродуктов можно разложить на следующие этапы:

1. Получение исходных данных:

- определение уровня взлива;
- измерение средней температуры внутри резервуара;
- нахождение плотности, если она не является паспортной, заранее известной величиной.

2. Расчет требуемых параметров – по найденному уровню, известной форме резервуара определяется:

- занимаемый жидкостью объем;

- процент наполнения – предупреждающий о том, что уровень нефтепродукта в резервуаре ниже допустимого значения или превышает верхний уровень заполнения резервуара;

- вычисление массы жидкости по объему и плотности жидкости в резервуаре, или по гидростатическому давлению жидкости и градуировочным таблицам резервуара.

3. Отображение и запоминание результатов измерения.

Обработка информации осуществляется посредством специализированного программного пакета, функционирующего на базе персонального компьютера, который в свою очередь связан с системами управления более высокого уровня. Операторский интерфейс обеспечивает отображение измеренных величин и следующих вычисленных параметров:

- уровень продукта;
- средняя температура продукта;
- температура воздуха;
- уровень подтоварной воды;
- текущая плотность;
- объем продукта;
- объем подтоварной воды;
- свободная емкость;
- масса продукта;
- утечки из резервуара;
- прогноз уровня.

Главное окно разработанной программы «Расчет нефтяного резервуара» для учета нефтепродуктов приведено на рис. 7.

К достоинствам такой системы можно отнести наглядность и простота реализации метода, простота в отыскании нужной опасной ситуации, которые сохраняются в записях.

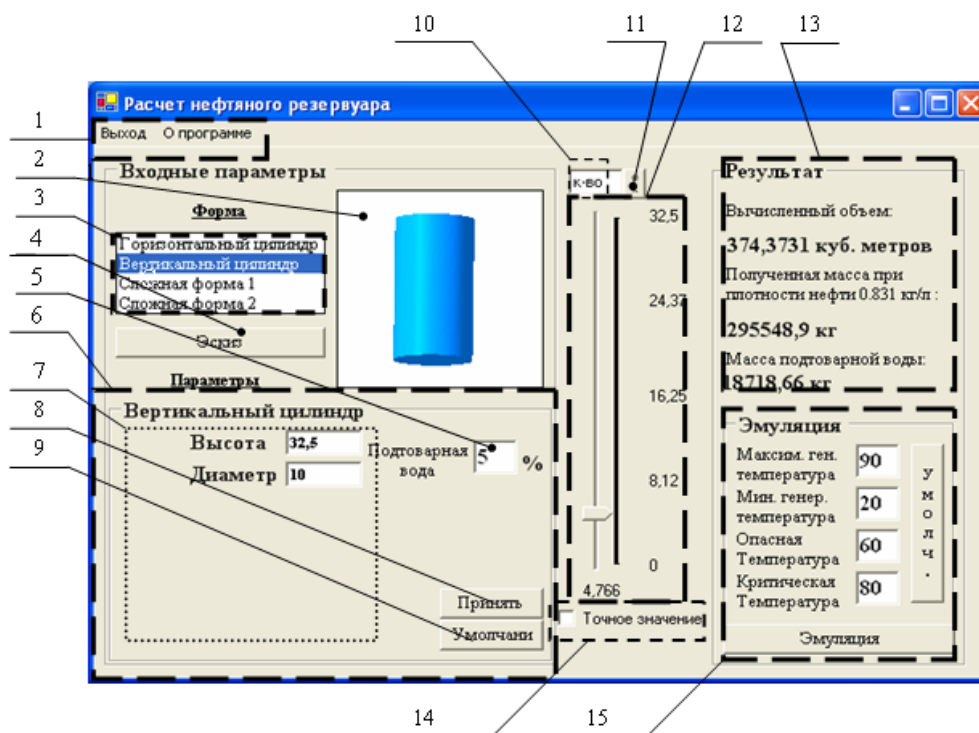


Рисунок 7. Пример программной реализации учета нефтепродуктов.
Главное окно программы

Параметры главного окна:

- 1 – область меню;
- 2 – миниатюрное отображение выбранной формы (если ничего не выбрано – показывается форма «горизонтальный цилиндр»);
- 3 – область выбора формы;
- 4 – кнопка просмотра эскиза выбранной формы;
- 5 – область ввода данных о подтоварной воде;
- 6 – область входных параметров;
- 7 – область изменяющихся входных параметров (отображаются лишь те пункты, которые необходимы для расчета формы, всего 6 пунктов: длина, ширина, высота, диаметр, радиус скругления и длина скругления, длина скругления не дается, она высчитывается);
- 8 – кнопка «Принять»;
- 9 – кнопка «Умолчания»
- 10 – область введения значения дискретизации для линейки уровня жидкости;
- 11 – кнопка «ОК» для изменения параметров дискретизации движения ползунка линейки;
- 12 – область задания приближенных значений;
- 13 – область результатов;
- 14 – переключатель режимов ввода данных;
- 15 – область настройки и запуска окна эмуляции серверной станции.

Заключение

Существующие системы управления резервуарным парком не учитывают геометрическую форму резервуара, калибровочные таблицы составляются на основе эмпирических измерений, не прогнозируется уровень в зависимости от изменения внешних воздействующих факторов, что приводит к значительным потерям нефтепродукта на предприятии, как в качественном, так и количественном плане.

Эта задача решается построением адекватной математической модели, в которой учтены особенности геометрической формы, климатические и прочие факторы, в рамках системы учета нефтепродуктов, входящей в состав системы управления всего нефтеперерабатывающего предприятия. Предусмотрена возможность прогнозирования уровня нефтепродукта, подтоварной воды в каждом резервуаре. Это позволит вовремя, соблюдая требования технологического процесса, проводить калибровку емкостей, что напрямую влияет на качество выходного продукта, а также по качественным и количественным показателям входного продукта (нефти), прогнозировать качественные и количественные показатели выходного продукта (например, дизельного топлива).

Литература

1. Система управления резервуарными парками переработки и хранения нефтепродуктов. Н. Балин, А. Демченко, М. Лавров СТА №2, 2001 г. с. 24-31
2. Горин И.Г., Столяров В.В., Левшин В.М., Семиволос П.П., Кочур Ю.П. Автоматизированная система управления нефтеперерабатывающим мини-заводом. Приборы и системы управления, контроль, диагностика № 11, 2001г., с. 13-15.
3. ГОСТ 26976 – 86 Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы
4. ПБ 03-381-00 Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов

5. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкция по их ремонту – М.: «Недра» 1988

6. ГОСТ 13196-93 Межгосударственный стандарт. Устройства автоматизации резервуарных парков. Средства измерения уровня и отбора проб нефти и нефтепродуктов