

DOI: 10.34031/article\_5d01f05d0d73c7.45284021

<sup>1</sup>Сазанович В.В., <sup>2</sup>Муравьев К.А.<sup>1</sup>Управление по переработке газа ПАО «Сургутнефтегаз»

Россия, 628415, г. Сургут, ул. Энтузиастов, д. 59

<sup>2</sup>Сургутский институт нефти и газа, филиал Тюменского индустриального университета.

Россия, 628415, г. Сургут, ул. Энтузиастов, д. 38

\*E-mail: mkasing@mail.ru

## СОВМЕСТНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ РАДАРНОГО МЕТОДА И МЕТОДА ОСНОВАННОГО НА ПЕРЕПАДЕ ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ УРОВНЯ В РЕЗЕРВУАРАХ ХРАНЕНИЯ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ И ЛЕГКОВОСПЛАМЕНЯЮЩИХСЯ ЖИДКОСТЕЙ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

**Аннотация.** В статье показана разница между требованиями правил безопасности, применяемыми ранее и применяемыми сейчас в области контроля уровня в шаровых резервуарах для хранения сжиженных углеводородных газов и легко воспламеняющихся жидкостей. Приведено описание двух из самых применяемых в настоящее время методов контроля уровня, показаны их достоинства и недостатки. Описываются конструктивные особенности строения шаровых резервуаров, методы присоединения к ним датчиков контроля уровня. Показана зависимость изменения плотности жидкого продукта от изменения температуры этого продукта. Описываются изменения температуры окружающей среды, связанные с резко континентальными климатическими условиями географического расположения Западно-Сургутского месторождения. Приводится описание сложности контроля за температурой и плотностью рабочей жидкости при теплообмене между жидкостью и окружающей средой в связи с разницей начальных температур между ними. Приводится оценка качества измерения уровня и расчета изменения плотности продукта в шаровых резервуарах при использовании двух методов измерения уровня. А также говорится о методе перерасчета показаний двух принципов измерения уровня, с помощью которого появляется возможность высчитывать значения плотности жидкости, следить за изменениями плотности, без информации о текущих значениях температуры жидкости.

**Ключевые слова:** автоматизированная система управления технологическим процессом, датчики перепада давления, Западно-Сургутское месторождение, легко воспламеняющиеся жидкости, сжиженные углеводородные газы, пропан-бутан технический, радарные уровнемеры, уровень, шаровые резервуары.

**Введение. Актуальность темы.** Основной пик развития нефтегазодобывающей отрасли на Западно-Сургутском месторождении пришелся на 60-е–80-е годы двадцатого века. За это время была сильно развита инфраструктура отрасли, построено большое количество производственных мощностей, эксплуатируемых до сих пор. Но промышленность не останавливается на месте, а продолжает развиваться. Совершенствуются методы добычи, хранения и переработки, совершенствуются методы контроля и измерения. А также ужесточаются требования безопасности к эксплуатации оборудования. Современные требования безопасности обязаны выполняться и для оборудования, которое эксплуатируется с 60-х–80-х годов прошлого века, т.е. на данном оборудовании должны проводиться работы для приведения оборудования к соответствию с новыми требованиями.

**Постановка проблемы и анализ литературы.** В 2003 году были разработаны правила безопасности ПБ 09-566-03 «Правила безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легко воспламеняющихся жидкостей под

давлением» [15], в которые, по отношению к применяемым ранее правилам, был внесен ряд изменений и дополнений, в том числе и к принципу контроля уровня. Согласно п. 8.11 новых правил: «Резервуары должны оснащаться не менее чем тремя приборами для измерения уровня. Предупредительная и предаварийная сигнализация предельного верхнего и нижнего уровней должна осуществляться от двух независимых датчиков с отдельными точками отбора параметров технологической среды. Значение уставок предупредительной сигнализации предельных верхнего и нижнего уровней указывается в проекте с учетом времени, необходимого на проведение операций по прекращению подачи СУГ и ЛВЖ в резервуар и откачке среды из резервуара».

Но согласно более ранним редакциям данных правил количество приборов измерения уровня равнялось двум, на основании чего на резервуарах прошлого века устанавливалось всего два уровнемера. Т.е. возникла необходимость монтажа третьего уровнемера (требования к сиг-

нализации предельных верхнего и нижнего уровней не изменились, поэтому в статье на них внимание не акцентируется).

Для рассмотрения проблемы, возьмем для примера один из активно применяемых в 60-е – 80-е годы шаровых резервуаров [2, 4, 8] объемом  $V = 600 \text{ м}^3$  (рис. 1, 2, 3).

Измерение уровня на данных резервуарах производится с помощью датчиков перепада давления.

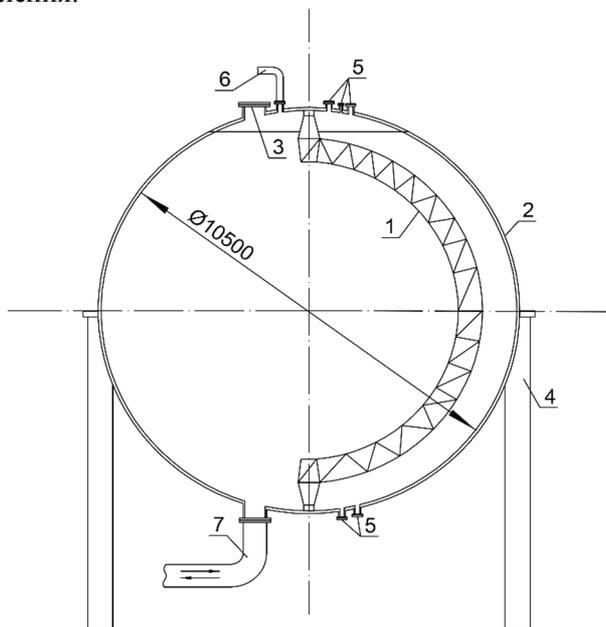


Рис. 1. Шаровый резервуар  $V = 600 \text{ м}^3$

- 1 – поворотная лестница; 2 – корпус; 3 – люк обслуживания резервуара; 4 – опора; 5 – фланцы; 6 – трубопровод факельного коллектора; 7 – трубопровод подачи-откачки продукта

Как видно из рисунка 2, в верхней части резервуара расположены два фланца для импульсных линий двух датчиков перепада давления. Аналогично существует два фланца для двух датчиков перепада давления и внизу резервуара (рисунки 3). Импульсная линия, это металлическая трубка (обычно диаметром 10–15 мм).

Подключение импульсной линии к резервуару происходит следующим образом (рисунки 4). К фланцу (1) резервуара приваривается штуцер (3), к которому с помощью резьбового штуцерного соединителя (4) прикручивается отсечный кран. К импульсной линии (6) так же прикрепляется резьбовой штуцерный соединитель и так же происходит резьбовое соединение с краном [11].

Приведем описание и принцип действия датчиков перепада давления для измерения уровня в шаровых резервуарах [7, 9, 10, 12].

Датчики давления (перепада давления) используют наиболее распространенную технологию измерения уровня жидкости. Датчики имеют несложную конструкцию, отличаются простотой монтажа и эксплуатации. Одной из важнейших

эксплуатационных характеристик датчика является то, что его можно вывести из эксплуатации без нарушения герметичности резервуара, т.к. они присоединяются к резервуару импульсными линиями (трубками), которые отсекаются от резервуара запорной арматурой (отсечными кранами).

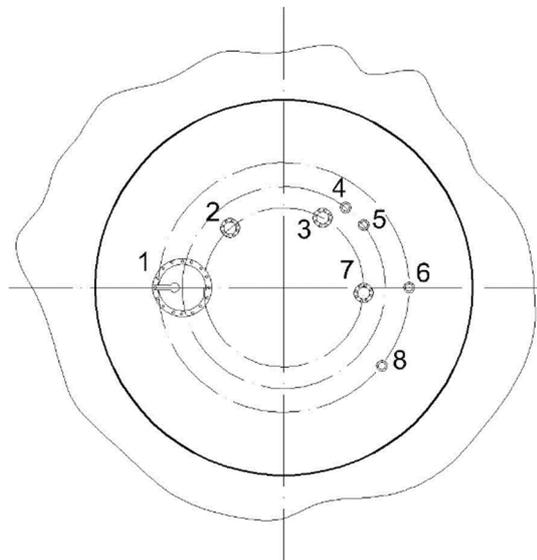


Рис. 2. Верх резервуара  $V = 600 \text{ м}^3$

- 1 – люк обслуживания резервуара; 2 – фланец трубопровода факельного коллектора; 3 – резервный фланец; 4 – фланец для подключения импульсной линии датчика перепада давления 1; 5 – фланец для подключения импульсной линии датчика перепада давления 2; 6 – фланец для сигнализатора верхнего уровня; 7 – резервный фланец; 8 – фланец для подачи газа подпора (сухого газа)

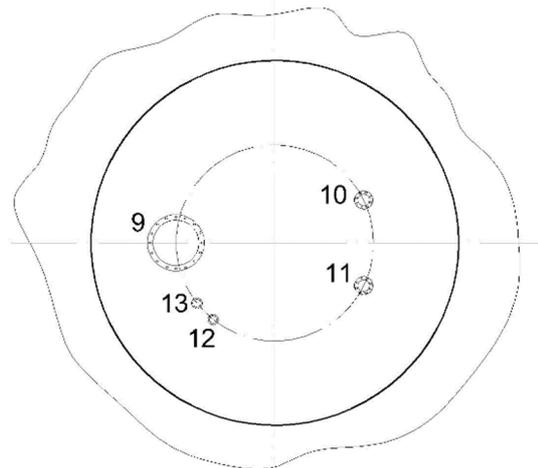


Рис. 3. Низ резервуара  $V = 600 \text{ м}^3$

- 9 – Фланец для трубопровода подачи-откачки продукта; 10 – фланец для подключения импульсной линии датчика перепада давления 1; 11 – фланец для подключения импульсной линии датчика перепада давления 2; 12 – фланец для сигнализатора нижнего уровня; 13 – резервный фланец

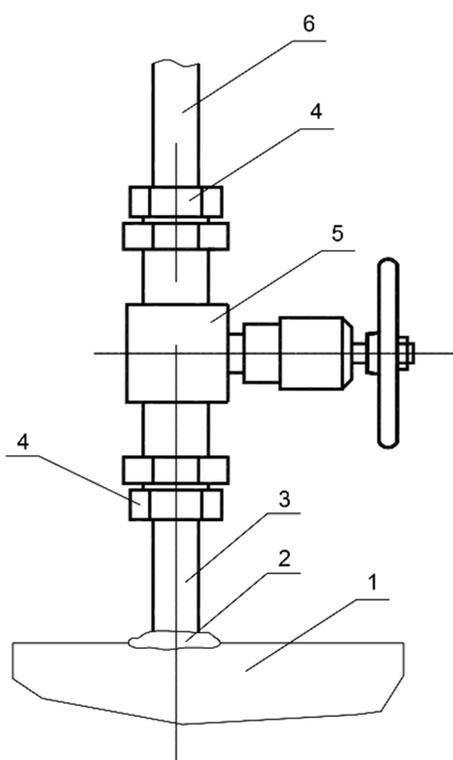


Рис. 4. Подсоединение импульсной линии датчика перепада давления к шаровому резервуару  
 1 – поверхность фланца резервуара; 2 – сварной шов;  
 3 – штуцер; 4 – соединитель штуцерный;  
 5 – кран отсечной; 6 – импульсная линия (труба)

Для резервуаров, находящихся под давлением парагазового пространства, применяются датчики перепада давления. Одна из импульсных линий присоединяется к верху резервуара (верхний отбор), другая к низу (нижний отбор).

На нижнем отборе вблизи дна резервуара, измеряется сумма гидростатического давления (давления столба жидкости, обусловленное весом жидкости) и давления в парагазовом пространстве (газ подпора, см. рис. 2, позиция 8). На верхнем отборе измеряется только давление в парагазовом пространстве. Разность давлений на отборах (дифференциальное давление) используется для определения уровня.

Уровень = Дифференциальное давление / Удельный вес

Единицы измерения давления не соответствуют единицам измерения длин, поэтому приходится производить перерасчет единиц измерения ( $1 \text{ м в.ст.} = 0,1 \text{ кг/см}^2 = 9,81 \text{ кПа}$ ).

Достоинства: датчики экономичны, просты в обслуживании. Применимы для многих емкостей с разными жидкостями, работают в широком диапазоне температур и давлений, при наличии пены и беспокойной поверхности.

Недостатки: Изменение плотности жидкости способно влиять на погрешность показаний дат-

чика. Требуется защиты импульсных линий от образования в них конденсата и обледенения в зимнее время года.

**Методика решения проблемы.** Самым простым методом решения проблемы видится монтаж третьего датчика перепада давления с присоединением импульсных линий к резервным фланцам верха и низа резервуара (см. рис. 2, 3). Но Западно-Сургутское месторождение расположено на территории с ярко выраженными резко климатическими изменениями температуры окружающей среды от  $55^\circ\text{C}$  в летний период времени до минус  $55^\circ\text{C}$  в зимний (без учета самых экстремальных значений температур). При изменении температуры меняется плотность вещества [1, 5], а значит при падении температуры происходит увеличение плотности жидкости, хранящейся в резервуаре, уменьшение объема жидкости при той же ее массе и, соответственно, уменьшается уровень жидкости в резервуаре. Как говорилось выше, изменение плотности жидкости влияет на погрешность показания датчика перепада давления.

Рассмотрим альтернативу третьему датчику перепада давления.

Последние десятилетия промышленностью стали активно разрабатываться и выпускаться датчики измерения уровня, лишенные недостатков датчиков перепада давления – радарные уровнемеры [7, 9, 10, 12].

Работа радарных (радиолокационных) уровнемеров основывается на явлении отражения электромагнитных волн от границы раздела сред, различающихся электрическими и магнитными свойствами.

Скорость  $v$  распространения электромагнитной волны в среде определяется значениями ее диэлектрической  $\epsilon$  и магнитной  $\mu$  проницаемостей:

$$v = \frac{c}{\sqrt{\epsilon\mu}}$$

где  $c$  – скорость света в вакууме.

Радарный уровнемер состоит из излучателя электромагнитной энергии, приемника и преобразователя измерения интервала времени.

Волны, достигая границы раздела сред (газ-жидкость), отражаются от второй среды и возвращаются к приемнику. Затем высчитывается интервал времени движения волн, который преобразуется в путь – т.е. при делении на два, в расстоянии от уровнемера до уровня жидкости.

Достоинства: локация ведется через газовую среду, без непосредственного контакта датчика с жидкостью. Магнитные и диэлектрические про-

нищаемости газов невелики и практически не зависят от изменения параметров и свойств газа, что не влияет на погрешность уровнемеров.

Недостатки: трудность точного измерения малых интервалов времени, чувствительность к нахождению в зоне излучения посторонних предметов, сложная электроника, требующая бережного обращения, высокая стоимость.

Посмотрим теперь на чертеж резервуара, с установленными на нем датчиками измерения уровня (рис. 5).

На рисунке кроме датчиков давления LT1 и LT2 (LT - Level Transmitter) изображен радарный уровнемер LT3 [7, 9, 12]. Как видно из рисунка, в зоне излучения (4) радарного уровнемера отсутствуют посторонние предметы, что подтверждает возможность применения радарного уровнемера для шарового резервуара. Уровнемер врезается непосредственно в резервный фланец 7 верха резервуара согласно рис. 2.

Перейдем к теперь к рассмотрению эффектов, которые можно получить при применении двух методов измерения уровня.

Как говорилось выше, плотность вещества зависит от температуры. Рассмотрим изменение плотности на примере пропан-бутана технического (ПБТ) – одного из продуктов нефтегазодобывающей отрасли Западно-Сургутского месторождения.

На рис. 6 представлена зависимость изменения плотности от температуры для ПБТ с 60 % содержанием в смеси пропана и 40 % содержанием бутана (60/40) [14].

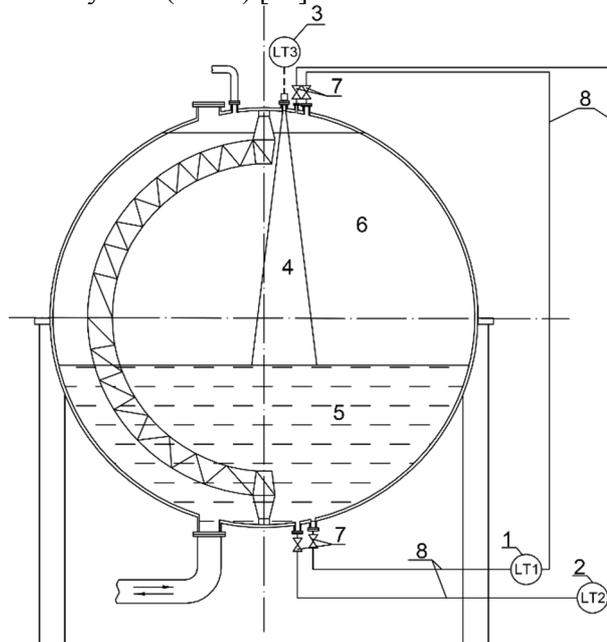


Рис. 5. Шаровый резервуар с установленными на нем датчиками уровня

- 1 – датчик перепада давления 1 (LT1); 2 – датчик перепада давления 2 (LT2); 3 – радарный уровнемер (LT3); 4 – зона излучения радарного уровнемера;
- 5 – жидкость; 6. газ подпора (сухой газ); 7 – отсежные краны; 8 – импульсные линии

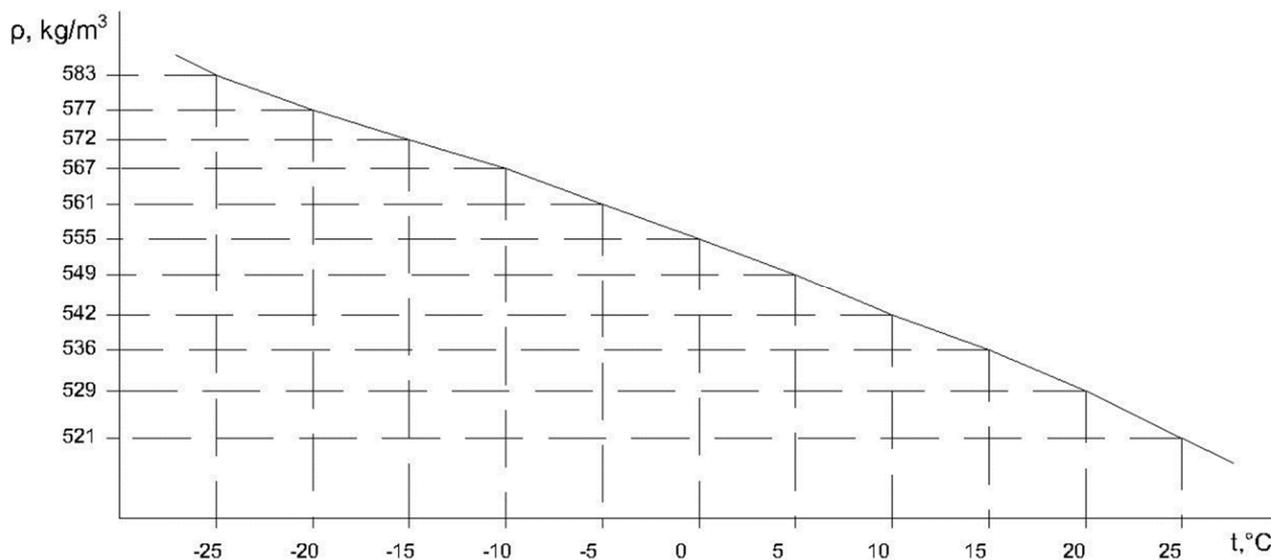


Рис. 6. Зависимость изменения плотности от температуры для ПБТ с процентным содержанием 60/40

Как видно из рисунка, при изменении температуры от  $-25^{\circ}\text{C}$  до  $25^{\circ}\text{C}$  плотность изменилась на  $62 \text{ kg/m}^3$ .

Произведем расчет давления ПБТ при температуре  $20^{\circ}\text{C}$  ( $\rho = 529 \text{ kg/m}^3$ ).

Применим для расчетов формулу гидростатического давления столба жидкости:

$$P = \rho gh,$$

где  $g$  – ускорение свободного падения,  $\text{m/c}^2$ ,  
 $h$  – высота жидкости,  $\text{m}$ .

При  $20^{\circ}\text{C}$ , при высоте жидкости ПБТ равной  $4 \text{ m}$ , давление будет составлять:

$$529 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,8 \text{ m/c}^2 \cdot 4 \text{ m} = 20,7368 \text{ kPa}.$$

Если температура окружающей среды уменьшится до  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ , то плотность ПБТ увеличится до  $583\text{ кг/м}^3$ . Т.е., при сохранении той же массы жидкости (давления), высота столба жидкости станет равной:

$$h = P/(\rho g);$$

$$20,7368\text{ кПа}/(583\text{ кг/м}^3 \cdot 9,8\text{ м/с}^2) = 3,630\text{ м}.$$

Т.е. при изменении температуры от  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$  высота ПБТ уменьшится на  $0,37\text{ м}$ .

Показания от датчиков перепада давления (в кПа) передаются в автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУ ТП), где и производится перерасчет давления в высоту уровня жидкости [3, 6, 13].

В АСУ ТП можно автоматически изменять значения плотности по табличным данным с учетом температуры окружающей среды. Но готовый продукт подается в шаровые резервуары (по

трубопроводу 7, согласно рисунка 1) с температурой, отличной от температуры окружающего воздуха – к примеру, при температуре воздуха  $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$  температура подаваемой жидкости может составлять  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ . В результате теплообмена температура жидкости начнет постепенное изменение в сторону уменьшения. В приведенном графике (рис. 6) указано изменение плотности ПБТ в процентном содержании пропан/бутан 60/40, но реально подаваемое значение процентного содержания так же может отличаться от табличных данных – к примеру 67/33 или 52/48. На основании сказанного можно прийти к выводу, что в реальных условиях ввести в АСУ ТП реальное значение плотности невозможно.

Теперь рассмотрим совместное применение на резервуаре двух методов измерения уровня – радарный метод и метод контроля перепада давления.

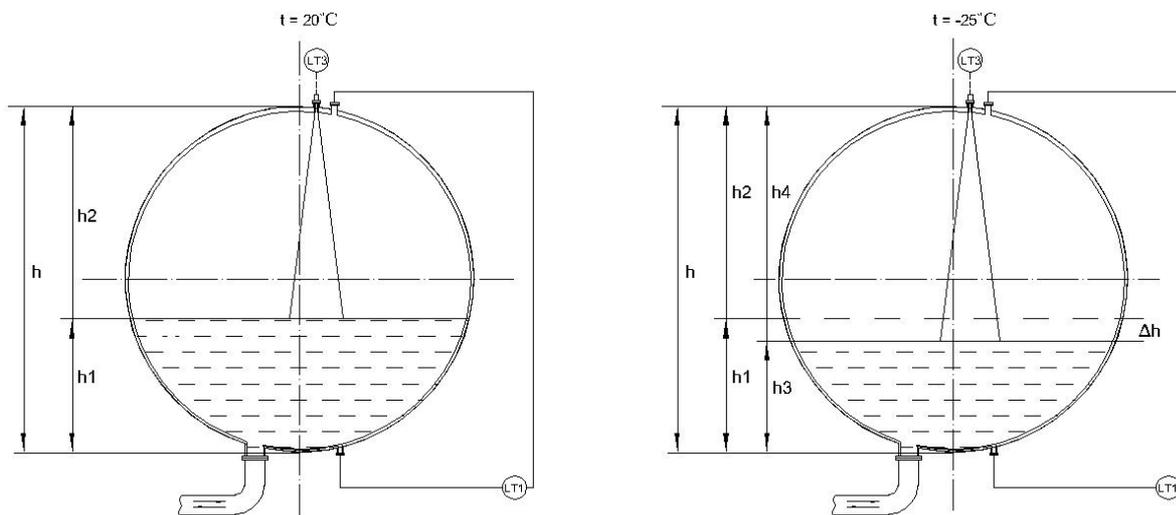


Рис. 7. Изменение уровня жидкости в шаровом резервуаре при изменении температуры

На рисунке 7 схематически изображено изменение уровня жидкости в резервуаре при изменении температуры. LT1 – датчик перепада давления, LT3 – радарный уровнемер.

Допустим, при температуре  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  плотность жидкости нам известна. Высота жидкости –  $h1$ . Высота свободного от жидкости пространства –  $h2$ . Радарный уровнемер передает в АСУ ТП (реализованную на базе микропроцессорной техники) значение  $h2$ , которое преобразовывается в АСУ ТП в значение  $h1$  (диаметр резервуара –  $h$ ,  $h - h2 = h1$ ).

Показания от датчика перепада давления так же передаются в АСУ ТП, где с учетом известного значения  $\rho_1$  происходит перерасчет давления в значение  $h1$ .

При понижении температуры жидкости до  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ , плотность увеличивается до значения  $\rho_2$ ,

уровень падает на  $\Delta h$  и понижается до значения  $h1 - \Delta h = h3$ .

Показания радарного уровнемера LT3 фиксируют это изменение:  $h2 + \Delta h = h4$ .

В АСУ ТП после перерасчета значений от радарного уровнемера выдает измененное значение уровня:  $h - h4 = h3$ .

Так как давление жидкости в резервуаре не изменилось, то и показания от датчика перепада давления LT1 так же не изменились.

Согласно формуле, значение давления при температуре  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  будет:

$$P = \rho_1 g h_1,$$

При температуре  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ :

$$P = \rho_2 g h_3 = \rho_2 g (h_1 - \Delta h).$$

Сравнивая формулы для двух значений температур, получаем:

$$\rho_1 g h_1 = \rho_2 g (h_1 - \Delta h),$$

$$\rho_2 = \rho_1 h_1 / (h_1 - \Delta h).$$

Отсюда приходим к выводу, что совместное использование радарного и гидростатического методов измерений позволяет вычислять значение плотности жидкости.

**Заключение.** Установка радарного уровнемера для шаровых резервуаров, эксплуатируемых на Западно-Сургутском месторождении с 60-х – 80-х годов и использующих для измерения уровня по два датчика перепада давления, является одним из самых оптимальных методов реализации требований п. 8.11 правил ПБ 09-566-03 «Правила безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением». Радарный уровнемер не только доводит количество устанавливаемых на резервуаре датчиков контроля уровня до трех, но и позволяет проводить дополнительные перерасчеты плотности жидкости с учетом значений давления от датчиков перепада давления.

Совместное применение приведенных в статье двух методов измерения уровня позволяет вносить поправки в расчет значений уровня от датчиков перепада давления, а также контролировать изменение плотности продукта, неизбежно возникающее при изменении температуры жидкости.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Архаров А.М., Исаев С.И. Теплотехника: учеб. для ВУЗов. М.: Машиностроение, 1986. 432 с.
2. Дикун В.Н., Шейнблит Я.А. Сооружение шаровых резервуаров. М.: Недра, 1987. 192 с.
3. Карпович Д.С., Барашко О.Г. Автоматика, автоматизация и автоматизированные системы управления технологическими процессами. Минск: БГТУ, 2009. 70 с.

#### Информация об авторах

**Сазанович Вячеслав Васильевич**, ведущий инженер по наладке и испытаниям отдела автоматизации производства. E-mail: vsslav@mail.ru. Управление по переработке газа ПАО «Сургутнефтегаз» 628415, Сургут, ул. Энтузиастов, д. 59.

**Муравьев Константин Александрович**, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела. E-mail: mkasing@mail.ru. Сургутский институт нефти и газа, филиал Тюменского индустриального университета. Россия, 628415, Сургут, ул. Энтузиастов, д. 38.

*Поступила в февраль 2019 г.*

© Сазанович В.В., Муравьев К.А., 2019

4. Короев Ю.И. Черчение для строителей: учеб. для проф. учеб. заведений. 7-е изд., стереотип. М.: Высшая школа, Изд. Центр «Академия», 2001. 256 с.

5. Куудинов В.А., Карташов Э.М. Техническая термодинамика: учеб. пособие для ВУЗов. М.: Высшая школа, Изд. Центр «Академия», 2003. 261 с.

6. Лаврищев И.Б., Кириков А.Ю. Разработка функциональных схем автоматизации при проектировании автоматизированных систем управления процессами пищевых производств. С.-Пб: СПбГУНиПТ, 2012. 52 с.

7. Медведева Р.В., Мельников В. П. Средства измерений. М.: КноРус, 2011. 240 с.

8. Николаев Н.В., Иванов В.А., Новоселов В.В. Стальные вертикальные резервуары низкого давления для нефти и нефтепродуктов. Тюмень, 2001. 767 с.

9. Раннев Г.Г. Интеллектуальные средства измерений. М.: Академия, 2011. 272 с.

10. Раннев Г.Г., Тарасенко А.П. Методы и средства измерений. М.: Академия, 2008. 336 с.

11. Филиппов В.В. Технологические трубопроводы и трубопроводная арматура: учеб. пособие. Самара: СамГТУ, 2012. 66 с.

12. Шишмарев В.Ю. Средства измерений. М.: Академия, 2012. 320 с.

13. ГОСТ 21.208-2013. Система проектной документации для строительства (СПДС). Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. Введ. 2014-11-01. М.: Стандартинформ, 2015. 31 с.

14. ГОСТ Р 52087-2003. Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия. Введ. 2004-07-01. М.: Госстандарт России, 2003. 11 с.

15. ПБ 09-566-03. Правила безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением. М.: Деан, 2004. 80 с.

<sup>1</sup>Sazanovich V.V., <sup>2</sup>Muravyov K.A.

<sup>1</sup>Gas Processing Department of Surgutneftegaz, PJSC  
Russia, 628415, Surgut, st. Enthusiasts, d. 59.

<sup>2</sup>Surgut Oil and Gas Institute, a branch of the Tyumen Industrial University.  
Russia, 628415, Surgut, st. Enthusiasts, d. 38.

\*E-mail: mkasing@mail.ru

## THE COMBINED USE OF THE RADAR METHOD AND THE METHOD BASED ON THE DIFFERENTIAL PRESSURE FOR LEVEL MEASUREMENT IN STORAGE TANKS OF LIQUEFIED HYDROCARBON GASES AND HIGHLY FLAMMABLE LIQUIDS UNDER PRESSURE

**Abstract.** The article shows the difference between the present and previous requirements of safety regulations in the field of level control in spherical tanks for storage of liquefied hydrocarbon gases and flammable liquids. The description of two of the most currently used methods of level control is given, their advantages and disadvantages are presented. The design features of the structure of spherical tanks, methods of joining them to the level control sensors are described. The dependence of the density change of the liquid product on the temperature change is shown. The changes in the ambient temperature associated with sharply continental climatic conditions of geographical location of the West Surgut field are described. The article demonstrates the complexity of monitoring the temperature and density of the working fluid in the heat exchange between the liquid and the environment due to the initial temperature differences between them. The quality assessment of level measurement and calculation of product density change in spherical tanks using two methods of level measurement is given. In addition, the method of recalculating the readings of the two principles of level measurement is shown, which makes possible to calculate the density of the liquid, to monitor changes in density, without data on the current values of the liquid temperature.

**Keywords:** automated control system of technological process, differential pressure sensors, West Surgut field, flammable liquids, liquefied hydrocarbon gases, technical propane-butane, radar level gauges, level, spherical tanks.

### REFERENCES

1. Arharov A.M., Isaev S.I. Heat engineering: studies. for universities [*Teplotekhnika: ucheb. dlya VUZov*]. M.: Mashinostroenie, 1986. 432 p. (rus)
2. Dikun V.N., Shejnbliid Ya.A. Construction of ball tanks [*Sooruzhenie sharovykh rezervuarov*]. M.: Nedra, 1987. 192 p. (rus)
3. Karpovich D.S., Barashko O.G. Automation, automation and automated process control systems [*Avtomatika, avtomatizatsiya i avtomatizirovannye sistemy upravleniya tekhnologicheskimi procesami*]. Minsk: BGTU, 2009. 70 p. (rus)
4. Koroev Yu.I. Drawing for builders: studies. for prof studies. institutions'. 7-e Izd., stereotype [*Cherchenie dlya stroitelej: ucheb. dlya prof. ucheb. zavedenij. 7-e izd., stereotip*]. M.: Vysshaya shkola, Izd. Centr «Akademiya», 2001. 256 p. (rus)
5. Kudinov V.A., Kartashov E.M. Engineering thermodynamics: textbook. textbook for Universities [*Tekhnicheskaya termodinamika: ucheb. posobie dlya VUZov*]. M.: Vysshaya shkola, Izd. Centr «Akademiya», 2003. 261 p. (rus)
6. Lavrishchev I.B., Kirikov A.Yu. Development of functional schemes of automation in the design of automated control systems of food production processes [*Razrabotka funktsional'nyh skhem avtomatizatsii pri proektirovanii avtomatizirovannykh sistem upravleniya processami pishchevykh proizvodstv*]. S.-Pb: SPbGUNiPT, 2012. 52 p. (rus)
7. Medvedeva R.V., Mel'nikov V. P. Means of measurement [*Sredstva izmerenij*]. M.: KnoRus, 2011. 240 p. (rus)
8. Nikolaev N.V., Ivanov V.A., Novoselov V.V. Steel vertical low pressure tanks for oil and petroleum products [*Stal'nye vertikal'nye rezervuary nizkogo davleniya dlya nefi i nefteproduktov*]. Tyumen', 2001. 767 p. (rus)
9. Rannev G.G. Intelligent measuring instruments [*Intellektual'nye sredstva izmerenij*]. M.: Akademiya, 2011. 272 p. (rus)
10. Rannev G.G., Tarasenko A.P. Methods and measuring instruments [*Metody i sredstva izmerenij*]. M.: Akademiya, 2008. 336 p. (rus)
11. Filippov V.V. Technological pipelines and valves: studies. benefit. [*Tekhnologicheskie truboprovody i truboprovodnaya armatura: ucheb. posobie*]. Samara: SamGTU, 2012. 66 p. (rus)
12. Shishmarev V.Yu. Means of measurement [*Sredstva izmerenij*]. M.: Akademiya, 2012. 320 p. (rus)
13. GOST 21.208-2013. System of project documentation for construction (SPDS). Technological process automation. Symbols of conventional devices and automation in the schemes. Enter. 2014-

11-01. [Sistema proektnoj dokumentacii dlya stroitel'stva (SPDS). Avtomatizaciya tekhnologicheskikh processov. Oboznacheniya uslovnye priborov i sredstv avtomatizacii v skhemah. Vved. 2014-11-01]. M.: Standartinform, 2015. 31 p. (rus)

14. GOST R 52087-2003. Hydrocarbon gases liquefied fuel. Technical conditions. Enter.2004-07-01. [Gazy uglevodorodnye szhizhennye toplivnye.

Tekhnicheskie usloviya. Vved.2004-07-01]. M.: Gosstandart Rossii, 2003. 11 p. (rus)

15. PB 09-566-03. Safety regulations for warehouses of liquefied hydrocarbon gases and flammable liquids under pressure. [Pravila bezopasnosti dlya skladov szhizhennyh uglevodorodnyh gazov i legkovosplamenyayushchihsya zhidkostej pod davleniem]. M.: Dean, 2004. 80 p. (rus)

*Information about the authors*

**Sazanovich, Vyacheslav V.** Lead engineer E-mail: vsslav@mail.ru. Gas Processing Department of Surgutneftegaz, PJSC 628415, Surgut, st. Enthusiasts, d. 59.

**Muravyov, Konstantin A.** PhD, Assistant professor. E-mail: mkasing@mail.ru. Surgut Oil and Gas Institute, a branch of the Tyumen Industrial University. Russia, 628415, Surgut, st. Enthusiasts, d. 38.

---

*Received in February 2019*

**Для цитирования:**

Сазанович В.В., Муравьев К.А. Совместное применение радарного метода и метода основанного на перепаде давления для измерения уровня в резервуарах хранения сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением // Вестник БГТУ им. В.Г. Шухова. 2019. № 6. С. 136–143. DOI: 10.34031/article\_5d01f05d0d73c7.45284021

**For citation:**

Sazanovich V.V., Muravyov K.A. The combined use of the radar method and the method based on the differential pressure for level measurement in storage tanks of liquefied hydrocarbon gases and highly flammable liquids under pressure. Bulletin of BSTU named after V.G. Shukhov. 2019. No. 6. Pp. 136–143. DOI: 10.34031/article\_5d01f05d0d73c7.45284021