

Эксплуатация резервуаров

Виды работ в процессе эксплуатации

- ✓ Определение вместимости резервуара
- ✓ Оперативно-технологическое обслуживание резервуара и РП (техническое использование резервуара)
- ✓ Техническое обслуживание и текущий ремонт РП и отдельных резервуаров
- ✓ Техническое диагностирование резервуаров
- ✓ Капитальный ремонт резервуаров

Классификация оборудования резервуара



Схема распределения уровней и объемов резервуара



Уровни резервуара

верхний аварийный уровень: Максимальный уровень заполнения, выше которого заполнение резервуара запрещено по причине конструктивных особенностей и условий эксплуатации резервуара.

верхний допустимый уровень: Уровень нефти (нефтепродуктов) в резервуаре, при достижении которого выполняется автоматическое закрытие задвижек на приемо-раздаточном патрубке резервуара, с целью недопущения превышения верхнего аварийного уровня.

верхний нормативный уровень: Уровень нефти (нефтепродуктов), после достижения которого должны быть выполнены технологические операции по остановке закачки нефти (нефтепродуктов) в резервуар.

нижний аварийный уровень: Минимальный уровень опорожнения, ниже которого опорожнение резервуара при его эксплуатации запрещено по причине конструктивных особенностей и условий эксплуатации резервуара.

нижний допустимый уровень: Уровень нефти/нефтепродуктов в резервуаре, при достижении которого выполняется автоматическое закрытие задвижек на приемо-раздаточном патрубке резервуара, с целью недопущения опорожнения резервуара ниже нижнего аварийного уровня.

нижний нормативный уровень: Уровень нефти/нефтепродуктов в резервуаре, при достижении которого должны быть выполнены технологические операции по остановке откачки из резервуара.

1. Правила заполнения и опорожнения резервуаров

- ✓ Заполнение и опорожнение проводится в пределах параметров, установленных технологической картой
- ✓ При заполнении после окончания строительства резервуара или после его капитального ремонта скорость движения нефти в приемо-раздаточном патрубке не должна превышать 1 м/с до полного затопления струи, а в резервуарах с понтоном (ПК) – до их всплытия.

Максимально допустимая скорость истечения нефти в резервуары для обеспечения электростатической безопасности

Удельное объемное электрическое сопротивление нефтепродукта, Ом·м	Максимально допустимая скорость, м/с
Не более 10^9	До 5
Более 10^9 при температуре вспышки паров $61\text{ }^{\circ}\text{C}$ и выше	До 5
Более 10^9 при температуре вспышки паров ниже $61\text{ }^{\circ}\text{C}$	По расчету согласно ВНТП 5-95

- ✓ Максимальная производительность заполнения / опорожнения резервуара с дыхательными, предохранительными клапанами или вентиляционными патрубками, устанавливается с учетом максимально возможного расхода через них паровоздушной смеси.

1. Правила заполнения и опорожнения резервуаров

- ★ Заполнение резервуара с понтоном (ПК) условно делится на два периода:
 - первый период – от начала заполнения до всплытия понтона (ПК);
 - второй период – от момента всплытия понтона (ПК) до максимальной рабочей высоты налива.
- ★ Опорожнение резервуаров с понтоном (ПК) условно делится на два периода:
 - первый период – от начала опорожнения до посадки понтона (ПК) на опоры. Опорожнение резервуара может производиться со скоростью опускания понтона (ПК), предусмотренной проектом;
 - второй период – от посадки понтона (ПК) на опоры до минимально допустимого остатка в резервуаре. Производительность опорожнения во втором периоде не должна превышать суммарной пропускной способности предохранительных клапанов, установленных на понтоне (ПК), и огневых преградителей, установленных на направляющих стойках понтонов (ПК) во избежание смятия понтона (ПК).

Значения рабочего давления в газовом пространстве резервуара

Номер п/п	Тип резервуара	Рабочее давление, кПа (мм вод. ст.)	
		избыточное	вакуумметрическое
1	РВС	2,00 (200)	0,25 (25)
2	РВСП*	0,00 (0)	0,00 (0)

*Для резервуаров РВСП, оборудуемых системой газового пожаротушения, принимаются значения избыточного и вакуума давления как для РВС.

2. Измерение и учет количества нефти

Определение массы нефти по градуированным резервуарам выполняют при оперативном учете, приемо-сдаточных операциях и инвентаризации нефти.

градуировка резервуара: Операция по установлению зависимости вместимости резервуара от уровня его наполнения, выполняемая юридическим лицом, аккредитованным в национальной системе аккредитации в области обеспечения единства измерений на проведение поверки резервуаров.

При косвенном методе статических измерений определяют следующие массы:

1) брутто нефти в резервуаре – вычисляют как произведение объема нефти и ее плотности, результат измерений которой приведен к условиям измерения объема, или объема и плотности нефти, результаты измерений которых приведены к стандартным условиям;

2) брутто сданной (принятой) нефти – вычисляют как разность массы брутто нефти в резервуаре на момент до проведения операции сдачи (приема) нефти и после ее окончания;

3) нетто сданной (принятой) нефти – вычисляют как разность массы брутто сданной (принятой) нефти и массы балласта;

4) масса балласта – вычисляют по значениям показателей качества нефти, характеризующих содержание в нефти воды, хлористых солей и механических примесей. Указанные показатели определяют в испытательной (аналитической) лаборатории по результатам испытаний объединенной пробы нефти, отобранной из заполненного резервуара.

Предел допускаемой суммарной относительной погрешности измерения массы брутто и нетто составляет:

- при массе брутто нефти до 120 т:
 - ± 0,65 % – при измерениях массы брутто нефти;
 - ± 0,75 % – при измерениях массы нетто нефти;
- при массе брутто нефти свыше 120 т:
 - ± 0,50 % – при измерениях массы брутто нефти;
 - ± 0,60 % – при измерениях массы нетто нефти.

К.2 Форма градуировочной таблицы

Организация _____

Резервуар № _____

Таблица К.1 - Посантиметровая вместимость ... пояса резервуара

Лист ...

Уровень наполнения, см	Вместимость, м ³	Уровень наполнения, см	Вместимость, м ³
$H_{м.п}$			
$H_{м.п} + 1$			
$H_{м.п} + 2$			
...			

Участок ниже $H_{м.п} = \dots$ мм для государственных учетных и торговых операций с нефтью и нефтепродуктами, взаимных расчетов между поставщиком и потребителем не используется.

Измерение уровня нефти в резервуаре:

- ✓ Стационарными уровнемерами
- ✓ Вручную измерительной металлической рулеткой с лотом (грузом)

2. Измерение и учет количества нефти

Оперативные измерения уровня нефти в процессе заполнения или опорожнения резервуара должны проводиться не реже чем через каждые два часа. При заполнении последнего метра до высоты максимального уровня нефти в резервуаре контроль уровня должен проводиться постоянно.

При приемо-сдаточных операциях измерение уровня в резервуаре проводят после отстоя нефти продолжительностью не менее двух часов с момента окончания заполнения и не менее 10 минут с момента окончания опорожнения резервуара. При измерении уровня вручную проверяют базовую высоту – расстояние по вертикали между горизонтальной площадкой на днище в точке касания лота рулетки и риски планки замерного люка. Полученный результат сравнивают с известной величиной базовой высоты.

Для измерения высоты пустоты рулетка с грузом опускается ниже уровня нефти. Высота пустоты находится как разность верхнего и нижнего отсчетов по рулетке. Определение уровня подтоварной воды производят лотом с помощью водочувствительной ленты, пасты или другими измерителями уровня подтоварной воды.

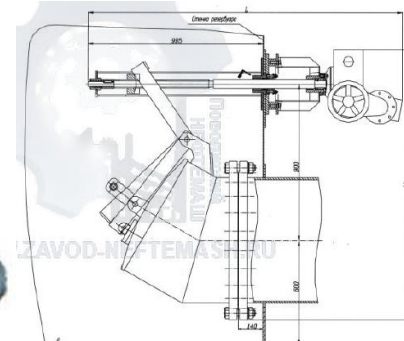
Отбор проб из резервуара

- ✓ Отбор проб проводится после 2-х часового отстоя нефти в резервуаре с момента окончания заполнения.
- ✓ Пробу нефти из резервуара с понтоном или плавающей крышей отбирают из перфорированной колонны

Точечные пробы нефти отбирают с трех уровней:

- верхнего – на 250 мм ниже поверхности нефти;
- среднего – с середины высоты столба нефти;
- нижнего: для нефти – нижний срез приемо-раздаточного патрубка (хлопушки) по внутреннему диаметру. Для резервуара, у которого приемо-раздаточный патрубок находится в прямой, за нижний уровень отбора пробы нефти принимают уровень на расстоянии 250 мм от днища резервуара.

Хлопуша (хлопушка) ставится внутри **резервуара** вертикальной формы на приемо-раздаточном патрубке (ППР) и используется для налива и слива нефти/нефтепродуктов, а так же в качестве еще одной ступени защиты нефти от возможной утечки из **резервуара** РВС, в случае, если трубопровод находится в нерабочем состоянии, или же, если имеет место отказ расположенных запорных устройств на **резервуаре** РВС.



Отбор проб из резервуара

Объединенную пробу нефти составляют смешением точечных проб верхнего, среднего и нижнего уровней в соотношении 1:3:1.

Точечные пробы при высоте уровня нефти в резервуаре не выше 2000 мм отбирают с верхнего и нижнего уровней. Объединенную пробу составляют смешением одинаковых по объему точечных проб верхнего и нижнего уровней.

При отборе пробы с целью определения температуры и плотности нефти пробоотборник необходимо выдержать на заданном уровне до начала его заполнения не менее пяти минут. Допускается вместо выдержки термостатического пробоотборника в течение пяти минут ополаскивать его нефтью, отобранной с уровня, на котором должна быть измерена температура или плотность.

Отбор проб из резервуара

Температуру нефти в резервуаре определяют с помощью стационарных или переносных датчиков температуры, или путем измерения температуры проб, отбираемых из резервуара

При отборе точечных проб температуру нефти в пробе определяют немедленно после отбора пробы. При этом переносной пробоотборник выдерживают на уровне отбираемой пробы до начала его заполнения не менее пяти минут.

Отсчет по термометру берут с точностью до целого деления шкалы, при этом должны использоваться термометры с ценой деления не более $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Среднюю температуру нефти в резервуаре рассчитывают по температуре точечных проб, используя соотношение для составления объединенной пробы из точечных

Измерение температуры нефти в резервуаре при высоте уровня более 2000 мм производится по пробам нефти, отобран-ным с трех уровней.

3. Предотвращение образования и размыва парафинистого осадка

Зачистку резервуара проводят:

- для сохранения качества нефтепродуктов;
- для увеличения полезного объема резервуаров;
- во избежание возникновения пожара;
- перед производством диагностических и ремонтных работ.

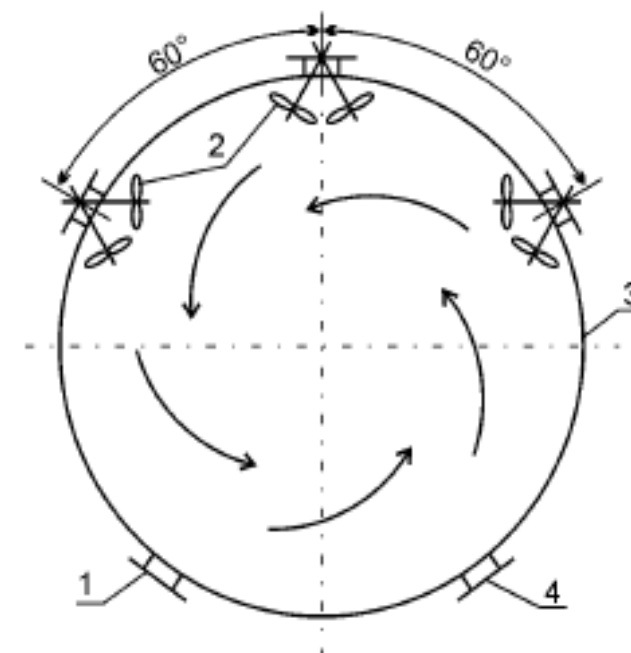


Схема установки в резервуаре винтовых смесителей, где
1 – наливной патрубков, 2 – винтовой смеситель, 3 – стенка резервуара,
4 – сливной патрубков

4. Способы очистки резервуаров от отложений

Способы очистки резервуаров и емкостей:

- ✓ ручной;
- ✓ механический (механизированный);
- ✓ гидромеханический способ очистки с применением моющих средств.

Технологии размыва (гидромеханический способ):

- ✓ Размыв струёй воды под давлением;
- ✓ Размыв нефтью;
- ✓ Размыв/разжижение отложений органическими и неорганическими растворителями;
- ✓ Технология разогрева и перемешивания отложений.