

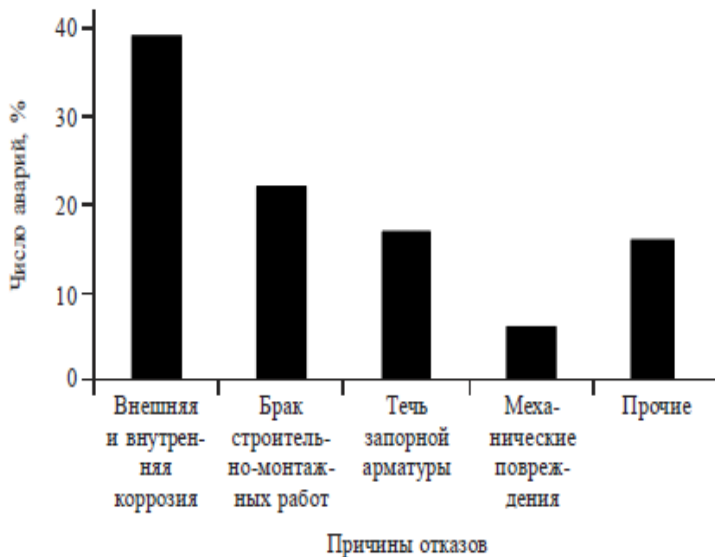
УДК 62-1/-9

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ЭХЗ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ

Л.С.Булатова, Л.А. Шацкая

*СамГТУ,
Самара, Россия
bulatovaliliya73@mail.ru
ludmilad@rambler.ru*

Магистральные трубопроводы – это капитальные инженерно-технические сооружения, предназначенные для непрерывного регулируемого транспорта газа, нефти, нефтепродуктов и других продуктов на значительные расстояния. Согласно данным Росстата на конец 2012 г. общая протяженность магистральных трубопроводов в России составляла 250 тыс. км, 175 тыс. км из них – магистральные газопроводы, 55 тыс. км – магистральные нефтепроводы, остальные – нефтепродуктопроводы.



Роль трубопроводного транспорта в экономике страны неуклонно растет. Это обстоятельство предопределяет требование надежности работы трубопроводных систем. Следует отметить, что проблема обеспечения работоспособности и надежности магистральных трубопроводов многопланова,

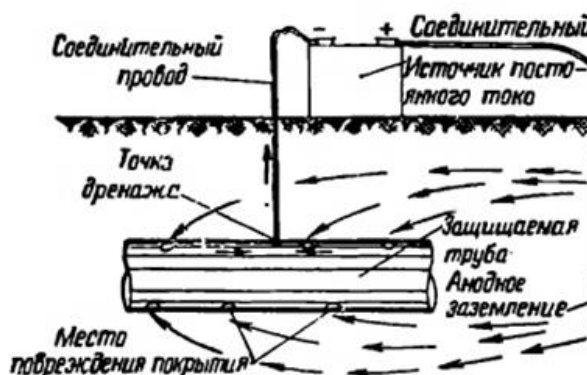
однако одно из первостепенных направлений – эффективная противокоррозионная защита, поскольку основная причина выявленных отказов на линейной части магистральных трубопроводов – коррозионное разрушение тела трубы.

Поскольку нефть и газ перед транспортировкой по магистральному трубопроводу проходят специальную подготовку, предполагающую в том числе удаление коррозионно-активных составляющих, то доля отказов на магистральных нефте- и газопроводах, вызванных внутренней коррозией, не превышает 6 % от общего количества отказов по причине коррозии (Причины отказов представлены на диаграмме). То есть в процессе эксплуатации коррозионному разрушению подвергается, как правило, наружная поверхность.

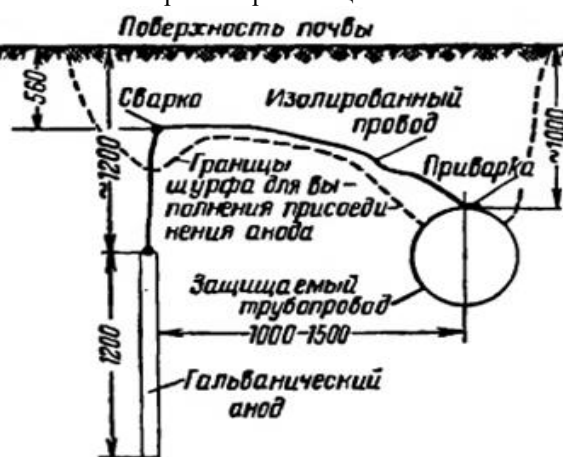
Единственным возможным способом обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов в этих условиях является адекватное применение мер по противокоррозионной защите.

Принципиальная схема разных типов ЭХЗ.

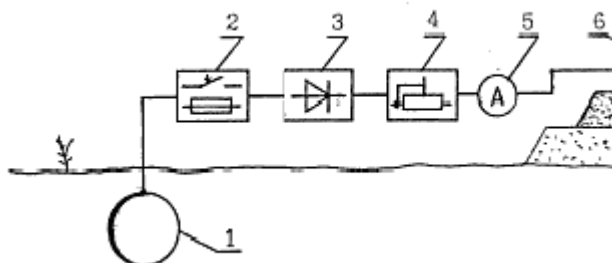
1. Катодная защита



2. Протекторная защита



3. Электродренажная защита



- 1 – трубопровод;
- 2 – устройство защиты от максимальных токов;
- 3 – поляризованный элемент;
- 4 – устройство для регулирования тока;
- 5 – амперметр с шунтом;
- 6 – рельсовая сеть электрифицированной железной дороги.

В таблице представлен сравнительный анализ различных способов ЭХЗ.

	Катодная защита	Протекторная защита	Электродренажная защита
Суть метода	<p>Катодная электрохимическая защита от коррозии применяется тогда, когда защищаемый металл не склонен к пассивации. (процесс образования тонкой и прочной оксидной пленки на поверхности металла с целью предохранения его от дальнейшего окисления (ржавчины).)</p> <p>Существует несколько вариантов катодной защиты: поляризация от внешнего источника электрического тока; уменьшение скорости протекания катодного процесса (например, деаэрация электролита); контакт с металлом, у которого потенциал свободной коррозии в данной среде более электроотрицательный (так называемая, протекторная защита).</p> <p>Поляризация от внешнего источника электрического тока используется очень часто для защиты сооружений, находящихся в почве или воде. Кроме того данный вид коррозионной защиты применяется для цинка, олова, алюминия и его сплавов, титана меди и ее сплавов, свинца, а также высокохромистых, углеродистых, легированных (как низко так и высоколегированных) сталей. Внешним источником тока служат станции катодной защиты, которая создает на трубопроводе защитное электрическое поле</p>	<p>Протекторная (гальваническая) защита применяется в следующих случаях:</p> <p>а) защита кожухов;</p> <p>б) защита сооружений морских терминалов;</p> <p>в) защита от вредного влияния переменного тока.</p> <p>Протекторы используются для защиты сооружений в нейтральных средах (морская или речная вода, воздух, почва и др.).</p> <p>При прокладке в труднодоступных районах часто отсутствуют линии электропередачи, в этом случае применяют протекторную защиту. Протекторную защита рекомендуется устанавливать в грунтах с удельным сопротивлением не превышающим 500 Ом*м.</p> <p>Принцип действия протекторной защиты заключается в том, что разрушению подвергается специально установленный анод (протектор), имеющий более электроотрицательный потенциал, чем защищаемое стальное сооружение, которое служит катодом в образовавшейся гальванической паре. Электролитом в этом случае служит грунт, в котором укладывают</p>	<p>Влияние блуждающих токов можно предупредить или совсем устранить применением установок электродренажной защиты, принцип работы которых заключается в устранении анодных зон на подземных трубопроводах при сохранении катодных зон. Это достигается отводом (дренажем) блуждающих токов с участков анодных зон в рельсовую цепь электротяги или на сборную шину отсасывающих кабелей тяговой подстанции. В зависимости от условий применения электродренажные установки можно разделить на 4 группы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Прямые; 2) Поляризованные 3) Усиленные дренажные; 4) Поляризованные протекторные. <p>Наиболее проста по конструкции установка прямого дренажа. Она позволяет регулировать реостатом и контролировать по амперметру силу дренажного тока. Прямой дренаж применяется в зонах, где потенциал сооружения по отношению к рельсам</p>

<p>(поляризация). Причем защитное поле создается на катодном (+) участке трубопровода, с более положительным потенциалом. СКЗ заряжает его отрицательно (поляризует), и потенциалы выравниваются. Потенциалы выравниваются за счет того, что СКЗ, создает электрическое поле в точке дренажа (отрицательное поле на катодном участке), следом электроны двигаются с анодного заземления, соединенного с СКЗ, к источнику тока (СКЗ), и от СКЗ к точке соединения с трубопроводом (точка дренажа, +заряженный участок). Избыток электронов в точке дренажа смещает потенциал трубопровода в отрицательную сторону, и электроны с анодного участка трубопровода прекращают своё движение к катоду - коррозионное разрушение трубы останавливается. Зато теперь разрушается жертвенный анод, причем очень медленно. Анодную защиту применяют только для металлов, склонных пассивации. При анодной защите отрицательный потенциал защищаемого участка смещают в более положительную сторону – подсоединяя внешний источник тока, вводя окислители в коррозионную среду или вводя сплав элементы, ускоряющие катодный процесс (восстановление). При применении анодной защиты, сначала используют токи высокой плотности, чтобы металл трубы перешел в пассивное состояние, после чего плотность тока уменьшают, для поддержания металла в</p>	<p>трубопроводы и протекторы. Ток в этой системе получается при создании большого гальванического элемента, одним электродом которого является защищаемое сооружение, а другим- специальные протекторы с более отрицательным потенциалом. Протекторы присоединены при помощи проводника к защищаемому сооружению. В созданной электрической цепи ток течет по следующему пути от протектора ток растекается в окружающую землю, затем по ней к поверхности защищаемого сооружения, переходит на нее и течет по сооружению собираясь в точке дренажа у соединения соединительного провода, по соединительному проводу обратно в протектор. Т.к. созданный гальванический элемент имеет небольшой выход тока, то одной системы оказывается недостаточно для защиты протяженных линий, и приходится располагать целый ряд таких протекторов вдоль них. В качестве материала для протекторов могут быть взяты металлы, более электроотрицательные, чем защищаемый. Для протекторов применяют три основных металла: цинк, магний и алюминий. На основе указанных металлов для протекторов изготавливают</p>	<p>электрифицированного транспорта всегда положителен. Поляризованный дренаж применяют, когда потенциал защищаемого сооружения по отношению к грунту положительный. Усиленный дренаж применяют, когда сооружение имеет положительный или знакопеременный потенциал по отношению к грунту, обусловленный действием источников блуждающих токов. Сущность процесса состоит в устранении анодных зон на подземных сооружениях. Защита увеличивается отводом (дренажем) блуждающих токов с участков анодных зон сооружения, например, в рельсовую часть цепи электротяги, имеющей отрицательный (или знакопеременный) потенциал, или на отрицательную сборную шину тяговых подстанций. При этом катодные зоны в местах входа блуждающих токов в сооружение сохраняются.</p>
--	--	---

	<p>пассивном состоянии. Условия, определяющие возможность применения метода:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) наличие вокруг всей защищаемой поверхности электропроводной среды-жидкости, электролита, влажного бетона; 2) защищаемая конструкция должна иметь более простую конфигурацию, большая сложность конструкции сильно затрудняет устройство системы обеспечивающей необходимое распределение тока; 3) потребление тока, необходимого для защиты, не должно быть настолько большим, чтобы возникала опасность для людей, при случайном контакте; 4) защищаемый металл не должен подвергаться опасности сильной катодной коррозии из-за наличия щелочности, образующейся при катодной защите у его поверхности. 	<p>специальные сплавы, определенного состава. В настоящее время наибольшее и преимущественное распространение имеют магниевые протекторы из специального сплава магния с алюминием и цинком.</p>	
<p>Достоинства метода</p>	<p>Применение катодной защиты задерживает рост числа повреждений трубопровода, но часто почти полностью приостанавливает коррозию. Дешевизна, простота, удобство применения и эффективность делают этот метод защиты во многих случаях незаменимым средством борьбы с коррозией.</p>	<p>Катодная защита с помощью протекторов – простой и надежный способ защиты. При правильном использовании система защиты не требует больших технических затрат. Однажды смонтированная система работает достаточно долго без обслуживания, нуждаясь лишь в периодическом контроле потенциала защищаемой поверхности и замене протекторов. Важнейшим её достоинством является автономность – система не зависит от наличия электроснабжения. Ввиду малости напряжений обычно не возникает</p>	<p>Метод электродренажной защиты оправдан, когда подземное сооружение находится вблизи электрической железной дороги. Усиленные дренажи имеют следующие преимущества по сравнению с другими видами дренажа:</p> <ul style="list-style-type: none"> - более широкая регулировка защитного потенциала; - снижение сечения дренажного кабеля.

		проблем по технике безопасности. Системы с протекторами можно размещать на взрывоопасных участках. Для защиты от грунтовой коррозии протекторы могут быть размещены вплотную к защищаемому объекту в той же траншее, что не требует дополнительных земляных работ.	
Недостатки методики	В использовании катодной защиты есть свои недостатки. Одним из них является опасность перезащиты. Перезащита наблюдается при большом смещении потенциала защищаемого объекта в отрицательную сторону. В результате – разрушение защитных покрытий, водородное охрупчивание металла, коррозионное растрескивание.	Принципиальными недостатками протекторной защиты является низкая ЭДС (электродвижущая сила), что ограничивает применение протекторов в плохо проводящих средах, безвозвратные потери металла и возможное загрязнение окружающей среды.	1) Работа дополнительного источника тока, когда достаточно действенен прямой дренаж, создает непроизводительные расходы электрической энергии, а, следовательно, увеличивает и стоимости защитных мероприятий; 2) В периоды переагрузок, в почве создаются дополнительные блуждающие токи, которые могут быть опасны для целостности соседних сооружений; 3) Увеличенный выход тока из рельсов, применяемых в качестве заземления катодной защиты, приводит к их усиленному износу.

Библиографический список:

1. *Андрияшин В.А.* Коррозионное разрушение поверхностей магистральных труб нефтепровода после длительной эксплуатации / В.А.Андрияшин, А.А.Костюченко, З. А.И.Комаров // Защита металлов.2006. т. 42. - №1. - С. 52-56.
2. *Втокурцев Г.Г. и др.* Критерии надежности противокоррозионной защиты трубопроводных систем //Газовая промышленность. - 2003. - № 4. - С. 50 - 52.

3. *Зиневич А. М., Глазков В. И., Котик В. Г.*, Защита трубопроводов и резервуаров от коррозии, М., 1975; Защита металлических сооружений от подземной коррозии, 2 изд., М., 1981; Бэкман В. фон, Швенк В., Катодная защита от коррозии, пер. с нем., М., 1984.
4. *Иванов Е.А., Мокроусов С.И.* Обеспечение промышленной безопасности функционирования объектов магистральных трубопроводов //Безопасность труда в промышленности.-2001.-№ 8.-С. 23-24.
5. *Мазур И.И.* Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О.М. Иванцов. -М.: ИЦ«ЕЛИМА»,-2004.-1104 с.
6. *Мустафин Ф.М.* Защита трубопроводов от коррозии / М.Ф.Мустафин, Л.И.Быков, А.Г. Гумеров и др. //Том 2: Учебное пособие. СПб.: ООО «Недра», 2007. - 708 с.
7. *Назуманов К.Н., Андреев Р.А., Насибуллин С.М., Лоренцева Г.И.* Защита промысловых трубопроводов от почвенной коррозии / Нефтяное хозяйство. 2005. - № 4. - С. 66-68.
8. *Петрова Л.М.* Научно-технический семинар «Определение эффективности катодной защиты подземных и подводных сооружений». Защита металлов. - М: Наука. Т. 26. -1990.-№1.- С. 162-166.

УДК 622.69

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВКИ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ПО ТРУБОПРОВОДУ В УСЛОВИЯХ ИХ ТЕПЛООБМЕНА С ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДОЙ

С.М. Гальцов

*СамГТУ,
Самара, Россия,
ser_likesiskins@mail.ru*

В настоящее время в России широко используется трубопроводный транспорт, который имеет высокую экономичность и надежность. Существующие объемы магистральных трубопроводов достигают сегодня около 219 тыс. км, в том числе 150 тыс. км – газопроводов, 49 тыс. км – нефтепроводов и 20 тыс. км – нефтепродуктопроводов.

В процессе транспортировки сжиженного газа по трубопроводам существует большая вероятность их разрушения, в связи с этим трубопроводы должны обладать высокой надежностью и безопасностью. На состояние трубопроводов большое влияние оказывают физико-химические свойства

сжиженного газа, которые могут изменяться под воздействием температуры окружающей среды. При разрушении трубопровода сжиженный газ может стелиться по земле на большие расстояния и заполнять пониженные места и все углубления, которые могут встречаться на пути, что создает опасность для населенных пунктов и предприятий, расположенных в зоне разрушения трубопровода.

Существующие группы сжиженных углеводородных газов могут транспортироваться по магистральным и технологическим трубопроводам. В магистральные трубопроводы поступает пропан-бутан или иные углеводородные смеси могут перегонять и транспортировать одновременно с другими продуктами, такими как бензин, что также создает определенную опасность окружающим объектам.

На общую структуру углеводородных систем оказывает влияние ряд всевозможных факторов, из-за чего всеобъемлющую характеристику системы можно установить, зная только все параметры. Одними из главных параметров, которые можно измерить и, которые оказывают воздействие на режимы течения СУГ, являются давление, температура, плотность, вязкость, концентрация компонентов, соотношение фаз.

Сжиженные углеводородные газы прибывают в равновесном состоянии, в том случае если существующие параметры находятся в неизменном состоянии. В данном случае система не подвержена видимым качественным и количественным изменениям. В случае модификации только одного параметра, происходит изменение равновесного состояния всей системы, вызывая тот или иной процесс.

Характерной особенностью транспортировки подобной среды является то, что она характеризуется зависимостью и изменчивостью температуры, давления и плотности от температуры окружающего воздуха и среды. При внезапном уменьшении давления в трубопроводе сжиженного газа до уровня давления насыщения СУГ при данной температуре, жидкость начнет закипать, при этом возникает паровая фаза, в результате чего пар занимает имеющегося живого сечения (просвета), что приводит к закупориванию светового пространства трубопровода и созданию пробки. В результате резко уменьшается давление в системе трубопровода.

Для сжиженных газов в процессе транспортировки характерно непрерывное изменение агрегатного состояния, при котором определенный объем газа испаряется и переходит в газообразное состояние, а другой объем конденсируется и образует жидкую фазу. При этом, что количество испарившейся жидкости равно количеству сконденсировавшегося пара, в системе жидкость-газ будет наблюдаться равновесие и пары над жидкостью будут насыщенными. В этом случае давление паров принято называть давлением насыщения или упругостью паров.

Для упругости паров СУГ характерен рост при увеличении температуры и снижение при ее уменьшении.

Подобное свойство сжиженных газов относится к одним из определяющих при проектировании систем транспортирования. В случае транспортирования кипящей жидкости по трубопроводу, она будет частично испаряться по причине потерь давления. В этом случае будет создаваться двухфазный поток, а упругость его паров будет определяться температурой потока. При этом температура потока будет меньше температуры в трубопроводе. Если произойдет прекращение движения двухфазной жидкости по трубопроводу, то тогда давление во всех точках трубопровода выровняется и будет равным упругости паров.

Плотность и давление сжиженных паров определяют расчетным методом.

Плотность углеводородного сжиженного газа (ρ), кг/м³, вычисляют по известной формуле:

(1)

$$\rho = \frac{100}{\sum_{i=1}^n \frac{x_i}{\rho_i}}$$

где x_i – массовая доля i -го компонента, %; ρ_i – плотность i -го компонента при данной температуре, кг/м³; n – число компонентов сжиженного газа.

Абсолютное давление насыщенных паров (P) сжиженных газов в МПа вычисляют методом последовательного приближения, задаваясь произвольными значениями абсолютного давления насыщенных паров сжиженного газа при заданной температуре, по известной формуле линейной интерпретации:

$$P = P_1 z^{T'} + (P_1 z^{T''} - P_1 z^{T'}) \left[\frac{(P_2 z^{T'} - P_1 z^{T'})}{(P_2 z^{T''} - P_1 z^{T'})} \right]$$

(2)

где Pz' – меньшее заданное абсолютное давление газа, МПа; Pz'' – большее заданное абсолютное давление газа, МПа.

Учет количества углеводородного сырья и продуктов их переработки сводится к определению объемных или массовых характеристик с использованием прямых или косвенных методов.

Реализация методов заключается в определении массы продуктов с помощью весов, весовых дозаторов и устройств, массовых счетчиков, расходомеров с интеграторами.

Для исследования транспортируемых по трубопроводу сжиженных углеводородных газов используют ряд приборов.

- приборы для измерения давления (барометры, манометры, вакуумметры);
- приборы для измерения температуры (термометры и пирометры);
- приборы для измерения расхода (счетчики, расходомеры);
- приборы для измерения уровня (указатели уровня, уровнемеры).

Все имеющиеся приборы делятся на технические и лабораторные. Первые используются для работы в производственных условиях, вторые для точных лабораторных измерений.

Выводы.

В связи с различием в способах транспортировки и хранения углеводородов возникают проблемы с выбором наиболее оптимальных средств и регламентированных методов учета их количества и состояния. Стремление к выработке единых подходов измерения количественных характеристик не всегда приводит к положительным результатам.

Усложняет решение вопроса и различие в физико-механических характеристиках углеводородов и их зависимость от внешних факторов (температуры, давления и т. д.).

Библиографический список:

1. Чухарева Н.В. Исследование углеводородных систем при определении их количественных характеристик в системе магистральных трубопроводов: учебное пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 304 с.
2. Перекачка СУГ по трубопроводам, [Электронный ресурс] / <http://www.gasholder.ru/808-perekachka-sug-po-truboprovodam.html>
3. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы, [Электронный ресурс] / <http://docs.cntd.ru/document/871001207>
4. Свойства сжиженных углеводородных газов. Особенности эксплуатации углеводородных систем, [Электронный ресурс] / <http://www.avtozagruzka.com/publ3.pdf>
5. ГОСТ 28656-90. СУГ. Расчетный метод определения плотности и давления насыщенных паров. Межгосударственный стандарт газы углеводородные сжиженные расчетный метод определения плотности и давления насыщенных паров. – ИПК издательство стандартов. Москва. – 1991 г.

ИЗМЕНЕНИЕ МАТЕРИАЛЬНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ГОРЯЧИХ ТРУБОПРОВОДОВ УСТАНОВКИ ВИСБРЕКИНГ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ

А.А.Грицына

*СамГТУ
Самара, Россия*

Введение:

Основными задачами нефтеперерабатывающей промышленности являются наиболее полное удовлетворение народного хозяйства в высококачественных нефтепродуктах и обеспечение сырьем смежных производств. Первичные процессы переработки не предполагают химических изменений нефти и представляют собой её физическое разделение на фракции. Процесс переработки представляет собой процесс термического крекинга. Продукт после переработки поступает в горячие трубопроводы. Соответственно каждый трубопровод имеет срок годности и его необходимо заменить.

В данной работе рассматриваются 3 участка горячих трубопроводов на установке Висбрекинг. Цель нашего исследования: замена этих участков с одного материала на другой с целью снижения эксплуатационных затрат.

Висбрекинг

Висбрекинг — процесс однократного термического крекинга тяжелого остаточного сырья, проводимый в мягких условиях. Типичное сырье висбрекинга — мазуты, получаемые при атмосферной перегонке нефтей, или вакуумные гудроны.

Висбрекинг проводится для производства преимущественно жидкого котельного топлива пониженной по сравнению с сырьем вязкости (вариант I), либо с целью производства в повышенных количествах газойля—сырья для установок гидрокрекинга и каталитического крекинга (вариант II). В обоих вариантах побочными легкими продуктами являются газы и бензиновые фракции, выход которых обычно не превышает 3 и 8 % (масс.) на сырье. Проведение процесса в более жестких условиях, что оценивается по выходу бензина, может приводить к нестабильности топлив, получаемых смешением остаточного продукта висбрекинга с другими компонентами тяжелого жидкого котельного топлива. Нестабильное топливо расслаивается, в нем образуется осадок.

Простота и гибкость технологической схемы установки, позволяющие перерабатывать остаточное сырье разного качества. В результате висбрекинга гудронов значительно сокращается расход маловязкого дистиллятного разбавителя при приготовлении котельного топлива. Содержание тяжелых

бензиновых фракций в остаточном продукте висбрекинга ограничивают, учитывая необходимость получения топлива с достаточно высокой температурой вспышки.

На некоторых заводах часть тяжелого остатка, получаемого по варианту II и являющегося нижним продуктом вакуумной колонны, используется как топливо на самих заводах, а избыток после разбавления маловязким продуктом, например каталитическим газойлем, направляется в резервуар товарного мазута нормированной вязкости.

Сталь 15Х5М

Сталь жаропрочная низколегированная. Данный вид стали позволяет максимально эффективно проводить операции, которые связаны с высокотемпературной переработкой нефти и ее составляющих.

В основном данный вид трубного проката используется в местах установки, добычи и синтеза нефти. Подобные металлоизделия надежно выдерживают агрессивное воздействие углеводорода и повышенную температуру и поэтому являются незаменимыми в нефтеперерабатывающем сегменте.

Характеристики крекинговых труб:

- Повышенная износостойчивость и прочность металлоизделия.
- Высокая пластичность. Это уменьшает вероятность их стремительного разрушения и выхода из строя по сравнению с обычным прокатом.
- Способность выдерживать высокую температуру.
- Экологическая безопасность. Отсутствие высокотоксичных и радиационных элементов.
- 100% надежность из-за отсутствия шва.
- Высокая коррозионная стойкость, даже в условиях окисления при температуре +600 градусов.

Основное применение:

- химическая промышленность;
- нефтепереработка, изготовление горюче-смазочных средств, топлива, масел и других нефтепродуктов;
- строительство;

Как увеличить срок эксплуатации крекинговых труб:

- Для того, чтобы увеличить срок службы трубопроводов, используют изоляционные покрытия.
- Песчано-цементное покрытие. Оно защищает поверхность металла от преждевременного разрушения и усиливает коррозионные свойства металла.
- Эпоксидные смолы, битумные покрытия. Данный изоляционный продукт увеличивает срок эксплуатации труб в агрессивной среде.

Сталь 12Х18Н10Т

Маркировка 12x18н10т на изделии гласит о том, что в состав стали, включены никель, марганец и хром. Именно благодаря сплаву хрома и железа

удалось добиться тех поражающих свойств, которыми в настоящее время обладают трубы из нержавеющей стали. Также отличительными свойствами этого вида труб являются: надёжность, универсальность, эстетичность, противостояние коррозии, и что немаловажно долговечность.

Применение нержавеющей стали:

Такие трубы широко используются на производстве, энергетической, транспортной, химической, пищевой промышленности и даже в медицине нашлось место для применения этого изделия. Особое место бесшовные нержавеющей стали трубы занимают в строительстве. Их применяют при монтаже водопроводных систем, как внутри строения, так и за его пределами, а также отопительных систем и подачи горячей воды.

С течением времени подобные трубы не утрачивают своих первоначальных качеств даже при длительной эксплуатации в «суровых» условиях и абсолютно устойчивы к высоким температурам (до 600 градусов).

Сталь 20

Благодаря стали 20, техническим характеристикам, работают тысячи предприятий в самых разных областях хозяйства страны, обеспечивая нужды людей. Прочная и одновременно, пластичная, она с легкостью поддается различным видам обработки. Ее плавят, отливают, формуют, прокатывают, вытягивают, волочат, сгибают.

Сталь 20, характеристики, применение зависят еще от одного свойства, благодаря которому она стала своеобразным «хитом» у потребителей: при своей приятно доступной цене, она прекрасно сваривается, что крайне востребовано при производстве труб. Для работы со сталью применяют электродугую (в защитной среде инертного газа), высокочастотную индукционную сварку. Многолетняя эксплуатация изделий подтверждает достаточную надежность шва. Шовные трубы, особенно, тонкостенные по сей день широко используют для монтажа систем вентиляции, а также на предприятиях пищевой промышленности, например, для транспортировки сырья или готовой продукции. В качестве исследования взяли 3 участка на установке Висбрекинг.

Цель исследования: замена марки стали 15Х5М (сталь жаропрочная низколегированная) на марку 12Х18Н10Т (сталь конструкционная криогенная).

Оценка стоимости материала трубопроводов с разными марками стали:

Трубопроводы технологические по перечню ответственных				15Х5М	12Х18Н10Т
«Прием насосов Н-112 Н-112а с низа колонны К-3»	Труба 325x8	п.м.	1,5	405000	320500
	Труба 159x8	п.м.	40	167728	180000
	Труба 108x6	п.м.	2	167408,44	120000
	Труба 57x5	п.м.	2	167408,44	98000
	Труба 32x4	п.м.	0,5	471410	172000
	Труба 25x3	п.м.	0,5		162000
	Труба 18x3	п.м.	0,5		148000
Отвод 159x8	шт.	12	1715,68	2872	

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И
ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ

	Отвод 57х5	шт.	4	409,3	620,7
	Переход К159х8/108х6	шт.	2	2286,85	
	Фланец 1-150-16	шт.	1	10385,24	4500
	Фланец 1-100-40	шт.	2	3276,87	3100
	Фланец 2-150-40	шт.	1	3089	4900
	Фланец 3-300-40	шт.	2	12595	80400
	Фланец глухой 2-300-40	шт.	2	28500	62400
	Заглушка сф. 325х10	шт.	2	6535,09	3800
	ЗКЛ 150-16 с отв.фл.	кмп.	3	27026,98	100240
	ЗКЛ 100-16 с отв.фл.	кмп.	3	16676,14	89500
	ЗКЛ 50-40 с отв.фл.	кмп.	2	22300	32600
	ЗКЛ 50-16 с отв.фл.	кмп.	2	5101,45	29900
	ЗКС 25х160 с отв. фл.	кмп.	2	16200	22800
	ЗКС 20х160 с отв. фл.	кмп.	2	15100	21200
	ЗКС 15х160 с отв.фл.	кмп.	2	14500	20100
	Лист б = 10мм	тн.	0,1	202000	280000
«Выкид насосов Н112; Н-112а в Т-11; ХВ-102, К-3»	Труба 89х6	п.м.	70	142443,81	192299,14
	Труба 57х5	п.м.	5		98000
	Труба 32х4	п.м.	6	440000	172000
	Отвод 89х6	шт.	25	1174	4200
	Отвод 57х5	шт.	4	409,3	3400
	Переход К 159х8/89х6	шт.	1	2805,58	6200
	Переход К 89х6/76х6	шт.	2	1800	2900
	Фланец 1-65-63	шт.	2	624,25	7800
	Фланец 3-150-40	шт.	1	1050	4900
	Заглушка сф. 89х8	шт.	6	1200	
	ЗКЛ 80-63 с отв.фл. и кр.	кмп.	2	24500	89200
	ЗКЛ 80-40 электроприводная с отв.фл. и кр.	кмп.	2	45746,21	160000
	ЗКЛ 50-40 с отв.фл. и кр.	кмп.	4	34370,79	32600
	ЗКС 25х160 с отв.фл. и кр.	кмп.	4	16200	22800
КОП 80х40 с отв.фл. и кр.	кмп.	2			
Бобышка из круга 60	шт.	4	500	800	
Линия «Шлем К-2 в К-3»	Труба 325х12	п.м.	5	116995,78	362000
	Отвод 325х12	п.м.	3	26696	32400
	Переход К 325х12/219х10	шт.	1	13493,93	24500
	Фланец 2-200-40	шт.	1	6617,25	18400
	Фланец 2-300-40	шт.	1	21200	80400
	Фланец 7-300-160	шт.	3	42649	82048
	ЗКЛ 300-40 с отв.фл. и кр.	м/ч	24		495000
				2706628,38	3850479,84

Библиографический список:

1.Эрих В.Н. и др. Химия и технология нефти и газа. Л., 1985;

2. *Конь М.Я. и др.* Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность за рубежом. М., 1986;
3. ГОСТ 550-75 Трубы стальные бесшовные для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности;
4. ГОСТ 9941-81: Трубы бесшовные холодно- и теплодеформированные из коррозионно-стойкой стали;
5. ГОСТ 8732-78: Трубы стальные бесшовные горячедеформированные.

УДК 62-631.2:665.65

МЕТОД ОПТИМИЗАЦИИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ В ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЕ

С.А.Гулина, И.Ю.Горюнова, А.С.Гулина

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Одним из показателей эффективности трубопроводного транспорта является его производительность. Для магистрального газопровода коммерческая производительность газотранспортной системы (Q) определяется выражением:

$$Q_K = c \sqrt{\frac{(P_H^2 - P_K^2) D^5}{\lambda_z T L \Delta}}, \quad (1)$$

где: D -диаметр газопровода; где: λ - коэффициент потерь на трение, D - внутренний диаметр трубопровода, L – длина линейного участка газопровода между компрессорными станциями; Δ - относительная плотность газа по воздуху; P_H, P_K - давление в начале и в конце участка газопровода соответственно; c - коэффициент, равный:

$$c = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{T_{CT}}{P_{CT}} \sqrt{R_B} = \frac{3,14}{4} \cdot \frac{293}{101,3 \cdot 10^3} \cdot \sqrt{287} = 0,0384 \frac{M^2}{кг} (c \cdot K)^{0,5}.$$

Как видно из уравнения 1 коммерческая производительность зависит от параметров, входящих в данное уравнение, и характер зависимости не линейный. При исследовании нелинейной системы уравнений можно получить результат лишь в чистом виде. Для получения аналитического решения нелинейных дифференциальных уравнений используют линеаризацию. Линеаризация – замена нелинейных уравнений приближенными линейными уравнениями.

В аналитическом виде процесс, происходящий между входной и выходной величиной, описывающийся нелинейным дифференциальным уравнением вида:

$\frac{dy}{dt} = F(x, y, t)$, после несложных преобразований можно представить в виде линейного дифференциального уравнения:

$$\frac{dy}{dt} + a(t)y + b(t)x = \dot{c}$$

Оно называется уравнением в отклонениях. Это уравнение описывает состояние объекта управления при малых отклонениях. Нелинейная зависимость $y=f(x)$ представленная на рисунке 1.

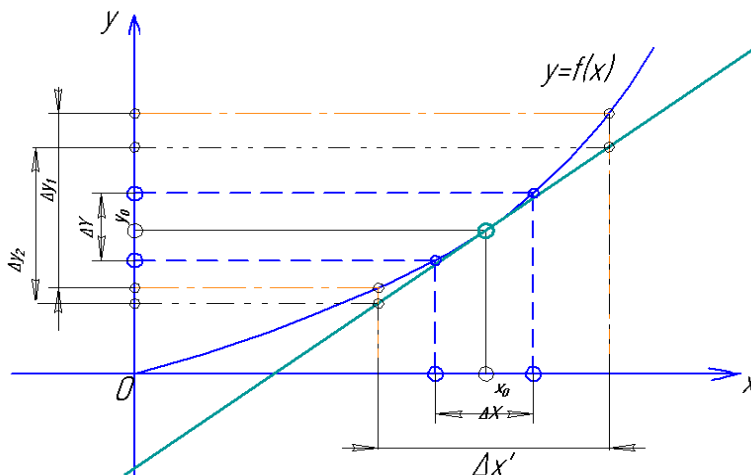


Рис. 1. Графическое представление метода линеаризации

Пусть есть зависимость $y=f(x)$. Необходимо определить, как изменится Δy при изменении Δx (Рис.1). Используя метод малых отклонений при заданных параметрах x_0 и y_0 , зависимость $f(x)$ преобразуется в прямую, проведенную касательно к точке x_0 . При небольшом значении Δx_0 изменение Δy_0 соответствует действительному значению. При увеличении Δx до $\Delta x'$, реальное изменение Δy соответствует Δy_1 , а полученное значение с помощью данного метода составит Δy_2 , отличающегося от действительного.

Используем данный метод для оценки влияния изменения параметров трубопроводной системы на его производительность. Для этого зависимость коммерческой производительности линеаризуется, при условии, что все параметры, включенные в уравнение (1), являются взаимно независимыми переменными.

Преобразуем выражение (1) с учетом того, что степень повышения давления в компрессорном цехе (КЦ) $\varepsilon_{КЦ}$ равна отношению $\varepsilon_{КЦ}^2 = \frac{P_H^2}{P_K^2}$, получим:

$$Q_k = 0,0384 \sqrt{\frac{P_H^2 \left(1 - \frac{1}{\varepsilon_{кц}^2}\right) D^5}{\lambda z T L \Delta}}.$$

Для расчета коэффициента сопротивления трения отраслевыми нормами проектирования рекомендуется универсальная формула ВНИИГаза:

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k_s}{D} \right)^{0,2},$$

где Re - число Рейнольдса, а k - относительная шероховатость.

В магистральных газопроводах наиболее распространено течение газа в квадратичной зоне турбулентного режима при $\frac{158}{Re} \ll \frac{2k_s}{D}$ получаем частный случай:

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{2k_s}{D} \right)^{0,2}.$$

Данное уравнение представим в линеаризованном виде. Для этого прологарифмируем его и продифференцируем полученное соотношение, имея ввиду, что $d \ln x = \frac{dx}{x}$. Далее дифференциал dx заменим приращением Δx , а

относительное приращение $\frac{\Delta x}{x}$ обозначим δx получим:

$$\ln \lambda = 0,2 \cdot \ln 2 + 0,2 \cdot \ln k_s - 0,2 \cdot \ln D \quad \text{и} \quad \text{окончательно}$$

$$\frac{d\lambda}{\lambda} = 0,2 \cdot \frac{dk_s}{k_s} - 0,2 \cdot \frac{dD}{D}.$$

В результате относительное изменение коэффициента сопротивления трения в линеаризованном виде:

$$\delta \lambda = 0,2 \cdot \delta k_s - 0,2 \cdot \delta D \quad (2)$$

Уравнение устанавливает зависимость $\delta \lambda$ от относительного изменения коэффициента шероховатости δk (при постоянном диаметре) и относительного изменения диаметра δD (при постоянном коэффициенте шероховатости) в численном виде. Из полученного уравнения можно сделать следующее заключение: коэффициенты, стоящие перед δk и δD величины постоянные, не зависящие от начальных значений параметров трубопроводной системы, также с увеличением δk (при $\delta D = \text{const}$) на 1%, $\delta \lambda$ увеличивается соответственно на 0,2%, а при увеличении δD (при $\delta k = \text{const}$.) также на 1 %, $\delta \lambda$ будет понижаться соответственно на 0,2%.

Аналогичные вычисления проведем с выражением для коммерческой производительности газопровода. После логарифмирования и дифференцирования получено соотношение:

$$\frac{dQ}{Q} = \frac{dP_H}{P_H} + 0,5 \cdot \frac{d\left(1 - \frac{1}{\varepsilon_{КЦ}^2}\right)}{\left(1 - \frac{1}{\varepsilon_{КЦ}^2}\right)} + 2,5 \cdot \frac{dD}{D} - 0,5 \cdot \frac{d\Delta}{\Delta} - 0,5 \cdot \frac{d\lambda}{\lambda} - 0,5 \cdot \frac{dT}{T} - 0,5 \cdot \frac{dL}{L} - 0,5 \cdot \frac{dz}{z}$$

Далее дифференциал заменим относительным приращением и получим:

$$\delta Q = \delta P_H + k_1 \cdot \delta \varepsilon_{КЦ} + 2,5 \cdot \delta D - 0,5 \cdot \delta \Delta - 0,5 \cdot \delta \lambda - 0,5 \cdot \delta T - 0,5 \delta L - 0,5 \delta z . \quad (3)$$

В уравнение (3) подставим уравнение (2), и получим окончательный вид уравнения относительного изменения производительности газотранспортной системы от независимого изменения его параметра:

$$\delta Q = \delta P_H + k_1 \cdot \delta \varepsilon_{КЦ} + 2,5 \cdot \delta D - 0,5 \cdot \delta \Delta - 0,1 \cdot \delta \kappa_3 - 0,5 \cdot \delta T - 0,5 \delta L - 0,5 \delta z . \quad (4)$$

Уравнение для определения величины коммерческого расхода в линеаризованном виде (4) устанавливает прямо пропорциональную зависимость параметра δQ от δP_H , $\delta \varepsilon_{КЦ}$, δD , и обратно пропорциональную зависимость от параметров $\delta \lambda$, $\delta \Delta$, δT , δL , δz . Коэффициенты, стоящие перед всеми параметрами (кроме $\delta \varepsilon_{КЦ}$) величины постоянные, не зависящие от начальных значений параметров трубопроводной системы.

Проанализируем характер относительного изменения пропускной способности газопровода при изменении степени повышения давления $\varepsilon_{КЦ}$ в процессе эксплуатации. Полученное уравнение (4) при условии, что все величины, входящее в него, неизменны, кроме $\varepsilon_{КЦ}$, принимает вид:

$$\delta Q = k_1 \cdot \delta \varepsilon_{КЦ}$$

где: k_1 – коэффициент влияния изменения степени повышения давления в КЦ ($\varepsilon_{КЦ}$) на величину коммерческого расхода. Он показывает, на сколько процентов изменяется Q при изменении $\varepsilon_{КЦ}$ на 1%. Выведем значение данного коэффициента. После несложных преобразований коэффициент равен:

$$k_1 = \frac{1}{\varepsilon_{КЦ}^2 - 1} .$$

Значение коэффициента k_1 зависит от проектной степени повышения давления цеха. При изменении $\varepsilon_{КЦ}$ будет и изменяться величина коэффициента влияния. Величина k_1 однозначно определяется исходным значением степени повышения давления $\varepsilon_{КЦ}$. Проанализируем это влияние. Для различных значений $\varepsilon_{КЦ}$ (от 1,1 до 2,0) на рисунке 2 представлена графическая зависимость коэффициента k_1 от степени повышения давления по КЦ $\varepsilon_{КЦ}$.

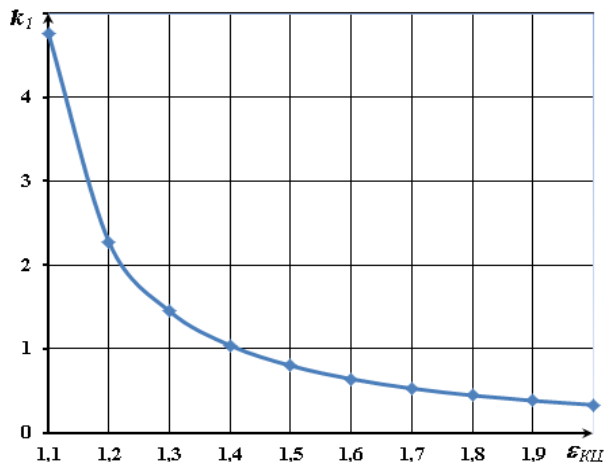


Рис. 2. Графическая зависимость коэффициента k_1 от степени повышения давления $\epsilon_{кц}$

Из полученной зависимости видно, что чем больше проектное значение $\epsilon_{кц}$, тем меньше значение коэффициента влияния k_1 . Его изменение влияет на изменение пропускной способности газопровода.

Задавшись начальным (проектным) значением $\epsilon_{кц}$ в диапазоне от 1,1 до 2 получим графическую зависимость $\delta Q = f(\epsilon_{кц})$ (рис.3).

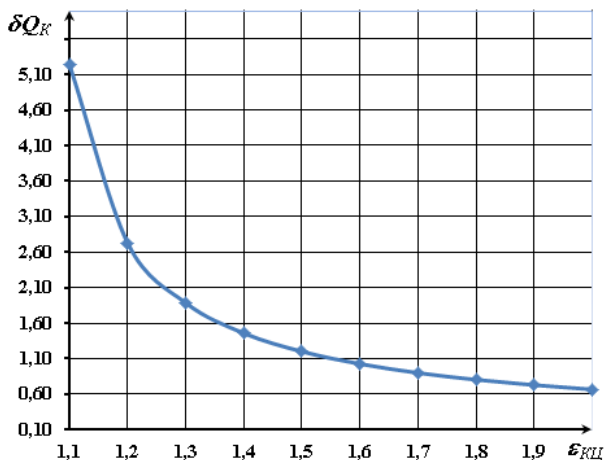


Рис. 3. Графическая зависимость $\delta Q = f(\epsilon_{кц})$

Из полученной зависимости видно, что при высоких значениях проектной степени $\epsilon_{кц}$ относительное изменение производительности уменьшается. Построим зависимость $\delta Q = f(\delta \epsilon_{кц})$. Относительное изменение $\delta \epsilon_{кц}$ взято в диапазоне 5%. Из опыта эксплуатации установлено, что увеличение степени

повышения давления выше проектной приводит к быстрому износу оборудования, снижению политропического КПД и т.д. ГПА работают при проектной степени повышения деления или сниженной.

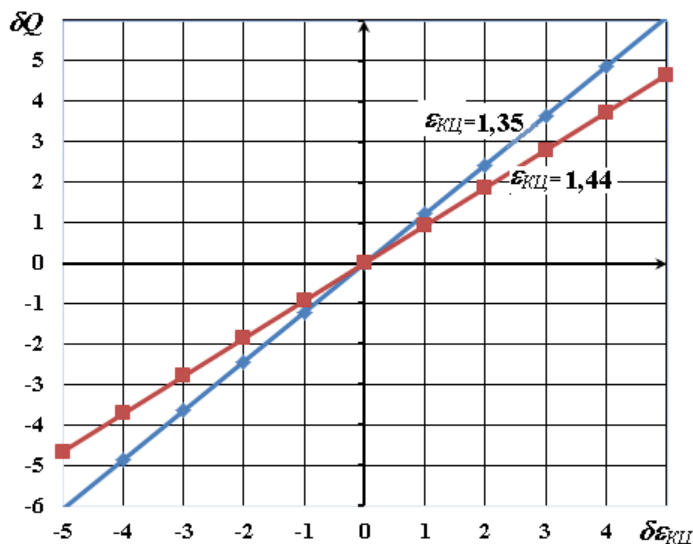


Рис.4.Графическая зависимость $\delta Q=f(\delta \epsilon_{KЦ})$

Так как показывает график, при степени повышения давления 1,44 снижение на 1 % ее приведет к снижению производительности на 0,93%, а при степени 1,35 на 1,22%. Следовательно, при проектной разработке газотранспортной системы, с учетом технических возможностей оборудования, лучше закладываться большими значениями степени повышения давления линейных компрессорных цехов.

Для остальных параметров, входящих в уравнение (8) проектные значения не влияют на характер изменения производительности газотранспортной системы.

В ходе работы были сформулированы следующие выводы:

- Метод малых отклонений применим для любой технической системы, параметры которой имеют нелинейную зависимость.
- Метод малых отклонений позволяет получить аналитическое решение нелинейных уравнений в виде, удобном для понимания и восприятия.
- Метод малых отклонений помогает определить в полученных линейных зависимостях наиболее приоритетные относительные изменения параметров

Библиографический список:

1. Кулагин В.В. ТЕОРИЯ ВРД. Совместная работа узлов и характеристики газотурбинных двигателей. – Куйбышев : КуАИ, 1988. – 240 с.

2. Проектирование магистрального газопровода: учеб. пособие / С. А. Гулина, В. К. Тяж ; Самарский государственный технический университет. - Самара: 2015. - 104 с.

УДК 62-631.2:665.65

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Л.П. Шелудько, С.А. Гулина, И.Ю. Горюнова, Г.В. Власов

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

Специфика трубопроводного транспорта природного газа (ПГ) заключается в том, что для обеспечения заданной производительности магистрального газопровода (МГ) необходимо в нём поддерживать соответствующее давление природного газа. Для этого через 100 - 150 километров в газоперекачивающих агрегатах (ГПА) увеличивают давление природного газа. После компримирования природного газа в ГПА температура газа увеличивается пропорционально его давлению. При полной загрузке компрессорного цеха (КЦ), его работе всех ГПА со степенью повышения давления $\pi_{\text{КЦ}} = 1,44$, температура сжатого ПГ на выходе из ГПА может достигать 45 °С. Подача газа в магистральный газопровод с высокой температурой вызывает большие температурные напряжения, которые могут привести к снижению надежности трубопровода. Также с повышением температуры увеличивается вязкость газа, и повышаются гидравлические потери. Охлаждение природного газа, после его компримирования на компрессорных станциях один из важных технологических процессов. Для этих целей на КЦ установлены агрегаты воздушного охлаждения (АВО) газа. В данной работе проведена оценка эффективности использования АВО газа в конкретных климатических условиях на объектах ООО «Газпром трансгаз Самара».

В настоящее время на газокomppressorных станциях (ГКС) ООО «Самаратрансгаз» используются 3 типа АВО газа. Два типа итальянского производства: «Хадсон» и «Ново-Пиньоне» и один французского производства «Крезо-Луар». Основные технические характеристики этих АВО приведены в таблице 1.

Таблица 1. Основные технические характеристики АВО газа

Тип АВО газа	Площадь оребренной поверхности, м ²	Расход воздуха через один вентилятор, кг/с	Коэффициент теплопередачи, Вт/к м ²	Мощность двигателя вентилятора, кВт/ч
Хадсон	11872	153,5	23,93	30,0
Крезно-Луар	10348	191,7	23,83	30,0
Ново-Пньоне	11103	202,3	23,68	30,5

Используемые типы АВО являются одноходовыми и оснащены двумя вентиляторами. Нагретый в ГПА природный газ с температурой T_H поступает в АВО. Проходя по трубной секции, состоящей из оребренных трубок, охлаждается за счет теплообмена с атмосферным воздухом до температуры T_2 . Температура сжатого ПГ на входе в АВО T_H определяется по зависимости [1]:

$$T_H = T_K \cdot \pi_{кц}^{\frac{n-1}{n}}, [K]$$

где: T_K – температура ПГ на входе в нагнетатель (зависит от температуры грунта в данный период); $\pi_{кц}$ - степень повышения давления в центробежных нагнетателях (ЦН) ПГ; n - показатель политропы сжимаемого газа.

Транспортируемый природный газ, имеющий температуру T_K , поступает из газопровода на вход нагнетателя ГПА. В нагнетателе газ сжимается и одновременно нагревается до температуры T_H . Как видно из графика рисунка 1 температура ПГ в зависимости от производительности КЦ в летний период и степени повышения давления в ЦН изменяется от 17 до 45 °С, а при $\pi_{кц}=1,44$ от 31 до 45 °С.

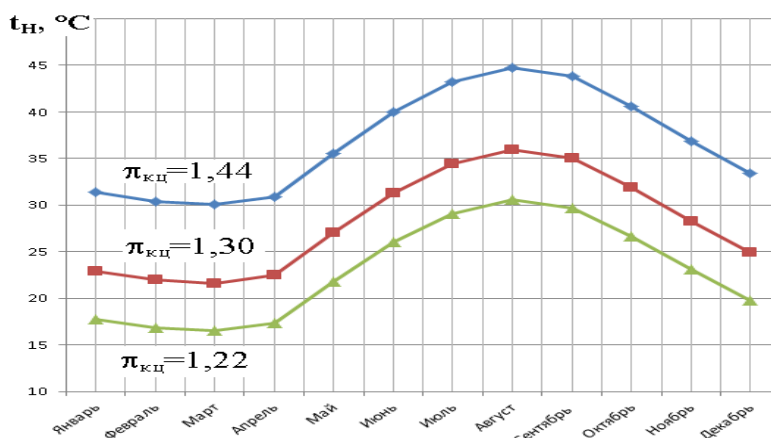


Рис. 1. Изменение температуры T_H ПГ на входе в АВО в течении года.

Количество тепла, отводимое в компрессорном цехе от АВО при работе ЦН со степенью повышения давления 1,44, рассчитано по зависимости [4] и представлено графически на рисунке 2:

$$Q_0 = \frac{Q_K \cdot \rho_{ст}}{24 \cdot 3600} c_{Pг} (T_H - T_2), \quad [\text{кДж/с}] \quad (1)$$

где: Q_K – коммерческая производительность газопровода, [млн м³/сут]; $\rho_{ст}$ – плотность ПГ при стандартных условиях ($t = 20$ °С и атмосферном давлении); $c_{Pг}$ – удельная изобарная теплоемкость природного газа, [Дж/кгК].

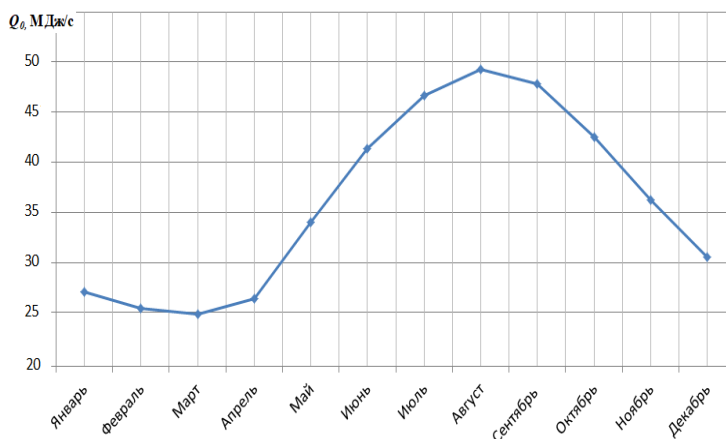


Рис. 2. Изменение количества теплоты, отводимое от природного газа, в течении года

Наибольшее количество теплоты, отводимое в АВО, соответствует летнему периоду, так как в этот период времени температура грунта высокая, и ПГ на вход нагнетателя поступает с наибольшей температурой.

Оценка эффективности работы АВО определялась нами по характеру изменения температуры газа на выходе из АВО за годовой интервал времени. Тепловой напор Θ в АВО и теплота Q_1 , отводимая от природного газа зависят от технических характеристик АВО (площади теплообмена, мощности вентиляторов и т.д.), и рассчитываются по зависимостям:

$$\Theta = \frac{Q_1}{n_{АВО} \cdot F_p \cdot k_p}, \quad \text{и} \quad Q_1 = Gв \cdot c_{Pв} (T_{в2} - T_{в1}), \quad (2)$$

где: F_p – поверхность теплопередачи, [м²]; $n_{АВО}$ – число АВО газа; k_p – коэффициент теплопередачи; $Gв$ – расход воздуха через вентилятор АВО, [кг/с]; $c_{Pв}$ – удельная изобарная теплоемкость воздуха, [Дж/кг·К], $T_{в1}$, $T_{в2}$ – температура, окружающего воздуха на входе и выходе из АВО [К].

С другой стороны тепловой напор зависит от температуры теплоносителей и его можно определить

$$\Theta = \frac{(T_H - T_{\text{г}2}) - (T_2 - T_{\text{г}1})}{\ln \frac{(T_H - T_{\text{г}2})}{(T_2 - T_{\text{г}1})}}. \quad (3)$$

Для оценки эффективности АВО необходимо определить температуру газа T_2 на выходе из указанных в таблице 1 типов АВО газа, в зависимости от температуры окружающего воздуха $T_{\text{г}1}$ заданного диапазоном от 0 до 40 °С. Для этого уравнения 2 и 3 решаются совместно и получаем:

$$\Theta = \frac{\left[T_H - \left(T_{\text{г}1} + \frac{Q_1}{V_{\text{г}} \rho_{\text{г}} c_{P_{\text{г}}} n_{\text{АВО}}} \right) \right] - (T_2 - T_{\text{г}1})}{\ln \frac{T_H - \left(T_{\text{г}1} + \frac{Q_1}{V_{\text{г}} \rho_{\text{г}} c_{P_{\text{г}}} n_{\text{АВО}}} \right)}{T_2 - T_{\text{г}1}}}, \quad (4)$$

Обозначим через $A = \left[T_H - \left(T_{\text{г}1} + \frac{Q_1}{V_{\text{г}} \rho_{\text{г}} c_{P_{\text{г}}} n_{\text{АВО}}} \right) \right]$ и $x = (T_2 - T_{\text{г}1})$. Тогда:

$$\Theta = \frac{A - x}{\ln \frac{A}{x}}.$$

Параметр A определяется для заданного диапазона температуры окружающего воздуха и максимальной температуры ПГ на входе в центробежный нагнетатель, равной $T_H = 45^\circ\text{C}$. Для каждого значения теплового напора, определенного по зависимости 2 с помощью специальной математической программы на сайте Wolfram Alpha рассчитывалось значение переменной x , и далее рассчитывается температура природного газа T_2 на выходе из АВО. На графике рисунка 3 представлена зависимость температуры ПГ на выходе из АВО для трех режимов работы ГПА.

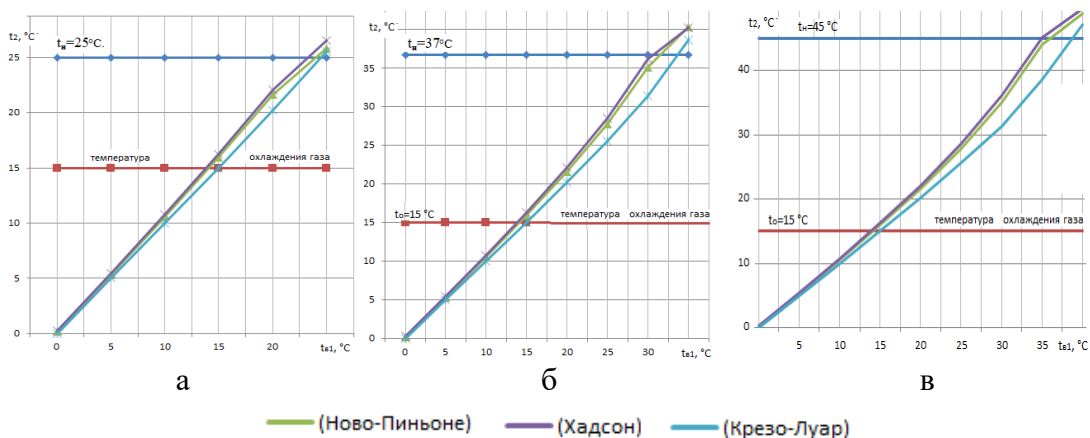


Рис. 3. Зависимость температуры газа за АВО компрессорных станций в зависимости от типов АВО, температуры наружного воздуха и степеней повышения давления в нагнетателях
а - при $\pi_{КЦ} = 1,22$; б - при $\pi_{КЦ} = 1,35$; в- при $\pi_{КЦ} = 1,44$.

Теоретически, при предельно малой разности температур, охлаждение ПГ до температуры 15 градусов для всех типов АВО возможно только при температуре окружающего воздуха ниже 14°C . Из рисунка 3 следует, что в летний период при повышении температуры воздуха от 20°C до 35°C , для рассматриваемых типов АВО, температура охлажденного в них газа будет изменяться в среднем от 22°C до 43°C . Поэтому представляется перспективным применение для КС с высокими температурами воздуха в летний период автоматов испарительного и косвенно-испарительного охлаждения сжатого природного газа. Теплообменная поверхность этих аппаратов покрывается влажным гидрофильным покрытием, что обеспечит снижение температуры сжатого газа до температуры на 3 – 4 градуса выше температуры росы атмосферного воздуха.

Библиографический список:

1. Газотурбинные установки / С.А. Гулина, И.Ю.Горюнова //Самара: Самар. гос.техн. ун -т, учебное пособие, 2014.–104 с.
2. Кантюков Р.А., Максимов В.А., Хадиев М.Б. «Компрессорные и газораспределительные станции»
3. ОНТП-51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы.— М.: ВНИИЭгазпром, 1985.- 220 с.

4. Проектирование магистрального газопровода: учеб. пособие / С. А. Гулина, В. К. Тян ; Самарский государственный технический университет. - Самара: 2015. - 104 с.

УДК 622.691.4

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

В.С. Капорцев, Г.М. Орлова

***Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия,
2ndton0n3mail@gmail.com,
g.m.orlova@yandex.ru***

Образование гидратов в газопроводах, на сегодняшний день, является одной из важных проблем эксплуатации газопроводов. Газогидраты способны отлагаться на стенках труб, вследствие чего снижается пропускная способность, что в ряде случаев может привести к аварийной остановке работы газопровода и даже аварии. На борьбу с гидратными отложениями нефтегазовые компании затрачивают существенную часть стоимости на транспорт газа, поэтому вопрос о снижении эксплуатационных затрат при эксплуатации газопровода является актуальным. Отложение гидратов на стенках труб газопровода представлено на рис 1.

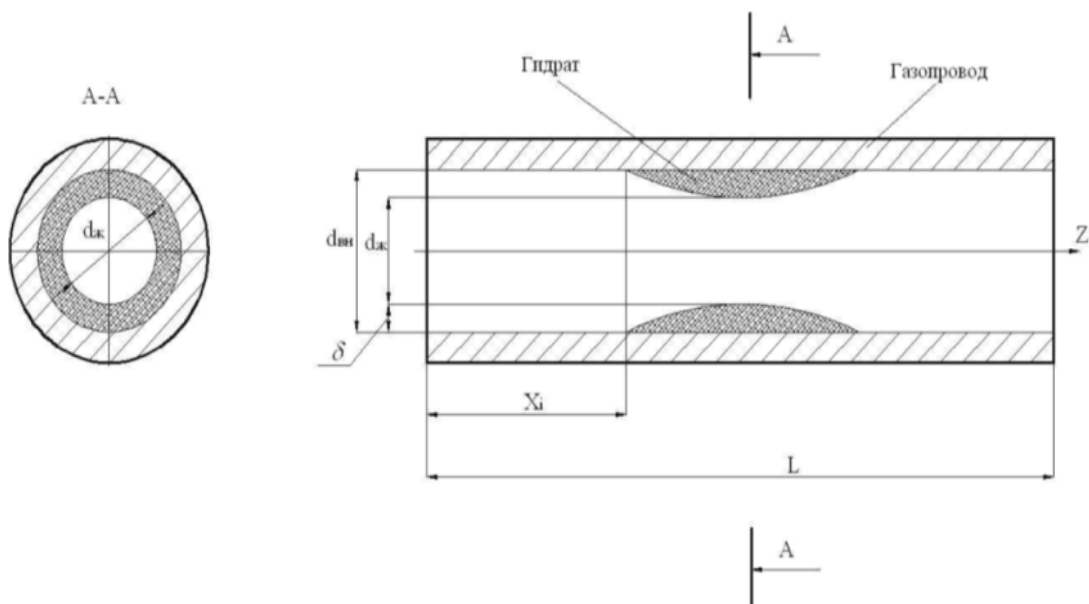


Рис.1 Схема отложений гидратов на стенках труб газопровода

Газовые гидраты состоят из молекул газа, например, метана и воды. На вид гидраты напоминают кристаллы льда белого цвета. К гидратообразующим компонентам относятся: метан, этан, пропан, бутан, диоксид углерода, сероводород. Основной причиной возникновения газогидратов является присутствие влаги в газе, так же влияют температура, давление и состав газа. Наиболее часто, образование гидратов происходит при эксплуатации газопровода в зимний период, это связано с сильным охлаждением потока газа в трубе. Основным условием существования газогидратов является падение температуры газа ниже точки росы, которой пары воды начинают конденсироваться, образуется капельная влага в газе. Гидратообразование возможно на всех газопроводах, кроме тех, которые транспортирует газ с точкой росы паров воды ниже минимальной рабочей температуры. Условия образования гидратов с различной относительной плотностью определяются по графику равновесного состояния гидратов [рис.2].

Основными технологическими факторами, влияющими на образование гидратов в магистральных газопроводах, являются:

- отсутствие конденсатосборников в пониженных участках профиля газопровода, непостоянное удаление из них образующейся жидкости;
- недостаточно тщательные продувки газопровода перед пуском;
- неполную очистку газа перед подачей его в магистральный газопровод.

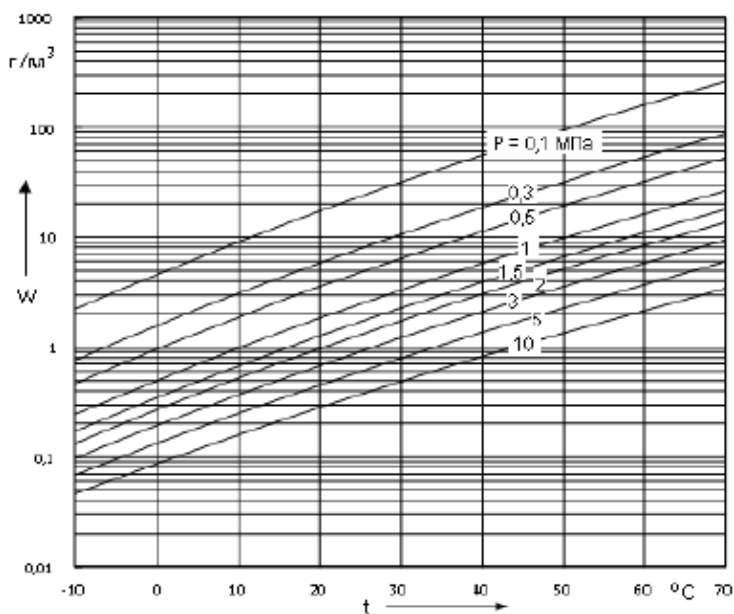


Рис.2 Зависимость содержания влаги в газе при различных значениях давления и температуры

Способами предупреждения гидратообразования в магистральных газопроводах являются: осушка газа методами адсорбции и абсорбции; низкотемпературная сепарация; уменьшение давления при транспортировке газа. Снижение давления не будет давать результат при отрицательных температурах, положительный эффект достигается лишь при ликвидации гидрата, образовавшийся при положительных значениях температуры. Самым радикальным методом предупреждения гидратообразования в магистральных газопроводах является качественная осушка газа твердыми или жидкими поглотителями, проводится на стадии подготовки газа к транспорту. В результате осушки газа поглотителями, точка росы паров воды опускается ниже минимальной температуры транспорта газа. В промышленности, осушка газа жидкими поглотителями получила наибольшее применение. Основными преимуществами жидких поглотителей являются:

- невысокие перепады давления в системе очистки;
- меньшие капитальные и эксплуатационные расходы;
- возможность очистки газов, содержащие вещества, отравляющие твердые поглотители

Минусами жидких поглотителей является то что, степень осушки при использовании абсорбентов ниже, чем при использовании твёрдых поглотителей, а температура газа при осушке должна быть выше 0°C.

На сегодня, наиболее распространённым и эффективным методом является ввод различных ингибиторов. Ингибиторы гидратообразования, вводимые в поток газа, растворяются в воде, снижают давление паров воды, вследствие чего гидраты будут образовываться уже при более низкой температуре или не образовываться вообще. Эффективно также вводить ингибиторы в уже образовавшиеся отложения гидратов, упругость паров воды над гидратами становится выше, чем над водным раствором, вследствие чего происходит разложению образовавшихся гидратов. В качестве ингибиторов образования гидратов могут применяться: метиловый спирт и растворы ТЭГ (триэтиленгликоля) и ДЭК (диэтиленгликоля). Наиболее широкое применение получил метиловый спирт, его применяют как для ликвидации образовавшихся пробок, так и для предотвращения гидратообразования. Метанол имеет относительно невысокую стоимость, высоко - развитую промышленную базу (производство может быть развернуто непосредственно на газовых промыслах), кроме того у метанола наибольшая антигидратная активность, способная сохраняться даже при низких температурах.

Однако, существующие способы предотвращения гидратообразования в магистральных газопроводах не учитывают совместное протекание таких процессов, как течение газа при наличии фазовых переходов, теплообмен с окружающей средой и отложение твердой фазы на стенки трубопровода. Таким образом, в целях минимизации себестоимости добычи и транспорта газа в магистральных газопроводах основной задачей является усовершенствование уже существующих способов борьбы с гидратообразованием, а так же разработка новых методик.

УДК 62-631.2:665.65

АКТУАЛЬНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МОРСКОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

И.В.Верещагина, С.А.Гулина, И.Ю.Горюнова, М.О.Латышева

***Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия***

Территория Крайнего Севера РФ превышает несколько европейских государств. Для неё характерны экстремальные климатические условия.

Из доклада Геологической службы США установлено, что большая часть залежей природного газа в Антарктике находится на потенциальной российской территории, а именно в южном районе Карского и Баренцева морей. Эксперты геологической службы считают, что в Арктике находится пятая часть

неисследованных извлекаемых запасов нефти и природного газа. Потенциальные запасы нефти в этом регионе — 90 млрд. барр., газа — 47,3 трлн. куб. м, газового конденсата — 44 млрд. баррелей. Всего в Арктике находится до 13 % еще не открытых мировых запасов нефти и до 30 % — газа. Около 80 % российского газа и 70 % российской нефти находятся в регионе Северного Ледовитого океана, остальные — в пределах континентального шельфа. Следовательно, район Крайнего Севера находится на пороге масштабного промышленного освоения — разработки нефтегазовых ресурсов.

Работу российских нефтяных и газовых компаний в районе Крайнего Севера сейчас затрудняют финансовые и технологические санкции Запада, низкая цена на нефть, климатические условия, а также малоизученность территорий. Ещё одна проблема связана с завозом на объекты материально-технического оснащения. Это можно делать только в зимнее время по льду. Для отправки оборудования морем требуется особая упаковка, которая бы защитила аппаратуру от разъедающей металл соленой воды.

Страны Запада в числе других антироссийских санкций запретили поставки оборудования и услуг для глубоководной разведки и добычи нефти и газа в районе Крайнего Севера, ограничили возможности участия иностранных компаний в проектах по освоению российского арктического шельфа.

НК «Роснефть» приступила к реализации проектов в Карском и Баренцевом морях, получив в 2010 г. 4 лицензии на изучение шельфа арктических морей: три из них - на участки в Карском море, Восточно-Приновоземельские - 1, 2 и 3 и одну лицензию на Туапсинский участок в Черном море. Ресурсы перечисленных участков оцениваются в 21,5 млрд. тонн нефтяного эквивалента.

На Ямале сосредоточено около 20 % российских запасов природного газа. На полуострове и прилегающих акваториях открыто 11 газовых и 15 нефтегазоконденсатных месторождений, разведанные и предварительно оценённые (ABC1+C2) запасы газа которых составляют порядка 16 трлн м³, перспективные и прогнозные (C3-D3) ресурсы газа — около 22 трлн м³. Запасы конденсата (ABC1) оцениваются в 230,7 млн тонн, нефти — в 291,8 млн тонн. В ближайшей перспективе Ямал станет основным районом добычи газа в России и одним из крупнейших в мире. Общий предполагаемый объём инвестиций в освоение газовых месторождений Ямала в 2010 году оценивался правительственными экспертами в 6,8-8 трлн руб. за 25 лет.

Приновоземельские участки Карского моря исследованы с помощью методов 2Д сейсмоки. Оценочные извлекаемые ресурсы нефти по трем участкам – 6,2 млрд. т, ресурсы углеводородов – до 20,9 млрд. т нефтяного эквивалента (рис.1). Для восточно-приновоземельского первого участка запасы нефти 3,33 млрд. тонн и газа 3,317 млрд. м³, для второго участка запасы нефти составляют 1,82 млрд. тонн и газа 2,733 млрд. м³ и для третьего участка запасы нефти – 1,118 млрд. тонн и газ – 8,54 млрд. м³.



Рис. 1 Оценочные извлекаемые ресурсы Восточно - Приновоземельских участков Карского моря.

Как было отмечено ранее, для данной территории характерны экстремальные климатические условия. В Карском море преобладают холодные сухие арктические воздушные массы. Отрицательные температуры воздуха в Карском море держатся в течение 8 месяцев, с октября по май, среднемесячная температура воздуха составляет от минус 14°C до минус 26°C. Летний период длится около 4 месяцев с июня по сентябрь и среднемесячная температура не превышает 7°C.

Суровые природные условия Карского моря не способствуют прогреву его вод. Зимой, когда море сплошь покрыто льдом, температура воды под ним близка к температуре замерзания (-1.7,-1.9 °C). Поэтому высокие температуры отмечаются вблизи устьев рек, наиболее низкие в районах поступления относительно соленых баренцевоморских вод. В мелководных районах моря водные массы от поверхности до дна становятся почти однородными и имеют отрицательную температуру. В среднем величина изменчивости среднегодовой температуры воды в Карском море составляет плюс-минус 1.5 °C (рис.2а, 2б).

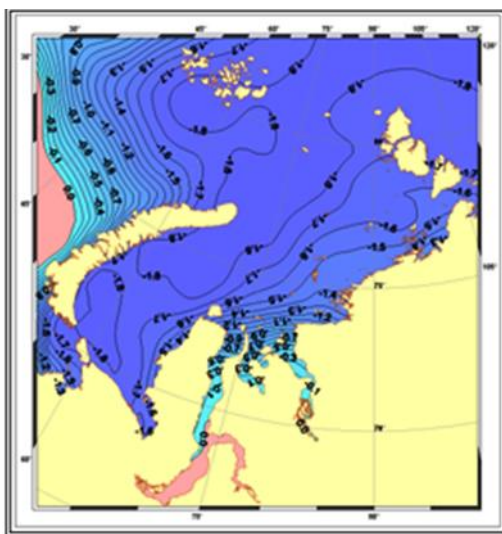


Рис. 2а. Температура воды зимой

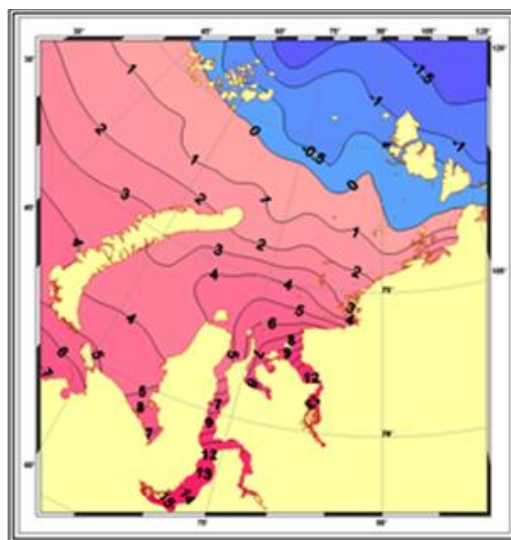


Рис. 2б. Температура воды летом

Наибольшая устойчивость температур наблюдается в северных районах моря, за исключением областей, очищающихся от ледяного покрова, здесь значения изменчивости особенно велики. Акватория Карского моря покрывается льдом от 7/10 до 9/10 на 8–10 месяцев в году. Летом полное очищение ото льда происходит только в юго-восточных районах и в прибрежных районах северо-восточного сектора Карского моря. Ледяной покров состоит из многолетних льдов толщиной около 2,5 м на севере, однолетних льдов на юге (толщиной до 1,8 м) и молодых льдов до 0,3 м. Зимой в глубинах до 20 м навалы льда приводят к образованию стамух и торосов с высотой надводной части – от 10 до 15 м, глубиной килля – от 20 до 25 м. Айсберги, главным образом, сосредоточены вблизи северо-восточного побережья Новой Земли.

Как показано на рис. 1. третий Восточно - Приновоземельский участок максимально приближен к полуострову Ямал. Он является наиболее ближайшей точкой и выступает центром сбора, подготовки газа и нефти перед транспортировкой на берег. Сложные климатические характеристики, указанные выше, усложняют условия доставки нефти и газа к полуострову Ямал. Авторами исследуется использование трубопроводного транспорта углеводородов в тяжелых климатических условиях. В данном случае, рассматривается строительство подводного морского трубопровода для доставки углеводородов к полуострову Ямал.

Из полученного небольшого опыта эксплуатации известно, что морские магистральные трубопроводы должны обладать повышенной надежностью с учетом особых условий (большие глубины моря, морские штормы, подводные течения, сейсмичность и другие факторы). Защита морского трубопровода от

коррозии осуществляется комплексно: защитным наружным и внутренним покрытием и средствами катодной защиты.

Выбор трассы морского трубопровода основывается на критериях технической надежности и экологической безопасности объекта. При выборе трассы необходимо учесть грунтовые условия морского дна, сведения об окружающей среде, районы рыболовства и судоходства и т.д. На глубоководных участках трубопровод можно прокладывать по поверхности дна моря при условии обеспечения его проектного положения в процессе всего периода эксплуатации. При этом необходимо обоснование исключения всплытия или подвижек трубопровода под воздействием внешних нагрузок и его повреждения рыболовецкими тралами или якорями судов. Так же при проектировании морской трубопроводной системы необходимо учесть все неблагоприятные виды воздействия на трубопровод. Способ защиты трубопровода принимается в зависимости от местных условий окружающей среды и степени потенциальной угрозы морскому трубопроводу.

Анализ изучения климатической характеристики района показал, что основной проблемой при выборе конструкции трубопровода является небольшая глубина воды и сложная ледовая обстановка в районе, и как следствие этого эскарация дна ледовыми образованиями. Это является серьезной проблемой. В этих условиях необходимо обеспечить повышенную прочность и устойчивость трубопровода.

Предварительно проведенные исследования показали, что самая технологичная конструкция морского трубопровода для данных климатических условий - «труба в трубе» с заполнением межтрубного пространства цементно-песчаным раствором. Суть конструкции заключается в том, что две трубы располагаются концентрически, одна внутри другой, а пространство между ними заполняется цементно-песчаным раствором. Цементное заполнение практически полностью устраняет влияние на несущую способность труб таких дефектов, как дефекты сварки, царапины, вмятины и т.д. Внутренняя и наружная трубы работают, как бездефектные, поскольку жесткое заполнение межтрубного пространства не дает возможности раскрыться каким-либо дефектам труб. После отвердения раствора обе трубы оказываются жестко связанными друг с другом, работают на восприятие внутреннего давления, бетон является рабочей средой и одновременно утяжелителем и теплозащитой. Не требуется внешняя пригрузка. В силу того, что труба состоит из трех разнородных сред, лавинное разрушение трубопровода полностью исключается.

Как показали предварительные расчеты по оценке прочностных характеристик, трубопровод такого типа обладает огромной продольной жесткостью, и в диапазоне температур 0—75°C не теряет продольной устойчивости. В дальнейшем необходимо провести расчет всех видов нагрузок, возникающих при изготовлении, укладке и эксплуатации данной трубопроводной

системы с учетом стабильности основания морского дна и эксплуатационных режимов трубопровода. Предлагаемая конструкция морского трубопровода обеспечивает высокий уровень надежности. В особенности это важно для нефтепровода, поскольку утечка нефти в море приводит к огромным экологическим последствиям.

По данным доклада заместителя генерального директора корпорации «Урал промышленный — Урал Полярный» в период до 2030 разработана перспектива развития территории полуострова Ямал с прокладкой железнодорожного транспорта, строительства морского порта и завода сжиженного природного газа (СПГ) «Ямал СПГ». Проект предусматривает ежегодное производство около 16,5 млн. тонн сжиженного природного газа (СПГ) и до 1,2 млн. тонн газового конденсата с поставкой на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона и Европы. В связи с этим строительство морского трубопровода для доставки нефти и газа на полуостров Ямал является актуальным для современного процесса освоения Крайнего Севера.

Библиографический список:

1. Нефть и газ российского шельфа: оценки и прогнозы [Текст] / А.И. Осадчий // Наука и жизнь. Журнал 7, 2006.
2. Проблемы добычи нефти и газа в условиях Крайнего Севера [Текст] / Н.С. Картамышева, И.А. Вахрушин, М.Н. Перевала, Ю.В. Трескова // Молодой учёный. Журнал 13, 2015. С. 845-848.
3. *Трешников А.Ф.* Поверхностные воды в Арктическом бассейне. "Проблемы Арктики", 1959, вып. 7, С. 5-14.
4. ВН 39-1.9-005-98 Нормы проектирования и строительства морского газопровода. - ОАО "Газпром", 1998. - 17 с.
5. Ресурсы интернета : <https://www.rosneft.ru/press/releases/item/153553/> «Роснефть» и ExxonMobil начали бурение в Карском море

ОСОБЕННОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩИХ СОРТОВ НЕФТИ

А.А. Лемешева

*ООО «Газпром добыча Иркутск»,
Самара, Россия,
Lemesheva.Alexsandra@yandex.ru*

Содержание высокопарафинистых нефтей в Российском балансе нефтедобычи постоянно увеличивается. Это затрудняет их транспортировку по трубопроводам, в железнодорожных цистернах и морским транспортом.

При транспортировке нефти в результате снижения температуры выделяются высокомолекулярные, в основном парафиновые углеводороды, которые откладываются в различных местах нефтепромыслового оборудования, в трубопроводах или цистернах и повышают вязкость нефтей.

На нефтяных промыслах Уренгойского месторождения проводились испытания различных способов по предупреждению и ликвидации асфальтеносмолопарафинистых отложений. Для борьбы с ними применялись различные реагенты, тепло-химические и электромагнитные методы, специальные насосно-компрессорные трубы и механические способы.

Высокую эффективность показали следующие методы: тепловые обработки горячим конденсатом; тепловые обработки смесью горячего конденсата, бензиновой фракции и метанола; удаление парафиноотложений скребком; и удаление парафиноотложений плунжерами. Также хорошие результаты были получены от применения остеклованных насосно-компрессорных труб (ТОО «АКПО» Самара), а также ингибитора парафиноотложений на основе диметилдиоксана. Невысокую эффективность показали: ингибитор парафинообразования «ParaMinus» фирмы «Clearwater» США и электромагнитный депарафинизатор НПО «Технологические системы» г.Москва.

В настоящее время на УНГКМ для решения проблемы удаления парафиногидратоотложений внедряется электропрогрев трубопровода, путем применения электронагревательных кабелей.

В таблице 1 приведены данные по расходу конденсата на тепловые обработки по всему фонду нефтяных скважин.

2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
5577	5476	5727	5509	5700	5699	5655	5676	4600	3569	3843

Необходимо отметить, что, не смотря на общее снижение расхода газового конденсата на проведение тепловых обработок фонда нефтяных трубопроводов

его количество продолжает оставаться весьма значительным и при нынешней рыночной стоимости газового конденсата около 20000 рублей за 1 тонну, затраты составляют около 92 млн. рублей в год.

Отметить недостатки кабелей (нет мощностей для подключения большого числа скважин с кабелями к электрическим сетям (требуется их реконструкция), невозможность периодической работы кабеля).

Несмотря на интенсивные профилактические меры (скребкование, тепловые обработки конденсатом, использование ингибиторов парафиноотложений) полностью исключить образование парафиногидратов не удается.

В последнее время для снижения парафинизации и интенсификации транспортировки высокозастывающих нефтей все чаще стали применять депрессорные присадки, которые, участвуя в процессе кристаллизации парафинов, затрудняют формирование единой кристаллической структуры парафина при охлаждении нефти. Таким образом, улучшаются реологические свойства нефти, а именно: снижается температура застывания, падает эффективная вязкость и снижаются потери напора на трение. Однако в настоящее время не существует универсального стандартизованного метода подбора депрессорных реагентов для каждого конкретного типа нефти или конденсата. Поэтому для выбора оптимальной по эффективности присадки в каждом случае требуются тщательные лабораторные испытания, моделирующие реальные условия эксплуатации. Присутствие депрессорных присадок в нефтепродуктах влияет на разность температур насыщения раствора и появление первых кристаллов.

Наиболее эффективным и перспективным методом изменения свойств парафинсодержащих систем, является воздействие на них синтетических или природных депрессоров.

Добавление нефтяных депрессоров к парафинсодержащим углеводородным фракциям приводит к укрупнению кристаллов твердых парафинов и уменьшению контакта между ними, к разрушению структурной сетки с аморфизацией ее и переводу системы в режим вязкостного застывания.

В отличие от синтетических депрессоров, для которых после достижения эффективной концентрации в нефтяных фракциях, дальнейшее увеличение концентрации депрессора не изменяет температуру застывания, нефтяные депрессоры изменяют температуру застывания нефтяных фракций по полиэкстремальной зависимости от концентрации их в растворе.

Эффективность нефтяных депрессоров можно существенно увеличить путем термообработки их при температурах фазовых переходов асфальто-смолистых веществ. Эффективность термообработки нефтяных и газоконденсатных депрессоров зависит от температуры, времени, природы и состава асфальто-смолистых веществ. Наибольшей депрессорной эффективностью по отношению к дизельным топливам обладают нефтяные

депрессоры, полученные на основе крекинг-остатков.

Из изученных депрессорных присадок наибольшую эффективность проявили депрессоры фирмы BASF серии Basoflex. Однако и в данном случае есть особенности. Присадки резко изменяют температуру застывания уже при малых концентрациях, что свидетельствует об их сильном воздействии на кристаллообразование твердых углеводородов. То есть присадка при увеличении рабочих концентраций оказывает влияние на начало структурообразования твердых углеводородов во всем спектре по их молекулярно-массовому распределению, приводя к существенному торможению кристаллообразования и, как следствие этого эффекта, к выпадению парафиновых кристаллов в отдельную фазу.

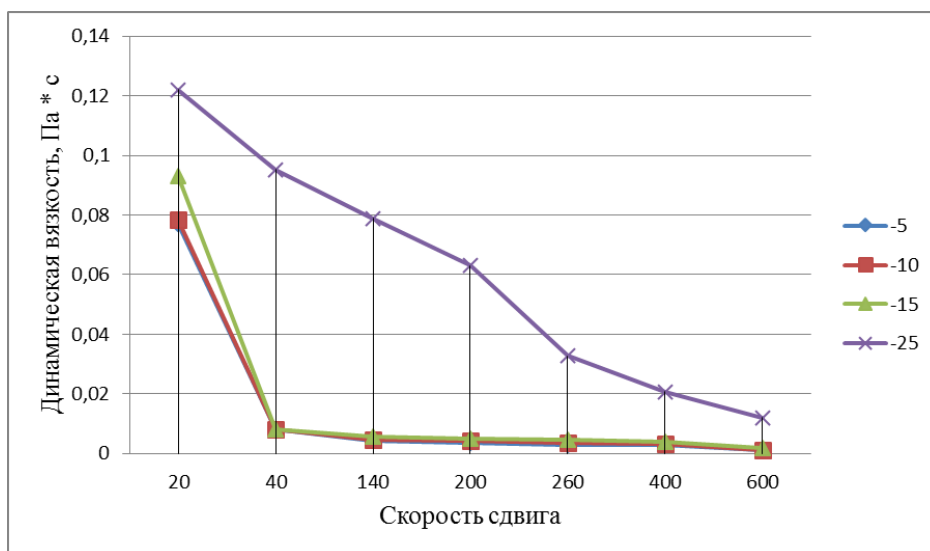


Рисунок 1 – Реограмма нефти УНГКМ и присадкой BasoflexRD 4119 в концентрации 0,035 % мас.

Эффективность присадок данного класса подтверждается и данными реологических исследований приведенных на рисунке 1, из которых видно, что процесс начала структурообразования твердых углеводородов под действием депрессоров смещается в область существенно более низких температур, и это, по данным многих исследователей, приводит к значительному снижению парафиноотложений и снижению динамической вязкости, а, следовательно, способствует энергосбережению при перекачке обработанных депрессорами нефтей.

Библиографический список:

1. *Агаев С.Г.* Парафиновые отложения в условиях добычи нефти и депрессорные присадки для их ингибирования/ Агаев С.Г., Землянский Е.О., Гребнев А.Н., Гультаев С.В., Яковлев Н.С. // Журнал прикладной химии. - 2006. - Т.79. - вып. 8. - С. 1373 - 1378.
2. *Татьянина О.С., Сахабутдинов Р.З., Губайдуллин Ф.Р.* Исследование условий образования отложений в системе транспорта нефти//Нефтепромысловое дело. 2008. - № 8. - С. 43 - 46.
3. *Банатов В.В.* Реологические свойства вязких нефтей и нефтепродуктов и их регулирование комплексными методами воздействия// Автореф. дисс. канд.техн.наук//Тюмень: Тюменский нефтегазовый университет. 2003. - 23с.
4. *Уэнг Л., Фламберг А., Кикабхай Т.* Выбор оптимальной депрессант-ной присадки // Нефтегазовые технологии.- 1999.-№3.- 90-92.
5. *Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А.* Способы борьбы с отложениями парафинов при добыче и обработке углеводородного сырья.- М.: ИРЦ Газпром, 1998.-77с.
6. *Горошко С.А.* Подбор ингибитора парафиноотложений / Горошко С.А., Ясьян Ю.П., Павленко П.П. // Газовая промышленность, 2002. — Вып. 5. -с. 67-68.
7. *Кучумов Р.Я.* Анализ и моделирование эффективности эксплуатации скважин, осложненных парафиноотложениями / Кучумов Р.Я., Пустовалов М.Ф., Кучумов Р.Р. М.: ВНИИОНГ, 2005 - 186 с.
8. *Мастобаев Б.Н.* Депрессорные присадки для трубопроводного транспорта высокопарафинистых нефтей и тяжелых нефтепродуктов / Мастобаев Б.Н., Дмитриева Т.В., Мовсумзаде Э.М. // Нефтяное хозяйство, 2000. -Вып. 5-с. 107-108.
9. *Юрецкая Т.В.* Оценка эффективности двухкомпонентных композиций ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений с депрессорными присадками / Юрецкая Т.В., Волынец И.Г. // Известия вузов. Нефть и газ. 2010. - № 2. - С. 43-50.

УДК 662.692.4

ВЛИЯНИЕ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК НА ГИДРАВЛИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Орлова Г.М., Люхтенко Д.А.

*Самарский Государственный Технический Университет,
г. Самара, Россия,
g.m.orlova@yandex.ru,
darinalyuhthenko@gmail.com*

Основной задачей на сегодняшний день остается повышение производительности трубопроводного транспорта без увеличения мощности установок на станциях, так как это обуславливается техническими трудностями и большими объемами капиталовложений. Возможны следующие способы увеличения пропускной способности трубопроводов:

- удвоение числа НПС (сооружение дополнительных станций на перегонах между существующими НПС);

- увеличение числа работающих насосов;

- прокладка лупингов;

- одновременное использование вышеназванных способов;

- применение полимерных соединений.

При применении последнего способа возможно увеличение производительности трубопровода при неизменных мощностях силовых установок.

Противотурбулентными присадками являются высокомолекулярные полимерные соединения, которые позволяют снизить коэффициент гидравлического сопротивления перекачиваемой жидкости. Их применение позволяет экономить капиталовложения на строительство дополнительных насосных станций и лупингов. Противотурбулентные присадки при заданном расходе дают возможность снизить рабочее давление в трубопроводе, в связи, с чем повышается надежность эксплуатации трубопровода.

Эффект снижения гидравлического сопротивления турбулентного потока жидкости при введении малых добавок высокомолекулярных полимеров (противотурбулентных присадок) был открыт в конце 1948 г. и получил название эффекта Томса. Молекулы противотурбулентных присадок существенным образом перестраивают течение вблизи внутренней поверхности трубы, уменьшая частоту образования вихревых структур и увеличивая среднее время существования вязкого слоя и его толщину. Это происходит ввиду того, что клубки

макромолекул противотурбулентной присадки, разворачиваясь, поглощают часть энергии турбулентных выбросов, препятствуя их рождению и развитию. В результате чего, поперечный перенос количества движения уменьшается и, как следствие, снижается турбулентное трение.

Обусловленная трением потеря напора, возникает вследствие сопротивления, которое поток жидкости встречает при контакте с твердой поверхностью, например, со стенкой трубы. Как правило, образуются потоки двух видов: ламинарный и турбулентный. Наблюдаемые в ламинарном потоке потери давления на трение нельзя изменить, не изменив физические свойства жидкости. Поскольку существующие противотурбулентные присадки не меняют свойства жидкости, они эффективны только в условиях турбулентного потока. В большинстве нефтепроводов наблюдается турбулентный режим потока, и поэтому современные противотурбулентные присадки очень хорошо действуют в таких нефтепроводах.

В турбулентном потоке молекулы жидкости перемещаются хаотично, что приводит к напрасной потере значительной части энергии в вихревых потоках и иное беспорядочное движение. Работа присадки заключается во взаимодействии молекул полимера с турбулентным потоком жидкости. На рис.1 отображен типичный турбулентный поток в трубопроводе, состоящий из трех частей. В самом центре потока находится турбулентное ядро. Оно занимает наибольшее пространство и охватывает большую часть жидкости в трубе. В его зоне возникают вихревые потоки и хаотическое движение молекул. Непосредственно у стенки трубопровода течет ламинарный промежуточный слой. Здесь поперечное движение жидкости происходит полосами. Между ламинарным слоем и турбулентным ядром находится буферная зона.

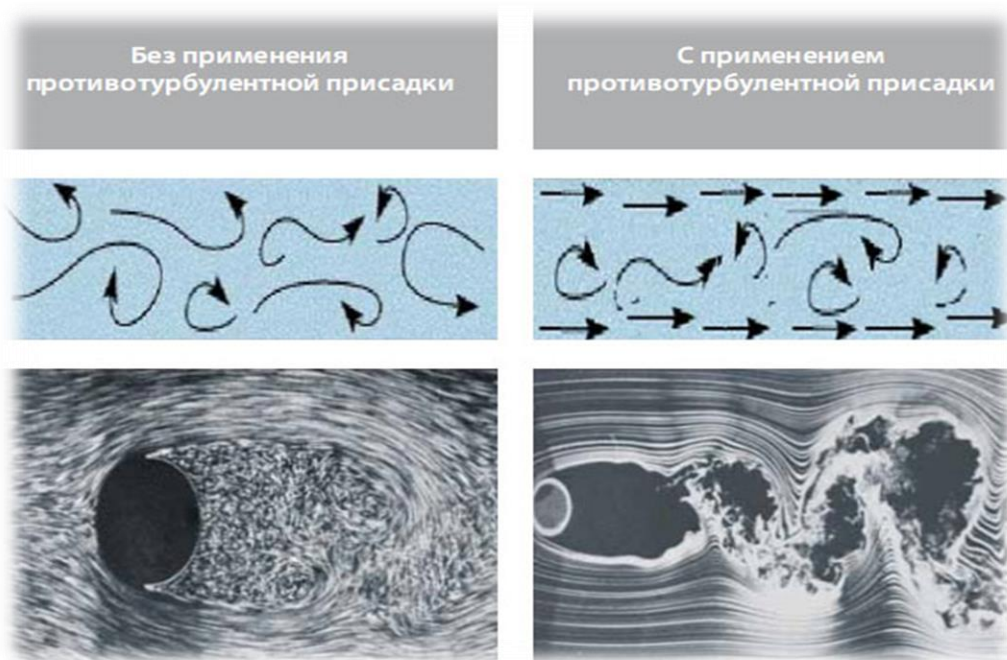


Рис.1 Принцип действия противотурбулентной присадки

Потери напора обусловлены силами трения между слоями движущейся в трубопроводе жидкости. Потoki образуются двух видов: ламинарный и турбулентный. В обоих случаях происходит рассеивание механической энергии упорядоченного движения частиц и переход в энергию хаотичного движения. При турбулентном течении жидкости этот переход многостадийный, механическая энергия движения в первую очередь переходит в энергию вихрей турбулизованной среды, после чего переход в энергию пульсационного движения вихрей и в конце – в тепловую энергию жидкости за счет сил вязкости.

Полимерные соединения присадок мешают процессу прорыва и снижают турбулентность в ядре потока (рис.2). Полимеры поглощают энергию прорыва, действуя подобно амортизатору и таким образом ослабляя последующие турбулентные прорывы. Поэтому полимеры противотурбулентных присадок обладают максимальной активностью именно в буферной зоне.

Так как, противотурбулентные присадки способствуют увеличению пристенного слоя потока, они увеличивают диапазон чисел Рейнольдса, в котором шероховатая поверхность становится гидравлически гладкой.

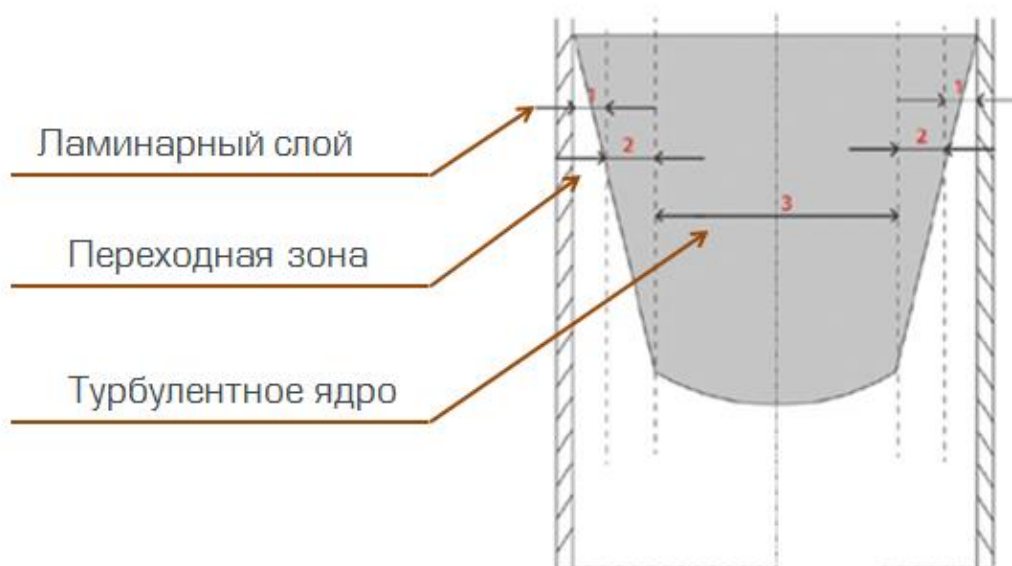


Рис.2 Распределение зон в трубопроводе с противотурбулентной присадкой

Для снижения гидравлического сопротивления турбулентного потока нефти и нефтепродуктов используются два типа противотурбулентных присадок - гелеобразные и суспензионные (дисперсионные).

В присадках первого типа полимер, т.е. гидродинамически активная часть противотурбулентной присадки, растворен в углеводородном растворителе (бензине, дизельном топливе и др.). Эта такие присадки, как CDR-102 («Conoco Specialty Products Inc.», США), Виол (Томский политехнический университет, Россия), FLO («Бейкер Петролайт», США) и Necadd-547 (АО «Фортум Ойл энд Гэз», Финляндия).

В суспензионных присадках, таких, как Liquid Power («Conoco Specialty Products Inc.», США), FLO XL («Бейкер Петролайт», США) и Necadd-447 («MI SWACO», США), тот же самый полимер представлен в виде суспензии на водной или углеводородной основе. Этого типа присадки позволяют получить добавки с большим содержанием полимера (20 - 25%). Однако некоторые из них содержат в своем составе воду, органические кислоты, мыла и эмульгаторы на базе фенола, что ограничивает их область применения.

Таким образом, применение противотурбулентных присадок позволяет решать различные задачи, возникающие при трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов. Современные противотурбулентные присадки отвечают всем требованиям безопасности и не оказывают отрицательного влияния на свойства транспортируемого продукта. Технология применения присадок отличается

быстротой ее реализации и легкостью монтажа необходимого оборудования, что в кратчайший период может привести к возможности ее использования. Основным недостатком использования противотурбулентных присадок – деструкция ее молекул при прохождении насосных агрегатов и местных сопротивлений. Однако это обеспечивает возможность приема продукта на конечном пункте без дополнительной обработки.

АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ВОЗНИКНОВЕНИЯ БУГРОВ ПУЧЕНИЯ И СИСТЕМАТИЗАЦИЯ ВОЗМОЖНЫХ СПОСОБОВ БОРЬБЫ С НИМИ

В.Н.Артюшкин, О.С.Макаров, Т.А.Лукпанов

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

В условиях вечной мерзлоты возникает проблема транспортировки нефти и газа. Очевидной стала необходимость сохранять в ненарушенном тепловом состоянии окружающий массив грунта при эксплуатации трубопроводов, так как растепление грунтов приводит к необратимым отрицательным последствиям, таким как морозные пучения.

Морозное пучение — процесс увеличения объема и деформирования дисперсных грунтов при промерзании, а также процесс образования выпуклых форм на их поверхности. Это явление широко развито в сезоннопромерзающих грунтах. Механизм процесса пучения предопределяет его зависимость от климата, условий теплообмена на поверхности, глубины и скорости промерзания грунтов. Морозное пучение оснований сооружений приводит к неравномерным деформациям конструкций и нарушает проектные режимы их работы.

При эксплуатации подземных нефтепроводов главную опасность представляет формирование вокруг них ореолов оттаивания грунта. Крупные включения подземного льда при оттаивании дают просадку грунта и термокарстовые провалы

Без необходимых инженерных мероприятий это приводит к повреждению трубопровода и разливу нефтепродуктов. Ореол оттаивания может быть также опасен и для объектов, находящихся рядом с трубопроводом.

Уникальным примером является Транс-Аляскинский магистральный нефтепровод, который, несмотря на многочисленные специальные мероприятия, блокирующие воздействие вечной мерзлоты на линейную часть, нередко оказывался в аварийном состоянии.

Например, в случае протаивания вечномерзлых грунтов на участке трассы этого нефтепровода длиной 84 м, который расположен под дном р. Дитрих. В результате протаивания произошел прогиб труб со стрелой 4,5 м. Эти данные по аварийным ситуациям на трассе подтвердили прогнозы о последствиях теплового воздействия трубопровода на окружающий мерзлый грунт.

Таким образом, трубопровод, сооружаемый на многолетне- и вечномерзлых массивах нельзя блокировать и изолировать от внешней среды. Напротив, для поддержания целостности трубопровода необходимо чтобы температурный режим трубы естественным образом сочетался с температурным режимом массива.

Вследствие морозного пучения грунтов на их поверхности образуются бугры. Особенностью формирования бугров пучения под влиянием климатических факторов является то, что они замерзают сверху, а поток воды образуется снизу. Укладка трубопровода в бугор пучения не допускается, т.к. трубопровод в нем будет работать на изгиб и может разорваться даже при сохранении мерзлоты с момента его укладки. При выборе трассы для подземных трубопроводов на вечномерзлых грунтах следует по возможности избегать участки с подземными льдами и наледями. А бугры пучения следует обходить с нижней стороны.

Пучение грунтов не будет причиной аварии трубопровода, если кроме регламента его эксплуатации по температуре и производительности, выполняются следующие условия:

Выполнение этих условий можно рассматривать как способы борьбы с буграми пучения.

1) *исключение возможного защемления;*

Вода, содержащаяся в грунте, превращается в лед, увеличиваясь в объеме, и тем самым создает давление на грунт. Под действием этого давления грунт начинает двигаться. Так одной из наиболее вероятных причин порывов трубопровода считается защемление и изгиб трубы вследствие морозного пучения грунта, поэтому необходимо исключить возможность защемления трубопровода в процессе его эксплуатации, так как может произойти накопление напряжения, которое может привести к поломке. То есть при укладке трубопровода грунт сверху трубы должен быть рыхлым, без особого уплотнения.

2) *скорость перемещения границы протаивания – промерзания должна быть за пределами скоростей пучинообразования*

В талом грунте трубопровод потенциально подвижен и при нарастании напряжений стенки трубы он может менять положение своей оси. Идущий впереди талик будет перемещаться, и труба, проплавляя грунт, будет занимать положение, соответствующее минимальным напряжениям.

При такой постановке задачи следует сопоставить скорости нарастания бугров пучения и скорости передвижения границы промерзания –

протаивания. Труба должна проплавливать грунт быстрее, чем нарастает во встречном направлении бугор пучения.

3) для защиты используется теплоаккумулирующая способность грунта

Необходимо иметь запас тепла, чтобы "проплавливать" бугор пучения и использовать для этого теплоаккумулирующую способность грунта увеличивая размеры талой зоны в зимний период, и тем самым обеспечивая определенные запас надежности геотехнической системы.

В заключение нужно отметить, что эксплуатация нефтепроводов в многолетнемерзлых грунтах считается эксплуатацией в осложненных условиях. И для обеспечения надежной бесперебойной работы магистрального трубопровода следует очень тщательно и точно проводить инженерно – геологические исследования. И уже имея полную информацию о рельефе и различной структуре грунта на протяжении всего трубопровода, можно выбирать технические решения по повышению надёжности его эксплуатации в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Библиографический список:

1. Исследование процессов пучения грунтов. / Абрамов Л.Г., Кочерова Н.Д., // Вестник ВНИИ железнодорожного транспорта 1962, №6.
2. Предупреждение деформации грунтов от морозного пучения/ Киселев М. Ф.— Л// Стройиздат. Ленингр. отд-ние, 1985-289с
3. Предложения по уточнению глубины заложения фундаментов в условиях пучения грунтов при промерзании. Основания, фундаменты и механика грунтов./ Киселев М. Ф // 1963- №2

УДК 53.096. 629.7

РОЛЛОВЕР В СПГ: СУТЬ ПРОБЛЕМЫ И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ РЕШЕНИЯ

С.В.Мишунин, Л.А.Шацкая

СамГТУ, Самара, Россия

sermishunin@mail.ru

ludmilad@rambler.ru

Общеизвестно, что Россия является одним из крупнейших добытчиков и экспортеров газа. Наиболее перспективным направлением мировой энергетики

становится использование сжиженного природного газа (СПГ). СПГ это не новый промышленный продукт, а форма транспортировки и хранения добытого природного газа. Объемы производства и поставки СПГ растут с каждым годом. В России функционирует завод по производству СПГ на Сахалине и готовится к запуску первая линия завода «Ямал СПГ».

В связи с ростом производства встает проблема безопасного хранения СПГ. Специфической технологической проблемой является стратификация слоев газа при загрузке хранилища и их самопроизвольное перемешивание, которое ведет к повышению температуры и давления в хранилище и даже к взрыву. Это явление получило название «ролlover».

Термин «ролlover» относится к процессу, при котором в резервуарах для хранения СПГ образуется большое количество газа в течение короткого периода времени. Ролlover приводит к возникновению избыточного давления в резервуаре для хранения СПГ, если не приняты соответствующие меры для предотвращения указанного явления. В резервуарах для хранения СПГ возможно наличие двух устойчивых слоев или областей, которые образуются, как правило, в результате неполного смешивания СПГ разной плотности — свежего и остатка в емкости. Внутри слоя плотность жидкости одинакова, но плотность жидкости в нижнем слое резервуара больше плотности жидкости в верхнем слое. В дальнейшем из-за притока тепла в емкости, тепло- и массообмена между слоями и испарения жидкости с поверхности плотность слоев выравнивается путем самопроизвольного перемешивания. Такое самопроизвольное перемешивание называется ролlover, и если, как это часто бывает, жидкость в нижней части резервуара становится перегретой относительно давления паровой фазы в емкости СПГ, то ролlover сопровождается резким увеличением скорости испарения. В ряде случаев указанное выделение паров является очень быстрым и мощным. При этом повышение давления в емкости бывает достаточным, чтобы вызвать срабатывание клапанов сброса давления. [3]

Исходя из вышесказанного, можно трактовать ролlover как аварийный режим работы резервуара, с высокой вероятностью его разрушения.

Зарубежные ученые исследуют это явление более 40 лет. Причиной изучения данного явления послужила авария, произошедшая в итальянском городе Специя в 1971 году. На приемном терминале СПГ в наполненный на 20% резервуар диаметром 42 м и высотой 26,77 м под давлением 250 мм вод.ст. в течении 13 часов под слой более легкого СПГ происходила закачка из танкера более тяжелого СПГ. Через 19 часов произошло резкое повышение давления – до 710 мм вод.ст., превысив тем самым максимально допустимое на 210 мм. Увеличилась скорость испарения газа в единицу времени до 100 000 кг/ч. Это привело к разрушению резервуара и катастрофе. Объем утечки паров составил около 2000 тонн. На основании исследования происшедшего явления Н.Четерджи и Д. Гайст впервые вывели математическую модель ролloverа. Созданная ими

компьютерная программа вычисляла состав, плотность и температуру каждого слоя с интервалом 3 мин. В дальнейшем над этой проблемой работали А.Гермелес, С.Тернер, Ю. Сугавара. Модель Д.Мидера и Дж.Хистенд позволяет произвести расчет тепло- и массопереноса между слоями и наиболее полно описывает явление.

Рассмотрим подробно формирование и протекание явления ролловер.

Таблица 1
Температуры кипения компонентов СПГ

Компонент	Температура кипения, °С
Пентан	36,1
Бутан	-1,0
Пропан	-42,1
Этан	-88,5
Метан	-161,0
Азот	-195,8

Для хранения СПГ (как и других криогенных жидкостей) является характерным тот факт, что приток тепла нагревает их непрерывно и рассеяние тепла происходит только в процессе выкипания. В чистых жидкостях при этом не происходит никаких изменений в составе, СПГ же состоит из различных компонентов с различной температурой кипения. Как видно из таблицы 1 температуры кипения различных компонентов СПГ отличаются в разы, и только два из них могут испаряться при температуре хранения СПГ (азот и метан). Так как содержания азота в СПГ не больше 1%, не будем его принимать во внимание.

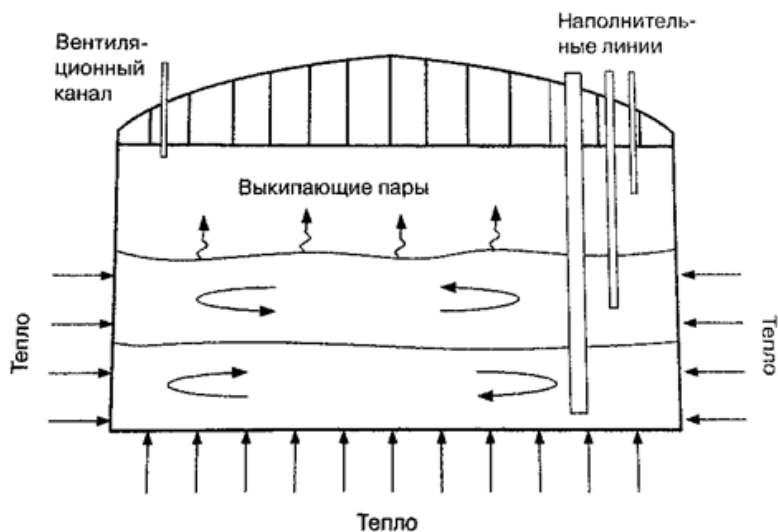


Рис.1. Резервуар, содержащий два отдельных слоя СПГ.

Рассмотрим резервуар с СПГ в котором не содержится азота. В процессе выкипания СПГ из него выветривается метан, что ведет к повышению температуры кипения жидкости. Непрерывное перемешивание из-за притока тепла со стенок и дна резервуара приводит к нагреванию смеси, ее плотность увеличивается.

Теперь в резервуар добавляется новая партия СПГ, которая становится вторым слоем. (рис.1) Сначала верхний слой более легкий, но при испарении метана, в нем происходят все процессы, описанные выше. Что приводит к увеличению его плотности. А плотность нижнего слоя начинает уменьшаться, так как приток тепла его прогревает, но он лишен возможности испарения ввиду гидростатического давления верхнего слоя. В результате нижний слой получается более легким и происходит переворот - то есть ролlover (рис. 2). При этом происходит сильный выброс газа, соответственно увеличивается давление паровой фазы. Это резкое и сильное повышение давления и представляет опасность, так как способно привести к нарушению целостности резервуара.

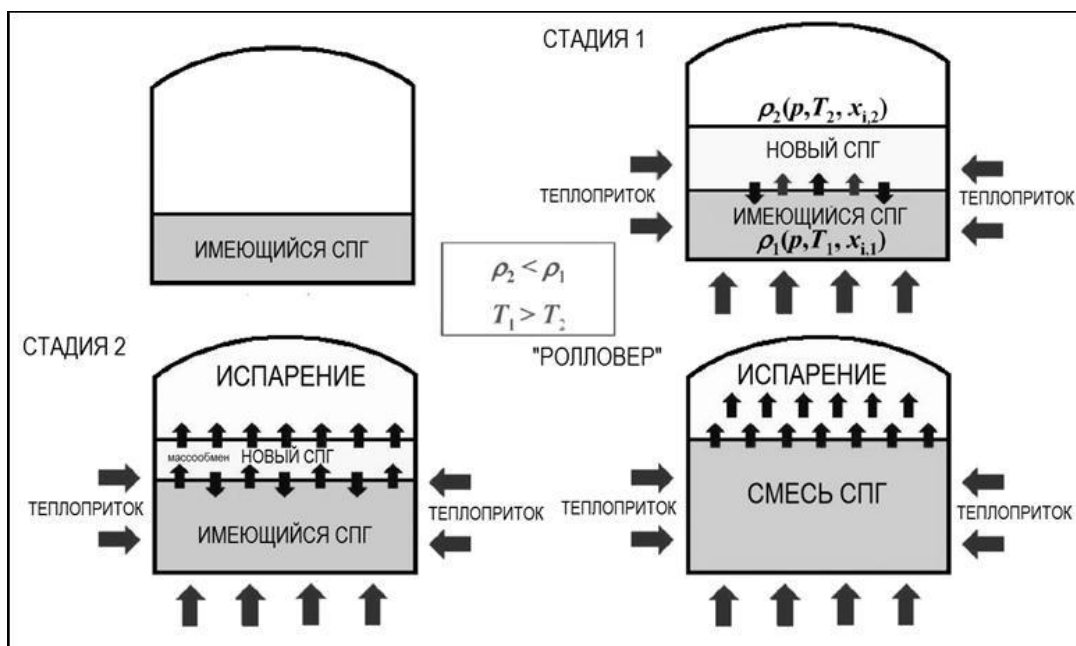


Рис. 2. Стадии протекания явления "ролловер"

Нужно отметить, что риск возникновения ролловера существует не только в случае долива СПГ в резервуар, но и при хранении в течение долгого времени без перемешивания, при содержании азота более 1% или при повышенной температуре окружающей среды.

Изучив и проанализировав опыт зарубежных и русских ученых можно выделить следующие способы предотвращения явления ролловер:

1. Самый простой способ – это раздельное хранение. Резервуар заполняется полностью одинаковым по составу газом. В этом случае условий для стратификации не возникает, однако сильно усложняется логистика. Этот способ хранения используется в США. В Кобе-Пойнт, штат Колумбия на терминале СПГ два приемных резервуара объемом равном объему нефтеналивного танкера. И график отгрузок составлен так, что каждый новый залив из танкера происходит уже в опустевшие резервуары.

2. Заполнение резервуара сверху производится с использованием дефлектора, который обеспечивает дегазацию азота.

3. При использовании системы нижнего налива, она должна быть оборудована диффузором для улучшения смешивания. Кроме того, трубопровод, подающий СПГ, оканчивается форсункой, которая усиливает турбулентные потоки в жидкости, равномерно смешивая объемы СПГ, тем самым, поддерживая равновесие в системе.

После заполнения резервуара использовать барботаж (пропускание газа через слой жидкости) для перемешивания СПГ.

4. Способ рециркуляции. Перемешивать СПГ с помощью насосов. В этом случае производится откачка части СПГ из нижнего слоя (или другого резервуара), которая доливается сверху.

5. Изотермические резервуары обязательно должны быть оснащены системами контроля температуры, плотности и давления, чтобы определить начало процесса стратификации и принять меры к предотвращению ролловера.

Библиографический список:

1. *Васильев Г.Г., Иванцова С. Г., Рахманин А. И.* Особенности обеспечения безопасной эксплуатации крупногабаритных изотермических резервуаров для хранения сжиженного природного газа // Газовая промышленность. 2013. Вып. 11. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. С. 57–61.

2. ВНТП 51-1-88 Ведомственные нормы на проектирование установок по производству и хранению сжиженного природного газа, изотермических хранилищ и газозаправочных станций (временные).

3. ГОСТ Р 57431-2017 Газ природный сжиженный. Общие характеристики.

4. *Гроот С.Р.* Термодинамика необратимых процессов. М.: ГИТТЛ, 1956. 277 с.

5.. *Королев Н.С.* Анализ возникновения явления «ролловер» в системах хранения сжиженного природного газа //Актуальные проблемы российской космонавтики: Материалы XXXVI академических чтений по космонавтике. М.: Комиссия РАН, 2012. С. 353—354.

6. *Пряхина В.С.* Анализ аварий на объектах производства, хранения и морской транспортировки СПГ: причины возникновения и характер протекания // Промышленная безопасность на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах: материалы III междунар. науч.-практ. конф., 17–20 февраля 2009. Уфа. С. 187–194

7. *Рахимов В. О.* Безопасность объектов сжиженного природного газа // Рассохинские чтения: материалы межрегионального семинара (4-5 февраля 2010 года) / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2010. – с.189-192.

8. *Рахимов В.О.* Метод расчёта характеристик стратифицированной жидкости при «ролловере» в резервуаре для хранения сжиженного природного газа / В.О. Рахимов, Г.Е. Коробков // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - 2012. - №1 — С.26-29.

9. *Рахимов В.О.* Возникновение процесса «ролловера» в хранилище жидкого метана при пожаре / В.О. Рахимов // Рассохинские чтения: материалы

межрегионального семинара (3-4 февраля 2011 года) / под. ред. Н.Д. Цхадая. -Ухта: УГТУ, 2011. - С. 332-335.

10. Физические свойства сжиженных углеводородных газов: учеб.пособ. / Л.А. Шацкая. Самара: Самар. гос. техн. ун-т., 2017. 68 с.

11. ТУ 021 00480689-96 Газ горючий природный сжиженный. Топливо для ракетной техники. СПб., ГИПХ. 1996.

12. *Шаммазов А.М. [и др.]*. Производство, хранение и транспорт сжиженного природного газа. СПб.: Недра, 2007. 152 с

ГИДРОАКУСТИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ АСПО С СОЗДАНИЕМ 3D МОДЕЛИ ИХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

М.Р.Терегулов, А.И.Арефьев, А.А.Мордовин

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

При эксплуатации резервуарных парков, нефтяные компании сталкиваются с рядом проблем. Одна из которых образование парафинистых отложений при хранении нефти в резервуарах. Отложения распределяются по дну неравномерно, наибольшая его толщина создается в участках, удаленных от приемо-раздаточных патрубков и устройств размыва донных отложений. Со временем осадок уплотняется и в отдельных зонах трудно поддается размыву. Причиной является недостаток информации о скоплениях парафинистых соединений, так как методика определения объема донных отложений в резервуарах представленная в ГОСТ 7502-98, не является достаточно эффективной. Из-за этого возникает опасность химической коррозии. Вследствие чего, мы предлагаем комплекс программного обеспечения, который позволит создать максимально подробную модель рельефа отложений. Это сможет помочь своевременно планировать сроки и длительность процесса очистки. Также на основе полученных данных можно выбрать конкретную область для очистки дна резервуара, что повысит его эксплуатационные характеристики.

В настоящее время существует множество, ПО, которые способны рассчитать рельеф дна по гидроакустическому сигналу. Одной из таких программ является *Онтомап – В2*. Это комплексная программа, которая предназначена для оценки дальности действия гидроакустических средств при заданных координатах и параметрах источника зондирующего сигнала и объекта эхолокации. Одним из главных достоинств данной программы состоит в том, что она дает визуальное представление исследуемых объектов в трехмерном виде. (Рис.1)

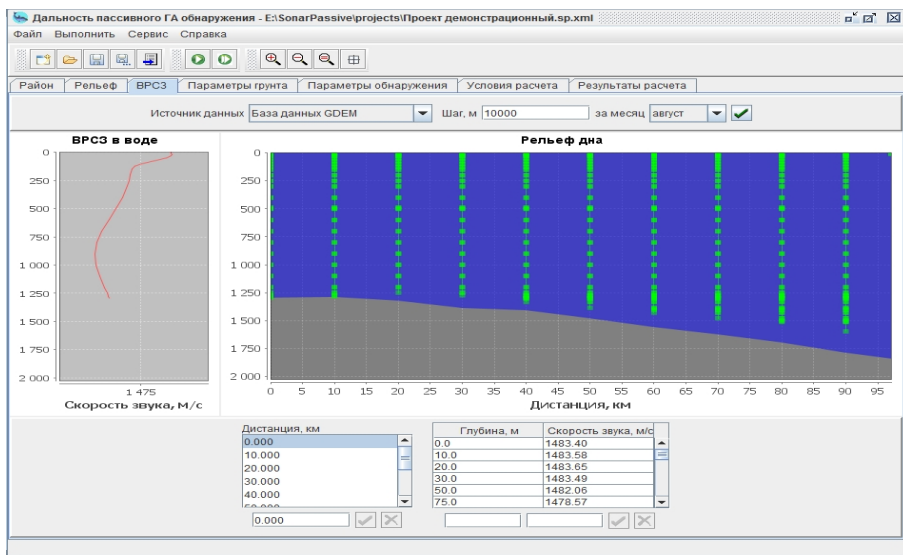


Рис.1

Предлагается способ для определения объема донных отложений путем гидроакустики с последующим анализом ее через специальное программное обеспечение Онтотоп В2 и созданием 3D модели. Были разработаны два варианта выполнения данной задачи. Оба варианта имеют одинаковый принцип работы, а различие идет лишь в том, какой вариант рациональнее использовать на данный момент. Абсолютно автоматизированный (дистанционный) либо замер рабочим со стационарной крыши с последующим анализом через ПО.

Переход на автоматизированный дистанционный замер позволит исключить человеческое участие при замере и значительно повысить точность измерения. Антенна-приемник размещается в короб из неискрообразующего материала и крепится к плавающему понтону. (Рис.2) Сигнал с антенны передается в контрольный пункт, где установлено программное оборудование. Анализируя данные, программа рассчитывает объем и конкретное место парафинистых образований. Создается 3D модель днища резервуара.

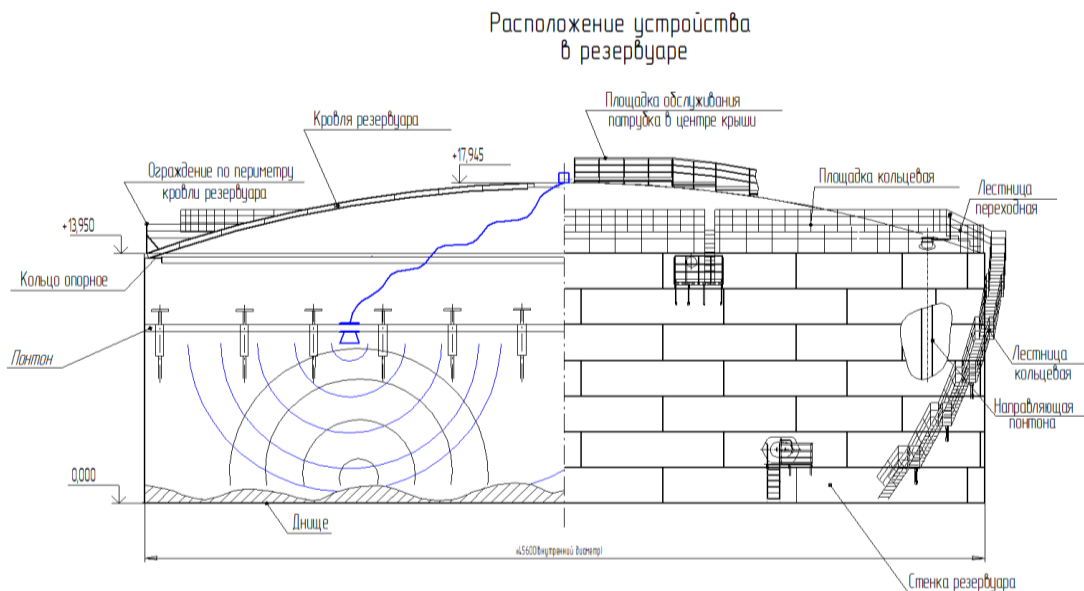


Рис.2

Второй вариант применим для резервуаров, не оборудованных понтоном. Рабочий поднимается с антенной и фиксирующим переносным устройством на резервуар. Через специальный патрубок на крыше опускает антенну на гибком проводе во взрывозащищенном пакете в резервуар, где и происходит замер. (Рис.3) Устройство фиксирует данные. Далее оно относится в диспетчерскую, где с помощью установленного программного обеспечения на компьютере данные обрабатываются.

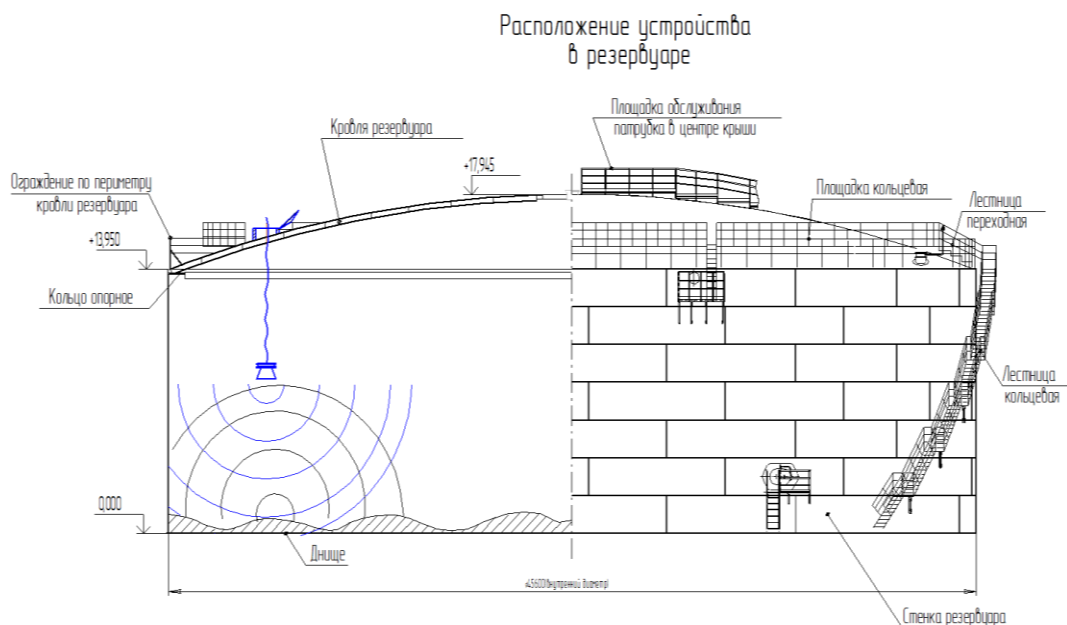


Рис.3

Методика заключается в том, что помещенная в резервуар во взрывозащищенном пакете антенна-приемник испуская звуковую волну меняет свою скорость, проходя через вещества различной плотности. Волны равномерно распределяются по всему объему резервуара, что в дальнейшем даст нам полную картину объема жидкости и донных отложений внутри. Волны, отражаясь от поверхностей разных плотностей, идут обратно в приемник. После процедуры данные сохраняются на записывающем устройстве антенны. Она записывает длину и частоту волны при замере и на основе полученных данных анализируется как менялась скорость волны при прохождении через слои различной плотности. Таким образом, программа с высокой точностью фиксирует точку, в которой волна коснулась поверхности нефти и отразилась в приемник. Такие точки будут выстроены по всему объему резервуара благодаря свойствам распространения звуковых волн. Далее волна уже с измененной скоростью проходит до слоев с отличной плотностью, например, до донных отложений и опять отражается. Эффект повторяется до тех пор, пока волна не достигнет дна. Программа на основе полученных данных скоростей волн создает модель. Точность измерения максимальна, так как антенна перед замером улавливает посторонние шумы и в программном обеспечении будет поправка на замер. Получаем возможность отображения результатов расчета в удобной для пользователя форме в виде пространственной картины с различной цветовой палитрой (Рис.5), соответствующей градации параметров акустического поля (уровня потерь по трассе распространения).

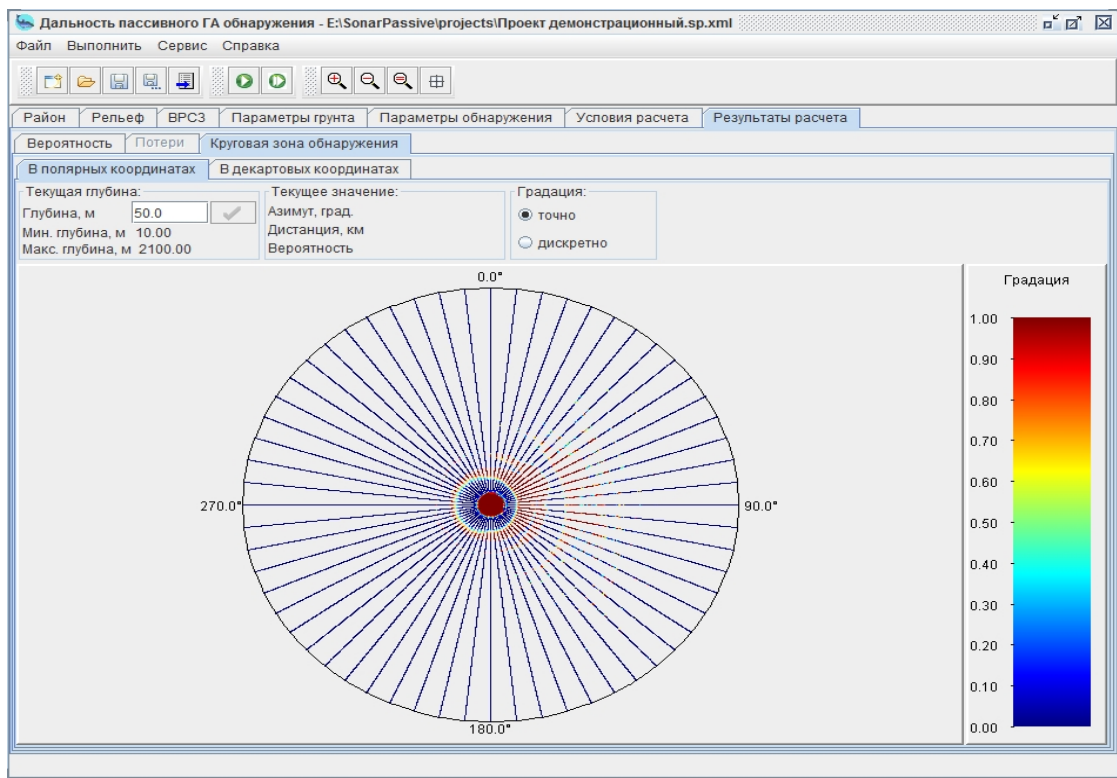


Рис.5

Одним из главных преимуществ разработки считается возможность создания 3D модели. Благодаря ей появляется возможность рационально использовать системы размыва донных отложений. Независимо от типов нефтей и условий хранения определятся точное количество и область парафинистых отложений. После чего появляется возможность прогнозировать период и длительность очистки. Также указывается направление струи для размыва. Таким образом, значительно повышается энергоэффективность работы, и исключается возможность запарафинивания находящегося на дне резервуара оборудования.

Библиографический список:

1. Гидроакустические преобразователи и антенны /Г.М. Свердлин //1980.-93с.
2. Гидроакустические приборы и измерения"/ В.М. Альберс //1972.-27с

3. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Оборудование резервуарное. Устройства размыва донных отложений для резервуаров/ООТ-23.020.00-КТН-023-16//

4. Основы гидроакустики и гидроакустические станции /И.К. Колесникова, И.А. Румынская // 1979.-242с.

ВЫСОКОСЕРНИСТАЯ НЕФТЬ: ПРОБЛЕМЫ И ИХ РЕШЕНИЯ

П.В. Немченко, Ю.А. Багдасарова

СамГТУ,

Самара, Россия,

pavel.nem4enko@yandex.ru

В настоящее время повысились требования к качеству продукции скважин. В России с 01.01.2012 г. обязательно выполнение условий ГОСТ Р 51858-2002, изм. №2, ограничивающего содержание сероводорода и легких меркаптанов в нефтях, подготовленных к транспортировке по магистральным нефтепроводам и наливным транспортом для поставки потребителям Российской Федерации и на экспорт. Согласно этому ГОСТу содержание сероводорода не должно превышать 20-100 ppm.

В то же время за последние десятилетия резко возросли объемы добываемых высокосернистых нефтей. В России имеются крупные месторождения высокосернистой нефти, требующей дополнительной переработки для достижения экспортного качества, прежде всего, речь идет о месторождениях Татарии. Общий объем добычи Татарстана превышает общий объем добычи Волго-Уральского бассейна примерно в 2 раза, годовой объем добычи превышает 30,7 млн. тонн нефти, но половина ее является высокосернистой. Отметим, что важной задачей является выравнивание качества российской смеси Urals по отношению к североморской нефти Brent Crude. Urals может рассматриваться как основной претендент на роль маркерного сорта на Лондонской бирже при критическом снижении запасов Brent Crude.

Кроме того, сера и сернистые соединения являются коррозионно-активными компонентами нефти (сероводород, сероуглерод, тиофены, меркаптаны). Нефть различных месторождений содержит эти соединения в пересчете на серу от 1 % до 5 %. В продуктах перегонки нефти сера распределяется в еще большем интервале. Чем тяжелее фракция перегонки в ряду «бензин-мазут», тем выше содержание серы, поэтому мазут представляет собой даже более агрессивную среду, чем исходная сырая нефть.

Высокое содержание серы понижает качество товарной нефти, а последствия развития коррозионных процессов наносят значительный ущерб, поэтому обессеривание нефти имеет большое значение. В связи с этим проблема обработки высокосернистых нефтей так актуальна.

Рассмотрим пути решения данной проблемы. На сегодняшний день активно применяются три варианта:

1. Банк качества нефти
2. Компаундирование
3. Химические, физико-химические методы обессеривания

Рассмотрим каждый метод подробнее:

1. Банк качества нефти.

В российской системе магистральных нефтепроводов смешиваются нефти разных сортов: тяжелые уральские и легкие сибирские, в результате чего нефтяные компании, добывающие легкую нефть, теряют в доходах.

Система банка качества нефти (БКН) предполагает отслеживание и фиксацию объемов и качества нефти, сдаваемой каждой из нефтекомпаний в систему магистральных нефтепроводов с тем, чтобы в дальнейшем компании, сдающие нефть более высокого качества, могли компенсировать свои потери от ее смешения с низкокачественной нефтью, сдаваемой другими компаниями.

Явные плюсы данного метода в том, что компании, добывающие легкую нефть, перестанут нести потери, возникающие из-за процесса смешения разных нефтей. Но есть и минусы: этот способ сделает еще более невыгодным добычу тяжелой нефти.

2. Компаундирование.

Это процесс смешивания двух и более сортов нефти для усреднения параметров конечного продукта, который должен соответствовать требованиям ГОСТа. Фактически, это разбавление легкой нефти некачественной высокосернистой нефтью.

Главным минусом этого метода является то, что запасы легкой нефти быстро исчерпываются и в скором времени могут закончиться. Даже в настоящее время легкую нефть для смешения необходимо доставлять до центров компаундирования по трубопроводам, осуществляя перекачку на расстояния в тысячи километров и тратя в связи с этим большие средства на транспортировку.

3. Химические, физико-химические методы обессеривания.

Химические методы связаны с вводом в продукт (нефть) активных соединений, которые вступают в реакцию с нежелательными элементами, в следствие чего они выпадают в виде осадка либо испаряются в виде газа.

Самым распространенным химическим методом является гидроочистка – процесс химического превращения веществ под воздействием водорода при высоком давлении и температуре. Гидроочистка нефтяных фракций направлена на снижение содержания сернистых соединений в товарных нефтепродуктах.

Побочно происходит насыщение непредельных углеводородов, снижение содержания смол, кислородсодержащих соединений, а также гидрокрекинг молекул углеводородов. Основными минусами метода является восстановление реагентов, которые требуются в большом количестве, цена на них каждый год меняется, поэтому их закупка является одной из первых статей трат компании. Также данный способ оказывает большую техногенную нагрузку на экологическое благополучие окружающей среды.

Физические либо физико-химические методы наименее распространены по сравнению с остальными. Главной причиной этого являются большие капитальные затраты на строительство установок (хотя эти затраты единовременные), а также отсутствие типовых схем и проектов, которые могли бы показать экономическую выгоду данного метода.

В результате анализа данных методов было выявлено, что наиболее эффективной, с наименьшим количеством выбросов в окружающую среду и экономически выгодной является установка, работающая по принципу «отдувки нефти газом». Технология стабилизации и очистки нефти от сероводорода осуществляется методом физической десорбции в противоточном массообменном аппарате. В качестве десорбирующего агента используется попутный нефтяной газ, очищенный от сероводорода. При этом продукт (нефть) нагревают в интервале 60-90 °С (зависит от количества серы и меркаптанов), там же отбирают газ для отдувки (1-ой ступени, малосернистый). В итоге, получается, что затраты на очистку нефти в 2, а то и 3 раза меньше, чем при использовании химических методов, даже не учитывая суммы штрафов, которые компания выплатит за вредные выбросы в атмосферу. В результате лабораторных анализов было выявлено, что нефть, прошедшая очистку методом «отдувки нефти газом» соответствует ГОСТ 9965-76 и ГОСТ 1756-2000. Это значит, что при правильном расположении данных установок в основных узлах крупных нефтяных бассейнов можно решить проблему компаундирования, так как нефть будет иметь примерно одинаковый состав. Благодаря этому также возможна более экономически выгодная разработка так называемых сложных месторождений с высокосернистой нефтью.

Библиографический список:

1. Патент № RU 248686 "Способ стабилизации и очистки нефти от сероводорода и меркаптанов"
2. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть

УДК 622.69

**ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ АКТИВАМИ
ПРЕДПРИЯТИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ПРОЦЕССА ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

С.С. Новоженин

*СамГТУ,
Самара, Россия,
sergey.novozhenin@bk.ru*

Для предприятий магистрального транспорта нефти, использующих дорогостоящее и сложное оборудование, вопросы поддержания работоспособности оборудования играют важную роль. Это связано не только с тем, что любые поломки – это непредвиденные затраты (срочные закупки запчастей, вызов подрядных организаций, сверхурочные работы), но и с тем, что поломки оборудования приводят к незапланированным остановам, а значит предприятие несет многомиллионные потери.

Именно поэтому, предотвращение остановов оборудования, благодаря своевременным планово-предупредительным ремонтам (ППР), корректировка регламентов ППР производителей оборудования и обеспечение максимальной работоспособности оборудования – крайне необходимый шаг.

Из года в год появляются новые, более передовые концепции управления техническим обслуживанием и ремонтом (ТОиР). Среди причин – повышение требований к отказоустойчивости и безопасности, обилие накапливаемой информации, необходимость стыковки с автоматизированными системами управления технологическими процессами (АСУ ТП) и пр.

Традиционно планирование ремонтов выполняется на основе нормативной базы. Действительность же такова, что нормативная база не покрывает все существующие сочетания факторов, от которых зависит фактическое состояние оборудования. И тут на помощь приходят автоматизированные системы управления производственными активами и процессами ТОиР.

Системы управления основными фондами предприятия – ЕАМ-системы (англ. Enterprise Asset Management) явились логическим развитием компьютерных систем управления ремонтами (англ. Computerized Maintenance Management Systems – CMMS), существующих уже более 20 лет.

Системы класса ЕАМ с одной стороны являются новым, перспективным и крайне востребованным продуктом на рынке, а с другой уже имеют многолетнюю историю своего развития, что, безусловно, говорит о серьезности, фундаментальности и актуальности решаемых с их помощью проблем. Они имеют

глубокую функциональность в области ТОиР, позволяют автоматизировать всю цепочку управления оборудованием – как весь процесс технического обслуживания и ремонтного обеспечения (ТОРО), так и обеспечивающие его процессы (материально-техническое снабжение, управление складскими запасами, управление финансами, качеством и трудовыми ресурсами в части ТО и др.), но требуют интеграции с ERP-системами (англ. Enterprise Resource Planning – планирование ресурсов предприятия).

ЕАМ-системы помогают управлять полным жизненным циклом Актива, начиная с его проектирования/покупки и заканчивая списанием.

ЕАМ-системы позволяют согласованно управлять следующими основными процессами, относящимися к обслуживанию и ремонту основных средств предприятия:

- капитальный ремонт;
- техническое перевооружение, реконструкция и модернизация;
- капитальное строительство и/или создание ОС;
- текущий, плановый ремонт и профилактика;
- внеплановый, аварийный ремонт;
- поддержка эксплуатации и техническое обслуживание.

Основные задачи, стоящие перед системами управления основными фондами предприятия в части повышения эффективности процесса эксплуатации магистральных нефтепроводов:

- повышение безопасности работы и снижение уровня аварийности на магистральных нефтепроводах;
- поддержание работоспособности дорогостоящего и сложного оборудования предприятий магистрального транспорта нефти;
- разработка и внедрение мероприятий по сокращению потерь нефти, экономии электроэнергии, топлива, материалов и других ресурсов.

Решение данных задач состоит в предотвращении незапланированных остановов оборудования благодаря планово-предупредительным ремонтам, которые традиционно выполняются на основе нормативной базы. Однако нормативная база не покрывает все существующие сочетания факторов, от которых зависит фактическое состояние оборудования.

Современные интегрированные ЕАМ-системы дают возможность вести статистику по объекту, проводить анализ множества параметров, и на этом основании создавать более объективный план ремонта и сервисного обслуживания.

Аналитические компании отмечают рост спроса на ЕАМ-системы в мире после серии аварий и техногенных катастроф. В ряде стран ужесточено законодательство, да и само общество стало более серьезно относиться к надежности основных фондов. Поскольку затраты на ремонты высоки, замена

оборудования на новое обходится и того дороже, а соответствие все более жестким нормам и директивам также недешево, необходимость в ЕАМ-системах очевидна.

На данный момент существует множество продуктов класса ЕАМ, как зарубежных, так и российских разработчиков: Avantis PRO; Infor ЕАМ; Oracle ЕАМ; Datastream 7i; Ellipse; Галактика ЕАМ; Ремонт-Эксперт и многие другие.

Но одна из самых передовых – система МАХИМО (IBM).

Учитывая все преимущества ЕАМ-систем и мировой опыт, еще до ввода в штатную эксплуатацию первой очереди нефтепроводной системы КТК (Каспийский трубопроводный консорциум) было принято решение об использовании в Компании системы МАХИМО.

В мировой практике продукт МАХИМО используется предприятиями всех отраслей экономики, обладающими большими производственными активами сложной внутренней структуры, например, крупными промышленными транснациональными корпорациями, организациями жилищно-коммунальной сферы, электроэнергетики и пр. Среди пользователей системы МАХИМО имеются такие известные компании как Honda, Toyota, Volvo, General Motors, Ericsson, Hewlett Packard, Intel, Motorola, Zanussi, Coca-Cola, Heineken и другие.

Система МАХИМО позволяет в режиме онлайн получать всю информацию о фактической ситуации на предприятии: какое оборудование в данный момент в работе или на ремонте, на какой производственной площадке или на каком объекте.

Система учитывает всю информацию по каждой единице оборудования: технические характеристики, текущую информацию по состоянию, информацию о проведенных ремонтах, установленных запчастях, чертежи, схемы, рекомендации производителей и др.

Для внедрения системы МАХИМО на первом этапе необходимо решить следующие базовые задачи: провести инвентаризацию активов, фондов, складских запасов, техники и инструментов и упорядочить их учет; сформировать библиотеку типовых работ с указанием потребностей в определенных материалах, людских ресурсах, необходимости выполнения тех или иных операций, связанных с повышенной опасностью или отключением оборудования; упорядочить деятельность по регулярным осмотрам, текущему планированию ремонтных работ и управлению ресурсами; автоматизировать процесс определения потребностей в запасных частях, инструментах и материалах; обеспечить прозрачное обоснование стоимости работ и потребности в ресурсах, облегчающее получение средств.

По мере накопления статистической информации, система позволит с возрастающей точностью осуществлять стратегическое планирование ремонтов и решать задачи более высокого уровня, например, планировать профилактические работы, исходя из накопленной статистики износа и отказов оборудования, обеспечивая опережающее устранение неисправностей; передвигать и объединять работы, сокращая время простоев ремонтируемых активов; стратегически

планировать работы и закупочную деятельность, сокращая время простоя ресурсов (людей и техники) и добиваясь выгодных ценовых предложений за счет консолидации закупок.

Библиографический список:

1. *Гараева В.А.* Методика оптимизации периодичности технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций магистрального нефтепровода. - В сб. Труды ВНИИСПТнефть, Уфа, 1979, вып. 25.

2. *Кагарманов М.А., Акбердин А.М., Исхаков Р.Г.* Организация технического обслуживания и ремонта оборудования насосных станций. - Экспресс-информация. Сер. Транспорт и хранение нефти. 1991, вып. 1.

3. *Гумеров А. Г., Гумеров Р. С., Акбердин А. М.* Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций. Издание: 2001 г., 470 стр.

4. ГОСТ 1 8322-78 (СТ СЭВ 5151-85). Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения.

5. ГОСТ Р 55235.1-2012 Практические аспекты менеджмента непрерывности бизнеса. Менеджмент активов. Требования к оптимальному управлению производственными активами.

6. ГОСТ Р 55.0.05-2016 Управление активами. Повышение безопасности и надежности активов. Требования.

7. РД 153-39ТН-008-96. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций.

УДК 62-631.2:665.65

ГАЗОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОУДАРА В МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ

В.М.Авдеев, С.А.Гулина, И.Ю.Горюнова, А.С.Гулина, М.А. Рамзаева

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

Процессы течения жидкости, в которых характеристики потока изменяются с течением времени, называются неустановившимися (нестационарными). Неустановившиеся режимы течения нефти наблюдаются при пусках и остановках нефтепровода, включении или отключении дополнительного агрегата на головной

или промежуточной нефтеперекачивающей станции, полном или частичном открытии задвижки, переключении резервуаров, сбросе или подкачке нефти, при разрыве трубопровода. При резком закрытии или открытии задвижки, включении или отключении насоса происходит резкое торможение или ускорение потока, сопровождающееся таким опасным явлением, как *гидравлический удар* (рис.1)

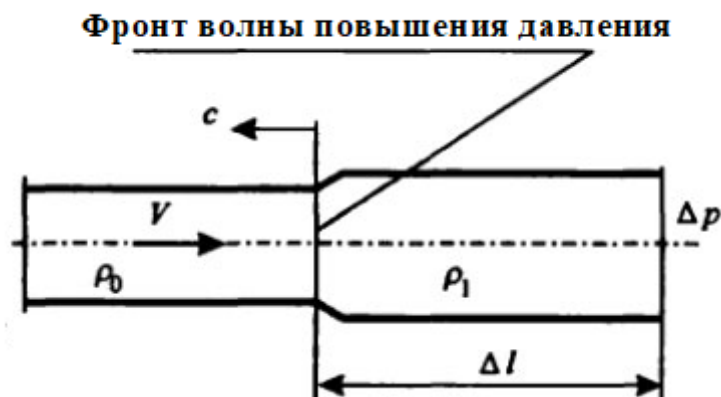


Рис. 1 Схема возникновения волны повышения давления вследствие торможения потока

Изменения давления и скорости потока в трубопроводах происходят не мгновенно в связи с упругостью твёрдых стенок трубы и сжимаемостью рабочей среды, а с некоторой конечной скоростью, обусловленной необходимостью компенсации упругих деформаций жидкости и трубы.

Как известно [1] выражение для скорости распространения ударной волны в упругом трубопроводе:

$$a = \frac{1}{\sqrt{\rho \left(\frac{D}{E_m \delta} + \frac{1}{E_{жс}} \right)}} = \frac{\sqrt{\frac{E_{жс}}{\rho}}}{\sqrt{1 + \frac{DE_{жс}}{E_m \delta}}} \quad (1)$$

где: ρ - плотность жидкости, D - диаметр трубопровода, δ - толщина стенки трубопровода, E_m – объёмный модуль упругости материала трубы, $E_{жс}$ - объёмный модуль упругости жидкости.

Выражение для определения величины ударного давления имеет следующий вид:

$$\Delta P = \rho V \frac{1}{\sqrt{\rho \left(\frac{D}{E_m \delta} + \frac{1}{E_{жс}} \right)}} \quad (2)$$

где: V - скорость жидкости в трубопроводе до возникновения гидроудара.

Из формул (1) и (2) следует, что скорость распространения ударной волны и ее величина зависят от сжимаемости жидкости и упругих деформаций материала трубопровода.

В ходе данной работы была разработана методика моделирования гидравлического удара с применением программного комплекса Ansys Fluent и проведен расчет на прочность нефтепровода в Ansys Static Structural при гидроударе.

На первом этапе работы моделирование гидродинамического удара было проведено для двумерной модели трубопровода, при этом геометрическая модель задавалась только для объема жидкости, а стенки трубопровода считались абсолютно жесткими. Начало гидравлического удара задавалось зоной повышенного давления (зона белого цвета, рис.2)

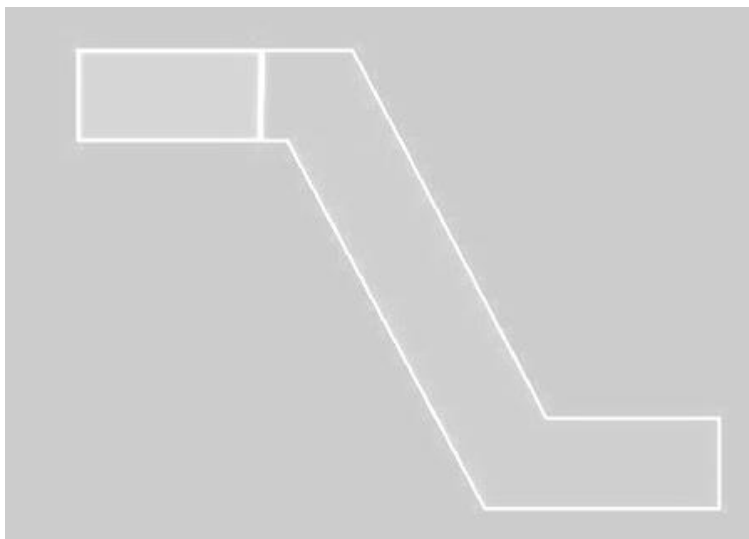


Рис 2. Область высокого давления.

В результате было получено распространение ударной волны в конечный момент времени (рис.3). На рисунке четко определяются зоны повышенного и пониженного давления и характер их распространения.

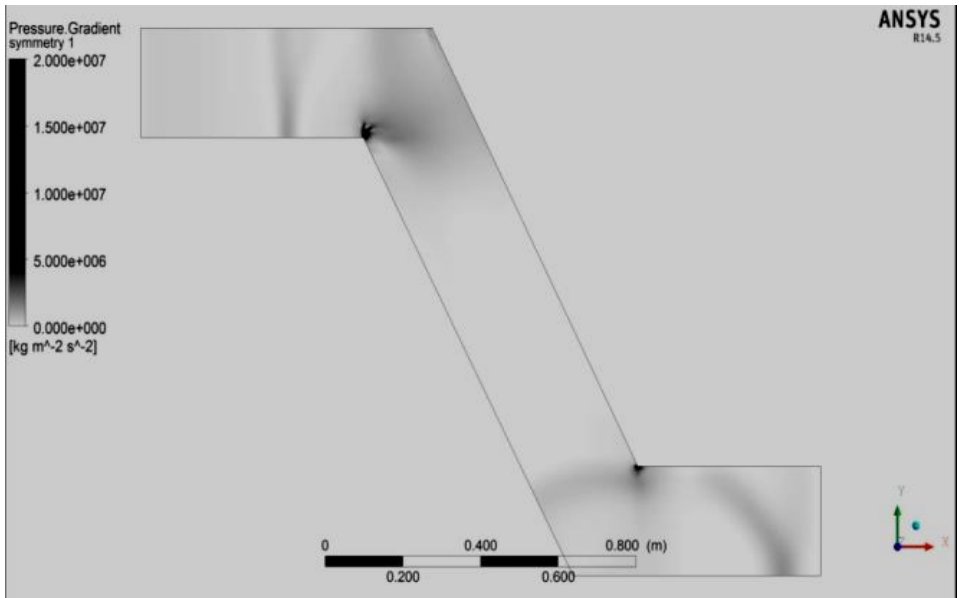


Рис.3 Распространение ударной волны

Расчеты были проведены для различной геометрии трубопровода (спуск, подъем, расширение, сужение). Апробированная модель была перестроена для трехмерной модели с учетом конкретной жесткости трубопровода. Здесь в геометрической модели (рис.4) задавался объем жидкости, и объем трубопровода с жесткостью соответствующей стали.

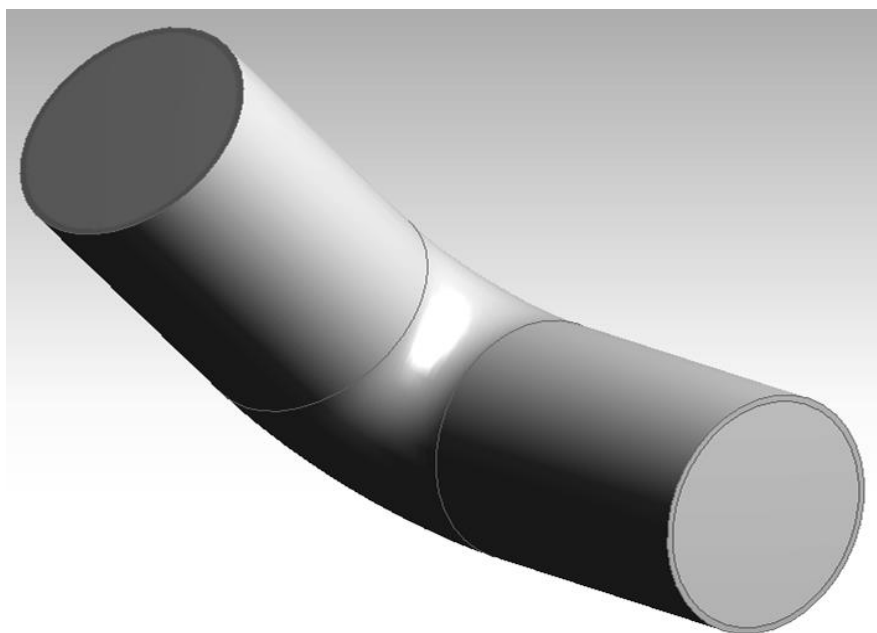


Рис.4 Геометрическая модель 3D.

Распространение зон повышенного и пониженного давления представлены на рисунке 5.



Рис.5 Распространение ударной волны в 3D модели.

Для определения наиболее напряженных участков необходимо интегрировать результаты распределения давления по стенке трубопровода в зависимости от времени из Ansys Fluent в Ansys Transient Structural. Этого удастся добиться с помощью приложения Ansys FSI Transient Mapping. Крайне важно было сохранить размерность шага по времени для правильности результатов.

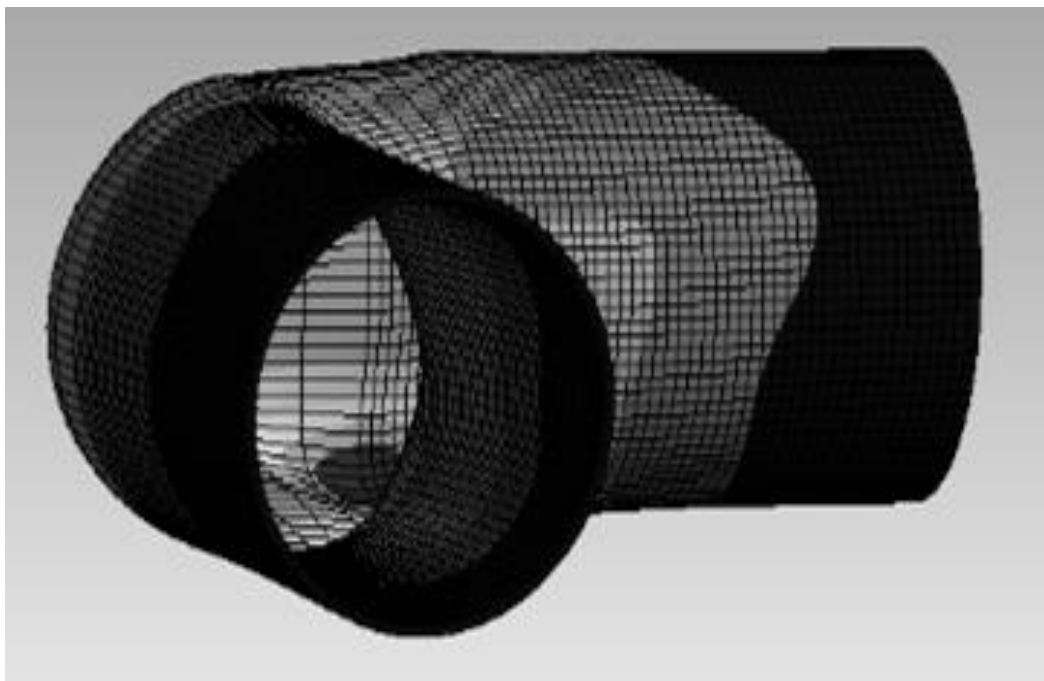


Рис.6 Распределение деформаций стенки трубы.

По результатам исследований определены наиболее нагруженные участки в нефтепроводе, которые в дальнейшем можно усилить и тем самым снизить вероятность возникновения аварии.

Так как гидравлический удар, представляет сложное гидравлическое явление со значительными последствиями, его моделирование в программном комплексе ANSYS позволяет без использования натурной модели нефтепровода исследовать ударно-волновые процессы для участков с различной геометрией с учетом спуска и подъема, тем самым значительно снизить стоимость исследований и повысить безопасность эксплуатацию нефтепроводных систем.

Библиографический список:

1. Жуковский Н.Е. О гидравлическом ударе в трубах. Бюллетень Политехнического общества, 1899г. №5, стр.293.
2. Басов К.А. Ansys в примерах и задачах, «Компьютер», 2002 г.
3. Чигарев А.В., Кравчук А.С., Смалюк А.Ф. Ansys для инженеров, «Машиностроение», 2004 г.
4. Любимов А.К. Применение системы ANSYS к решению задач механики сплошной среды, «Издательство Нижегородского университета», 2006 г.

УДК 622.692.23

**НОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, РАСШИРЯЮЩЕЕ ФУНКЦИИ АСУ ТП,
ПОВЫШАЮЩЕЕ НАДЕЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ И
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ РП**

Л.Е.Землеруб, Ж.В.Лисова, И.Д.Илюшин

*СамГТУ,
Самара, Россия,
lisova.janna@yandex.ru*

На территории РФ эксплуатируется около 50000 резервуаров, примерно 40000 из них РВС. Для нормальной эксплуатации резервуарного парка (РП) разрабатывается и внедряется АСУ ТП РП, которая предусматривает механизацию и автоматизацию операций по приему и откачке нефтепродуктов, выполнению товарно-учетных операций и защите оборудования от аварий.

В АСУ ТП РП производится непрерывный контроль уровня жидкости в резервуаре, автоматическая защита от перелива, сигнализация минимального аварийного уровня продукта, контроль температуры, автоматическое пожаротушение и управление системой размыва донных отложений (СРДО).

Необходимость модернизации связана с повышением эффективности, надежности и безопасности работы РП, т.к. ручная система проведения измерений, отбора проб и учета нефтепродуктов зависит от «человеческого фактора» и создает предпосылки, как для ошибок, так и для несанкционированного вмешательства в процесс составления отчетной информации по товарообороту нефтебазы.

В статье представлен вариант создания АСУ ТП РП, в которой кроме стандартного набора датчиков и систем автоматики предлагается установить дополнительные датчики и системы, обеспечивающие:

- автоматический отбор проб;
- измерение давления по слоям продукта или плотности в объединенной пробе;
- измерение и контроль газо-воздушной среды в обваловании резервуара;
- контроль осадки фундамента резервуара.

Система измерений количества и качества нефти

Учет количества нефтепродуктов в объемных единицах невозможен, поскольку объем, так же как плотность и вязкость, изменяется с изменением температуры, поэтому для определения массы брутто необходимо знать объем и плотность, измеренные при одинаковой температуре. Все системы замеры уровня в РВС состоят из уровнемера и температурных датчиков, а для определения

плотности, необходимо: отобрать пробу, отправить её в лабораторию, провести анализ, отправить результат товарному оператору для вычисления массы брутто.

Предлагается использовать прибор, позволяющий автоматически отбирать пробу, измерять давление, температуру и вычислять плотность, уровень, объем и массу брутто продукта в РВС. Прибор основан на гидростатическом методе измерения давления на небольших интервалах.

Преимущество предлагаемого способа заключается в том, что измерение проводится не по всей высоте измерительной трубки равной высоте резервуара, а между двумя клапанами, расположенными на расстоянии 30-50 см друг от друга, что увеличивает точность измерения и позволяет применять этот способ для расслаивающихся по высоте резервуара (неоднородных) жидкостей.

Предлагаемое устройство состоит из измерительной трубки с клапанами, дифманометра, контроллера и блока питания воздухом, включающего два канала магистрали давления, два регулятора расхода и пневмоклапаны.

В исходном состоянии жидкость в измерительной трубке и в резервуаре находится на одном и том же уровне H относительно клапана. Все клапаны открыты и воздух через открытые клапаны, расположенные выше уровня жидкости, поступает в газовое пространство резервуара.

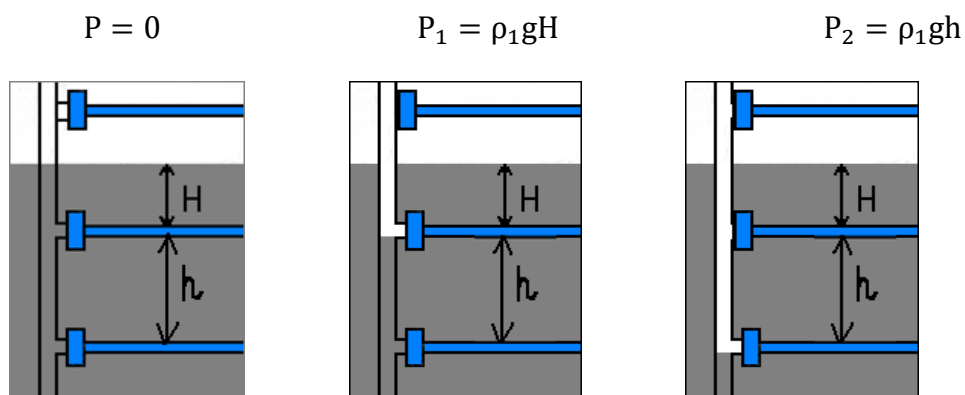


Рис.1. Схема работы устройства

Работа устройства происходит следующим образом:

- 1) в измерительную трубку осуществляется подача воздуха;
- 2) при наличии открытых клапанов над уровнем жидкости дифманометр показывает нулевое значение, ненулевое показание означает, что воздух вытеснил жидкость из трубки до первого находящегося под уровнем жидкости клапана и барботирует через него. Показание дифманометра составит:

$$P_1 = \rho_1 g H \quad (1)$$

3) затем давление в дифманометре обнуляется, продавливание жидкости в трубке продолжается до следующего клапана, показания дифманометра составят:

$$P_2 = \rho_1 gh \quad (2)$$

Из формулы (2) выразим величину плотности:

$$\rho_1 = \frac{P_2}{gh} \quad (3)$$

Подставим значение плотности из формулы (3) в (1) и выразим величину H :

$$H = \frac{P_1}{P_2} \cdot h \quad (4)$$

Таким образом, мы можем вычислить уровень взлива в резервуаре:

$$L = h_0 + h \cdot (k - 1) + H \quad (5)$$

Система автоматического отбора проб

В предлагаемом приборе для отбора пробы лаборант должен подойти к резервуару, открыть защитный кожух на сливном кране пробозаборного устройства, подсоединить к сливному крану ёмкость для отбора пробы и нажать кнопку «Отбор пробы», после чего прибор выполняет следующие действия:

1. Выполняются контрольные замеры плотности, температуры, уровня жидкости в резервуаре и устанавливаются границы раздела жидких сред. В процессе выполнения контрольного замера закрываются все клапаны, и измерительная трубка освобождается от измеряемого продукта.

2. Затем очищается объем сливного крана путем выдавливания остатков продукта через очистной клапан.

3. Открывается самый нижний клапан в толще измеряемого продукта.

4. Отбирается проба через нижний открытый клапан до тех пор, пока не заполнится единичный объем V_1 .

Заполнение объема V_1 произойдет за время $t_{\text{низ}}$, которое вычисляется по формуле:

$$t_{\text{низ}} = V_1 / v_{\text{низ}} \quad (6)$$

где V_1 – единичный объем, $v_{\text{низ}}$ – скорость налива жидкости через нижний открытый клапан.

5. Закрывается нижний открытый клапан после выдержки $t_{\text{низ}}$.

6. Выбирается клапан, ближе всего находящийся к середине толщи нефти. Согласно ГОСТ 2517-12, необходимо набрать три единичных объема нефти с этого уровня. Для этого откроем клапан на время $t_{\text{ср}}$, вычисляемое по формуле

$$t_{\text{ср}} = 3 \times (V_1 / v_{\text{ср}}) \quad (7)$$

где V_1 – единичный объем, $v_{\text{ср}}$ – скорость налива жидкости через средний клапан.

7. Закрывается средний открытый клапан после выдержки $t_{\text{ср}}$.

8. Открывается верхний клапан на время $t_{\text{верх}}$, которое вычисляется по формуле (6).

9. Закрывается верхний открытый клапан после выдержки $t_{\text{верх}}$.

10. Открывается сливной кран и проба сливается в закрепленную на сливном кране посуду.

Таким образом, мы получаем объединенную пробу в соответствии с ГОСТ 2517-12.

Система непрерывного контроля газо-воздушной среды (ГВС) в РП

Для непрерывного контроля ГВС предлагается использование датчиков системы газоаналитическая стационарная непрерывного действия (СГАЭС – ТН), установленных в точках отбора проб ГВС.

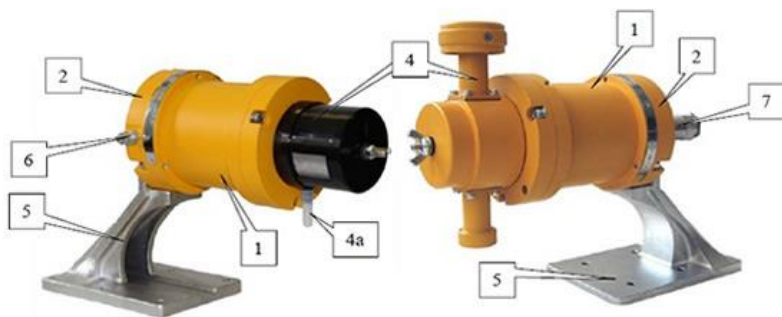


Рис.2. Газоанализатор СГОЭС

1 - корпус СГОЭС; 2 - основание (вводной отсек); 4 - влагопылезащитный кожух; 4а - штуцер подачи калибровочной смеси; 5 - кронштейн крепления; 6 – заземление; 7 – кабельный ввод

СГАЭС – ТН предназначена для измерения уровней загазованности в местах возможных появлений паров нефти вблизи технологического оборудования насосных станций МН, РП, наливных эстакад. Также СГАЭС-ТН предназначена для предупредительной и аварийной сигнализации о достижении значений, заданных установок в % от нижнего концентрационного предела воспламеняемости ГВС оператору насосной станции и для реализации программ автоматических защит насосной станции и включения аварийной вентиляции по загазованности в системе автоматизации управления насосной станцией.

Системы состоят из датчиков газовых оптических (ДГО) и порогового устройства (УПЭС). Принцип действия систем основан на преобразовании контролируемой концентрации газа с помощью ДГО в унифицированный токовый сигнал, измерении этого сигнала и сравнения результатов измерений с установками для каждого газа и канала. Принцип действия датчиков ДГО основан

на оптико-абсорбционном методе анализа газов, сводящемся к измерению поглощения энергии инфракрасного излучения анализируемым газом.

В случае превышения измеренного значения тока на выходе датчика заданного значения уставки УПЭС формирует выходные сигналы, сигнализирующие о появлении тревожной ситуации на объекте контроля.

Система контроля и предотвращения осадки фундамента резервуара

Около 50 % процентов инцидентов и аварий в резервуарах и РП происходит из-за неравномерных осадок фундаментов резервуаров, что приводит к разрушению сооружений, часто сопровождающемуся человеческими жертвами.

Целью системы является устранение аварий, связанных с неравномерными осадками фундамента РВС, а также управление пространственным положением фундамента. Сегментно-сферический фундамент представляет собой конструкцию из концентрически-расположенных сегментов сфер, уложенных полостью на грунт, в пересечении которых установлены пирамидальные сваи.

При проведении расчетов свайного фундамента для РВС ПК 50000 м³ было определено, что необходимо 1800 свай, а объем бетона для его изготовления равен 6140 м³. Для сегментно-сферического фундамента (ССФ) требуется 100 свай, и объем бетона, требующийся для всего фундамента равен 1113,7 м³. Отсюда можно сделать вывод, что для ССФ требуется в 4 раза меньше бетона.

Система управления пространственным положением фундамента представляет собой набор датчиков объёма, пульпопроводов, проложенных в теле фундамента к каждой сферической полости и насосной станции с запасом воды, и песка.

В случае появления местной просадки грунта определённого объёма, автоматически включается шламовый насос, подающий пульпу (смесь воды и песка) до полного заполнения песком части сегментно-сферической полости, освободившейся в результате просадки. Таким образом, происходит восстановление контакта всей площади фундамента с грунтом, что полностью исключает возможность нарушения горизонтального положения ССФ или его части, не допускает появление крена, нарушение геометрии конструкций резервуара и предотвращает возникновение аварий по причине осадки грунта. Кроме того, работа системы будет происходить автоматически без вывода резервуара из эксплуатации.

На автоматизированном рабочем месте оператора показывается возникновение аварийной ситуации, выводится состояние всех датчиков и резервуара в целом. При срабатывании датчика оператор имеет возможность запустить автоматизированную систему контроля и предотвращения осадки фундамента резервуара.

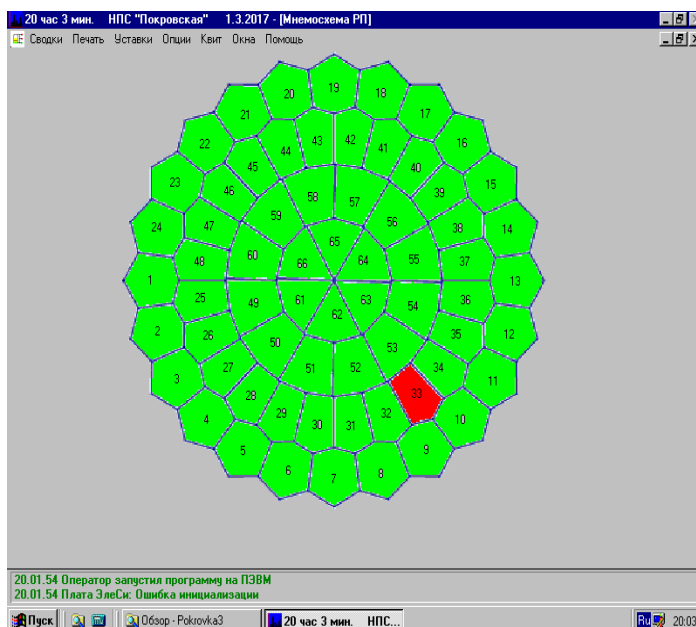


Рис.3. Схема сигнализаторов датчиков просадки грунта

Таким образом, дополнительные функции АСУ ТП позволяют: повысить надежность эксплуатации РП; повысить уровень безопасности, эффективности работы РП; уменьшить затраты на эксплуатацию; повысить точность измеряемых параметров; снизить время на получение массы брутто; повысить производительность; снизить риск травматизма.

Библиографический список:

1. РД 23.020.00-КТН-053-17 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз.
2. РД 35.240.00-КТН-178-16 Требования к монтажу оборудования автоматизированных систем управления технологическим процессом
3. РД 35.240.50-КТН-109-13 Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения.
4. ОТТ 35.240.00-КТН-014-13 Системы контроля загазованности на объектах нефтеперекачивающих станций. Общие технические требования.
5. ОТТ 35.240.50-КТН-024-13 Системы контроля уровня и температуры нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке. Общие технические требования.
6. Пат. 2238527 Российская Федерация, МПК 7 G 01 F 23/16, G 01 N 9/26. «Устройство для измерения уровня, плотности и положения границы раздела

жидкости в резервуаре»/ Кравец М.З, Землеруб Л.Е. заявитель и патентообладатель Самара - № 2002127494/28; заявл. 14.10.2002; опубл. 20.10.2004 г.

7. Системы газоаналитические СГАЭС-ТН. Руководство по эксплуатации - 42с.

ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗДУШНО-ПЛАЗМЕННОГО НАПЫЛЕНИЯ ДЛЯ НАНЕСЕНИЯ АНТИКОРРОЗИОННЫХ ПОКРЫТИЙ РЕЗЕРВУАРОВ

Л.Е.Землеруб, А.А.Серафонтова, С.А.Федосов

*СамГТУ,
Самара, Россия,
ser.nastya@mail.ru*

Одной из основных причин выхода из строя нефтегазового оборудования на объектах транспорта и хранения нефти является коррозия. Коррозия не только снижает срок службы резервуарного оборудования, но и непосредственно оказывает влияние на промышленную безопасность при его эксплуатации.

Внутренняя поверхность резервуаров подвергается равномерной, язвенной, щелевой и ножевой коррозии (рис. 1). Анализ эксплуатации резервуаров показал, что скорость равномерной коррозии резервуаров составляет от 0,04 до 1,1 мм/год. Скорость язвенной коррозии при этом превышает равномерную в 3–6 раз и может достигать 8 мм/год.



Рис.1. Коррозия внутренней стенки резервуара

Относительно протекания коррозионных процессов, днище – это одно из наиболее опасных элементов конструкции, поскольку оно является наиболее тонкой ее частью, которая постоянно контактирует с подтоварной водой, насыщенной химически активными элементами, ускоряющими процесс коррозии. При том, что результаты анализа аварий резервуаров говорят о том, что именно сквозные отверстия днищ и ножевая коррозия уторного узла, возникающие в результате повреждений защитных покрытий, являются причиной наиболее крупных катастроф [1].

Важнейшее значение в решении задачи снижения скорости коррозии имеет повышение уровня противокоррозионной защиты, что, в свою очередь, обеспечивает промышленную безопасность производства и его экономическую эффективность. Основной мерой по снижению коррозии и повышению ресурса резервуаров является нанесение лакокрасочных материалов на внутренние поверхности стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. По условиям эксплуатации внутренняя поверхность резервуара разделяется на три зоны:

- днище и первый пояс на всю высоту +100 мм;
- средние пояса;
- верхний пояс и крыша [2].

Днище и первый пояс резервуара подвергаются воздействию коррозионно-активной минерализованной подтоварной воды. Верхний пояс и крыша резервуаров РВС – воздействию газо-воздушной фазы повышенной коррозионной активности за счет присутствия кислорода, углекислого газа, сероводорода, паров воды. Средние пояса резервуара испытывают товарной нефти и нефтепродуктов, образующих на поверхности резервуара пленку с антикоррозионными свойствами.

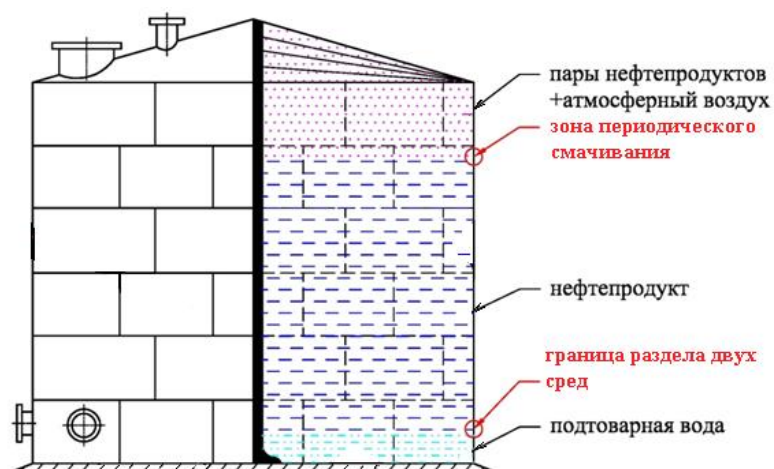
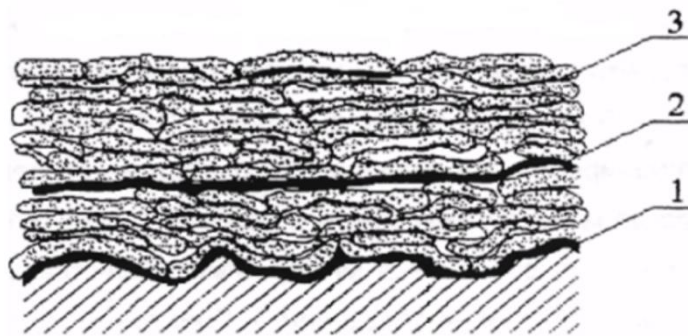


Рис. 2. Зоны коррозионной активности

На сегодняшний день в качестве антикоррозионных покрытий (АКП) применяются полиуретановые или эпоксидные покрытия различных составов. В то же время такие покрытия не обеспечивают полной защиты от коррозии, т.к. коррозия металла под покрытием начинается задолго до визуально обнаруживаемых признаков разрушения покрытия. Опыт эксплуатации показывает, что средний срок службы антикоррозионных покрытий до проведения местных ремонтов покрытий находится в пределах от 5 до 10 лет, а общий срок службы покрытий до их замены находится в пределах от 8 и более лет. В то время, как согласно РД 23.020.00-КТН-184-10 срок службы АКП должен составлять не менее 15-20 лет для разных типов покрытий [3].

Поскольку политика эксплуатирующих резервуары организаций направлена на обеспечение высокого уровня экологической безопасности и энергоэффективности производственных объектов, вопрос коррозии конструктивных элементов РВС является актуальным на сегодняшний день. Поэтому целью данной работы является оценка перспективности применения технологии воздушно-плазменного напыления (ВПН) защитных покрытий, повышающих коррозионную стойкость стальных резервуаров, что приводит к снижению затрат при сооружении, реконструкции и эксплуатации.

Сущность плазменного напыления заключается в том, что в высокотемпературную плазменную струю подаётся распыляемый материал, который нагревается, плавится и в виде двухфазного потока направляется на подложку. При ударе и деформации происходит взаимодействие частиц с поверхностью основы или напыляемым материалом и формирование покрытия (рис. 3).



*Рис. 3. Структура воздушно-плазменного покрытия
1 – граница между покрытием и основой; 2 – межслойная граница; 3 – граница между частицами.*

Технологический процесс воздушно-плазменного напыления включает следующие операции: подготовка порошка и поверхности, напыление и механическая обработка напыленных покрытий [4]. Обработка осуществляется в

специальных устройствах, называемых плазмотронами или плазменными головками (рис. 4).

Установка состоит из плазмотрона и устройства для подачи напыляемого порошка. Для получения плазменной струи между вольфрамовым стержнем-катодом 3 и медным анодом (соплом) 7, охлаждаемых потоком воды 2, возбуждают электрическую дугу 6. Катод изолирован от анода прокладкой 5.

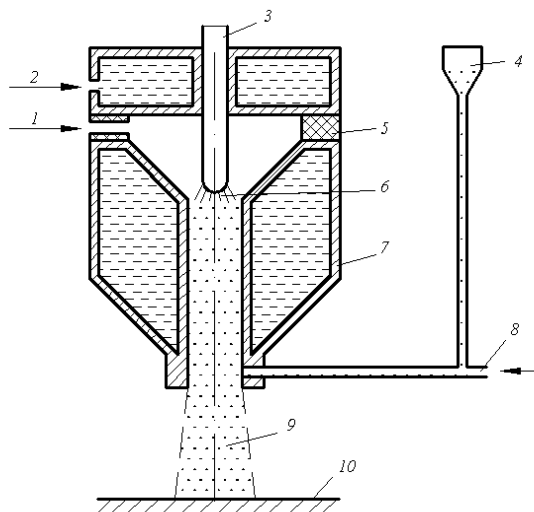


Рис. 4. Схема плазменного напыления

1 – канал; 2 – вода; 3 – катод; 4 – порошок гранулированный; 5 – прокладка; 6 – дуга электрическая;
7 – анод (сопло); 8 – канал; 9 – струя плазменная; 10 – деталь.

Воздух, введенный в зону горения дуги по каналу 1, ионизируется и выходит из сопла 7 в виде струи. В качестве напыляемого материала применяют гранулированный порошок 4. Подача порошка в плазменную струю 9 осуществляется по каналу 8. Расход порошка регулируется. Частицы порошка нагреваются в плазменной струе 9 до оплавления или расплавления и направляются с определенной скоростью на поверхность детали 10, ударяясь о которую деформируются, растекаются, сплавляются с поверхностью и затвердевают, образуя покрытие. Плазменное напыление позволяет наносить покрытия толщиной 0,1...5,0 мм.

В зависимости от свойств напыленных металлических частиц, нагрева основы, а также способа и режима напыления частицы могут достигать подложки в жидком, пластичном или твердом состоянии, т.е. прочность сцепления определяется состоянием частицы и напыляемой поверхности в каждый конкретный момент. Существенное влияние на формирование и прочность

сцепления покрытий оказывает температура поверхности обрабатываемой детали. Таким образом, кроме подготовки поверхности, на качество формирования покрытия большое влияние оказывают химический состав и свойства порошка, его грануляция, расход, условия доставки к подложке, состав газовой среды, количество теплоты, сообщаемой частицам порошка и детали [4].

Напыляемые покрытия характеризуются высокой степенью адгезии, устойчивостью к механическим воздействиям, низкой себестоимостью напыляемых покрытий, не взаимодействуют с нефтью и нефтепродуктами.

Плазменное напыление по сравнению с другими способами восстановления изношенных поверхностей деталей имеет ряд преимуществ:

- универсальность;
- высокая производительность;
- возможность нанесения покрытий из любых материалов (металлы, сплавы, оксиды, карбиды, нитриды, бориды, пластмассы и их различные композиции);
- возможность нанесения покрытий на разнообразный материал основы (металлы, керамика, графит, пластмассы и др.);
- отсутствие коробления детали [5].



*Рис. 5. Промышленная установка плазменного напыления.
а – пульт управления установкой; б – плазматрон.*

Кроме того, работа по нанесению антикоррозионного покрытия может быть автоматизирована и перенесена в заводские условия (рис. 5), поскольку все конструктивные элементы стальных резервуаров изготавливаются на заводах резервуарных конструкций (рис. 6). Так же существует возможность дополнительной защиты зон сварки непосредственно на монтаже конструкций. Оборудование и способы воздушно-плазменного напыления применяются в различных производствах.



Рис. 7. Передвижная установка для напыления защитных покрытий

Данная работа находится на стадии НИР. Существует необходимость в экспериментальном подтверждении качественных характеристик покрытий, наносимых методом ВПН. Подобраны различные варианты напыляемых материалов, теоретически удовлетворяющих требованиям к АКП. По результатам исследований будет выбран наиболее оптимальный материал, являющийся альтернативой применяемым на данный момент антикоррозионным покрытиям.

Библиографический список:

1. Макаренко О.А., Кравцов В.В., Ибрагимов И.Г. Ресурс стальных резервуаров. Спб.: Недра, 2008.
2. ОТТ-25.220.01-КТН-187-13 Антикоррозионное покрытие для защиты внутренней поверхности резервуаров (Общие технические требования) / Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов». М.: 2013.
3. РД 23.020.00-КТН-184-10 Правила антикоррозионной защиты резервуаров для хранения нефти и светлых нефтепродуктов / ОАО «АК «Транснефть», Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов». М.: 2010.
4. Балдаев Л.Х. Реновация и упрочнение деталей машин методами газотермического напыления. М.: КХТ, 2004.
5. Максимов Е.А. Современные технологии антикоррозионных покрытий металлопроката, трубопроводов и профилей: монография / Е.А.

Максимов, Р.Л. Шаталов, П.П. Степанов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 333 с.

б. *Кравцов, В.В. Сырлыбаев, Х.Р. Шингаркина, О.В. Алексеева, Н.А.* Оценка остаточной защитной способности лакокрасочных покрытий на внутренней поверхности стальных резервуаров / Территория Нефтегаз. - 2012. - №3. – С. 36 – 38.

К ВОПРОСУ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА И НАДЕЖНОСТИ СВАРОЧНОГО ШВА НЕФТЕГАЗОВЫХ ТРУДОПРОВОДОВ

Е.А.Керженцева, Е.В.Кукин, В.А.Акулов, М.С.Жеваев, В.М. Мякишев

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия,
kerzhentseva.katya@mail.ru*

Процессы, протекающие в створе сварочной дуги при питании ее от источника переменного тока, при повторном возбуждении достаточно сложны и определяют условие надежности зажигания и устойчивого ее горения. Периодическое изменение величины напряжения источника переменного тока, питающего дугу, вызывает периодическое погасание и зажигание дуги, т.е. приводит к «перерывам» в горении дуги. Данное обстоятельство существенно снижает устойчивость горения дуги переменного тока. Простейшим и надежным источником питания сварочной дуги является трансформатор, который широко используется в производстве.

Улучшение энергетических характеристик сварочных трансформаторов может быть достигнуто путем изыскания схем, позволяющих снизить напряжение холостого хода источника питания, и путем разработки способов стабилизации дуги импульсами повышенного напряжения. Для решения этих проблем предложена конструкция сварочного трансформатора с насыщающимся участком магнитопровода, который условно может быть назван нелинейным источником питания (НИП) [1,3,5]

Одним из перспективных способов повышения устойчивости малоамперной сварочной дуги в настоящее время является метод импульсного повышения напряжения на электродах в момент перехода тока через нулевое значение.[1,2,3,5]. В настоящее время осуществляется серийный выпуск генераторов импульсов, позволяющих обеспечить устойчивое горение сварочной дуги переменного тока при снижении напряжения холостого хода на 25-40%.[3].

На рис. 1 представлена принципиальная схема такого трансформатора. Он состоит из первичной обмотки W_1 и двух секций входной обмотки W_2' W_2'' и является нелинейным источником питания сварочной дуги.

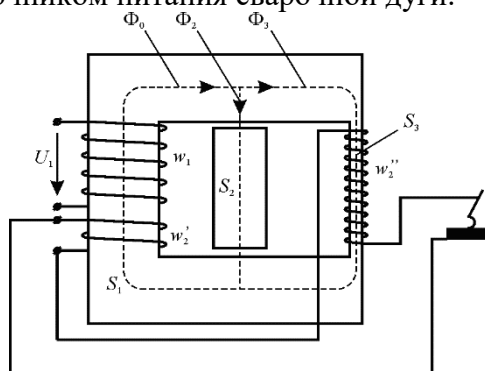


Рис. 1. Принципиальная схема сварочного трансформатора с насыщающимся участком магнитопровода (НИП)

Для данного элемента на основе законов Кирхгофа можно составить следующие уравнения:

$$\Phi_1 - \Phi_2 - \Phi_3 = 0$$

$$I_1 W_1 - I_2 W_2' - \Phi_1 R_{M1} - \Phi_2 R_{M2} = 0$$

$$I_1 W_1 - I_2 (W_2' + W_2'') - \Phi_1 R_{M1} - \Phi_3 R_{M3} = 0$$

(1)

$$I_2 W_2'' + \Phi_3 R_{M3} - \Phi_2 R_{M2} = 0$$

Решая эту систему получим выражение для тока холостого хода трансформатора, изменяющегося в пределах от $I''_{1\text{хх}}$ до $I'_{1\text{хх}}$, где

$$I''_{1\text{хх}} = \frac{\Phi_1}{W_1} \left[\frac{R_{M2} R''_{M3}}{R_{M2} + R''_{M3}} + R_{M1} \right]$$

Таким образом, намагничивающий ток трансформатора с увеличением нагрузки увеличивается, причем это увеличение зависит от соотношения магнитных сопротивлений R_{M1} , R_{M2} , R_{M3} . [1,3]

Для реального трансформатора легко выполнить следующее условие:

$$R'_{M3} \gg R_{M2} \gg R''_{M3}$$

Тогда намагничивающий ток будет изменяться с изменением нагрузки в пределах:

$$I_{\text{нам}} = I''_{1\text{хх}} \div I'_{1\text{хх}} \approx \frac{\Phi_1}{W_1} (R'_{M3} + R_{M1}) \div \frac{\Phi_1}{W_1} (R_{M2} + R_{M1})$$

Рассмотрим режим работы трансформатора под нагрузкой.

Предположим, рабочий ток больше тока намагничивания, что действительно соответствует сварочным источникам питания, т.е. $I_{1\text{раб}} \gg I_{1\text{нам}}$

Тогда уравнение для тока с достаточной для упрощенных расчетов точностью можно записать:

$$I = I_1 + I_2 \frac{-R_{M2}W_2' + R_{M2}W_2'' + R_{M3}W_2'}{W_1(R_{M2} + R_{M3})}$$

Коэффициент трансформации примет следующий вид:

$$K_\tau = \frac{I_1}{I_2} = \frac{(R_{M2} + R_{M3})W_2' + R_{M2}W_2''}{W_1(R_{M2} + R_{M3})}$$

т.е. в зависимости от мгновенного значения сварочного тока (от режима работы сердечника S_3) коэффициент трансформации K_τ меняется в пределах от K_τ'' до K_τ' , где

$$K_\tau'' = \frac{I_1''}{I_2''} = \frac{R_{M3}W_2' + R_{M2}(W_2' + W_2'')}{W_1(R_{M2} + R_{M3})} \approx \frac{W_2' + W_2''}{W_1}$$

и

$$K_\tau' = \frac{I_1'}{I_2'} = \frac{R_{M2}' + R_{M2}(W_2' + W_2'')}{W_1(R_{M2} + R_{M3})} \approx \frac{W_2}{W_1}$$

где индексом «штрих» обозначены величины K_τ и I , соответствующие режиму работы НИП, когда сердечник S_n насыщен, а индекс «два штриха» применяется, когда сердечник не насыщен, т.е. в момент перехода сварочного тока через нуль.

Следовательно, трансформатор имеет глубину регулирования коэффициента трансформации:

$$\xi = \frac{K_\tau'' - K_\tau'}{K_\tau''} = \frac{W_2''}{W_2}$$

Таким образом, глубина регулирования коэффициента трансформации зависит от соотношения чисел витков обмоток W_2' и W_2'' , причем такой трансформатор обладает малой инерционностью изменения коэффициента трансформации, определяемой лишь временем, необходимым для изменения величины магнитного потока.[1,3]

При конструировании глубину регулирования коэффициента трансформации необходимо согласовывать с коэффициентом регулирования сварочного тока.

В рабочем режиме НИП создаются магнитодвижущие силы I_2W_2' и I_2W_2'' . Соответствующим подбором сечений S_4 и S_3 и чисел витков W_4 и W_3 можно добиться такого положения, когда величина магнитного потока Φ_4 с увеличением нагрузки будет падать и при нагрузке, равной критической, станет равной нулю.[1] При дальнейшем увеличении нагрузки магнитный поток изменит направление, и обмотка W_4 будет обладать индуктивным сопротивлением, величина которого с ростом нагрузки будет падать.

Коэффициент трансформации НИП запишется в виде:

$$K_{\tau} = \frac{W_2' + W_2}{W_1} \frac{R_{M2}}{R_{M2} + R_{M3}} + \frac{W_2'}{W_1} \frac{R_{M2}}{R_{M2} + R_{M3}}$$

Из этого выражения следует, что в зависимости от величины мгновенного значения сварочного тока коэффициент трансформации НИП меняется в пределах:

$$K_{\tau} = \frac{W_2}{W_1} \div \frac{W_2'}{W_1'}$$

т.е. в момент перехода тока через нулевое значение он достигает наибольшего значения ($K_{\tau} = \frac{W_2}{W_1} = \frac{W_2' + W_2''}{W_1'}$) и обеспечивает повышенное напряжение на электродах. Это обстоятельство благоприятно сказывается на процессе повторного зажигания.

Для устойчивого горения и стабильного зажигания сварочной дуги решающее значение (при прочих равных условиях) имеет величина промышленной составляющей восстанавливающегося напряжения.[1,2] Эта величина для НИП равна максимальному значению напряжения холостого хода, т.е.

$$U_{\text{возвр.сост.}} = U_{2\text{хх}}$$

Следовательно, линейный источник питания, идентичный предлагаемому, должен иметь эффективное значение вторичного напряжения:

$$U_2 = \frac{U_{2\text{ххт}}}{\sqrt{2}}$$

а коэффициент трансформации

$$K_2 = \frac{U_{2\text{ххм}}}{\sqrt{2}U_1}$$

Если учесть ток намагничивания, то получим следующее выражение зависимости $I_1 = f(I_2)$ для линейной конструкции идентичной по условиям поддержания устойчивого горения дуги:

$$I_1 = I_{1\text{нам}} + \frac{U_{2\text{ххм}}}{\sqrt{2}U_1} I_2$$

Из проведенного анализа следует, что, несмотря на несколько больший ток холостого хода, НИП при $W_2' \ll W_2''$ будет более экономичным за счет меньшего потребления тока в рабочем режиме. Особенно это будет заметно при создании мощных НИП.[1,4]

Таким образом, для сварочного трансформатора глубина регулирования коэффициента трансформации может быть найдена по известному напряжению холостого хода ($U_{2\text{хх}}$) и эквивалентному эффективному напряжению на дуге ($U_{\text{д}}$):

$$\xi = \frac{U_{2\text{хх}}}{U_{\text{д}}}$$

Это обстоятельство может быть учтено при подборе чисел витков секций вторичной обмотки НИП (W_2' и W_2'').

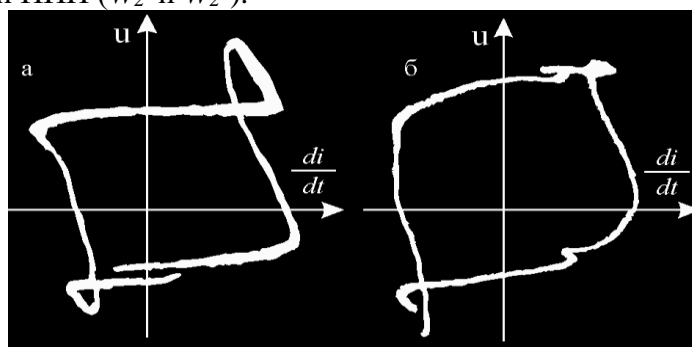


Рис. 2. Проекция фазовой траектории сварочной дуги, питаемой от источника синусоидальной ЭДС и НИП

Для оценки экономической эффективности использования НИП проведем некоторые сравнения его с линейным источником питания в виде фазовых траекторий процесса горения дуги. Из анализа приведенных фазовых портретов (рис.2) следует, что дуга, питаемая от НИП горит более устойчиво.

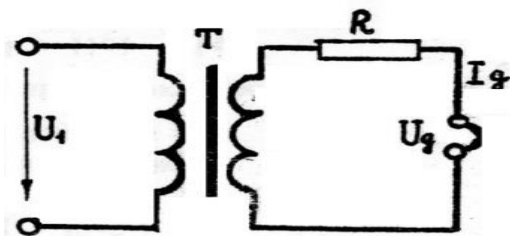


Рис. 3. Упрощенная схема замещения сварочного трансформатора

Предположим, что в цепь источника питания последовательно с дуговым промежутком включено сопротивление R , аналогичное балластному реостату (рис. 3).

Найдем необходимую величину сопротивления R для случая использования НИП и линейного трансформатора, предполагая, что в обоих случаях дуга горит с одинаковым выделением энергии, т.е. при одинаковых токах и напряжениях.[4]

Введем некоторые обозначения: U_d – напряжение на дуге; I_d – ток дуги;

U_n – эффективное значение напряжения на вторичной обмотке линейного трансформатора;

U_n – эффективное значение напряжения на вторичной обмотке НИП.

Если предположить, что сопротивление трансформатора мало по сравнению с сопротивлением R , то можно считать, что величина $U_{л}$ не зависит от нагрузки, т.е. $U_{л} = const$.

Величина $U_{н}$ может быть выражена через $U_{л}$ следующим образом:

$$U_{н} = \left(1 - \frac{\xi}{100}\right) U_{л}$$

где ξ – глубина регулирования коэффициента трансформации.

Величина R для случая линейного трансформатора может быть найдена из соотношения:

$$R_{л} = \frac{U_{л} - U_{д}}{I_{д}}$$

а для случая НИП

$$R_2 = \frac{U_{н} - U_{д}}{I_{д}} = \frac{\left(1 - \frac{\xi}{100}\right) U_{л} - U_{д}}{I_{д}}$$

Потери мощности в сопротивлении R будут: $P_1 = I_{д}^2 R_1 = I_{д}(U_{л} - U_{д})$

$$P_2 = I_{д}^2 R_2 = I_{д} \left[\left(1 - \frac{\xi}{100}\right) U_{л} - U_{д} \right]$$

Разница потерь составит:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \frac{\xi}{100} I_{д} U_{л} \text{ или } \Delta P\% = \xi\%$$

Следовательно, применение НИП тем выгоднее, чем больше глубина регулирования коэффициента трансформации. Это может быть наиболее целесообразно при конструировании источников переменного тока для питания плазменных установок.

Повышение устойчивости горения сварочной дуги в случае питания от трансформатора с насыщающимся участком магнитопровода оценивалось квалифицированным сварщиком, а также по характеру динамической вольтамперной характеристики и фазовым траекториям. Во всех случаях подтвердилось, что дуга устойчивее без существенных пиков зажигания и с малым разбрызгиванием металла, что способствует повышению качества сварного шва, а, следовательно, надежности работы нефтегазового оборудования.

Библиографический список:

1. *Мякишев В. М.* Сварочный трансформатор с насыщающимся участком магнитопровода. Самара: СамГТУ, 2010. 171 с.
2. *Залесский А. М.* Электрическая дуга отключения. М.-Л., Госэнергоиздат, 1963. 266 с.
3. *Лесков Г. И.* Электрическая сварочная дуга. М.: Машиностроение, 1970. 335 с.

4. Керженцева Е.А., Кукин Е.В. Исследование динамических процессов устойчивости горения электрической дуги // Молодежь. Первые шаги в науке., 2017 С. 40-43.
5. Мякишев В.М., Жеваев М.С., Красненко В.Н. Постоянная времени как динамический параметр электрической дуги // Электромеханика М., 2016 №6 С. 46.

ВЫДЕЛЕНИЕ АСФАЛЬТЕНОВ И ОБЕССЕРИВАНИЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.

М.А. Рамзаева, О.Е. Горбунов, Л.Е. Землеруб

*СамГТУ,
Самара, Россия,
tt@samgtu.ru*

С каждым годом доля запасов высоковязкой и битуминозной нефти (ВВН и БН) увеличивается в общем объеме запасов углеводородов и в настоящее время составляет 82% мировых запасов нефти. В Мелекесской впадине, которая проходит по территории Самарской области, Татарстана и Башкортостана, находится 45% запасов российской ВВН и БН, содержащих 700-750 граммов ванадия на тонну нефти и другие металлы, стоимость которых превышает стоимость самой нефти.

ВВН и БН характеризуются высоким содержанием смолисто-асфальтовых веществ, высокой концентрацией металлов и сернистых соединений, высокими значениями плотности и вязкости, поэтому *традиционные технологии добычи, подготовки, транспортировки и переработки нефти не могут быть использованы.*

Рассматривая перечисленные выше процессы как единый технологический процесс изменения физико-химических свойств нефти, необходимо найти оптимальный вариант с минимизацией энергозатрат, затрат на оборудование с получением дополнительных продуктов, по стоимости в несколько раз превышающих рыночную стоимость добытой нефти.

Вместе с тем, стратегические металлы (V, Ni) являются ценными попутными компонентами, содержание которых в нефти и остатках их переработки сопоставимо и даже в некоторых случаях превышает их количество в рудных источниках. ВВН и БН являются потенциальными источниками ванадиевого сырья, по качеству превосходящего продукт, получаемый при традиционной добыче.

Кроме этого, деметаллизация исключает затраты НПЗ, связанные с дезактивацией катализаторов, интенсивным золовым заносом и высокотемпературной коррозией оборудования, а также снижает количество экологически вредных выбросов в окружающую среду в процессе использования продуктов нефтепереработки.

Для этого предлагается разделить скважинную продукцию на асфальтены, содержащие металлорганические комплексы (в основном V, Ni), и высококачественную нефть, что позволит исключить магистральный транспорт ВВН, выделить получение битумов и металлов в отдельное производство и *снизить экологические риски по всей технологической цепочке добыча → подготовка → транспорт → переработка → потребление нефтепродуктов.*

1. Первичная подготовка и переработка нефти на месторождении

В работе предлагается удалять асфальтены, содержащие металлорганические комплексы (в основном V, Ni), на первом этапе подготовки нефти на промысле. Асфальтены являются ценным сырьем для производства высококачественных битумов и асфальтов, а ванадий и никель - это стратегические металлы, которые используются в металлургии при легировании сталей и во многих других отраслях промышленности. Удаление асфальтенов из ВВН и БН на стадии первичной подготовки приведет к выделению в отдельные производства получение битумов и извлечение ценных металлов. Поэтому предлагается построить технологический процесс подготовки нефти, включающий мини-НПЗ и выполняющий следующие функции: 1) деасфальтизация нефти; 2) обессоливание и обезвоживание сырой нефти; 3) достижение необходимой вязкости нефти; 4) обессеривание нефти.

Одним из вариантов снижения вязкости является разбавление нефти бензино-дизельной фракцией, полученной на атмосферной трубчатке (АТ) при переработке 15-20% нефтяного сырья. Оставшийся после фракционной перегонки мазут используется непосредственно для энергообеспечения промышленной зоны месторождения (рисунок 1).

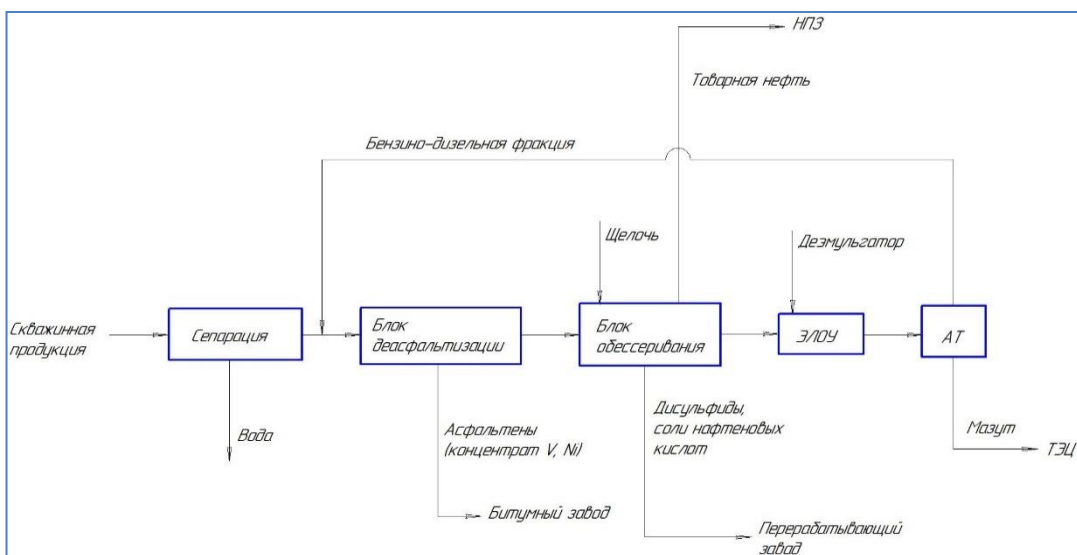


Рис. 1 Схема технологического процесса подготовки ВВН и БН

Расположение блока деасфальтизации на раннем этапе подготовки нефти исключит их осаждение в нефтяном оборудовании на дальнейших этапах подготовки и переработки и снизит вязкость нефти. Также стоит отметить, что асфальтеновые соединения являются сильными эмульгаторами, поэтому их выделение способствует более тщательному обезвоживанию нефти на ЭЛОУ.

Добавление бензино-дизельной фракции снижает кинематическую устойчивость K_y эмульсий ввиду снижения плотности и вязкости нефтяного сырья. Данную зависимость выражает формула (1). Таким образом, нефть подвергается более глубокому обезвоживанию.

$$K_y = \frac{9 \cdot \eta}{2 \cdot (\rho_v - \rho_n) \cdot g \cdot r^2}, \quad (1)$$

где r – радиус частиц, м;

$(\rho_v - \rho_n)$ – разность плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды, кг/м³;

η – вязкость жидкой среды.

Кроме того, предполагается осуществлять щелочную очистку облегченного нефтяного сырья для понижения содержания серы и сернистых соединений с выделением дисульфидов. После прохождения блока обессеривания полученная нефть будет соответствовать 1-2 классу по ГОСТ Р 51858-02 и транспортироваться по магистральному нефтепроводу. Необходимое количество нефти будет проходить дополнительную очистку в блоке ЭЛОУ с целью переработки в АТ.

2. Выбор технологии деасфальтизации нефти

На сегодняшний день в промышленности применяются несколько вариантов деасфальтизации нефти, но только метод сольвентной деасфальтизации

не ведет к деструкции нефтяного сырья, поскольку не требует высоких температур и давления, а также процессов гидроочистки, т.е. является наиболее рациональным методом облагораживания ВВН и БН на месторождении. Одним из способов сольвентной деасфальтизации является извлечение легкими н-алканами высокомолекулярных полициклических асфальтеновых соединений, в которых сосредоточено основное количество тяжелых металлов и гетероатомов исходного нефтяного сырья. Соотношение сырье/растворитель может варьироваться в зависимости от рабочих условий процесса деасфальтизации.

Понижение кратности соотношения растворитель/сырье может осуществляться за счет использования различных ПАВ или технологии сверхкритических флюидов. Известно применение в качестве сверхкритического флюида углекислого газа по технологии Института нефтехимических процессов НАН Азербайджана (ИНХП НАН), соотношение растворитель/сырье в этом случае составляет порядка 1/1 (незначительно варьируется в зависимости от состава нефтяного сырья).

Необходимо провести лабораторные исследования для выбора способа сольвентной деасфальтизации.

3. Обессеривание нефти

Для очистки нефти от легких сернистых соединений планируется осуществлять щелочную очистку. Стоит отметить, что щелочная очистка нефти не рекомендована для очистки ВВН и ПБ ввиду образования эмульсий. Но в предлагаемой технологической схеме в блок обессеривания поступает уже деасфальтизированная нефть с пониженной вязкостью. Таким образом, становится возможным использование метода защелачивания.

Рассматривается использование процесса ДМС-3 (технология демеркаптанации и сероочистки нефти).

Процесс очистки производится в две стадии: на первой стадии щелочным раствором извлекаются C_1 - C_3 меркаптаны с последующей регенерацией насыщенного меркаптидами щелочного раствора; на второй стадии – более высокомолекулярные меркаптаны окисляются молекулярным кислородом до дисульфидов в присутствии катализатора, растворенного в щелочном растворе. Представляется возможным выделение дисульфидов и их использование в качестве сырья для производства тиофена, используемого в медицине и легкой промышленности.

Также планируются проведение лабораторных исследований и разработка процесса, наиболее подходящего к представленной на рисунке 1 технологической схеме.

4. Перспективы применения предложенного технологического процесса

Наличие асфальтата после процесса сольвентной деасфальтизации подразумевает строительство битумного завода для производства высококачественных продуктов. Стоит отметить, что качество битума,

производимого из асфальтизата, превосходит по качеству продукты, производимые на сегодняшний день.

Рентабельность битумного завода будет определяться наличием нескольких месторождений ВВН и БН в радиусе 150 – 200 км (рисунок 2), куда асфальтены будут поставляться автоцистернами.

Предлагается на битумном заводе осуществлять деметаллизацию с целью выделения ценных металлов. Деметаллизация может осуществляться с помощью гидроочистки или электролитическими способами.

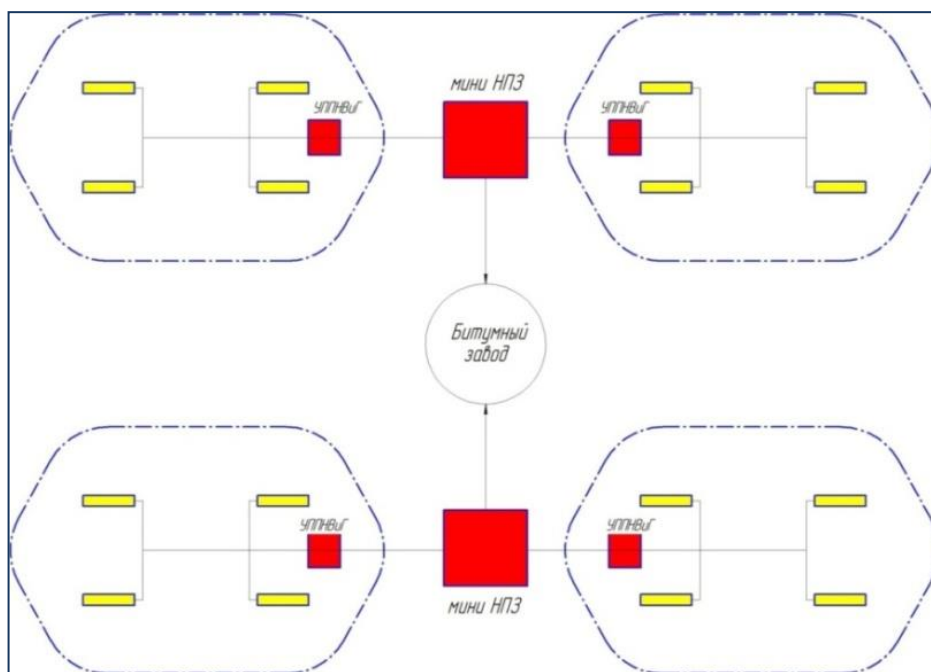


Рис. 2 Расположение битумного завода

Разделение скважинной продукции на асфальтены и высококачественную нефть позволит:

- исключить магистральный транспорт ВВН;
- осуществлять поставку на НПЗ облегченного нефтяного сырья;
- значительно снизить затраты НПЗ, связанные с дезактивацией дорогостоящих катализаторов и высокотемпературной коррозией оборудования;
- значительно снизить количество экологически вредных выбросов в окружающую среду в процессе использования продуктов нефтепереработки;
- выделить получение высококачественных битумов и асфальтов в самостоятельное производство;
- извлекать 85-90% стратегических металлов (V, Ni) из ВВН и БН.

Предлагаемая схема разработки месторождения ВВН и БН с получением в качестве дополнительных товарных продуктов чистых металлов и других нефтепродуктов позволит обеспечить необходимую рентабельность добычи ВВН и БН, а также обеспечить устойчивость проекта в целом и повысить ресурсный потенциал Российской Федерации по редким и редкоземельным металлам.

Библиографический список:

1. *Анчита Х., Снейт Дж.* Переработка тяжелых нефтей и нефтяных остатков. Гидрогенизационные процессы / СПб.: ЦОП «Профессия», 2013. – 384 с.
2. Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан / Р.Х. Муслимов, Г.В. Романов, Г.П. Каюкова и др. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012 г. – 396 с.
3. *ДоссоУэй,* Разработка технологии глубокого обезвоживания и обессоливания тяжелой высоковязкой нефти, 2016 г., 133с.
4. *Копылов А. Ю.,* Технологии подготовки и переработки сернистого углеводородного сырья на основе экстракционных процессов, 2010 г., 396 с.
5. *Липаев А.А.,* Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов.-М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013 г.-484 с.
6. *Хаджиев С.Н.,* Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки/ С.Н. Хаджиев, М.Я., Шпирт;Ин-т нефтетехнического синтеза им. А.В. Топчиева РАН.-М.: Наука, 2012 г.-222 с.
7. *Мазгаров А.М.* Технологии очистки сырой нефти и газоконденсатов от сероводорода и меркаптанов/ А.М. Мазгаров, А.И.Набиев. – Казань: Казан. ун-т, 2015 г. – 38 с.
8. *Магомедов Р.Н.,* Состояние и перспективы деметаллизации тяжелого нефтяного сырья/ Р.Н. Магомедов, А.З. Попова, Т.А. Матюрина, Х.М. Кадиев, С.Н. Хаджиев. Нефтехимия, 2015 г., том 5 , №4, с. 267-290.
9. Асфальтены: проблемы и перспективы/ КамранАкбарзаде, Ахмед Хаммами, Абдель Харрат, Дэн Чжан, Эдмонтон, Альберта, Канада, 2016 г., 27 с.

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ ОТСТОЙНИКОВ

А.Д.Малин

*СамГТУ
Самара, РФ*

elemalin@yandex.ru

Современные предприятия трубопроводного транспорта – это сложные комплексы инженерно-технических сооружений, связанные между собой технологическими процессами, обеспечивающими прием, хранение, транспортировку и снабжение потребителей нефтью, нефтепродуктами или газом.

Одними из таких сложных инженерно-технических сооружений являются резервуары для подготовки нефти и нефтепродуктов, одним из которых являются резервуары отстойники.

Немаловажным является повышение способов надежности резервуаров отстойников.

Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция не представляет собой соответственно чистую нефть и газ. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента).

Основная разновидность механического обезвоживания нефти — гравитационное отстаивание. Применяют два вида режимов отстаивания: периодический и непрерывный, которые соответственно осуществляются в отстойниках периодического и непрерывного действия. В качестве отстойников периодического действия обычно применяют цилиндрические отстойные резервуары (резервуары отстаивания), аналогичные резервуарам, которые предназначены для хранения нефти. Сырая нефть, подвергаемая обезвоживанию, вводится в резервуар при помощи распределительного трубопровода (маточника). После заполнения резервуара вода осаждается в нижней части, а нефть собирается в верхней части резервуара. Отстаивание осуществляется при спокойном (неподвижном) состоянии обрабатываемой нефти. По окончании процесса обезвоживания нефть и вода отбираются из отстойного резервуара. Положительные результаты работы отстойного резервуара достигаются только в случае содержания воды в нефти свободном состоянии или в состоянии крупнодисперсной нестабилизированной эмульсии.

Нефтяной отстойник представляет собой цилиндрическую емкость. (рис.1. Нефтяной отстойник). Основными элементами данного устройства являются вводный штуцер для подачи эмульсии, соединенный с двумя перфорированными коллекторами, специальный уровнемер, приспособление для сбора и вывода

чистой нефти с выпускным штуцером, переливным клапан для сброса пластовой воды.

Разделение поступающей эмульсии осуществляется за счет разницы в удельном весе ее составляющих. Капли влаги укрупняются и оседают на дно. Более легкая обезвоженная нефть поднимается наверх.

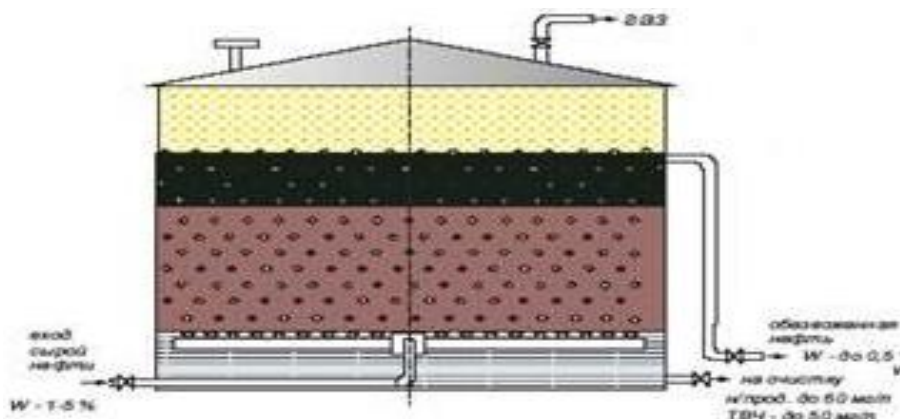


Рис.1. Нефтяной отстойник

4. Способы повышения надежности резервуаров-отстойников

Основными факторами, обеспечивающими надежность и долговечность резервуаров отстойников, являются качественное сооружение оснований и фундаментов, качественное заводское изготовление стальных конструкций и правильная их транспортировка, соблюдение геометрической формы резервуаров и их элементов, контроль качества строительных и монтажных работ, соблюдение графиков текущего и капитального ремонтов, строгое соблюдение правил техники безопасности и охраны труда.

Защита резервуаров от коррозии должна проводиться на основании анализа условий эксплуатации, климатических факторов, атмосферных и иных воздействий на наружные поверхности резервуаров, а также вида и степени агрессивного воздействия хранимого продукта и его паров на внутренние поверхности. По результатам анализа должен быть разработан отдельный проект или раздел в составе проекта антикоррозионной защиты (АКЗ) резервуара с указанием систем АКЗ, срока их службы при выполнении принятых в проекте технических решений. Производитель лакокрасочных материалов (ЛКМ)

разрабатывает регламент (инструкцию) по нанесению ЛКМ, в котором подробно описывается система АКЗ, применяемые материалы и технология их нанесения.

На выполнение работ по антикоррозионной защите резервуара производитель работ разрабатывает проект производства работ, в котором отражаются технология подготовки поверхностей резервуара, нанесение грунтовочных и покрывных слоев покрытия, методы по контролю качества, применяемое оборудование с учетом требований Регламента производителя ЛКМ, меры безопасности, противопожарные мероприятия.

Защиту от коррозии рекомендуется осуществлять применением систем лакокрасочных или металлизационно-лакокрасочных антикоррозионных покрытий, а также применением электрохимических способов.

Для защиты резервуаров от коррозии могут применяться следующие типы ЛКМ со сроком службы не менее 10 лет для внутренней поверхности и 15 лет для наружной поверхности: эпоксидные покрытия, двухкомпонентные полиуретановые покрытия, однокомпонентные полиуретановые влагоотверждаемые покрытия.

При выборе типа ЛКМ необходимо отдавать предпочтение материалам с высокой степенью ремонтпригодности и технологичности их применения, а также учитывать погодно-климатические условия во время нанесения антикоррозионных покрытий:

- для эпоксидных и двухкомпонентных полиуретановых покрытий - температура поверхности не ниже $+5^{\circ}\text{C}$ и относительная влажность воздуха не выше 80 %;

- для однокомпонентных полиуретановых влагоотверждаемых покрытий - температура поверхности не ниже 0°C и относительная влажность воздуха до 98 %.

Антикоррозионные покрытия внутренних поверхностей резервуаров должны удовлетворять следующим условиям:

- быть устойчивыми к воздействию нефти, нефтепродуктов, подтоварной воды;

- обладать хорошей адгезией к грунтовочному слою или основному металлу (в зависимости от технологии нанесения);

- не вступать в реакцию с хранимыми продуктами и не оказывать влияние на их кондицию;

- быть стойкими к растрескиванию;

- обеспечивать совместимость деформаций с корпусом резервуара (с учетом различных толщин стенки по высоте) при заполнении и опорожнении;

- обладать износостойкостью на истирание (в резервуарах с плавающими крышами и понтонами) и долговечностью;

- сохранять адгезионные свойства, механическую прочность и химическую стойкость в расчетном диапазоне температур;

- сохранять защитные свойства при совместной работе с электрохимической, катодной и протекторной защитой;
- быть технологичными при нанесении и соответствовать температуре и относительной влажности воздуха во время выполнения работ;
- удовлетворять требованиям электростатической искробезопасности.

Наружные поверхности резервуаров, находящиеся на открытом воздухе, должны быть защищены антикоррозионными покрытиями на основе ЛКМ светлого тона с высокой светоотражательной способностью - не менее 98 %. При защите от коррозии наружной поверхности днищ резервуаров следует руководствоваться следующими требованиями:

- устройство фундаментов и основания под резервуар должно обеспечивать отвод грунтовых вод и атмосферных осадков от днища;
- при выполнении гидрофобного слоя из битумно-песчаной смеси не требуется нанесения защитных покрытий на наружную поверхность днища. Применяемые песок и битум не должны содержать коррозионно-активных агентов.

В целях активной защиты резервуара от почвенной коррозии и коррозии блуждающими токами рекомендуется применение электрохимической защиты.

Электрохимическая защита наружной поверхности днища, а также внутренних поверхностей днища и нижнего пояса стенки в зоне контакта с донным осадком и слоем подтоварной воды осуществляется установками протекторной защиты (УПЗ) или установками катодной защиты (УКЗ).

На поверхностях металлоконструкций, подготовленных к выполнению антикоррозионных работ, должны отсутствовать:

- возникшие при сварке остатки шлака, сварочные брызги, наплывы, неровности сварных швов;
- следы обрезки и газовой резки, расслоения и растрескивания;
- острые кромки до радиуса менее 3,0 мм на внутренней и 1,5 мм на наружных поверхностях резервуара;
- вспомогательные элементы, использованные при сборке, монтаже, транспортировании, подъемных работах и следы, оставшиеся от приварки этих элементов;
- химические загрязнения (остатки флюса, составов использовавшихся при дефектоскопии сварных швов), которые находятся на поверхности сварных швов и рядом с ними;
- жировые, механические и другие загрязнения.

Сварные швы должны иметь плавный переход к основному металлу без подрезов и наплывов. Все элементы металлоконструкций внутри резервуара, привариваемые к стенке, днищу или крыше, должны быть обварены по контуру для исключения образования зазоров и щелей. Кроме того, все элементы металлоконструкций, находящиеся на открытом воздухе, при средне-агрессивном

воздействии окружающей среды, также должны быть обварены по контуру для исключения образования зазоров и щелей.

Перед нанесением защитных покрытий все поверхности должны быть очищены от окислов до степени 2 по ГОСТ 9.402-2004 или до степени не ниже Sa 2,5 по ИСО 8501-1, обеспылены и обезжирены. Степень обезжиривания - 1 по ГОСТ 9.402-2004. Степень обеспыливания должна быть не ниже 2 класса по ИСО 8502-3.

При выполнении антикоррозионных работ должны быть учтены требования к охране окружающей среды и требований действующих правил техники безопасности в строительстве: СНиП 2.03.11, СНиП 1.03-05, ГОСТ 12.3.005, ГОСТ 12.3.016, ГОСТ 12.4.011, СН-245.

Вывод и направление исследования.

1. Одним из основных способов повышения надежности резервуаров отстойников являются: антикоррозионная защита и своевременное техническое обслуживание, вследствие которых увеличивается межремонтный период эксплуатации резервуара отстойника.

2. При наличии антикоррозионной защиты несущих и ограждающих конструкций срок службы резервуара отстойника должен обеспечиваться принятой системой защиты от коррозии, имеющей гарантированный срок службы не менее 10 лет, совпадающий со сроком проведения полного технического диагностирования.

3. Общий срок службы резервуара отстойника должен обеспечиваться проведением регулярного двухуровневого диагностирования с оценкой технического состояния и проведением ремонтов (при необходимости).

Двухуровневое диагностирование резервуаров включает в себя частичное диагностирование (без выведения из эксплуатации), полное диагностирование (с выводом из эксплуатации, очисткой и дегазацией).

Библиографический список:

1. *Березин В.Л., Мацкин А.А., Гумеров А.Г. и др.* Вопросы эксплуатационной надежности резервуаров на нефтеперерабатывающих заводах. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1971. 67 с. Березин В.Л., Шутов В.Е. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов. М.: Недра, 1973. 200 с.

3. *Галеев В.Б.* Эксплуатация стальных вертикальных резервуаров в сложных условиях. М.: Недра, 1981. 149 с.

4. *Гималетдинов Г.М., Саттарова Д.М.* Способы очистки и предотвращения донных отложений в резервуарах. Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Сб. научных трудов/ ИПТЭР, Уфа, ТРАНСТЭК, 2003

5. *Каравайченко М.Г., Ахметов Ф.Ш., Григоренко П.Н.* Вертикальный

цилиндрический резервуар // Транспорт и хранение нефти: Экспр. информ. М.: ВНИИОЭНГ, 1990. - вып. 5. - С. 15 - 18.

6.ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов.

7.ГОСТ 17032-2010 Резервуары вертикальные стальные для нефтепродуктов. Технические условия.

8.СП 28.13330.2012 Защита строительных конструкций от коррозии.

9.ГОСТ 33290-2015 Материалы лакокрасочные, применяемые в строительстве.

10.ГОСТ 54257-2010 Надежность строительных конструкций.

УВЕЛИЧЕНИЕ СРОКОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ.

Д.В.Гомонов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

dima11g@mail.ru

Ряд работ российских и иностранных ученых посвящен анализу причин аварийных ситуаций на резервуарах. До недавнего времени материалы относились к засекреченной информации, поэтому данные о причинах возникновения и последствиях аварий немногочисленны. Помимо этого, компании-собственники резервуаров, подвергшихся разрушениям, как за рубежом, так и у нас в стране, не заинтересованы в распространении проверенной информации об истинных причинах аварий на резервуарах, о масштабах ущерба, который был причинен в результате разрушений резервуаров, а также последствий аварий, связанных с экологическими аспектами.

В данной работе предоставлена информация о разрушениях стальных вертикальных резервуаров, которые привели к авариям с тяжелыми последствиями на объектах нефтяной промышленности, в т. ч. с гибелью людей.

Зачастую, к авариям на РВС приводит комплекс причин. Но в любом случае устойчивость резервуаров вертикальных стальных к различного рода воздействиям связана напрямую с толщиной элементов металлоконструкций, которые её составляют, и ее уменьшением по всей поверхности или на конкретных локальных участках.

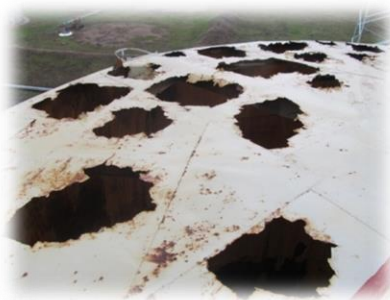


Рис. 1. Коррозия металла на крыше РВС

Стальные цилиндрические резервуары предназначенные для хранения нефтепродуктов чаще всего работают в своеобразных коррозионных условиях, что объясняет необходимость использования противокоррозионной защиты. Порядка 90 % всех аварий и отказов РВС происходит из-за коррозии металла. Исходя из этого, противокоррозионная защита и величина припуска на коррозию стенки приобретает наибольшую эффективность. Это в значительной мере определяет уровень надежности резервуара.

Международный опыт эксплуатации резервуаров ни раз показал, что недооценка многофакторного влияния на ресурс металлоконструкций становится причиной крупных катастроф. Проработка и решение задачи превентивного и текущего управления применительно к резервуарам нефтегазовой отрасли и обеспечение промышленной безопасности резервуарных парков, предприятий и населенных пунктов, расположенных в районе нефте- и нефтепродуктохранилищ — это проблема не узкого ведомственного значения, а задача государственной важности.

Наращивание ресурса безаварийной эксплуатации РВС достижимо сохранением толщины стенки не ниже расчетных значений, которое выполняется по двум главным направлениям:

- нанесение антикоррозийной защиты лакокрасочными покрытиями;
- увеличение толщины стенки припуска на коррозию, с целью обеспечения проектного срока эксплуатации резервуаров без утраты конструкциями несущей способности и своих функциональных свойств.

Установление взаимосвязи между ресурсом безопасной эксплуатации, величиной припуска на коррозию стенки РВС, типа защитного покрытия, срока замены защитного покрытия, является одной из главных задач проектирования.

Библиографический список:

1. *Волков О.М.* Пожарная безопасность резервуаров с нефтепродуктами. М.: Недра, 1984. 122 с.

2. *Березин В.Л., Шутов В.Е.* Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов. - М.: Недра, 1973. - 200 с.
3. *Макаренко О. А.* Совершенствование конструкций резервуаров с плавающими крышами (понтонами): автореф. дис. ... канд. техн. наук / О. А. Макаренко.— Уфа: УГНТУ, 2000.— 24 с.
4. *Макаренко О. А.* Улучшение триботехнических свойств полимерных материалов в узлах трения нефтегазового оборудования / О. А. Макаренко, В. В. Кравцов, Н. В. Шутов // Башкирский химический журнал.— 2006.— Т. 13, № 3.— С. 125–127.
5. *Макаренко О. А.* Применение адгезивов для восстановления оборудования и трубопроводов нефтегазовой отрасли. Проблемы и решения / О. А. Макаренко, В. В. Кравцов.— СПб.: ООО «Недра», 2006.— 296 с.

РЕКОНСТРУКЦИЯ ГПА ГТК 10-4 ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ И КОНТРОЛЯ.

В.В. Титиевский

*ООО «Газпром трансгаз Самара»
Самара, Россия
demulgator93@mail.ru*

Компрессорная станция – неотъемлемая часть магистрального газопровода, обеспечивающая транспорт газа с помощью энергетического оборудования, установленного на КС. Она служит управляющим элементом в комплексе сооружений, входящих в магистральный газопровод. Именно параметрами работы КС определяется режим работы газопровода. Наличие КС позволяет регулировать режим работы газопровода при колебаниях потребления газа, максимально используя при этом аккумулирующую способность газопровода. При транспортировке газа по магистральным газопроводам через определенные промежутки (140-160 км) размещаются компрессорные станции, которые компримируют транспортируемый газ и тем самым восполняют гидравлические потери давления газа на участках между ними, что позволяет поддерживать максимальную производительность в целом. Они в большинстве случаев оборудуются центробежными нагнетателями с приводом от газотурбинных установок или электродвигателей. В настоящее время 90% мощности всех КС составляет газотурбинный привод нагнетателей, а 10% - электропривод. Газовые турбины работают на перекачиваемом газе. В зависимости от пропускной

способности газопровода, степени сжатия и типа нагнетателя применяют газотурбинные установки с единичной мощностью от 10 до 25 тыс. кВт.

ГТУ состоит из двух механических не связанных между собой турбин (турбины высокого давления для привода воздушного компрессора и силовой турбины для привода газового нагнетателя), воздушного компрессора, камеры сгорания, воздухоподогревателя (регенератора), пускового турбодетандера, а также систем смазки, регулирования, защиты и управления, обеспечивающих нормальную работу и обслуживание установки. Воздух из атмосферы через фильтры засасывается и сжимается осевым компрессором и поступает в воздухоподогреватель, где его температура повышается за счет тепла отработавших в турбине продуктов сгорания. Подогретый воздух направляется в камеру сгорания, куда подается и топливо (природный газ). Продукты сгорания из камеры сгорания направляются в турбину высокого давления, мощность которой используется для привода осевого компрессора. Далее продукты сгорания попадают в турбину низкого давления (силовую турбину), вращающую нагнетатель. После силовой турбины продукты сгорания проходят через воздухоподогреватель, отдают часть тепла воздуху за компрессором и выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу. Обе турбины выполнены в общем, литом корпусе, имеющем внутреннюю тепловую изоляцию. Турбина высокого давления (ТВД) одноступенчатая. Ротор ТВД состоит из одновенечного диска, укрепленного на консоли вала воздушного компрессора, который вращается в двух подшипниках (передний - опорно-упорный, задний - опорный). Турбина низкого давления (ТНД) также одноступенчатая. Одновенечный диск ТНД крепится на консоли силового вала, который вращается в двух подшипниках. Передний подшипник силового вала опорный, задний подшипник опорно-упорный. Воздушный компрессор осевого типа имеет 10 ступеней. Направляющие лопатки укреплены в литом чугунном корпусе. Ротор компрессора барабанного типа. Рабочие лопатки крепятся к ротору при помощи зубчатых хвостов. Вся турбогруппа смонтирована на общей сварной раме-маслобаке. Камера сгорания прямоточная, состоит из корпуса, фронтального устройства с одной дежурной и шестью основными горелками, огневой части и смесительного устройства. Воздухоподогреватель (регенератор) выполнен из профильных листов и состоит из двух секций. Движение продуктов сгорания через подогреватель осуществляется одним ходом по каналам, образованным профилем листов. Между листами движется подогреваемый воздух. Соединение роторов нагнетателя и газовой турбины осуществляется при помощи промежуточного вала с зубчатыми соединительными муфтами. Пуск агрегата производится пусковым турбодетандером, работающим на перекачиваемом по магистрали газе. Топливом является перекачиваемый природный газ.

Нагнетатель 370-18-1 выполнен в виде одноступенчатой центробежной машины с консольно-расположенным рабочим колесом и тангенциальным

подводом и отводом газа. Основные элементы нагнетателя: ротор, подшипники, диффузор, уплотнения и другие - заключены в специальную гильзу, устанавливаемую в корпус. Стальной литой корпус нагнетателя без горизонтального разъема, цилиндрической формы, закрывается крышкой, на которой смонтированы всасывающая и сборная кольцевые камеры. Система лабиринтного и масляного уплотнений обеспечивает надежную защиту от проникновения газа в помещения компрессорного цеха. Регулирование режима работы нагнетателя осуществляется изменением скорости вращения силового вала газотурбинной установки. Работа нагнетателя возможна по следующим схемам: один нагнетатель; два последовательно работающих нагнетателя; три последовательно работающих нагнетателя; параллельная работа одиночных нагнетателей, а также групп последовательно включенных нагнетателей.

При строительстве газопровода Уренгой-Петровск на компрессорной станции Сергиевская установлены нагнетатели природного газа Н-370-18-1 с газотурбинным приводом ГПА ГТК-10-4. На нагнетателе природного газа изначально действует масляная система уплотнения вала нагнетателя от прорыва по валу природного газа в корпус нагнетателя. Один из недостатков масляного уплотнения – большой расход масла через торцевое уплотнение. По паспорту 1,06 л/час. За сутки расход составляет около 25 литров. Для работы масляного уплотнения и обеспечения надежности работы задействованы следующие узлы:

- Блок винтовых насосов, состоящих из основных и резервных насосов, создающих давление масла, превышающее на 1-2 килограмма давление газа;
- Поплавковая камера;
- Газоотделитель;
- Регулятор перепада давления;
- Аккумулятор масла высокого давления;

Поэтому было разработано газодинамическое уплотнение, что приводит к снижению расхода масла и исключению возможности попадания природного газа в корпус нагнетателя. Упрощена конструкция нагнетателя.

В состав газодинамического уплотнения входят: сам узел «сухого уплотнения» и стойка ТГДУ.

Торцевое газодинамическое уплотнение предназначено для предохранения от проникновения перекачиваемого газа по валу нагнетателя в полость подшипника и рабочее помещение, а также для увеличения срока службы ГПА. Также предназначено для разделения газовой и масляной полостей нагнетателя.

Стойка ТГДУ предназначена для подготовки буферного газ и воздуха, а также для управления и контроля работы торцевого газодинамического уплотнения.

Преимущества применения ТГДУ:

- Герметичность системы ТГДУ;
- Отказ от маслосистемы работы уплотнения;
- Повышение надежности работы уплотнения;
- Снижение эксплуатационных затрат;
- Повышение качества транспортируемого газа;
- Простота переоборудования нагнетателя;

Уплотнения роторов должны обеспечивать:

- Работоспособность при взаимных осевых и радиальных перемещениях деталей статора и ротора во время работы нагнетателя;
- Заданную герметичность соединения в течение всего ресурса;
- Минимально возможное трение, изнашивание и тепловыделение;
- Продукты износа не должны попадать в разделенные среды, а отводиться наружу;
- Работоспособность узла после длительного хранения;
- Технологичность изготовления и сборки элементов нагнетателя;
- Постоянно повышающиеся требования к надежности, герметичности и весу уплотнений;
- Основным требованием к ТГДУ является малая изнашиваемость пары трения при малых утечках на всех режимах работы нагнетателя.

Эффект от применения ТГДУ – повышение надежности и уменьшение эксплуатационных затрат.

Показатели эффективности внедрения «сухого» уплотнения (ТГДУ):

- Снижение расхода топливного газа;
- Снижение расхода турбинного масла (безвозвратные потери);
- Уменьшение затрат на капитальный и текущий ремонт;
- Сокращение расхода вспомогательных материалов;
- Улучшение экологических показателей;
- Повышение культуры производства;

Библиографический список:

1. *Балавин, М.А.* Опыт создания и внедрения систем автоматического управления // М.А. Балавин, С.В. Лазаревич, Г.С. Нахшин, С.П. Продовиков, А.З. Шайхутдинов // Газовая промышленность. – 2006.- №8.-С.30-31.
2. ТО-6017-71. Газоперекачивающий агрегат мощностью 10 МВт. Л.: Невский машиностроительный завод, 1972.

3. ТО - 6384 – 76. Гидропневматическая система регулирования ГТК-10-4. Л.: Невский машиностроительный завод, 1976.

4. Тельнов, К.А. Автоматизация газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом / Тельнов К.А. [и др.]. // Недра, 1983. - 280 с

ТРАНСФОРМАЦИЯ ПОДХОДОВ К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В ПРОЕКТАХ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

Н.С. Абрамова

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия,
abramowans@yandex.ru*

Эффективность технических решений тесно связана с уровнем надежности, который эти решения обеспечивают проектируемой системе. При низком уровне надежности отказы возникают слишком часто, тогда либо существенно растут затраты на частые ремонты (устранение отказов), либо система не может выполнять требуемую функцию. Для систем с высоким уровнем надежности (безотказности) весьма высоки затраты на проектирование и производство, что может быть экономически нецелесообразно. Таким образом, между системами с низким уровнем надежности и высокой стоимостью ремонта и система с высоким уровнем надежности и высокими первоначальными затратами существует устойчивое равновесие (Рис. 1а). Тогда можно определить такой уровень надежности (безотказности) при котором, затраты на протяжении всего жизненного цикла системы будут минимальны.

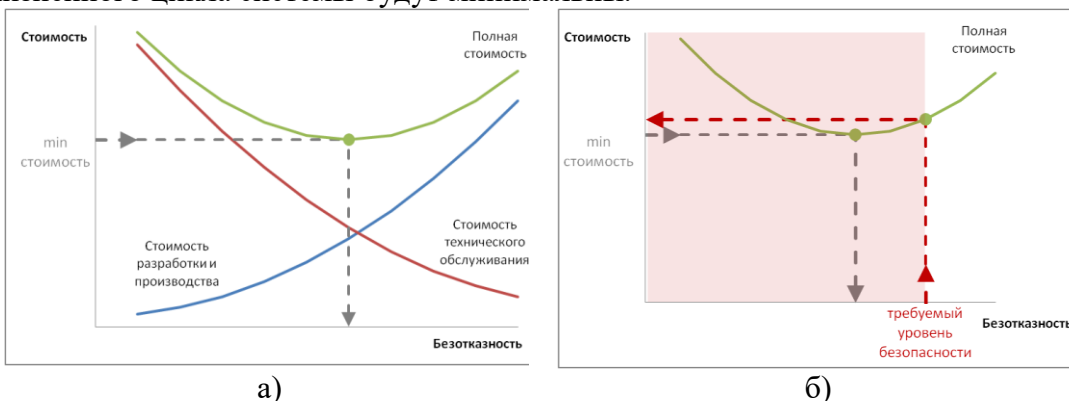


Рис. 1. Зависимость стоимости системы от ее безотказности

При определении оптимального уровня надежности для объектов трубопроводного транспорта нефти и газа, относящихся к опасным производственным объектам, помимо экономических факторов могут дополнительно учитываться ограничения по безопасности системы (Рис. 1б).

Тогда общепринятую модель оценки эффективности технических решений можно представить в виде последовательности следующих шагов.

1. Анализ требований к проекту и выработка набора альтернативных технических решений, удовлетворяющих требованиям;
2. Задание ограничений (базовых условий) по проекту:
 - нормативно-правовые требования в области ОТ, ПБ и ООС;
 - требования к безопасности оборудования с учетом анализа рисков и критериев приемлемости безопасности;
 - требования нормативно-правовых актов и нормативных документов контролирующих органов в области проектирования и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта углеводородов;
 - организационно-экономические ограничения (бюджет, сроки реализации, национальные и межнациональные соглашения, условия контрактов и пр.);
 - технические ограничения.
3. Определение предпочтительного варианта технического решения на базе экономической оценки (например, сравнение по приведенным затратам)
4. При необходимости процесс может носить циклический характер, предполагающий наличие этапов модификации / оптимизации решения.

Следует отметить, что в данной модели техническое решение проверяется на соответствие минимальным требованиям – ограничениям по проекту. После чего все варианты решений признаются равнозначными и выбор наиболее предпочтительного из них осуществляется на базе экономической оценки.

При таком подходе не учитывается фактор неопределенности входных данных (Рис. 2). Пусть для некоторой технологической системы на стадии «Основные технические решения» было выявлено два альтернативных варианта: решение А и решение Б. При заданном уровне безотказности системы по критерию минимальной полной стоимости предпочтительным оказалось решение Б. Если учесть, что точность экономической оценки на стадии «Основные технические решения» составляет $\pm 30\%$, то для решения Б кривая зависимости может сдвинуться вверх (Решение Б1) и тогда полная стоимость при заданном уровне безотказности переместится из точки Б в точку Б1. В этом случае предпочтительным окажется решение А.

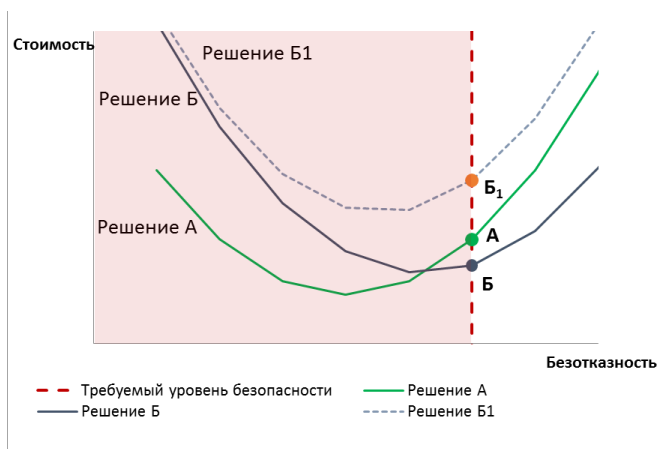


Рис. 2. Влияние фактора неопределенности на стоимость и безотказность системы

Среди факторов неопределенности, способных повлиять на выбор того или иного варианта технического решения, помимо экономических существует целый ряд технических (использование новых технологий; остановки, вызванные технологическим / приемным оборудованием сегмента «downstream» и т.п.), административных и других факторов.

Для решения задачи по учету неопределенности предлагаем внести следующее изменение в модель определения эффективности технического решения: заменить блок «Экономическая оценка» на блок «Критериальная оценка», включающий:

- экономический критерий – минимальная стоимость владения на протяжении всего жизненного цикла;
- технологический критерий – надежность (безотказность, ремонтпригодность, долговечность, сохраняемость, восстанавливаемость, готовность);
- критерий безопасности – промышленная безопасность и минимизация воздействия на окружающую среду;
- критерий гибкости – возможность расширения, модификации, повторного использования;
- административный критерий – импортозамещение, применение ресурсосберегающих технологий и пр.

Так как рассматриваемые показатели могут оцениваться как количественно, так и качественно, то в качестве результирующей будет использована балльная оценка, проводимая экспертами. В состав экспертной группы следует включать представителей заказчика (потребителя), проектной организации, изготовителя

продукции, а также сторонних экспертов, имеющих опыт применения рассматриваемой технологии.

Применение предложенного метода критериальной оценки позволит обеспечить всех участников процесса единым подходом к формированию понятия эффективности технического решения и инструментариум для его оценки.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И ИХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПО ДНИЩУ РЕЗЕРВУАРА

А.И. Арефьев, А.А. Мордовин, М.Р. Тергулов

*Самарский Государственный Технический Университет,
г. Самара, Россия.*

tt@samgtu.ru,

tergulovmrtt@gmail.com

При эксплуатации резервуарных парков, нефтяные компании сталкиваются с рядом проблем. Одна из которых образование парафинистых отложений при хранении нефти в резервуарах. Отложения распределяются по дну неравномерно, наибольшая его толщина создается в участках, удаленных от приемо-раздаточных патрубков и устройств размыва донных отложений. Со временем осадок уплотняется и в отдельных зонах трудно поддается размыву. В результате эксплуатирующие организации сталкиваются с комплексом проблем, связанных с ухудшением эффективности размыва донных отложений штатными винтовыми мешалками, ускорением коррозионных процессов в местах уплотнений осадка и выводом резервуара из эксплуатации, при котором может возникнуть недопустимым креном понтона/плавающей крыши при опирании стоек на неравномерную поверхность, что требует дополнительных мероприятий и материальных затрат.

На сегодняшний день, при определении объемов донных отложений используют методику, представленную в РД-39-30-1053-84. Замер производится ручным способом с использованием устройства для замера донных парафинистых отложений см. рис.1.



Рис.1 Общий вид устройства для замера донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах:
1 – металлическая измерительная рулетка по ГОСТ 7502-80;
2 – стандартный лоток (груз) по ГОСТ 7502-80;
3 – плоская пластинка диаметром 80-90 мм толщиной 3-4 мм загнутыми краями.

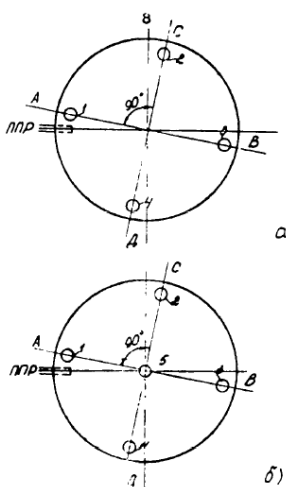


Рис.2 Принципиальная схема размещения люков для замера донных парафинистых отложений на покрытии нефтяных резервуаров:
а) резервуары ёмкостью до 10000 м³ с боковым вводом ППР;
б) резервуары ёмкостью свыше 10000 м³ с боковым вводом ППР;
1 – существующий замерный люк; 2, 3, 4 – существующие световые или дополнительные замерные люки, расположенные на осевых или вблизи осевых линий АЕ и СД на покрытии резервуаров.

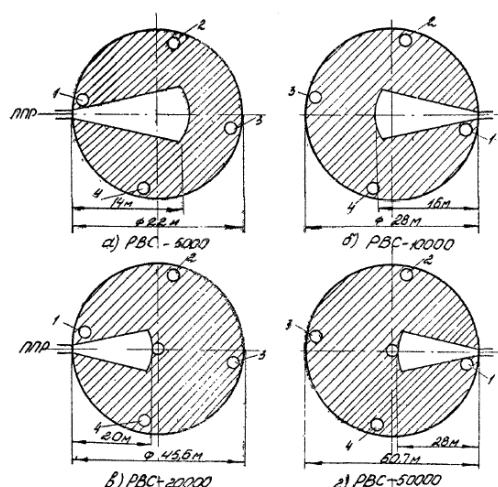


Рис.3 Зоны распределения смолопарафинистого осадка на днище нефтяных резервуаров:
▨ □ - зоны максимальных и минимальных отложений при скоростях поступления нефти через ППР – 2 м/с; 1 – существующий замерный люк; 2, 3, 4 – существующие световые или дополнительные замерные люки, расположенные на покрытии резервуаров.

Замеры производятся через замерные люки, оборудованные искробезопасным ободом, подключённым к общему контуру заземления приборов на крыше резервуара см. рис.2. Величину (толщину) донного парафинистого осадка в каждом замерном люке определяют, как разность высот: базовой (трафаретной) высоты замерных люков и высоты до поверхности осадка, замеряемой в этих же люках.

Замер донного парафинистого осадка в нефтяных резервуарах осуществляют не реже 1 раза в месяц (целесообразно перед включением в работу системы размыва осадка), сдrenировав подтоварную воду.

В настоящее время подавляющее количество резервуаров для нефти согласно п.п. 5.5.3 ГОСТ 31385-2016 оснащаются понтоном или плавающей крышей (РВСП и РВСПК – соответственно.). Резервуары типа РВС используются как технологические ёмкости приёма аварийного объёма жидкости при возникновении нестационарных режимов в магистральном трубопроводе или в технологических процессах сбора и подготовки промысловых нефтебаз, наличие понтона, в работе которых - затрудняет работу технологического оборудования.

Таким образом на резервуарах, оснащённых понтонами ручной замер уровня донных отложений технически невозможен в диаметрально-противоположных точках днища, и осуществляется в одном месте – проход трубы направляющей понтона. Невозможность своевременной оценки величины донных отложений создаёт опасность заклинивания понтонной конструкции, проблемами при установке понтона на стоки в ремонтное положение, для ручной зачистки внутренней поверхности днища, что неизбежно приводит к уменьшению срока эксплуатации повсеместно-применяемых алюминиевых конструкций понтонов.

Одним из методов решения данной проблемы, так же автоматизации и своевременного планирования циклов размыва донных отложений может являться дистанционное измерение рельефа донных отложений методом гидроакустической эхолокации.

В настоящее время существует множество программных продуктов с излучателями и приёмниками гидроакустических волн, вычисляющих дальность действия гидроакустических средств при заданных координатах и параметрах источника зондирующего сигнала и объекта эхолокации в виде поверхности рельефа.

На резервуарах с понтоном возможна установка автоматического комплекса на патрубок понтона, с последующим выводом дискретного сигнала на автоматическое рабочее место (АРМ) оператора на станции. Дистанционный замер исключает человеческий фактор, повышая точность и частоту измерений.

Антенна-приемник размещается в коробе взрывозащищённого исполнения с креплением на патрубке понтона см. рис. 4. Результатом замеров осадка будет являться объёмная трехмерная модель отложений на поверхности днища резервуара.

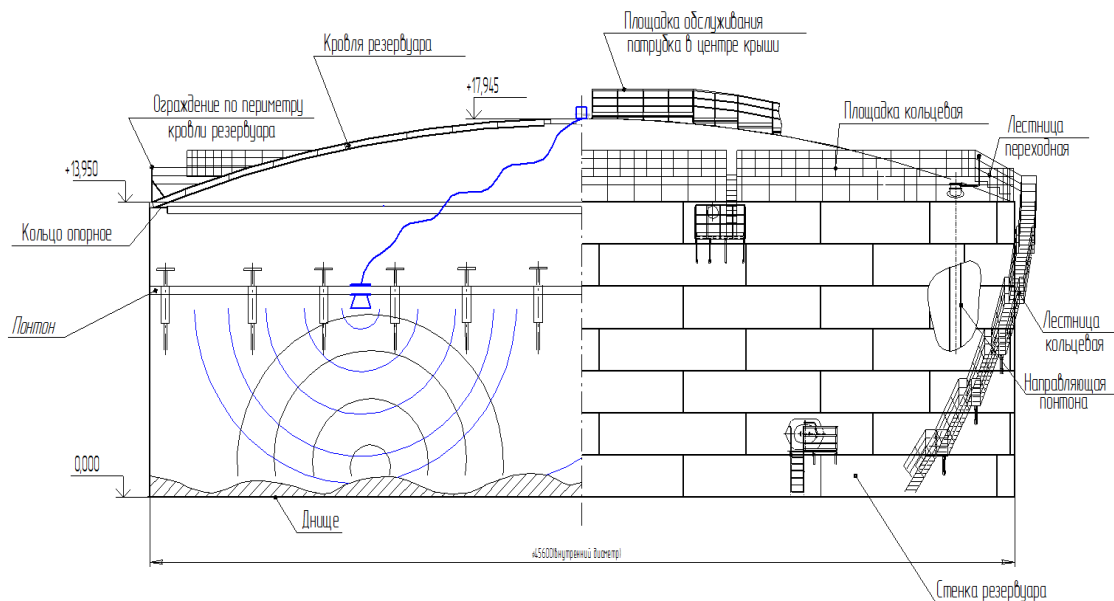


Рис. 4 Вариант установки прибора на резервуаре типа РВСП

Вариант замера донного осадка на резервуаре не оборудованный понтоном (РВС) представлен на рис.5.

Ручной замер в данном случае может быть осуществлён переносным устройством через центральный или периферийный патрубок крыши резервуара. Устройство фиксирует данные с последующей обработкой на АРМе оператора станции

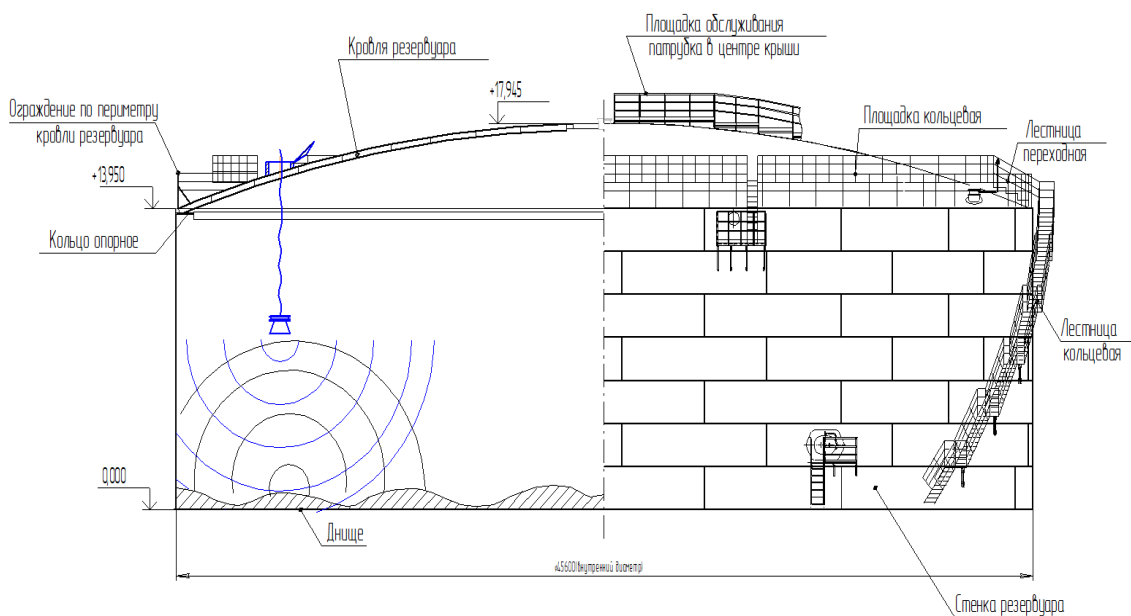


Рис. 5 Вариант замера донного осадка на резервуаре не оборудованный понтоном – тип РВС.

Принцип работы гидроакустического эхолота в том, что помещенная в резервуар во взрывозащищенном пакете антенна-приемник испуская звуковую волну меняет свою скорость, проходя через вещества различной плотности. Волны равномерно распределяются по всему объему резервуара. Волны, отражаясь от поверхностей разных плотностей, поступают обратно в приемник. Считывающее устройство записывает длину и частоту волны, анализируя изменение скорости при прохождении слоёв различной плотности. При достижениях волной участка поверхности плотного вещества (откалиброванного ранее прибором), происходит отражение от его поверхности, вторичную волну отражения фиксирует приёмник отражённого сигнала. Таким образом, поэтапно происходит замер по всему объёму полости заполненного резервуара. Максимальная точность измерений достигается поправкой на посторонние шумы, выполненной при калибровке прибора.

Метод гидроакустическая эхолокации отлично зарекомендовал себя не только в военном и гражданском судоходстве, но и в геофизических исследованиях донной поверхности морей и океанов, а накопленный опыт и технические решения целесообразно применять на объектах хранения и транспортировки нефти.

Библиографический список:

1. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нейти и нефтепродуктов. Общие технические условия. – М., Стандартиформ, 2016;
2. РД 39-30-1053-84 Методика определения величины донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах. – Уфа, ВНИИСПТнефть, 1984;
3. ГОСТ 7502-80. Рулетки измерительные металлические. Технические условия;
4. Правила технической эксплуатации нефтебаз. – М., Недра, 1976.
5. РД-23.020.00-КТН-053-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз, - 2017.

УДК 621.64:622.69

**РЕМОНТ И МОДЕРНИЗАЦИЯ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ
КАК СРЕДСТВО РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ
НЕФТЕПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

В.Н. Артюшкин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия.

tt @ samgtu. Ru

В современных условиях рыночной экономики и жесткой конкуренции весьма актуальным становится вопрос об экономии и рациональном использовании ресурсов. В последнее время проблема экономии ресурсов на предприятии особенно обострилась. Ресурсосбережение – это комплекс мероприятий, связанный с экономичным и эффективным использованием факторов производства. В связи с этим возникает необходимость проведения технического перевооружения и модернизации действующего оборудования с целью его эффективного использования.

Соблюдение ресурсосбережения – важная характеристика качества техники и технологии. Техника считается ресурсосберегающей, если она требует меньше расхода ресурсов на изготовление, эксплуатацию и ремонт. При эксплуатации оборудования возникают материальные и энергетические потери, поэтому в промышленном ресурсосбережении рассматриваются два направления: материалосбережение и *энергосбережение* [1]:

1. **Материалосбережение** – это сокращение потерь нефти и нефтепродуктов при их транспортировке по магистральным трубопроводам и отводам, при хранении и наливе, а также рациональное использование материалов и рациональная эксплуатация и своевременный ремонт технологического оборудования и сооружений, продлевающие срок их службы, с соблюдением требований промышленной и экологической безопасности.

2. **Энергосбережение** – это снижение энергетических затрат (топлива, тепловой и электрической энергии) на объектах трубопроводного транспорта углеводородов при их транспортировке по магистральным трубопроводам и отводам и рациональная эксплуатация и своевременный ремонт энергетического оборудования и силовых установок.

Поэтому ресурсосбережение на производственном предприятии состоит в своевременном выявлении и целенаправленном воздействии на факторы повышения скорости расходования материальных и трудовых ресурсов при эксплуатации оборудования. Обеспечить эти процессы можно с помощью мониторинга технического состояния оборудования и эффективности действий персонала по ресурсосбережению. Мониторинг целесообразно строить снизу вверх, от причин к следствию – это обеспечит объективность и своевременность информации и высокую скорость реакции персонала, и, как следствие, эффективность ресурсосберегающих мероприятий [2, 6].

Каждый вид оборудования имеет свой срок службы и ресурс эксплуатации, а также свою величину потребляемой мощности. Срок службы объекта – это календарное время, равное периоду эксплуатации, отсчитываемое от ввода в эксплуатацию объекта до достижения им предельного состояния и снятия с эксплуатации. Ресурс объекта – это полная наработка объекта, выраженная в часах, километрах и т. п. и отсчитываемая от ввода в эксплуатацию объекта до достижения им предельного состояния и снятия с эксплуатации. Ремонт оборудования приводит к восстановлению его основных параметров для дальнейшего использования, а модернизация позволяет увеличить срок службы и снизить затраты на потребляемую энергию. На рис. 1 представлено примерное распределение установленной мощности, потребляемой механо-технологическим оборудованием в трубопроводном транспорте нефти [3]. Из рисунка видно, что главными потребителями энергии являются магистральные насосные агрегаты.

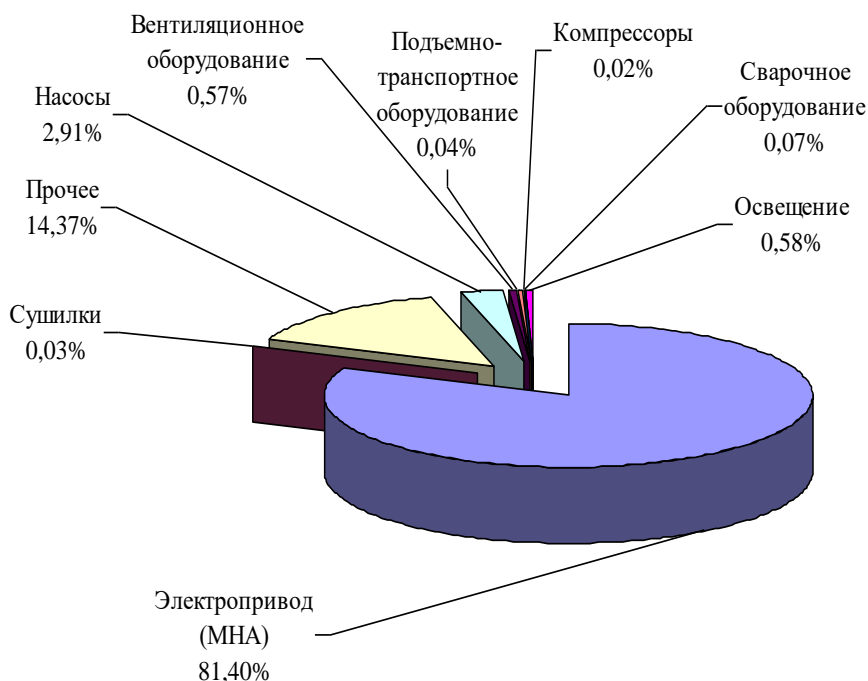


Рис. 1. Установленная мощность электрооборудования по направлениям использования

Магистральные центробежные насосы – это мощные энергоемкие машины, поэтому их эффективная экономичная эксплуатация – весьма важная задача. Отечественные насосные агрегаты типа НМ по коэффициенту полезного действия и основным техническим характеристикам соответствуют лучшим зарубежным образцам и имеют при номинальной подаче КПД от 83 до 90 %. Тем не менее, повышение КПД насосов – один из путей снижения потребляемой ими электроэнергии.

Экономичность работы насосного оборудования определяется значением КПД в процессе эксплуатации. В связи с этим при эксплуатации необходимо осуществлять анализ фактических напорных и энергетических характеристик насосов и разрабатывать мероприятия по их улучшению.

Фактические показатели работы насосных агрегатов при перекачке нефти обнаруживают, что в процессе эксплуатации насосов наблюдаются снижения КПД в среднем на 6 % и развиваемого напора – на 9-10 % по сравнению с их паспортными значениями. Это снижение приводит к значительному экономическому ущербу.

Для иллюстрации приведем пример. Определим ущерб от снижения КПД насоса НМ 10000-210 по сравнению с паспортом на 5 % в оптимальном режиме

при перекачке нефти с плотностью 860 кг/м³. В указанном режиме КПД насоса равен 0,80, а КПД электродвигателя – 0,97 [3]. Затраты мощности двигателя составят 5700 кВт, если он работает в соответствии с паспортными данными. Пять процентов от этой величины составят 285 кВт. При годовой работе насоса (8400 ч) потери электроэнергии составят 2394 тыс. кВт·ч. Этот простой пример четко иллюстрирует важность мероприятий по повышению экономичности работы насосов.

Основной причиной снижения КПД насосных агрегатов в межремонтный период является износ щелевого уплотнения и рост перетечек из полости нагнетания во всасывающий патрубок. Поток перетечек через щелевое уплотнение не только уменьшает производительность насоса, но и изменяет условия всасывания, что приводит к дополнительным потерям напора, появлению рециркуляционных зон, а в некоторых режимах – и к росту кавитационных зон при достаточных кавитационных запасах и росту вибраций.

Повышение КПД можно достигнуть за счет проведения своевременной замены деталей, диагностики и капитального ремонта насосов. Эффективность работы магистрального нефтепровода зависит в большей степени от надежности функционирования технического обслуживания. Самой важной составляющей системы технического обслуживания является ремонтное обслуживание.

В процессе эксплуатации насоса должен проводиться его плановый диагностический контроль. Плановый диагностический контроль должен включать в себя определение напора и КПД насоса, контроль и анализ вибрационных параметров, уровня шума, температуры подшипников насоса, параметров работы масло установки (температуры масла в баке, температуры масла после маслоохладителя, уровень масла в баке, давления в напорном трубопроводе маслонасоса, давления в конце масляной линии). Периодичность контроля и предельные значения контролируемых параметров и показателей должны быть приведены в паспорте и руководстве по эксплуатации конкретного насосного агрегата.

Потенциал экономии электроэнергии при использовании более энергоэффективного насосного агрегата может составить 5-10 %.

Потенциал экономии при капитальном ремонте насоса, повышающий его КПД, определяется следующим образом:

$$P_{эл} = N_{пр} \cdot \tau_{ср} \cdot n \cdot K_3 \cdot \Delta\eta \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч},$$

где:

$N_{пр}$ – мощность электропривода, кВт;

$\tau_{ср}$ – среднегодовая наработка насосного агрегата, ч;

n – количество насосов, шт.;

K_3 – коэффициент загрузки, изменяющийся в пределах 0,75 ÷ 0,95;

$\Delta\eta$ – потенциал повышения эффективности. При капитальном ремонте насоса минимальный потенциал составляет 0,01, или 1 %, а при замене насоса – 0,05, или 5 %.

Например, потенциал экономии при ремонте 12 насосов НПВ-5000, установленных на НПС ОАО «Сибнефтепровод», составил:

$$P_{\text{эл}} = 2000 \cdot 2000 \cdot 12 \cdot 0,75 \cdot 0,01 \cdot 10^{-3} = 360,0 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч},$$

или 615,6 тыс. руб. (в ценах 2010 года).

Должен быть также правильно выбран приводной электродвигатель. Если мощность электродвигателя в 1,2-1,25 раза выше мощности, потребляемой насосом, то насос будет работать в режиме максимального КПД, что приведет к экономии электроэнергии. Мероприятия по повышению КПД насосного агрегата заключаются в постепенном переходе на более современные приводные электрические двигатели при замене морально устаревших или вышедших из строя, что позволит повысить КПД для синхронных электродвигателей на 0,5 %, а для асинхронных электродвигателей – на 2 % [3].

До недавнего времени в России не было заводов-изготовителей, которые производят магистральные насосы. Компания «Транснефть» вынуждена была закупать насосы за рубежом, а именно на Украине (ОАО «Сумский завод «Насосэнергомаш») и в Великобритании (Sulzer Pumps Ltd). Качество, затраты электроэнергии, характеристики и сроки поставки этих насосов не в полной мере удовлетворяли требованиям компании. Так, фактические показатели работы основных магистральных насосов типа НМ отличаются от паспортных характеристик и КПД в среднем на 1-6 %. В целях энергосбережения на НПС регулярно проводятся измерения КПД насосных агрегатов для контроля удельного расхода электроэнергии на двигателях магистральных и подпорных агрегатов.

В программе инноваций ПАО «Транснефть» наряду с рядом проектов предусмотрено создание высоконадежного механо-технологического оборудования и энергоэффективных насосных агрегатов с повышенным КПД [4]. В целях модернизации и импортозамещения оборудования ПАО «Транснефть» организовала разработку новых отечественных насосов. Еще в 2010 году была завершена разработка первого отечественного магистрального нефтяного насоса на подачу 7000 м³/ч совместно с предприятием Федерального космического агентства «Турбонасос». А в 2011 год на производственных объектах компании были внедрены 16 магистральных насосов новой конструкции, включая два новых насосных агрегата НММ-1250-400-2УХЛ4.

Целью модернизации являются:

- снижение электропотребления;
- повышение надежности;

- улучшение ремонтпригодности;
- приведение конструкции в соответствие со стандартом API 610 [5].

В результате модернизации предполагается достигнуть:

- повышения экономичности модернизированных насосов на 1-1,5 % по сравнению с насосами по ТУ 26-06-1053-76;
- повышения экономичности насосов, находящиеся длительное время в эксплуатации, на 3-8 % (в зависимости от типоразмера);
- увеличения наработки насоса на отказ до 40000 часов;
- увеличения ресурса до капитального ремонта до 63000 часов;
- улучшение ремонтпригодности;
- продления срока службы насосов, находящихся в эксплуатации, на 20-25 лет;
- увеличения срока службы нового модернизированного изделия до 50 лет.

На *рис. 2* показана конструкция модернизированного магистрального насоса [3].

Основные конструктивные особенности модернизации следующие:

- замена проточной части в целях повышения экономичности и снижения виброактивности;
- применение упорных подшипников качения фирмы SKF, обладающих высокой степенью надежности;
- применение высоконадежных торцовых уплотнений патронного типа с гидроциклонным сепаратором, практически исключаящих утечки перекачиваемой нефти;
- замена зубчатых муфт на пластинчатые, не требующие смазки, снижающих виброактивность насоса и уменьшающих осевое хождение роторов двигателя при пусках, что снижает выход из строя подшипников;
- использование щелевых уплотнений рабочих колес из износостойких незадираемых материалов и др.

Таким образом, разработка прорывных и ресурсосберегающих технологий, создание и модернизация наиболее важных для системы нефтепроводного транспорта технологий и оборудования дадут возможность реализовать стратегию инновационного развития в нефтепроводной отрасли, повысить срок службы и ресурс магистральных насосов при их надежной, эффективной и ресурсосберегающей эксплуатации.

КОНСТРУКТИВНАЯ СХЕМА МОДЕРНИЗИРОВАННОГО МАГИСТРАЛЬНОГО НАСОСА

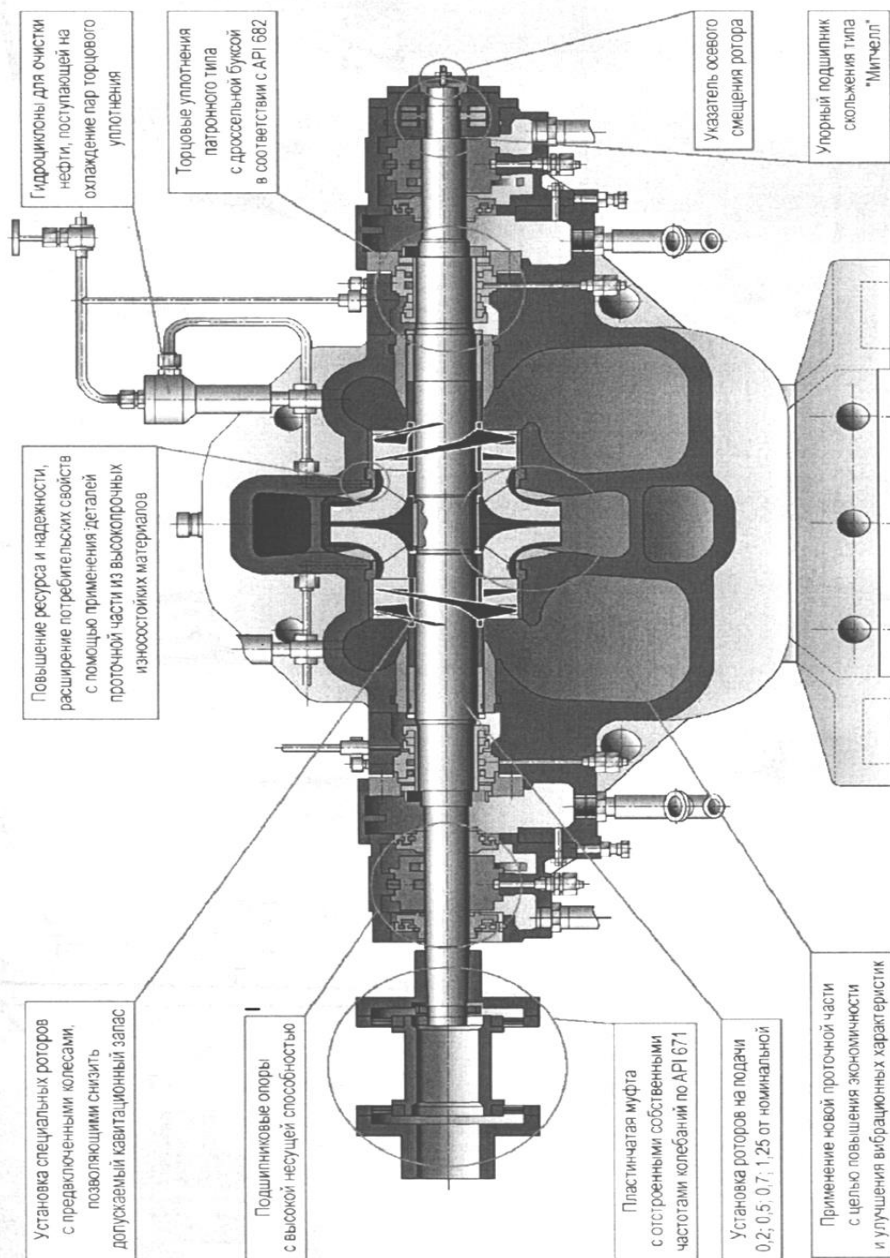


Рис.2. Конструктивная схема модернизированного магистрального насоса

Библиографический список:

1. ГОСТ Р 52104-2003. Ресурсосбережение. Термины и определения.
2. Костюков А. Особенности ресурсосбережения. НТС «Экономика бизнеса», № 19 (9233), Омск, 2008.
3. *Артюшкин В.Н., Тян В.К.* Энергосбережение при эксплуатации магистральных насосных агрегатов: монография /– Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 104 с.: ил.
4. Паспорт программы инновационного развития ПАО «Транснефть» на период 2017-2021 годы.
5. API Std 610 (ISO 13709: 2003) Центробежные насосы для нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности.
6. <http://www.eg-online.ru/article/53931/>.

УДК 621.643.053

**АНАЛИЗ И РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАССТАНОВКИ
ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ
НЕФТЕПРОВОДОВ**

А.А. Афиногентов, Н.И. Иванова, И.А. Федотова

*СамГТУ,
Самара, Россия,
irina.fedotova.1994@bk.ru*

Одним из средств повышения надежности магистральных нефтепроводов является размещение по трассе запорной арматуры, при помощи которой можно локализовать любую секцию между двумя ближайшими задвижками [1]. Зачастую в случаях аварий на нефтепроводах, возникают значительные трудности в локализации повреждений, в связи с самотечным опорожнением трубопровода. Тяжесть таких последствий определяется типом местности и ее значимостью для экосистемы. Уменьшить невосполнимый ущерб от данных аварий возможно снижением объема выхода нефти через аварийные разрывы.

Анализ эксплуатации магистральных нефтепроводов показывает, что чаще всего запорная арматура используется для перекрытия трубопровода с целью проведения ремонта. Общей чертой у существующих технологических схем является то, что объем откачиваемой нефти определяется длиной ремонтируемого участка, профилем трассы и расстоянием между соответствующими линейными задвижками. В нормативно-технической документации [2] единственным

критерием расстановки запорной арматуры на линейной части (исключая случаи установки арматуры по технологическим требованиям) является расстояние до 30 км друг от друга.

В работе [3] содержатся выводы о том, что снижение объема аварийного выхода нефти за счет увеличения количества единиц запорной арматуры неэффективно, ввиду того, что уменьшается влияние отдельно взятой единицы арматуры на данный объем.

Также в работе [4] выявлено, что существует определенная зависимость между длиной трубопровода, опорожняющегося при аварии, и временем простоя. Влияние различных причин приводит к колебаниям времени простоя при аварии. Кроме того, предложена методика определения количества запорной арматуры по принципу минимальных суммарных затрат на приобретение, монтаж, эксплуатацию арматурных узлов, и ущерб, наносимый аварийными повреждениями линейной части и арматурных узлов.

Таким образом, во всех проанализированных работах критерием оптимизации выбран ожидаемый объем выхода нефти при авариях, и выбирается тот вариант размещения арматуры, при котором ожидаемый объем выхода имеет минимальное значение.

Соответственно, запорную арматуру необходимо размещать, придерживаясь нескольких критериев:

- 1) минимальный объем стока в случае самотечного опорожнения нефтепровода;
- 2) минимальный объем откачки в любом участке проведения ремонтных работ;

В соответствии с данными критериями, были разработаны: *алгоритм* расчета объемов откачки в зависимости от координаты места откачки x_0 профиля (высотных отметок) $z(x)$ трассы трубопровода и процедура оптимизации положения запорной арматуры (задвигжек). Для программной реализации *алгоритма* и *процедуры оптимизации* использовался пакет *Mathcad15*. В качестве исходных данных, используемых алгоритмом определения объемов откачки, задаются длина L , диаметр D и геодезические отметки $z(x)$ трассы трубопровода, и предполагаемая точка проведения ремонтных работ (либо точка повреждения трубопровода) x_0 . Алгоритм, анализируя геодезические высоты близлежащих секций трубопровода, определяет протяженность участков и объем нефти в них, который подлежит откачке.

На основе указанного алгоритма строится зависимость объема $V(x_0)$ (рис. 1(a)), подлежащего откачки, от координаты x_0 места откачки с учетом профиля $z(x)$ (рис. 1(б)) трассы трубопровода. Высшие точки левого графика на рис. 1 являются точками, в которых будет наибольший объем откачки.

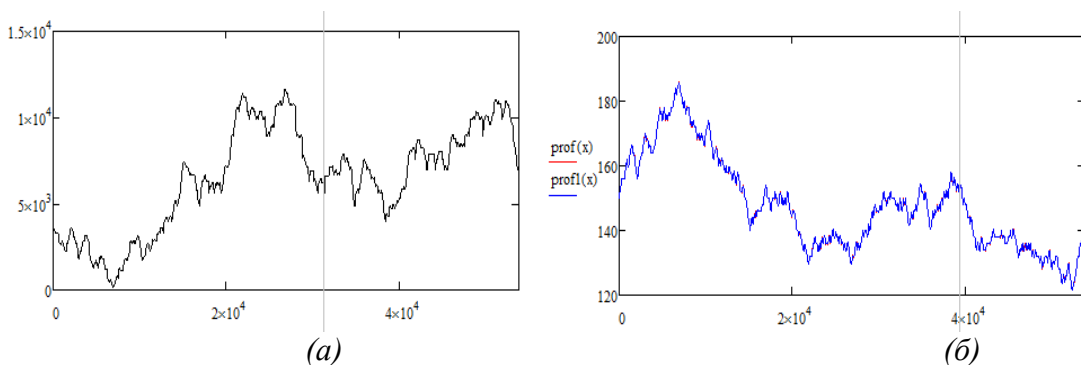


Рис. 1. Зависимость объема откачки от точки откачки (а) и профиль трассы трубопровода (б)

Полученная зависимость $V(x_0)$ выступает в качестве *минимизируемого* функционала (критерия) на этапе решения задачи параметрической оптимизации. В качестве оптимизируемых параметров выступают координаты $X_1, X_2 \dots X_n$ мест установки запорной арматуры. При расстановке арматуры учитываются объемы максимальной откачки – или в случае аварии – объемы максимального выхода нефти V_n^{max} (рис.2), которые необходимо минимизировать (минимаксный критерий оптимизации). Решение задачи базируется на *альтернансном* методе параметрической оптимизации [5]. Результаты решения задачи представлены на рисунках 2 и 3.

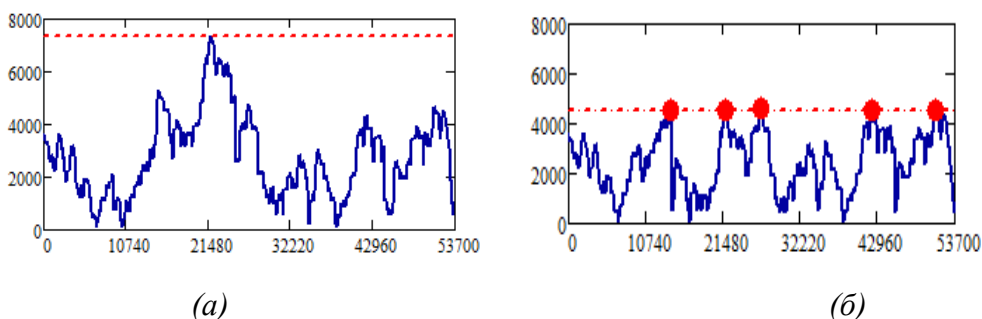


Рис. 2. Зависимость объем откачки нефти $V(x_0)$ в зависимости от точки откачки x_0
(на участке установлены четыре задвижки, без учета граничных),
а- до оптимизации, б – после оптимизации.

Результатом решения задачи оптимизации являются координаты мест расположения запорной арматуры, в сравнении с первоначальной расстановкой (рис.4), задвижки необходимо сместить: №1 на 5300 м вправо, №2 на 80 м влево, №3 на 400 м влево, №4 на 80 м влево. При этом максимальный объем откачки снижается на 2800 м³ или 39% (рис. 2)

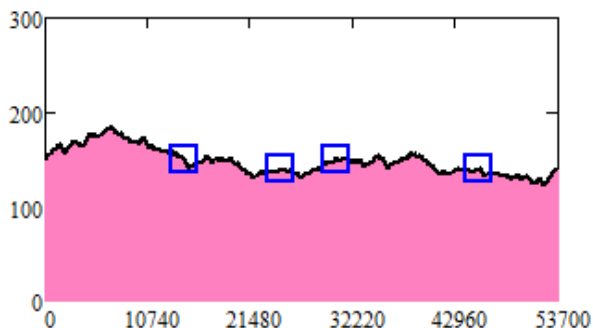


Рис. 3. Оптимизированная расстановка запорной арматуры

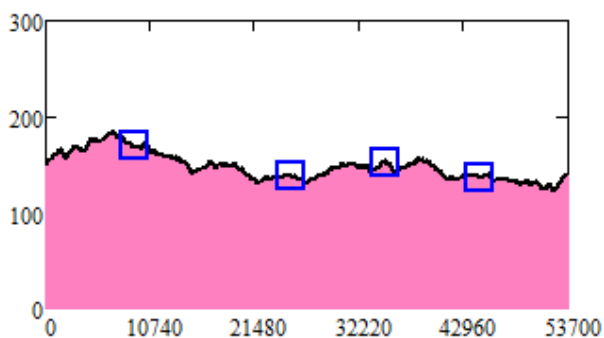


Рис. 4. Первоначальная расстановка запорной арматуры

В работе описан подход к решению задачи оптимальной расстановки запорной арматуры по трассе нефтепровода с целью снижения объемов выхода/откачки нефти при аварийных ситуациях или ремонтных работах. Предложена методика оптимизации, базирующаяся на точном *альтернативном* методе.

Библиографический список:

1. Таран В.А. Оптимальная расстановка линейной арматуры на магистральных нефтепродуктопроводах / В.А. Таран, Б.В. Самойлов // Нефтяное хозяйство. – 1969. - №6. – С.60-62
2. СП 36.13330 – 2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. Вед. 2013-07-01. . – М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов. 2001. – 27 с.
3. Дудников, Ю.В. Научные основы проектирования и обеспечения безопасности сложных участков линейной части магистральных нефтепроводов: дис. док. техн. наук. – Уфа, 2012. – 366 с.

4. *Азметов, Х.А.* Реконструкция сложных участков линейной части магистральных нефтепроводов: дис. док. техн. наук. – Уфа, 1999. – 408 с.

5. *Рапопорт Э.Я.* Альтернативный метод в прикладных задачах оптимизации. - М.: Наука. 2000. – 336 с.

УДК 622.692.23

МОДЕРНИЗИРОВАННЫЙ УТОРНЫЙ УЗЕЛ И ВОЗМОЖНЫЕ СПОСОБЫ ЕГО ИЗГОТОВЛЕНИЯ

С.В. Водовских

*СамГТУ,
Самара, Россия,
vodovskih.sergei@mail.ru*

Введение

В настоящий момент большую популярность имеют резервуары вертикальные стальные (РВС). В нашей стране их количество превышает 50 000 РВС различной вместимости в единой системе нефтеснабжения страны (общий объём более 30 млн.м³).

РВС - это металлическая емкость цилиндрической формы, сооруженная из прокатных стальных листов, предназначенная для хранения, приема и отпуска нефти и нефтепродуктов. Отмечая экономическую эффективность применения резервуаров больших объемов, следует учитывать некоторые особенности их работы.

Вследствие:

- увеличения объемов резко возрастают радиальные перемещения стенки. К примеру, в резервуарах объемом до 5 тыс. м³ радиальные перемещения стенки от гидростатической нагрузки не превышают 7 – 8 мм, то в резервуарах больших объемов, для которых в нижних поясах стенки применяются стали повышенной и высокой прочности, радиальные перемещения доходят до 50 – 60 мм;

- частых циклических нагрузок, вызванных наполнением и опорожнением продуктом, возникают изгибающие моменты и поперечные силы. При этом каждое единичное перемещение и перемещение от внешней нагрузки состоит из трёх слагаемых:

- 1) Перемещение с деформацией стенки;
- 2) Перемещение с деформацией днища;
- 3) Поворот уторного узла.

В зависимости от этих сочетаний слабым местом является место сварного соединения стенки с днищем (место уторного шва). К тому же в процессе сварки изменяются механические свойства стали, особенно проявляется ослабление прочностных характеристик “околошовных” зон, возможны скрытые горячие или холодные микротрещины, что могут вызвать активную коррозирующую способность.

Вследствие таких недостатков резервуар может выйти из рабочего состояния, что крайне нежелательно и ведет к проведению дорогостоящего ремонта.

Модернизированный уторный узел

Ранее студентами СамГТУ Нефтетехнологического факультета было предложено модернизировать соединение стенка-днище. Вместо сварки уторного узла, предлагается использовать сегмент тороидальной формы, изготовленного по частям окружности. Были произведены сравнительные расчеты РВС вместимостью 50000 м³.

Конструкция (рис.1) представляет собой скругленный угол с полками-катетами, изогнутый по длине в соответствии с заданным радиусом и по толщине полок равный толщине стенки первого пояса, что позволит исключить сварное соединение стенка-днище.

Предлагаемая конструкция позволит:

1. Снизить напряжения в области уторного узла.
2. Уменьшить напряжения, возникающие в стенке от гидростатических нагрузок.
3. Увеличить время до появления микро- и макротрещин в местах вспучиваний и замедлить процессы коррозии днища резервуара и нижней части стенки.

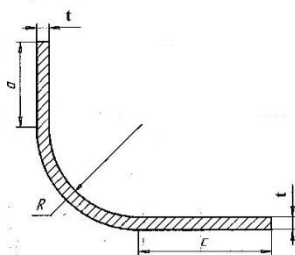


Рис. 1

По результатам расчетов, выполненных при помощи программы ANSYS выявлено, что максимальное напряжение в некоторых точках окрайки превышает предел текучести. В предлагаемой конструкции возникающие напряжения снижаются на порядок, что позволит увеличить срок службы нижнего, «окрайки»

и днища резервуара примерно в два раза, что способствует снижению годовых затрат на ремонт и повышению надёжности эксплуатации резервуарного парка.

Способ изготовления

Выбор способа изготовления - очень сложная, иногда трудноразрешимая задача, так как часто различные способы могут надежно обеспечить технические и экономические требования, предъявляемые к детали.

Задача должна решаться комплексно со смежными задачами технологической подготовки производства. За счет рационального выбора метода получения заготовки и назначения экономически обоснованных припусков на механообработку можно снизить такие важнейшие технико-экономические показатели изготовления как трудоемкость и технологическую себестоимость изготовления.

Метод получения заготовки, обеспечивающий технологичность изготавливаемой из нее детали при минимальной себестоимости последней считается оптимальным.

Свободная ковка

Преимущества свободнойковки по сравнению с другими способами обработки металлов:

- универсальность в отношении веса, формы и размеров партии изготавливаемых заготовок;
- обеспечение высоких механических свойств металла в изделиях;
- отсутствие затрат на дорогостоящую технологическую оснастку;
- возможность использования сравнительно маломощных машин.

Свободная ковка незаменима в производстве крупных деталей, несмотря на то, что обладает рядом присущих ей недостатков:

- сравнительно низкая производительность труда;
- небольшая точностьковки, вызывающая необходимость значительных припусков и напусков металла, что приводит к повышению расхода материала и стоимости готовых изделий.

Горячая объемная штамповка

В сравнении с ковкой горячая штамповка обладает рядом преимуществ:

- значительно более высокая производительность, в десятки раз превышающая производительность свободнойковки;
- высокая точность и качество поверхности штампуемых поковок;
- сокращается дальнейшая чистовая обработка резанием;
- массовый выпуск дешевой продукции благодаря значительному снижению расхода металла на поковки и трудоемкости их дальнейшей обработки.

С помощью штамповки получают детали исключительно сложной формы. Но необходимо учитывать, что штамп годен только для изготовления той поковки, для которой он спроектирован, в отличие от универсального инструмента свободнойковки. Именно поэтому применение штамповки выгодно лишь при

серийном или массовом производстве. Горячую объемную штамповку применяют в машиностроении и других отраслях промышленности для изготовления сложных по форме заготовок ответственных деталей.

Предпочтение следует отдавать той заготовке, которая обеспечивает меньшую технологическую себестоимость детали. Если же сопоставляемые варианты оказываются равноценными, предпочтение следует отдавать варианту заготовки с более высоким коэффициентом использования материала.

Библиографический список:

1. *Иванов И. И., Соколов А. В., Соколов В. С.* «Основы теории обработки металлов давлением», 2011

2. *Сторожев М. В., Попов Е. А.* «Теория обработки металлов давлением». Изд. 4-е, перераб. и доп. -М., «Машиностроение», 1977.

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ТРЕНАЖЕРЫ - ВАЖНОЕ ЗВЕНО В ПОВЫШЕНИИ КВАЛИФИКАЦИИ СОТРУДНИКОВ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

¹Е.И. Заборовский, ¹А.Н.Князев, ²А.С. Давыдова

¹Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия,

Eizabor@rambler.ru

alexandrknayzev.ru@gmail.com

²Российский государственный социальный университет

Eizabor@rambler.ru

Значительная часть сооружений промышленного фонда РФ исчерпала свой плановый ресурс и вступает в период интенсивных отказов.

Повышение уровня безопасности персонала, снижение аварийности, поддержание на высоком уровне квалификации сотрудников являются важными задачами высшего менеджмента современных промышленных производств, особенно пожаро- и взрывоопасных.

Трубопроводный транспорт предусматривает использование высокоавтоматизированных средств контроля и обеспечение безопасности, повышение технологичности и надежности узлов и агрегатов, однако это привело к тому, что все более частой причиной нештатных ситуаций на производстве стал человеческий фактор. В связи с этим в настоящее время все большее

распространение получают интерактивные тренажеры на базе ПК. Такая тенденция позволяет существенно снизить влияние человеческого фактора на ход технологического процесса за счет повышения уровня профессионального мастерства рабочего персонала [5].

Назначение тренажеров:

- повышение эффективности обучения персонала за счет приобретения не только теоретических, но и практических знаний;
- поддержка и статический контроль квалификации персонала;
- отработка действий взаимодействия в нештатных ситуациях без реальной угрозы персоналу, течению техпроцесса и оборудованию;
- повышение уровня самостоятельности сотрудников при принятии обдуманных решений в аварийной ситуации в условиях дефицита времени;
- ознакомление с расположением опасных зон и с характером потенциальных угроз;
- повышение качества взаимодействия оперативного и диспетчерского персонала.

Анализ причин отказов и аварий нефтегазовых сооружений свидетельствует о преобладающем влиянии коррозионного фактора. Так в нефтедобывающей промышленности и на транспорте нефти и газа до 70% отказов происходит по причине коррозионных повреждений. Продлить «жизнь» трубопроводных систем, обеспечить требуемый уровень экологической и техногенной безопасности можно путем поддержания высокого уровня их эксплуатационной пригодности и работоспособного состояния. Очевидно, что комплекс организационно-технических мероприятий должен включать в себя вопрос подготовки специалистов не только на предприятии, но и в ВУЗах. С этой целью разрабатываются методики обучения, комплексы организационно-технических мероприятий, создаются стенды-имитаторы. Все это в целом способствует пониманию физического процесса коррозии, методического подход к расчету оптимальных режимов систем ЭХЗ магистральных трубопроводов с учетом фактического состояния антикоррозионных покрытий трубопроводов (АКП), активности грунта, технических характеристик станций катодной защиты (СКЗ), защитного потенциала и других показателей.

На кафедре «Трубопроводный транспорт» Самарского государственного технического университета был разработан тренажер, позволяющий наглядно продемонстрировать, как влияют входные параметры на распределение защитного потенциала по длине магистрального трубопровода.

Рассмотрим технологическую схему защиты магистральных трубопроводов от коррозии с помощью систем ЭХЗ, представленную на рис. 1

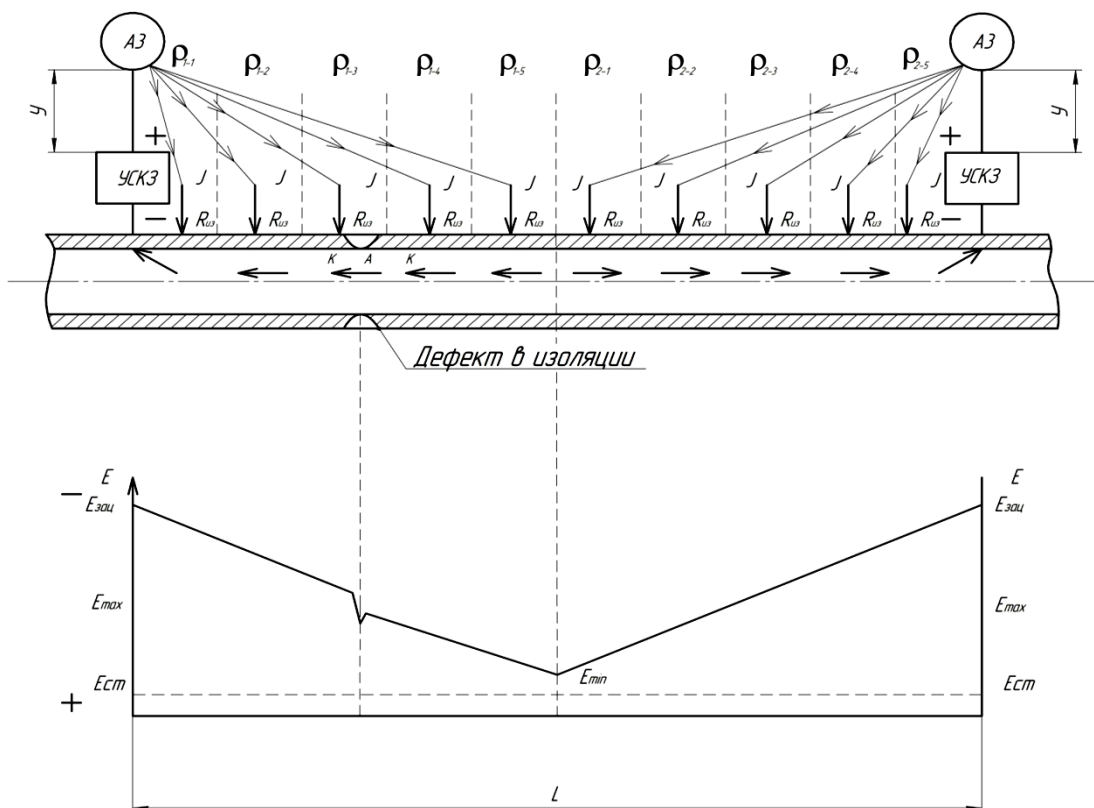


Рис. 1. Технологическая схема защиты от коррозии

Участок трубопровода между двумя СКЗ разбит искусственно на конечные элементы +1+2+3+4+5/-5-4-3-2-1. В данном случае по пять на зону действия каждой СКЗ. Каждая зона имеет своё удельное сопротивление грунта ρ . Токи I_a протекают от анода СКЗ по грунту к трубе, далее, преодолевая сопротивление изоляции по металлу трубопровода защитной зоны СКЗ к отрицательному полюсу источника.

Защитный ток, создающий требуемую разность потенциалов «труба-земля», накладываемый на трубопровод от станции катодной защиты распределяется по длине трубопровода неравномерно. Максимальное значение разности потенциалов находится в точке подключения СКЗ. По мере удаления в обе стороны от этой точки разность потенциалов «труба-земля» уменьшается. Максимальное значение потенциала не должно превышать минус 1,15 В, минимальное значение разности потенциалов не ниже минус 0,85 В по ГОСТ Р 51164-98.

В основу математической модели процесса функционирования системы ЭХЗ положен численный метод конечных элементов, позволяющий учесть неоднородность параметров трубопровода, АКП и окружающей среды.

Участок трубопровода разбивается на конечные элементы длиной h . При достаточно малых h разность защитных потенциалов, измеренная на грунте над трубой при диагностировании, можно считать приблизительно равной разности потенциалов непосредственно на трубе, что справедливо при однородности грунта и АКП трубы в пределах шага дискретизации h .

Уравнение для потенциалов на узлах конечно-элементной сетки [2]:

$$\varphi_i = \frac{\frac{\varphi_{i-1}}{R_{m,i-1}h} + \frac{\varphi_{i+1}}{R_{m,i}h}}{\frac{1}{R_{m,i-1}h} + \frac{1}{R_{m,i}h} + \frac{2h}{R_{n,i-1} + R_{n,i}}},$$

где $R_{m,i}$ – продольное сопротивление трубы на i -м элементе, Ом/м;

$R_{n,i}$ – переходное сопротивление АКП трубы на i -м элементе, Ом/м;

i – номер узла на конечно-элементной сетке.

Продольное сопротивление трубы на i -м элементе $R_{m,i}$ задается в качестве исходной информации из результатов проведения комплексного обследования коррозионного состояния МН или может быть рассчитано [3]:

$$R_{m,i} = \frac{\rho_{m,i}(1 + \beta(t - 20))}{\pi(D_{m,i}10^3 - \delta_{m,i})\delta_{m,i}},$$

где $\rho_{m,i}$ – удельное сопротивление материала трубы, Ом мм²/м;

β – температурный коэффициент электрического сопротивления стали при 20 °С, 1/°С;

$D_{m,i}$ – диаметр трубы, м;

$\delta_{m,i}$ – толщина стенки трубы, мм;

t – максимальная эксплуатационная температура стенки трубы, °С.

Переходное сопротивление АКП трубы на i -м элементе $R_{n,i}$ определяется как сумма сопротивления АКП и сопротивления растеканию трубопровода [4]:

$$R_{n,i} = \frac{R_{уз,i} + R_{р,i}}{\pi D_{m,i}},$$

где $R_{из,i}$ – сопротивление АКП трубопровода на момент измерения, Ом м²;

$R_{p,i}$ – сопротивление растеканию трубопровода, Ом м².

Сопротивление растеканию трубопровода $R_{p,i}$ определяется из результатов численного решения трансцендентного уравнения [3]:

$$R_{p,i} = \frac{\rho_{z,i} D_{m,i}}{2} \ln \left(\frac{0.4\pi R_{p,i}}{D_{m,i}^2 H_{m,i} R_{m,i}} \right),$$

где $\rho_{z,i}$ – удельное сопротивление грунта, Ом м;

$H_{m,i}$ – глубина залегания трубы, м.

Основное меню программы (тренажера) имеет следующую структуру:

файл:

- новый проект;
- открыть проект;
- сохранить проект.
- выход;

модель:

- расчет;
- окна.

Окно параметров модели приведено на рис. 2.

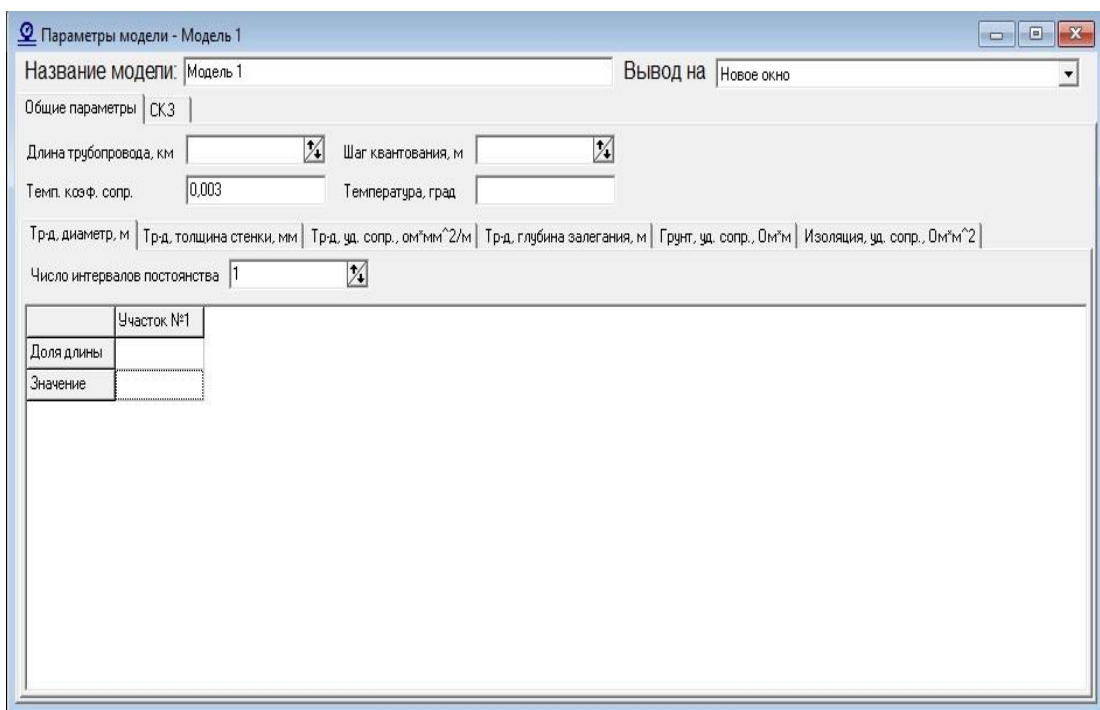


Рис. 2. Окно параметров модели

Основные параметры, необходимые для проведения моделирования:

- длина трубопровода;
- шаг квантования по длине;
- температурный коэффициент сопротивления материала трубы, температура окружающей среды;
- распределение диаметра трубопровода по длине;
- распределение толщины стенки трубопровода по длине;
- распределение удельного сопротивления трубопровода по длине;
- распределение глубины залегания трубопровода по длине;
- распределение удельного сопротивления грунта по длине;
- распределение удельное сопротивление изоляции трубопровода по длине.

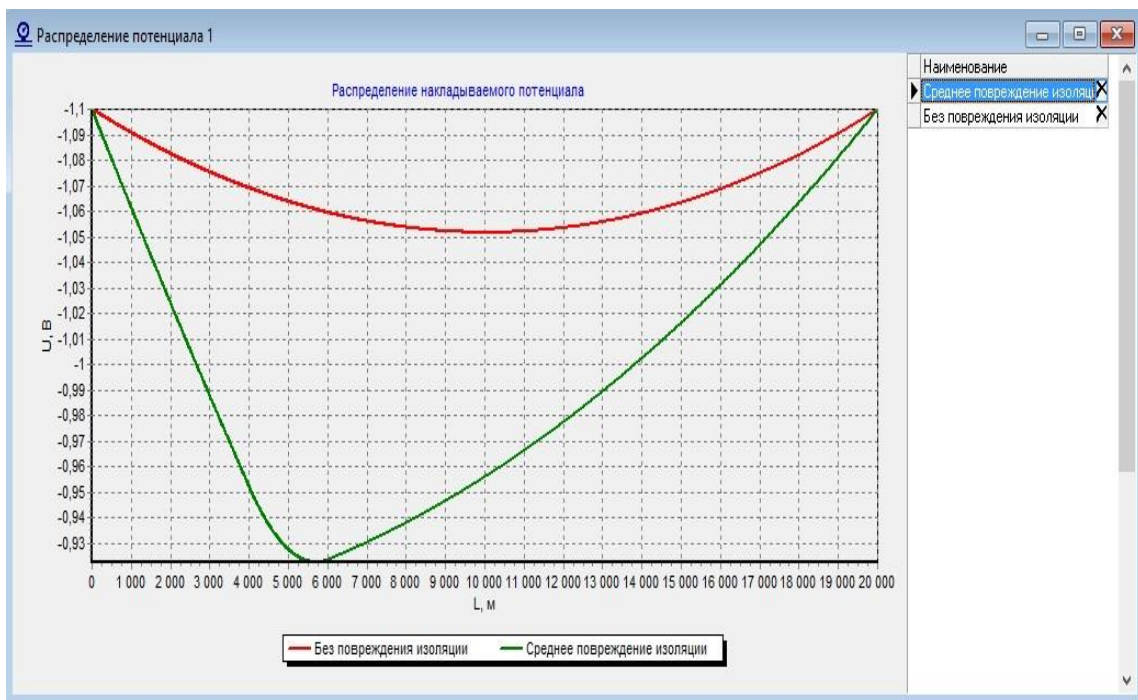


Рис. 3. Распределение накладываемого потенциала при нормальном и среднем повреждении изоляции

Снижение сопротивления изоляции или других входных параметров отражается на величине защитного потенциала (рис. 3).

Таким образом, варьируя входными данными, можно найти:

- протяженность зоны защиты трубопровода (L , м);
- значение силы тока СЕЗ (a);
- значение мощности СКЗ (P , Вт);
- величину защитного потенциала по всей длине защитной зоны;
- дефекты в изоляционном покрытии трубопровода.

То есть оптимизировать работу ЭХЗ с учетом различного влияния входных параметров.

Библиографический список:

1. Иваненков В.В., Гиззатуллин Р.Р., Гумеров К.М. Моделирование работы ЭХЗ методом конечных элементов // <http://www.teeh-biblio.ru>.

2. Ткаченко В.Н. Электрохимическая защита трубопроводов/Учебное пособие. Волгоград ИП ИПД «Авторское перо», 2005 г., 234 стр.

3. РД-91.020.00-КТН-234-10 Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС.

4. Методики выполнения расчетов электрических характеристик защищаемых объектов МН; ЗАО «ВНИИСТ Диагностика» 2006, 13с.

5. *Базилевич В.Г.* Интерактивные промышленные тренажеры - важное звено эффективного управления производством. ОАО НИПИгазпереработка УДК 371.693.4.

УДК 532.5

АНАЛИЗ ПРИЧИН СЕЗОННОГО ПОВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА «ГАРАЕВСКОЙ» ДНС

Д.А. Зайцев, Л.А.Шацкая

*СамГТУ,
Самара, Россия
zaitsev83@mail.ru
Ludmilad@rambler.ru*

Дожимная насосная станция «Гараевская» предназначена для предварительной сепарации и перекачки продукции скважин Гараевско-Ясеновского месторождения на УПСВ «Горбатовская». Готовым продуктом является частично разгазированная водонефтяная эмульсия и попутный нефтяной газ.

В процессе эксплуатации ДНС «Гараевская» наблюдается повышение давления превышающее технологический регламент и доходит до 4,4 мПа. (норма технологического процесса 1,5-3,0 мПа.), и может продолжаться до 3 недель. После изучения показателей технологического процесса, которые отображены в суточных журналах, можно сделать вывод, что повышение давления это не единичный случаи может продолжаться несколько недель. В связи с этой проблемой, рассмотрим несколько возможных причин, которые могут способствовать повышению давления, сверх установленных норм.

Первая возможная причина – уменьшение диаметра напорного трубопровода от ДНС «Гараевская».

Рассмотрим единую нефтепроводную систему состоящую из напорного нефтепровода ДНС «Рассветская»-УПСВ «Горбатовская» с подключением напорного нефтепровода от ДНС «Гараевская». В 2015 году напорный

трубопровод от ДНС «Гараевская» диаметром 300 мм был заменен на трубопровод диаметром 219 мм.

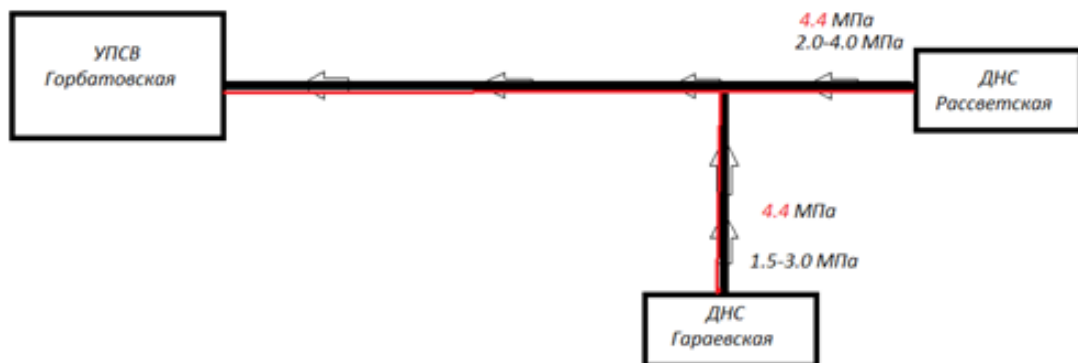


Рис. 1. Принципиальная схема рассматриваемого участка.

Можно предположить, что повышения давления является следствием уменьшения диаметра нефтепровода. Однако расчёт на производительность напорного нефтепровода с диаметром 219мм указывает на пропускную возможность перекачки всей продукции ДНС «Рассветская» и ДНС «Гараевская». Причем, при расчете производительность нефтепровода была выбрана с учетом перспективных планов по добыче нефти и газа до 2017 г. [7]

Кроме того, повышение давления сверх разрешённого, было зарегистрировано и при диаметре трубопровода 300 мм.

Вторая причина – отложение парафинов на внутренней стенке трубопровода.

Транспортируемая в настоящее время по нефтепромысловым трубопроводам нефть содержит в своем составе от 2,5 до 5 % парафина. При температурах внутренней стенки ниже 25°С парафин выделяется в виде кристаллов, которые откладываются на стенках трубопровода.

Отложение парафинов в нефтепроводах способствует:

- Снижению пропускной способности трубопровода;
- Увеличению гидравлического сопротивления;
- Уменьшению срока эксплуатации трубопровода;
- Изменению реологических свойств нефти, вплоть до образования структуры во всём объёме нефти и потери текучести.

Отложения парафинов могут привести к повышению давления. Но очистку нефтепровода, с помощью очистительных поршней стали проводить чаще, а поршни извлекают практически чистыми.

Третья причина – смены температурного режима перекачки.

В осенне-зимний период почва меняет свою постоянную температуру, земля промерзает на глубину до 2 м., меняется внешнее гидростатическое давление, соответственно может меняться и внутреннее в нефтепроводах гидростатическое давление. В весенний период, земля начинает нагреваться, нарушая устоявшийся баланс. Однако при составлении статистических данных (рис.2) с 2015 по 2017 года видно, что периоды повышения давления меняются, и от времени года зависят не критически.

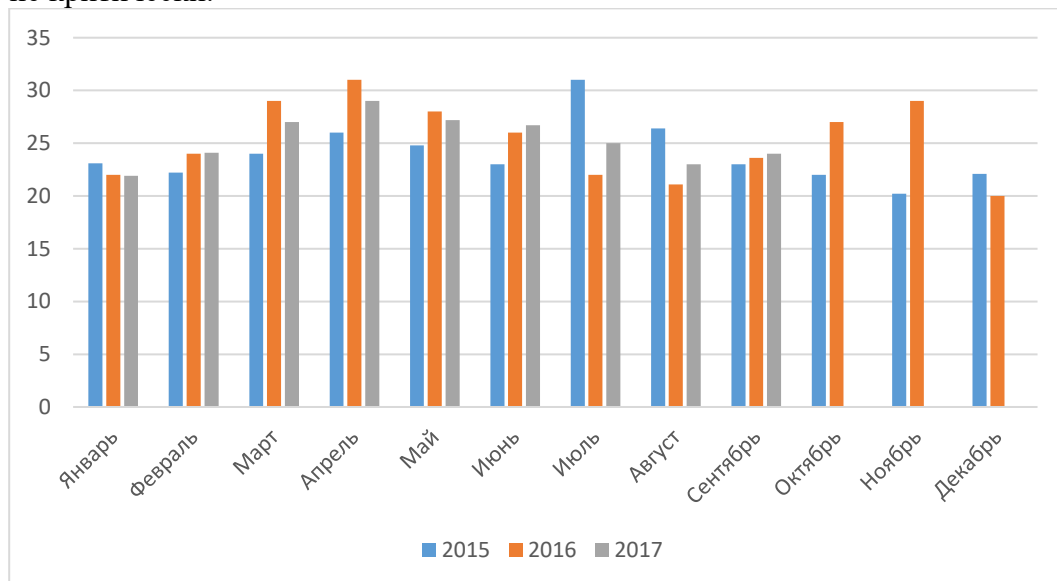


Рис. 2. Диаграмма давления на участке трубопровода ДНС «Гараевская» - УПСВ «Рассветская» по месяцам.

Энергоэффективным методом снижения затрат на перекачку считается реагентный метод. Он основан на введение в состав эмульсионных потоков специальных присадок, позволяющих снизить гидравлическое сопротивление, в результате чего понижается внутреннее давление [2]. На ДНС «Рассветская» и ДНС «Гараевская» используется реагент ДИН-4. Он предназначен для обезвоживания и обессоливания нефтяных эмульсий в процессе подготовки и сбора на промыслах и нефтеперерабатывающих предприятий.

В 2017 году весной, когда давление стало плавно расти, был увеличен расход реагента ДИН-4, плавно в течении 5 дней, с 32 кг/сут до 48 кг/сут. При этом давление нормализовалось, и соответствовало максимальным значениям по нормам технологического регламента. Через 10 дней, когда давление понизилось, расход реагента плавно убавлялся до 28 кг/сут. Таким образом, при увеличении концентрации в перекачиваемой нефтяной жидкости реагента ДИН-4, подбору

более подходящих полимеров, либо реагентов в наиболее опасные периоды, поможет справиться с наиболее острыми периодами давления.

На ДНС «Рассветская» произошли изменения технологического регламента, с апреля 2017 года, стали производить сброс воды в пласт, при этом добыча не увеличилась, а это примерно 200 м³/сут. Изменения в регламенте связаны с обеспечением дальнейшего увеличения объёмов перекачиваемой жидкости, либо остановки высоко обводнённого фонда скважин, так как строительство нефтепровода большего диаметра не целесообразно.[9]. Так же чаще стали производить очистку нефтепровода, с помощью очистительных поршней.

Возможно небольшие корректировки, внесённые в технологический процесс, благодаря анализу, решили проблемы, возникшие в процессе эксплуатации нефтепровода. На рисунке 3 отображены периоды, каждого года, при которых давление было максимально высоким. В 2017 году давление выходило за пределы технологического регламента (рис.3), но здесь увеличилась производительность. В Июле 2015 она составляла в среднем 720 м³/сут, 2016 710 м³/сут, а в 2017 доходила до 900 м³/сут, а в остальном проходящий год соответствует нормам технологического регламента. Посмотрим, как будет протекать осень 2017.

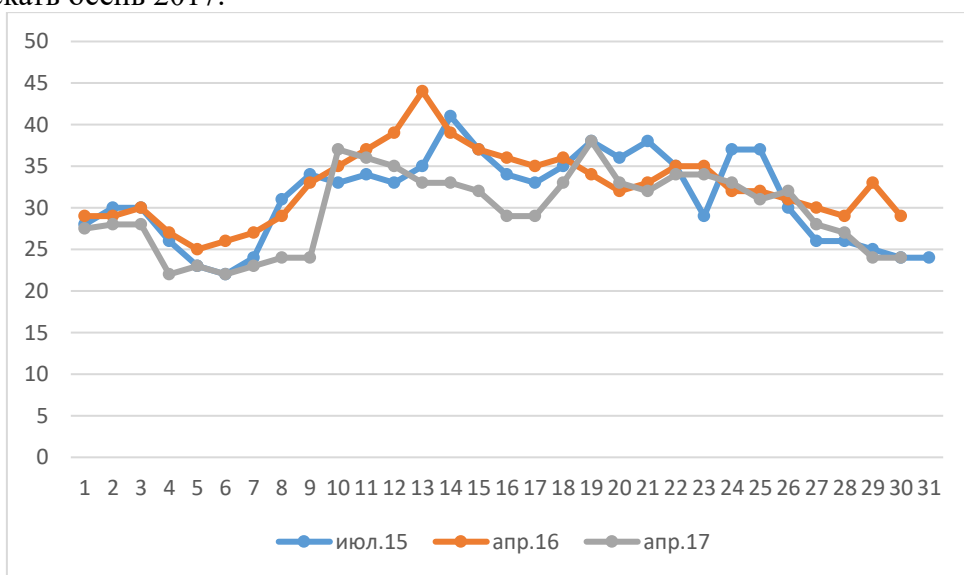


Рис. 3. График динамики повышения давления выше разрешённого.

Библиографический список:

1. Белоусов, Ю. П. Противотурбулентные присадки для углеводородных жидкостей / Ю. П. Белоусов. – Новосибирск.: Наука, 1986. – 177 с.

2. Способ уменьшения гидравлического сопротивления трубопроводных сетей для транспортировки жидких сред: пат. 2318140 Рос. Федерация: МПК7 F15D1/06 / В.А. Рыженков, А.В. Волков, С.И. Погорелов, А.В. Рыженков; - № 2006138190; заявл. 30.10.2006; опубл. 27.02.2008. – 3 с.

3. *Николаев, А. Ф.* Водорастворимые полимеры / А. Ф. Николаев, Г. И. Охрименко - Л.: Химия, 1979.

4. *Гумеров А.Г.*, Магистральные трубопроводы М Нефть 2001

5. Первый этап транспортировки нефти - промысловый трубопровод. // http://www.oilcatalog.ru/stat/1071_stat.html

6. *Хуснулин Р.Р.* Композиционные составы для снижения давления гидравлического сопротивления в системах трубопроводного сбора и транспорта продукции нефтяных скважин. Диссертация Казань 2015.

7. Данные ООО «СамараНИПИнефть» из акта расследования.

8. Технические требования на проектирование «Напорного нефтепровода ДНС «Рассветская» - УПСВ «Горбатовская» с подключением напорного нефтепровода от ДНС «Гараевская»». от 30.09.2013.

9. Акт служебного расследования выявления причин применения в проекте некорректных исходных данных по проекту 1184П «Напорный нефтепровод ДНС «Рассветская» - УПСВ «Горбатовская» с подключением напорного нефтепровода от ДНС «Гараевская»» от 24.11.2015.

УДК 622.692.23

СОЕДИНЕНИЕ СТЕНКИ И ДНИЩА РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО ЦИЛИНДРИЧЕСКОГО СТАЛЬНОГО ТОРОИДАЛЬНЫМ ПЕРЕХОДОМ

Ю.В.Терзман, Л.Е.Землеруб

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия,
tt@samgtu.ru*

Самым нагруженным и ответственным элементом РВС является уторный узел - сопряжение стенки и днища. Основным повреждающим фактором в зоне расположения уторного сварного узла является гидростатическая малоцикловая нагрузка, возникающая при заполнении и опорожнении резервуара, создающая большие изгибающие моменты и поперечные силы. Дефекты и концентраторы напряжений, образующиеся в уторном узле при эксплуатации, существенно снижают надежность и остаточный ресурс резервуара.

Отмечая экономическую эффективность применения резервуаров больших объемов, следует учитывать некоторые особенности их работы. Вследствие:

- увеличения объемов резко возрастают радиальные перемещения стенки. Так, в резервуарах объемом до 5 тыс. м³ радиальные перемещения стенки от гидростатической нагрузки не превышают 7 – 8 мм, то в резервуарах объемом 50 тыс. м³, для которых в нижних поясах стенки применяются стали повышенной прочности, радиальные перемещения достигают 15 – 20 мм;

- циклических нагрузок (малоцикловые нагрузки), вызванных заполнением и опорожнением продуктом, возникают изгибающие моменты и поперечные силы. Так для таврового соединения стенки с днищем воздействия гидростатической нагрузки вызывает одномоментное изменение геометрии стенки и днища резервуара (стенка становится выпуклой и изгибающий момент вызывает поворот уторного узла и волну деформаций днища).

Для РВС очевидно наличие пластического шарнира в сварном тавровом соединении днища и стенки резервуара, то есть уторный узел работает в зоне пластических деформаций, что является концентратором напряжений и непосредственно влияет на срок безопасной эксплуатации конструкции.

Кроме того, при формировании сварного соединения изменяются механические свойства стали, особенно проявляется ослабление прочностных характеристик “околошовных” зон, наличие скрытых горячих или холодных микротрещин, что вместе с подтоварной водой способствует появлению активного коррозионного процесса.

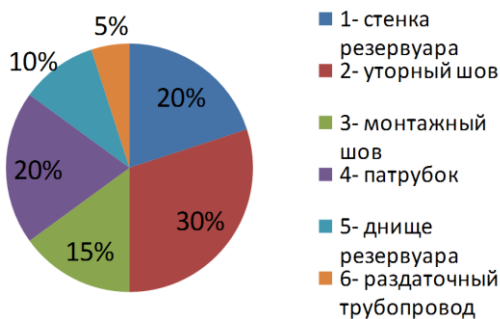


Рис. 1. Отказы конструктивных частей резервуара

В результате перечисленных выше особенностей работы РВС появляются недопустимые дефекты, надежность и остаточный ресурс резервуара существенно снижается, что непосредственно влияет на срок безопасной эксплуатации конструкций и всего резервуара. Все это требует внепланового вывода резервуара из эксплуатации и проведение внеочередного ремонта. Характеристика отказов и их процентное соотношение представлены на рис. 1.

Для решения перечисленных проблем, возникающих при эксплуатации РВС, предлагается заменить уторный узел частью тороидального кольца, соединяющего стенку с дном (рис. 2а, б).

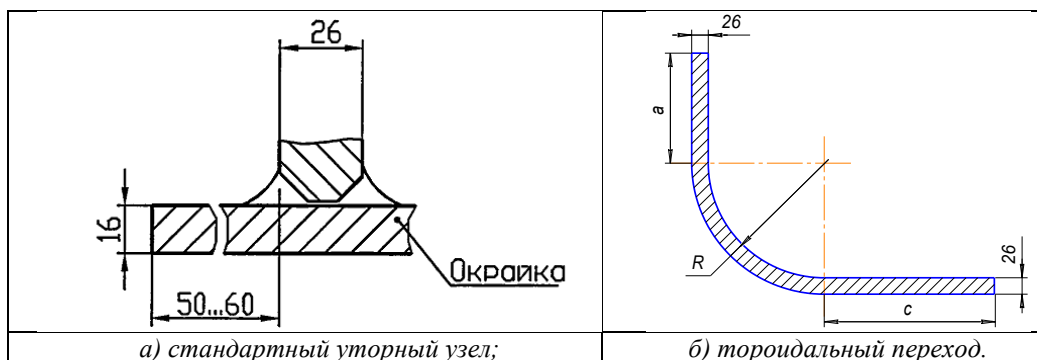
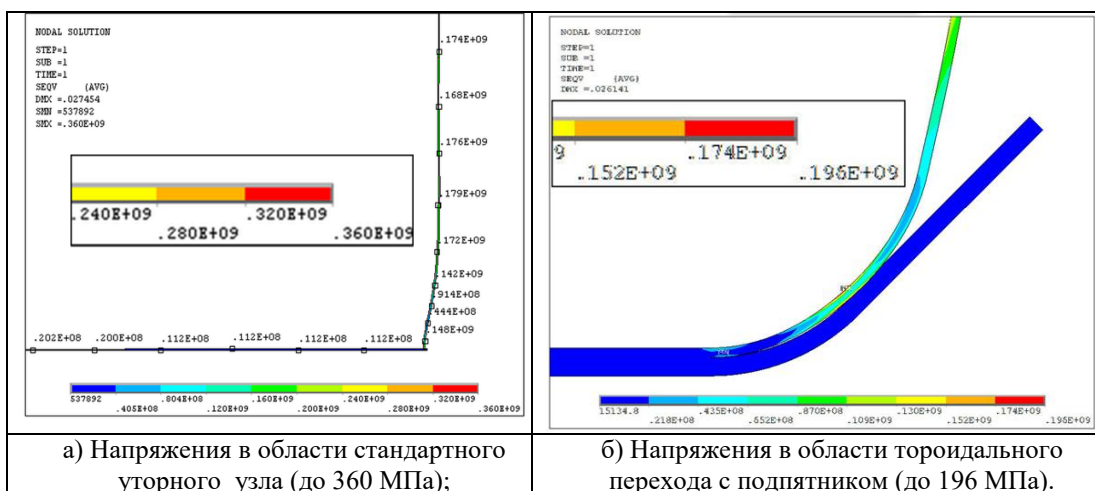


Рис. 2 Соединения дна резервуара со стенкой

По результатам расчетов, выполненных с помощью программы ANSYS, выявлено, что максимальное напряжение в некоторых точках консоли окрайки стандартного уторного узла превышает предел текучести используемой стали, что указывает на неизбежность развития процессов пластического деформирования и образования трещин при длительной эксплуатации резервуара (рис. 3а). В предлагаемой конструкции, напряжения, возникающие в зоне сопряжения стенки и дна, снижаются на 40% (рис. 3б).



а) Напряжения в области стандартного уторного узла (до 360 МПа);

б) Напряжения в области тороидального перехода с подпятником (до 196 МПа).

Рис. 3 Результаты прочностного анализа в программе ANSYS

При этом для устойчивости резервуара по всему контуру стенки между тороидальным переходом и фундаментом резервуара предлагается уложить подпятник, с крепежными косынками, установленными с шагом, который рассчитывается в зависимости от диаметра РВС и толщины первого пояса. Данная конструкция иллюстрируется на рис.4, где стенка (6) и днище (7), соединены между собой тороидальным переходом (1). По всему контуру стенки под тороидальным переходом устанавливается подпятник (2), соединенный с косынкой (3), которая крепится к бетонному кольцу (5) с помощью анкерных болтов (4).

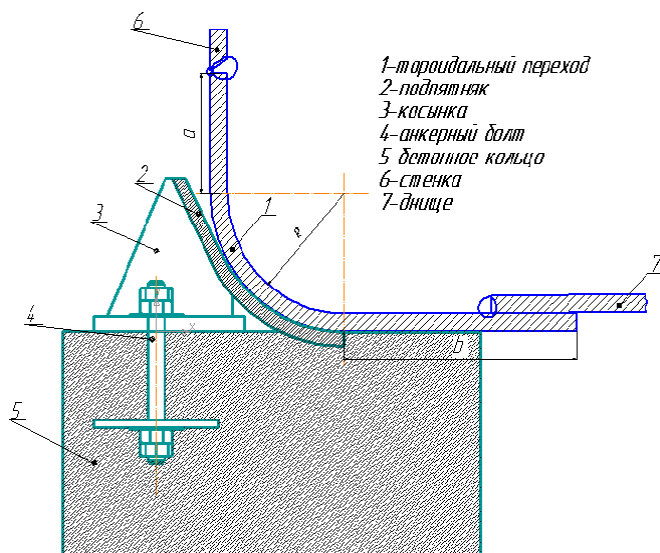


Рис.4. Соединение днища и стенки тороидальным переходом

В такой конструкции при воздействии гидростатической нагрузки будет происходить плавное (не одномоментное) изменение геометрии стенки и днища резервуара, что приведёт к существенному снижению напряжений.

В результате анализа работ по данной теме было найдено наиболее близкое техническое решение нашей конструкции с учетом оптимальных параметров сварного соединения стенки и днища РВС, обеспечивающих наибольший срок его эксплуатации.

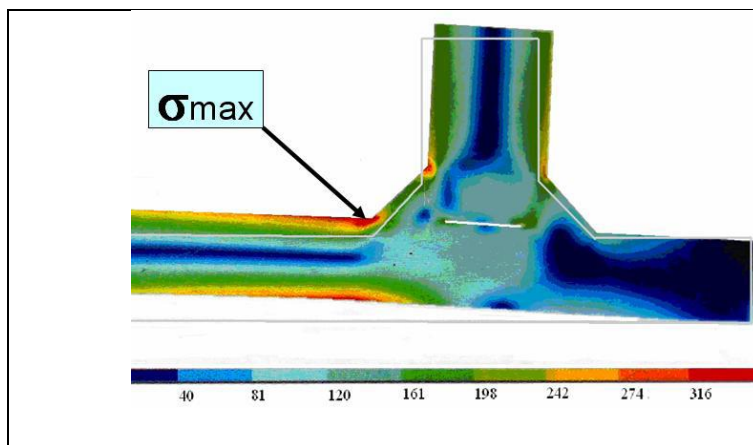


Рис. 5. Модель уторного узла и результаты расчета

Так в диссертации Семина Е.Е. «Оценка долговечности уторных узлов вертикальных стальных резервуаров в процессе эксплуатации» с целью учета влияния геометрии сварного шва в сопряжении стенки и дна был выполнен расчет с использованием программного комплекса ANSYS (рис. 5).

Полученные значения напряжений в области сопряжения стенки с дном превышают соответствующие значения приближенного аналитического решения: для стали 09Г2С – на 23 %, для стали 16Г2АФ – на 3%, что указывает на неизбежность развития процессов пластического деформирования и образования трещин при длительной эксплуатации резервуаров.

На рис. 6 представлена упругопластическая модель натурального образца уторного узла и результаты расчета.

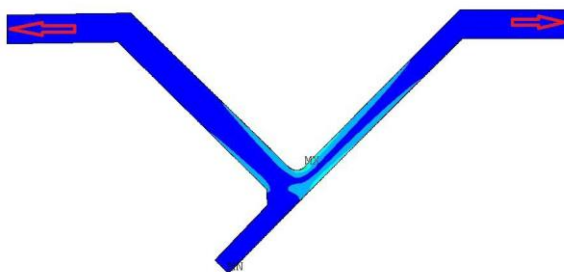


Рис. 6. Упругопластическая модель натурального образца уторного узла

Модель использовалась для определения упругопластических напряжений в бездефектном образце и в образце с подрезами разной глубины.

По результатам исследований было выявлено, что наиболее рациональной в отношении прочности формой сварного соединения является шов, вогнутый вовнутрь. Оптимальная величина вогнутости уторного шва по расчету составляет

3 - 4 мм. В этом случае развитие пластических деформаций в процессе эксплуатации в зоне бездефектного уторного сварного шва не будет происходить. Увеличение вогнутости свыше 4 мм вызывает заметный рост максимальных напряжений в связи с уменьшением площади сечения сварного шва. Таким образом, при проектировании и строительстве резервуаров с целью снижения максимальных напряжений рекомендуется выполнять внутренний уторный шов с вогнутостью 3 - 4 мм.

Таким образом, предлагаемая конструкция соединения стенки и днища резервуара позволит значительно повысить надежность сопряжения стенки с днищем, продлить срок службы, увеличить эксплуатационный период и значительно сократить затраты на проведение капитального ремонта РВС.

Библиографический список:

1. *Горелов А.С.* Неоднородные грунтовые основания и их влияния на работу вертикальных стальных резервуаров. - СПб., - 2009 г. – 220 с.

2. *Семина Е.Е.* Оценка долговечности уторных узлов вертикальных стальных резервуаров в процессе эксплуатации: автореф. дис. ... канд. техн. наук 25.00.19 / Семина Евгений Евгеньевич. - М., 2012. - 21с.

3. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия.

4. ГОСТ Р 52857.2-2007 Нормы и методы расчета на прочность. Расчет цилиндрических и конических обечаек, выпуклых и плоских днищ и крышек.

ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ФУНДАМЕНТОВ ПРИМЕНЯЕМЫХ В РЕЗЕРВУАРОСТРОЕНИИ

А.А. Качаргин, М.Р. Терезулов

*Самарский Государственный Технический Университет,
г. Самара, Россия.
a.kachargin@gmail.com,
teregulovmrtt@gmail.com*

Резервуары стальные вертикальные (РВС) представляют собой одну из самых востребованных и распространенных разновидностей емкостного оборудования. В последние годы в мировой практике особое внимание уделяется проблеме повышения эксплуатационной надежности резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. Связано это с развитием нефтегазовой промышленности, где география объектов инфраструктуры магистрального транспорта нефти постепенно расширяется на территории со сложными климатическими и геологическими условиями. Этим и обуславливается необходимость более детального подхода к вопросам надежности промышленных объектов.

Одним из наиболее ответственных узлов стальных вертикальных резервуаров является фундамент – это часть сооружения, передающая нагрузку от веса сооружения на грунты основания и распределяющая эту нагрузку на такую площадь основания, при которой давления на подошве не превышают расчетных.

При проектировании фундамента цилиндрического резервуара подробно рассматривается геологическое строение площадки, отведенной под застройку, и гидрогеологические условия.

При проектировании фундамента резервуара, следует рассматривать совместно с основанием, с которым он взаимодействует. С одной стороны, конструкция передает нагрузку на основание, с другой стороны изменение условий работы основания влияет на условия работы самой конструкции.

Основания резервуаров подразделяются на виды см. рис.1.

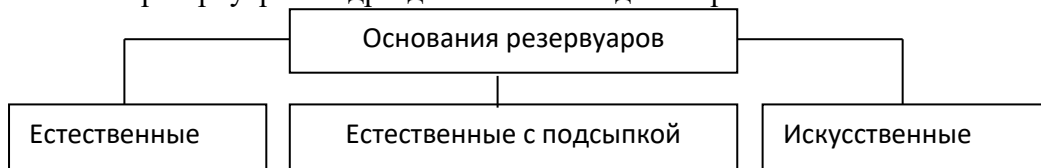


Рис.1. Классификация оснований резервуара

В качестве естественных оснований, могут быть использованы лишь грунты, обладающие достаточным сопротивлением сжатию (прочностью и плотностью), при условии, что их деформации (осадки) под действием нагрузки,

передаваемой от сооружения через подошву фундамента, не будут превышать предельных значений.

Естественные основания с подсыпкой в виде песка подтверждается малым значением высоты капиллярного поднятия влаги, которая для средне- и крупнозернистых песков не превышает 15 см. Основание из песка с высотой над уровнем земли более 15 см предохраняет днище резервуара от корродирующего воздействия на него грунтовой воды.

Искусственные основания резервуаров подразделяются на виды, в зависимости от тяжести грунтовых условий, характера и величины создаваемой нагрузки, см. рис.2.

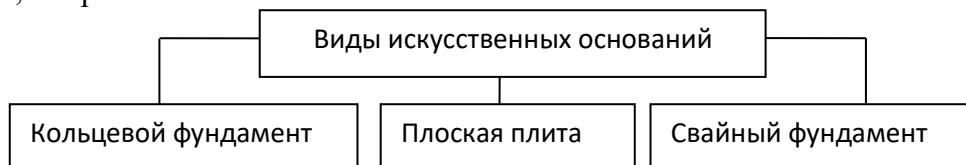


Рис.2. Классификация искусственных оснований резервуара

В качестве кольцевого фундамента резервуара используется грунтовая подушка с железобетонным кольцом под стенкой резервуара. Кольцевые фундаменты устанавливаются непосредственно под стенку резервуара - место сосредоточения максимальной нагрузки и воздействия изгибающего момента.

Плоская железобетонная плита представляет собой монолитную конструкцию, армированную по всему объему. Фундамент резервуаров из плоских железобетонных плит имеют деформационные швы и применяются на резервуарах небольшого объема при неблагоприятных грунтовых водах

Свайный фундамент с армированным монолитным железобетонным ростверком достаточно часто применяют на площадках, сложенных слабыми грунтами см. рис.3. При помощи свай во многих случаях удается добиться допустимого уровня осадки сооружения. Однако опыт устройства свайных фундаментов в резервуаростроении показывает, что не всегда удается добиться желаемого результата. При этом данный тип фундамента весьма затратный.

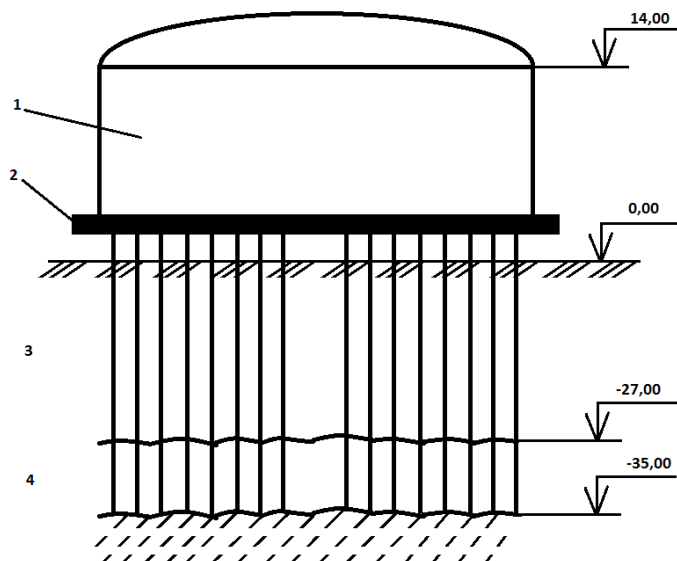


Рис.3 Свайный фундамент РВС: 1 – резервуар; 2 – плита ростверка; 3 – слабая морская глина; 4 – плотная глина.

Фундамент резервуара проектируется с целью удовлетворения следующих эксплуатационных критериев:

- Способность выдержать нагрузку резервуара и его содержимого — предельная несущая способность (ПНС).
- Отсутствие чрезмерной осадки, которая может нарушить целостность конструкции — предельное эксплуатационное состояние (ПЭС).
- Сохранение целостности конструкции резервуара в течение эксплуатационного цикла резервуара.

При проектировании и расчете фундаментов под вертикальные резервуары учитывают эпюру распределения давления на грунт см. рис 4, которая распределяется не по вертикальным линиям, а по кривым — изобарам. Связано это с тем, что нагрузка на фундамент распределяется неравномерно по площади основания. Общая нагрузка на основание фундамента состоит из суммы нагрузок от действия масс: резервуара, жидкости, фундамента и снега на крыше резервуара. Нагрузка от массы жидкости распределяется равномерно по площади основания и зависит от высоты резервуара, точнее, от максимального уровня жидкости и ее плотности. Нагрузка от днища также распределяется равномерно по площади, а сумма нагрузок от массы корпуса и крыши резервуара и снеговая нагрузка концентрируется по образующей линии корпуса резервуара.

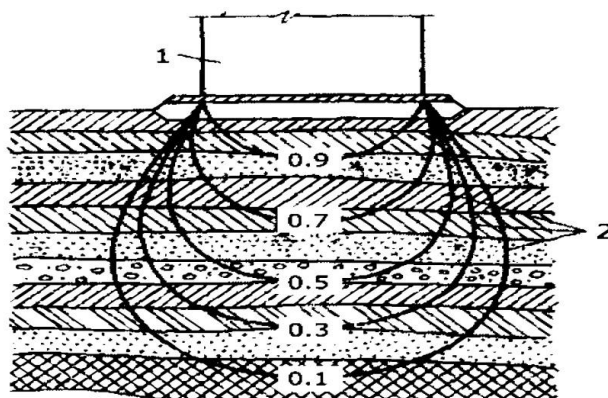


Рис.4. эпюра распределения давления на грунт

Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов представляют собой сооружения с большими пространственными формами, сохраняющие ценные продукты, поэтому вопросам их устойчивости должно уделяться большое внимание. Гарантировать целостность резервуара и сохранность в нем продукта можно только устойчивым основанием или фундаментом. Неправильно спроектированное основание или фундамент может привести к значительным или неравномерным осадкам резервуара, появлению в нем трещин, течи, а иногда и к деформациям корпуса и обрушению покрытий.

Библиографический список:

1. Коновалов Р.А., П.А. Мангушев Ю.К. и др. Фундаменты стальных резервуаров и деформации их оснований: Науч. Издание. М.: Изд-во Ассоциации строительных вузов, 2009. 336 с.
2. Горелов А.С. «Неоднородные грунтовые основания и их влияние на работу вертикальных стальных резервуаров». – СПб: ООО «Недра», 2009. - 220 с.;
3. Тетиор А.Н. Фундаменты: Учеб. пособие для студ. учреждений высш. проф. Образования/А.Н. Тетиор. - М.: Издательский центр «Академия», 2010. - 400 с.
4. СП 22.13330.2011 Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*.: - М. Минрегион России, 2011.
5. СП 24.13330.2011 Свайные фундаменты актуализированная редакция. СНиП 2.02.03-85*.: - М. Минрегион России, 2011.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ РЕМОНТА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

А.В.Криворучко, Г.М.Орлова

*СамГТУ
Самара, Россия*

Восстановление и качественный ремонт трубопроводной системы является важной задачей для эксплуатирующей организации, призванной обеспечить ее безопасное функционирование. На территории Российской Федерации насчитывается сотни тысяч километров труб различной функциональности и предназначения. В процессе эксплуатации, под воздействием различных факторов, трубопровод претерпевает изнашивание, появляются дефекты, требующие оперативного вмешательства.

Радикальным методом ремонта линейной части трубопровода является замена участка методом «вырезки катушки». Он предполагает удаление поврежденного участка трубы и установку на его место новой трубы. Для того, чтобы осуществить эту процедуру необходимо выполнить ряд работ, связанных с остановкой нефтепровода, опорожнением ремонтируемого участка, вырезкой дефектного участка и установкой катушки.

Этот способ имеет неоспоримое преимущество – он позволяет полностью восстановить несущую способность нефтепровода. Но при его применении существуют и серьезные недостатки, которые зачастую перевешивают достоинства. К ним можно отнести:

- потери финансового характера (в том числе самого продукта);
- существенные капитальные затраты;
- увеличение вероятности нанесения ущерба окружающей среде;
- возникновение новых напряженных участков.

Помимо описанного выше, существуют методы ремонта поврежденных участков трубы без их вырезки и остановки технологического процесса – это применение шлифовки и заварки небольших дефектов (глубиной до 20% от толщины стенки трубы), а также метод выборочного ремонта – установка муфтовых конструкций.

Муфтовая технология ремонта на магистральных нефтепроводах – это эффективный метод выборочного ремонта трубопровода без вывода его из эксплуатации. Она позволяет:

- 1) исключить необходимость остановки перекачки нефти на время ремонта;
- 2) исключить экологические проблемы загрязнения прилегающей к месту ремонта территории;

3) повысить безопасность ремонта за счет исключения сварочных работ на поверхности действующего нефтепровода;

4) полностью восстановить прочность и долговечность отремонтированных участков трубопровода;

5) унифицировать технологию ремонта дефектов трубопровода различных типов и размеров.

Затраты на проведение ремонта складываются из:

– затраты на основные виды работ;

– затраты на вспомогательные работы;

– затраты на проектирование.

Практически при равной стоимости ремонтной конструкции и «катушки» такой же длины из изолированной в заводских условиях трубы с толщиной стенки 14-16 мм затраты на основные виды работ, без учета вспомогательных работ по откачке нефти, различаются в несколько раз.

Затраты на откачку не могут быть определены по средней величине, так как это всегда индивидуальные затраты. Они зависят от места расположения участка, на котором будет производиться вырезка, от объема вытесняемой нефти и способа ее откачки.

Ещё один немаловажный фактор – проектирование. Затраты на изыскательские и проектные работы по замене трубы, выполняемые специализированными предприятиями, проведение независимых внешних экспертиз, расходы на отвод земли увеличивают затраты почти вдвое.

Таким образом можно подвести итог, что проведение ремонта с использованием ремонтных конструкций выгоднее и безопаснее чем проведение ремонта методом замены трубы.

Библиографический список:

<https://1cert.ru/stati/problemy-remonta-nefteprovodnykh-trub>

https://www.gasoilpress.ru/gij/gij_detailed_work.php?GIJ_ELEMENT_ID=59951&WORK_ELEMENT_ID=60014

<http://www.dissercat.com/content/sovershenstvovanie-metodov-podgotovki-i-provedeniya-kapitalnogo-remonta-magistralnykh-neftep>

УДК 519.7

**К ДИНАМИЧЕСКОМУ ПРОГРАММИРОВАНИЮ
ПРИБЛИЖЕННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ НАПОРА ПО
УЧАСТКАМ ТРУБОПРОВОДА**

В.Г.Овчинников

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия,
ovg.samara@mail.ru*

Упомянутое распределение возникает в случае проектирования трубопровода в виде последовательности его участков, когда затраты на сооружение участков, зависящие от условий их сооружения, пропорциональны диаметрам труб, определяемым по потерям напора на участках с помощью удовлетворяющих условию Липшица функций (например, по формуле Дарси-Вейсбаха [1]).

В указанном случае для отыскания распределения потерь напора по участкам трубопровода, соответствующего наименьшим суммарным затратам на его сооружение, используется задача при менее ограничительных чем [2] предположениях, формально записываемая следующим образом:

$$C: \sum_{i \in [1..n]} \phi_i(y_i) \rightarrow \min, \quad y_i \in (0, \nu] (\forall i \in [1..n]), \quad \sum_{i \in [1..n]} y_i = \nu.$$

В этой задаче используются следующие обозначения:

$n, [1..n]$ – число участков трубопровода и множество их номеров;

$y_i, \nu (> 0)$ искомые потери напора на участках i (\forall (для всех) $i \in [1..n]$) и известная величина их суммы;

$\phi_i(y_i)$ – (зависящие от искомых потерь напора y_i) затраты на сооружение участков i как значения известных функций ϕ_i , принимающих положительные значения, неограниченных и невозрастающих на полуинтервале действительных чисел $(0, \nu] = \{r \in R \mid 0 < r \leq \nu\}$, удовлетворяющих неравенствам Липшица $|\phi_i(r) - \phi_i(r')| \leq L_\mu |r - r'|$ ($\forall r, r' \in [\mu, \nu]$) ($\forall i \in [1..n]$), где L – известная функция с положительными значениями L_μ ($\forall \mu \in (0, \nu]$).

Для приближенного разрешения этой задачи (задачи C) рассматриваются следующие задачи (задача C_λ , задача $D_{m,f}$):

Задача C_λ . Эта задача, получаемая из задачи C при помощи замены $(0, \nu]$ интервалом $[\lambda, \nu] = \{r \in R \mid \lambda \leq r \leq \nu\}$ (когда $\lambda \in (0, \nu/n)$), формально записывается следующим образом:

$$C_\lambda : \left[\sum_{i \in [1..n]} \phi_i(y_i) \rightarrow \min, \quad y_i \in [\lambda, \nu] (\forall i \in [1..n]), \quad \sum_{i \in [1..n]} y_i = \nu. \right]$$

Задача $D_{m,f}$ [3, с. 312]. В этой задаче по известному целому ресурсу $m > 0$, функциям цели $f_i : [0..m] (= \{0, \dots, m\}) \rightarrow R$ ($\forall i \in [1..n]$) и определению X как множества функций $x : [1..n] \rightarrow [0..m]$, удовлетворяющих ограничению $\sum_{i \in [1..n]} x_i = m$, требуется найти такую функцию $x^* \in X$, что $\sum_{i \in [1..n]} f_i(x_i^*) \leq \sum_{i \in [1..n]} f_i(x_i)$ ($\forall x \in X$).

Ясно, что для задачи C_λ выполнены условия Липшица

$$|\phi_i(r) - \phi_i(r')| \leq L_\lambda |r - r'| \quad (\forall r, r' \in [\lambda, \nu]) \quad (\forall i \in [1..n]).$$

Способ получения приближенного решения задачи C дает следующая теорема.

Теорема. Справедливы следующие предложения (1, 2, 3, 4):

1. При всяком числе $\lambda \in (0, \nu/n]$ задача C_λ разрешима.

2. Если $0 < \lambda < \nu/n$, то приближенное с гарантированной точностью ε решение задачи C_λ , т.е. определяемая из условий $\hat{y}_i \in [\lambda, \nu] (\forall i \in [1..n])$, $\sum_{i \in [1..n]} \hat{y}_i = \nu$,

$$\sum_{i \in [1..n]} \phi_i(\hat{y}_i) - \sum_{i \in [1..n]} \phi_i(y_i^*) \leq \varepsilon \quad (\varepsilon > 0), \quad (\text{где } (y_1^*, \dots, y_n^*) - \text{решение задачи } C_\lambda) \text{ точка } (\hat{y}_1, \dots, \hat{y}_n)$$

получается при помощи выбора целого числа $m \geq L_\lambda n (\nu - n\lambda) / \varepsilon$ и равенств $\hat{y}_i = \lambda + x_i^* ((\nu - n\lambda) / m)$ ($\forall i \in [1..n]$), где $x_i^* (\forall i \in [1..n])$ есть значения решения x^* задачи $D_{m,f}$ в случае, когда выполнены равенства

$$f_i(\beta) = -\phi_i(\lambda + \beta \cdot ((\nu - n\lambda) / m)) \quad (\forall t \in [1..n]) \quad (\forall \beta \in [0..m]).$$

3. Указанное предложением 2 решение x^* задачи $D_{m,f}$ получается динамическим программированием (например, следуя [3, с.327]).

4. Существует такое число $\lambda \in (0, \nu/n)$, при котором решение (y_1^*, \dots, y_n^*) задачи C_λ есть решение задачи C и, следовательно, указываемая предложением 2 точка $(\hat{y}_1, \dots, \hat{y}_n)$ есть приближенное с гарантированной точностью ε решение задачи C .

Библиографический список:

1. *Ишимухаметов И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В., Макаров С.П.* Трубопроводный транспорт нефтепродуктов: Учебное пособие для вузов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 300с.
2. *Овчинников В.Г.* К оптимальному распределению давлений нефтегазосборной сети //АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ/ Материалы III международной научно-практической конференции 23-24 октября 2006 года – Самара: Сам. гос. тех. ун-т, 2006. – С.175-176.
3. *Сухарев А.Г., Тимохов А.В., Федоров В.В.* Курс методов оптимизации: Учебное пособие.— 2-е изд. — М.: ФИЗМАТЛИТ, 2005.— 368с.

УДК: 330.322.5

**АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ПО
РЕКОНСТРУКЦИИ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА**

Г.М. Орлова, С.С Треклоков

*СамГТУ,
г. Самара, РФ,
tseregab3@mail.ru*

Современное состояние нефтепроводного транспорта в России характеризуется долгим сроком эксплуатации магистральных нефтепроводов. Обеспечение бесперебойного функционирования, а также улучшение безопасности является приоритетными задачами в использовании и эксплуатации нефтепроводов в России.

Компания ПАО «Транснефть» для обеспечения развития трубопроводного транспорта и надежности эксплуатируемой системы магистральных нефтепроводов реализует инвестиционные проекты и программу технического перевооружения модернизации и ремонта объектов трубопроводной системы.

Генеральной схемой развития нефтяной отрасли до 2020 года предусматривается:

- строительство и увеличение пропускной способности нефтепроводов для приема нефти с новых месторождений;
- реконструкция и увеличение пропускной способности магистральных нефтепроводов для обеспечения увеличения поставок нефти на НПЗ;

- реконструкция для обеспечения перераспределения объемов подачи нефти на НПЗ из магистральных нефтепроводов.

Все из перечисленных плановых решений нуждаются в привлечении инвестиций со стороны инвесторов. ПАО «Транснефть» совместно с нефтяными компаниями выработаны различные формы финансирования строительства и реконструкции нефтепроводов.

Оценка эффективности инвестиций является наиболее ответственным этапом принятия инвестиционного решения, от результатов которого в значительной мере зависит степень реализации цели инвестирования. Для расчета и обоснования экономической выгоды используют различные методы оценки инвестиционных проектов.

Основными методами являются:

1. Статистические методы.

Эти методы основаны на расчете показателей, соотносящих планируемые доходы и затраты проекта без учета момента времени их возникновения.

Наиболее часто используемые из них:

- индекс доходности;
- расчет простой нормы прибыли;
- расчет срока окупаемости.

Статистические методы отличаются простотой расчетов и в основном используются для первичных расчетов, для инвестиционных проектов не требующих больших капиталовложений и имеющих относительно небольшой срок полезного использования.

Прозрачность показателей данных методов даёт им большую привлекательность по сравнению с другим методом, но их оценка носит только вспомогательный характер.

2. Динамические методы.

Эти методы включают в себя:

- чистую приведенную стоимость инвестиций (NPV);
- индекс рентабельности инвестиций (PI);
- внутреннюю норму доходности инвестиционного проекта (IRR);
- дисконтированный срок окупаемости (DPP).

Динамические методы используются для крупных инвестиционных проектов, реализация которых может составлять 2-3 года, а жизненный цикл выше 10 лет.

Все вышеперечисленные методы используются на всех этапах реконструкции, которые включают в себя инвестиции на стадиях:

- исследования технической и ресурсной возможности реализации;
- разработки;
- моделирования;

- бизнес планирования;
- реализации;
- на стадии эксплуатации;
- и на стадии ликвидации.

При анализе эффективности инвестиционного проекта просчитываются и все возможные риски. Для их учета используется вся имеющаяся информация об условиях реализации проекта. Для оценки могут быть использованы следующие два вида методов:

- метод качественной оценки рисков;
- метод количественной оценки рисков.

Качественный анализ проектных рисков проводится на стадии разработки бизнес-плана, а обязательная комплексная экспертиза инвестиционного проекта позволяет подготовить полнейшую информацию для анализа рисков. Методы количественной оценки предполагают численное определение величины риска инвестиционного проекта.

Анализ инвестиционных проектов очень крупных инвестиций может длиться несколько лет, и на всех этапах проводятся целые научные исследования. Благодаря методам анализа происходит оценка инвестиционного проекта, включающая в себя набор критериев и показателей, которые отражают разные грани эффективности инвестирования в различных условиях. Используя статистические и динамические методы анализа проекта, мы сможем понять, какие инвестиции будут более выгодны для реконструкции участка магистрального нефтепровода.

Библиографический список:

1. *Нешитова А.С.* «Инвестиции»: Учебник. – 5-е изд., - М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К», 2007. – 372 с.
2. *Идрисов А.Б., Картышев С.В., Постников А.В.* Стратегическое планирование и анализ эффективности инвестиций. М.: Информационный издательский дом «Филин», 2004.
3. *Ковалев В.В.* Методы оценки инвестиционных проектов. – М.: Финансы и статистика, 2000. – 144 с. 10.
4. *Ковалев В.В.* Курс финансового менеджмента. – М.: Проспект, 2008. – 444 с.
5. *Халыев Н.Х., Решетников А.Д., Будзуляк Б.В. и др.* Капитальный ремонт линейной части магистральных газонефтепроводов. –М. : Макс Пресс, 2011. – 448 с.
6. <http://www.transneft.ru/>

УДК 622.692.2

ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛИ ТОРОИДАЛЬНОГО СОЕДИНЕНИЯ В РВС-50000

М.В.Петровская, М.А.Ткаченко, М.А.Рамзаева

*СамГТУ,
Самара, Россия,
marusa2096@mail.ru*

Установлено, что для резервуаров РВСПК-50000 максимальные напряжения в уторном узле достигают предела текучести стали, что существенно снижает надежность и остаточный ресурс резервуара.

Было выдвинуто предложение по замене стандартного соединения стенки и днища на тороидальное. В роли опорной конструкции тороидальной вставки выступает стальная чаша, жестко заделанная в фундамент резервуара. Рассматривалось два возможных варианта крепления чаши: с помощью единичных опор и с помощью непрерывной опорной конструкции.

Для анализа предложенной конструкции соединения стенки и днища было необходимо определиться с геометрическими параметрами тороидального участка. Для этого была рассмотрена зависимость меридиональных и кольцевых напряжений в тороидальной вставке в зависимости от радиуса скругления.

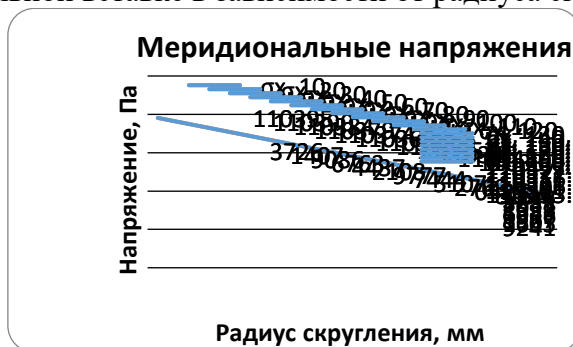


График 1. Зависимость меридиональных напряжений от радиуса тороидального соединения

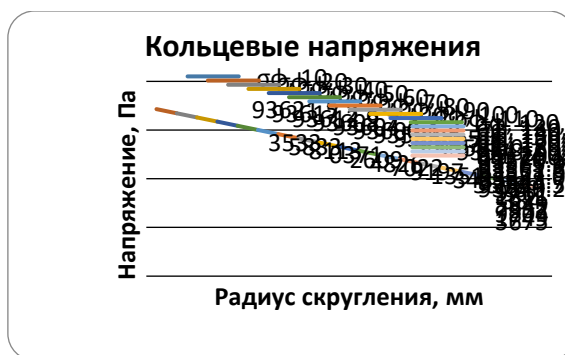


График 2. Зависимость кольцевых напряжений от радиуса тороидального соединения

Из графиков 1 и 2 видно, что меридиональные и кольцевые напряжения находятся в обратной зависимости по отношению к радиусу скругления. Таким образом, был выбран наибольший возможный радиус в зависимости от расположения приемо-раздаточного патрубка. Величина радиуса была принята равной 200 мм.

Предложенная конструкция была проанализирована в ПК Ansys. Первым этапом моделирования конструкции в ПК Ansys является выбор материала и его параметров. В качестве материала конструкции была выбрана сталь 09Г2С.

Проведены закрепление и нагружение модели: низ чаши закреплен по всем степеням свободы, ко внутренней стенке приложен градиент давления, между днищем и чашей задан контакт, поддерживающий трение.

Моделирование предлагаемой конструкции резервуара в 2D постановке соответствует варианту крепления стальной чаши с помощью непрерывной конструкции по всему периметру резервуара. Максимальное напряжение на стыке днища и стенки составляет 192 МПа (рис. 3), что гораздо ниже предела упругости стали. Участок наибольших деформаций располагается в месте соединения первого и второго поясов (рис. 4) в отличие от стандартного варианта соединения. В силу особенностей конструкции граница второго и первого поясов снижается в сравнении со стандартным вариантом соединения стенки и днища. Во избежание концентрации высоких напряжений толщина второго пояса резервуара была принята равной толщине стенки первого пояса.

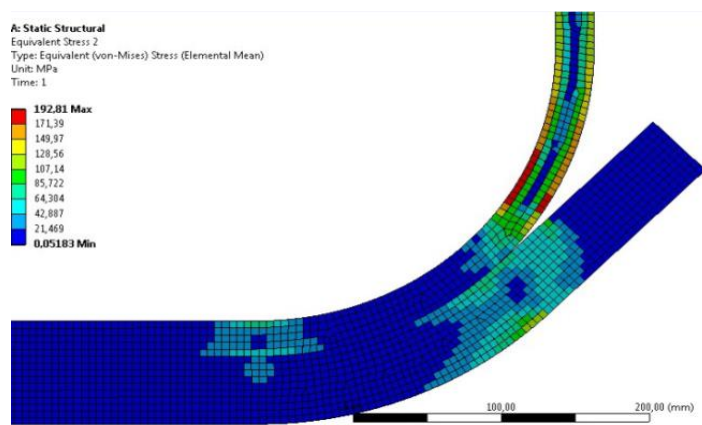


Рис. 3 Распределение напряжений в тороидальном соединении в 2D

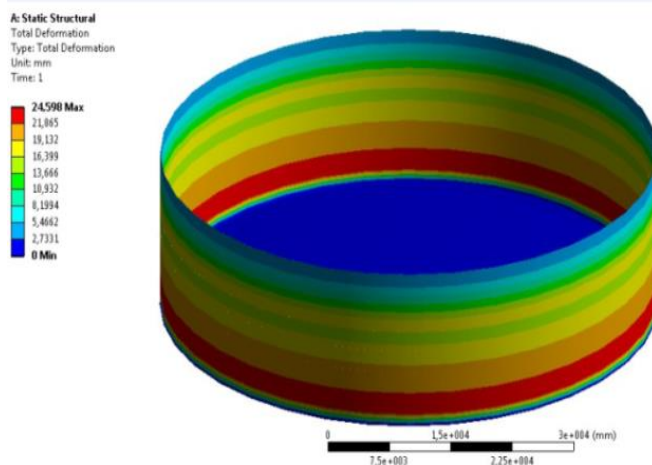


Рис. 4 Распределение деформаций в тороидальном соединении в 2D

Расчет в 3D постановке проведен с расстановкой единичных опор по периметру стальной чаши. Приложение нагрузок к конструкции резервуара в пространственной постановке сходно с плоской постановкой задачи. Моделирование объекта в 3D постановке подразумевает наличие большого количества расчетных элементов сетки, что влияет на сложность расчета. Решением проблемы в данном случае является построение сетки для модели, состоящей из опорной чаши и двух поясов стенки резервуара и приложение нагрузки ко второму поясу резервуара, которая компенсирует вес вышележащих поясов. Максимальные напряжения составляют 221 МПа, что не превышает предела упругости стали (рис.5). Повышение величины максимального напряжения происходит из-за замены непрерывной опорной конструкции на единичные опоры, которые являются концентраторами напряжения.

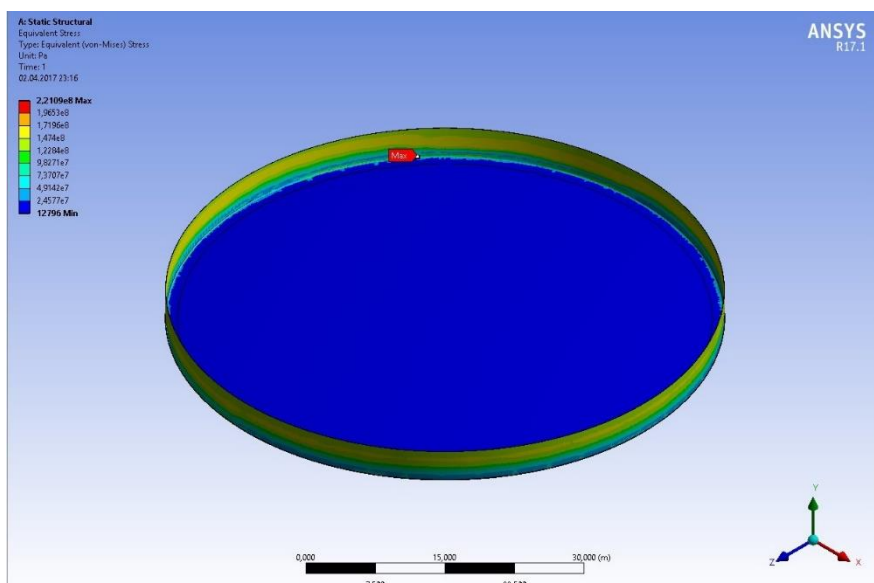


Рис. 5 Распределение напряжений в тороидальном соединении в 3D

Стоит отметить, что вариант опорной чаши с единичными опорами по периметру является экономически выгоднее, так как для его осуществления требуется меньше металла.

Таким образом, проведенные расчеты показывают, что данная конструкция является эффективной, напряжения в соединении стенки и днища снижаются, тем самым увеличивая межремонтный период и срок эксплуатации резервуара.

Библиографический список:

1. Розенштейн И.М. Аварии и надежность стальных резервуаров: научное издание. М.: Недра, 1995. 253 с.
2. Семин Е.Е. Оценка долговечности уторных узлов вертикальных стальных резервуаров в процессе эксплуатации. Дис.... канд. техн. наук 25.00.19, Москва. РГУ НиГ им. И.М. Губкина, 2012. 145 с.
3. Скорняков А.А., Файрушин А.М. Совершенствование конструкции уторного узла стального вертикального резервуара // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. No 2 (14). С. 32-37.

РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ДНИЩА РЕЗЕРВУАРА

К.А. Рубцов

ООО «Баиннефть-Полюс»,

г.Уфа, Россия

RubtsovKA@bk.ru

Исходные данные:

Резервуар РВС-5000 второго класса опасности имеет следующие параметры: диаметр резервуара 22790мм, материал 09Г2С, высота налива 11,3м, избыточное давление 2,0кПа, удельный вес продукта хранения 0,89т/м³, средняя толщина листов первого пояса стенки $\tilde{t}=6,6$ мм, номинальная толщина $t_0=7,0$ мм, среднее квадратическое отклонение толщины стенки $\sigma=0,12$ мм, срок эксплуатации резервуара-34 года. Номинальная толщина днища $t_0=6,0$ мм, средняя толщина днища 4,2мм, среднее квадратическое отклонение толщины днища 0,15мм, минимальная толщина днища 3,0мм.

Предельное состояние 1:

Минимально допустимая толщина днища $t_{min}=0,5t_0=0,5*6=3,0$ мм.

Предельно допустимая глубина коррозии

$$h_{пред} = t_0 - t_{min} = 6,0 - 3,0 = 3 \text{ мм}$$

Средняя глубина коррозии

$$\tilde{h} = t_0 - \tilde{t} = 6,0 - 4,2 = 1,8 \text{ мм}$$

Коэффициент вариации глубины коррозии

$$\vartheta = \frac{\sigma}{\tilde{h}} = \frac{0,15}{1,8} = 0,0833$$

Отношение средней глубины коррозии к предельной

$$\lambda = \frac{\tilde{h}}{h_{пред}} = \frac{1,8}{3} = 0,6$$

Остаточный ресурс

$$T_{ост} = 0,6826 * 34 * \left(\frac{3,0}{1,8} - 1 \right) = 15 \text{ лет}$$

Предельное состояние 2: образование на днище резервуара хотя бы одного сквозного коррозионного повреждения.

Отношение средней глубины коррозии к предельной

$$\lambda = \frac{\tilde{h}}{h_{пред}} = \frac{1,8}{6,0} = 0,3$$

Остаточный ресурс

$$T_{\text{ост}} = 0,7812 * 34 * \left(\frac{6,0}{1,8} - 1 \right) = 62 \text{ года.}$$

По совокупности рассмотренных элементов резервуара назначаемый ресурс не может превышать $T_{\text{назн}} = \frac{68}{1,2} = 57$ лет, где 68 лет-расчетная оценка остаточного ресурса стенки резервуара.

Библиографический список:

1. *Гайсин Э. Ш., Гайсин М. Ш.* «Современное состояние проблем обеспечения надежности резервуаров для нефти и нефтепродуктов. Обзор существующих в России решений задач обеспечения надежности резервуаров»//Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья.- Уфа:2016.
2. РД 153-112-017-97 Диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров.
3. *Ханухов Х. М.* «Анализ причин аварий стальных резервуаров и повышение безопасности их эксплуатации» Химическое и нефтегазовое машиностроение: 2003

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННЫМ ПОЛОЖЕНИЕМ СЕГМЕНТНО-СФЕРИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА РЕЗЕРВУАРА

М.Р. Тергулов, И.В. Воробьёв, Д.А. Матюха, О.Е. Горбунов

Самарский Государственный Технический Университет,

г. Самара, Россия.

tt@samgtu.ru,

teregulovmrtt@gmail.com

Интенсивное развитие нефтяной промышленности и перераспределение рынков сбыта ведут к увеличению ёмкости резервуарных парков (РП), где всё чаще сооружаются резервуары большого объёма, чем достигается снижение эксплуатационных и капитальных затрат. Заказ крупногабаритного резервуара ставит перед проектной организацией задачу выбора типа фундамента, характерной особенностью которого является большая площадь передачи нагрузки на основание. В этом случае существующие методы проектирования и сооружения фундаментов не могут быть механически перенесены на фундамент резервуара большого объёма, поскольку при значительных размерах площадки принципиально изменяются условия консолидации грунтовых оснований из-за

неоднородности свойств (особенно фильтрационных) грунта, а значит, увеличивается вероятность возникновения неравномерных осадок. Согласно исследованиям, недопустимо большие и неравномерные осадки грунтового основания являются причиной аварий резервуаров в 46% случаев [1] (рис.1).

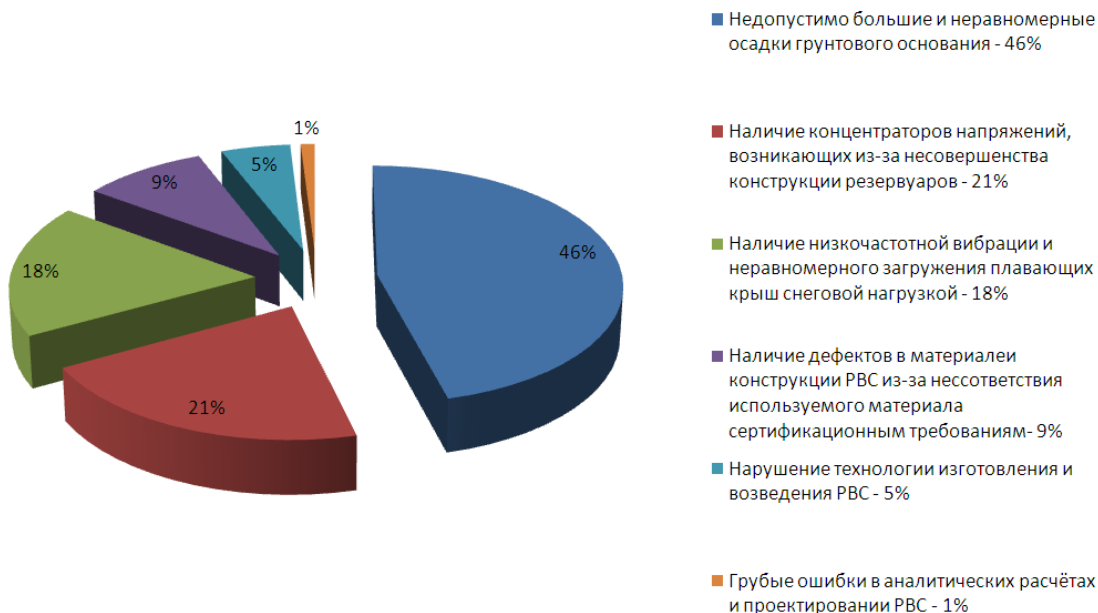


Рис.1 Причины аварий резервуаров

Следовательно, для строительства и эксплуатации фундаментов крупногабаритных резервуаров необходимы новые конструктивные решения, позволяющие управлять пространственным положением таких сооружений.

Предлагаемая конструкция фундамента выполнена из концентрически расположенных сегментов сфер (рис.2; рис.3), уложенных полостью на грунт, в пересечении которых установлены пирамидальные сваи. При такой конструкции повышается площадь соприкосновения фундамента с грунтом, а распор, возникающий в сегментах сфер, приводит к постепенной передаче нагрузки от центра сегмента к периферии, где установлены сваи. За счёт выполнения цельнолитого армированного ростверка, в форме сегментов сфер, жёстко связанных поперечным и продольным армированием с системой пирамидальных свай, обеспечивается равномерное сжатие опорного слоя грунта основания и его консолидация.

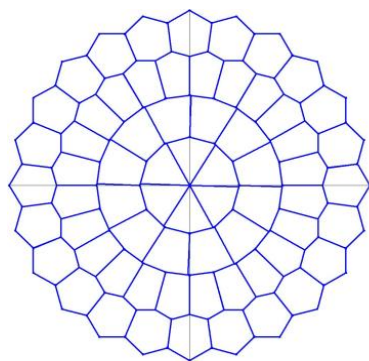


Рис. 2. Сегментно-сферический фундамент (вид сверху)

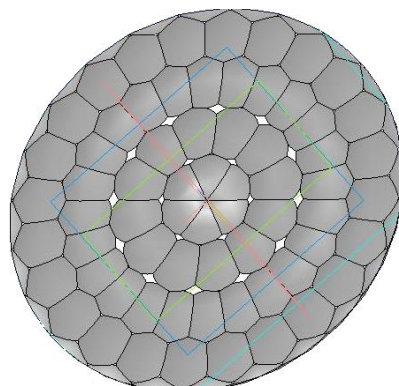


Рис. 3. Трёхмерная модель ростверка сегментно-сферического фундамента (вид снизу, сваи условно не показаны)

Использование набивных опор, вдавливаемых без выемки грунта, обеспечивает предварительное напряжение верхнего опорного слоя основания. ССФ оснащается деформационными швами в радиальном направлении, верхняя часть ростверка заполняется послойно-уплотнённой песчаной смесью для образования опорной поверхности под днище резервуара с требуемым уклоном от центра к периферии.(рис.4)

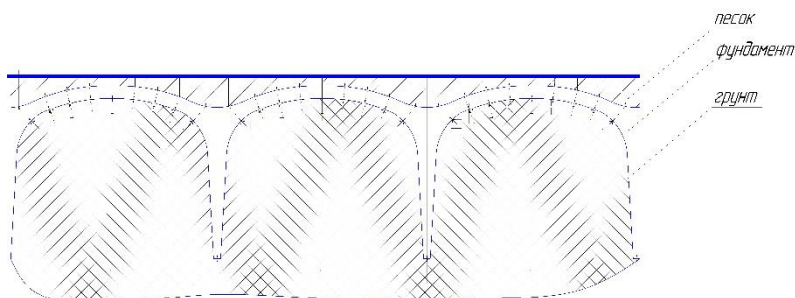


Рис. 4. Поперечный разрез сегментно-сферического фундамента

СКУ пространственным положением фундамента переставляет собой (рис.5) набор датчиков объёма, расположенных на внутренней поверхности каждой сегментно-сферической полости, пульпопроводов, проложенных в теле фундамента, и насосной станции с запасом воды, и песка. В случае появления местной просадки грунта, определённого объёма, автоматически включается шламовый насос, подающий пульпу (смесь воды и песка) до полного заполнения песком, освободившейся в результате просадки части сегментно-сферической

полости. Таким образом, происходит восстановление контакта всей площади фундамента с грунтом, что препятствует нарушению горизонтального положения фундамента или его части, препятствует появлению крена и нарушению геометрии конструкций резервуара, а также исключает возникновение аварий по причине неравномерных осадок. Такую систему управления пространственным положением ССФ, позволяющую в процессе эксплуатации консолидировать опорные слои грунта и не допускать изменений геометрии фундамента и его пространственного положения, можно назвать системой управления НДС фундамента.

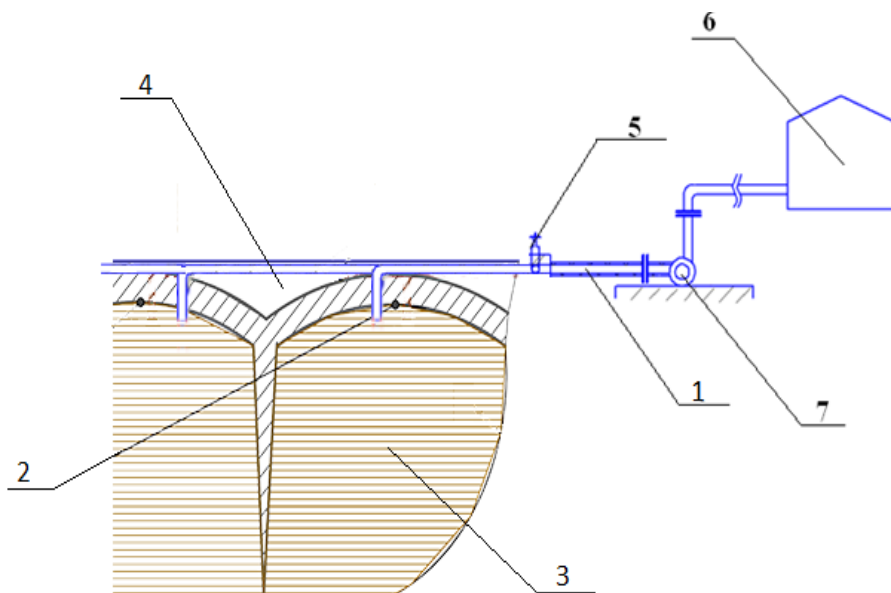


Рис. 5 Функциональная схема СКУ

1 – пульповод; 2 – датчик объёма; 3 – грунт; 4 – фундамент; 5 – задвижки;
6 – резервуар с водой; 7 – шламовый насос.

Резюмируя выше сказанное, можно отметить, что применение ССФ с СКУ приведёт:

- к улучшению деформационных характеристик грунта, за счет его уплотнения в горизонтальном направлении и возможности применения на площадках, сложенных толщей слабых грунтов, в которых возникают значительные неравномерные просадки основания;

- к увеличению прочности и устойчивости фундамента, исключению нарушений геометрии конструкций резервуара, возникновению аварий по причине неравномерных осадок и, как следствие, расходов на их устранение.

Библиографический список:

1. *Горелов А.С.* Неоднородные грунтовые основания и их влияния на работу вертикальных стальных резервуаров. - СПб., - 2009 г. – 220 с.
2. *Коновалов П.А. Мангушев Р.А. и др.* Фундаменты стальных резервуаров и деформации их оснований. Научное издание: – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2009. – 336 с.
3. СП 22.13330.2011 Основания зданий и сооружений «Актуализированная редакция» СНиП 2.02.01-83*.- М. Минрегион. Россия, 2011.

**СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ
РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ**

К.Б. Туманов, М.Р. Терезулов,

*Самарский Государственный Технический Университет,
г. Самара, Россия.*

*kazybektumanov@gmail.com,
teregulovmrtt@gmail.com*

Нефтяная промышленность России - ведущая отрасль российской промышленности, включающая в себя добычу, переработку, транспортировку и сбыт нефти, а также производство, транспортировку и сбыт нефтепродуктов. Нефтяную промышленность нельзя представить без хранилищ - резервуарных парков, в которых хранятся большие объемы нефти и нефтепродуктов, основная часть которых, находящаяся в эксплуатации, нуждается в модернизации и реконструкции. Это в свою очередь требует выполнения больших объемов работ по проектированию данных объектов.

Приоритетным направлением при выполнении проектных работ является повышение эффективности рабочего процесса, при котором актуальной становится задача усовершенствования процесса проектирования путем использования возможностей современных информационных технологий, что позволит максимально возможно автоматизировать процесс коллективного проектирования.

В настоящее время успех работы проектных институтов определяется не только научным потенциалом и наличием квалифицированных инженерных кадров, но и способностью использовать современные информационные технологии для решения поставленных задач.

Современные информационные технологии дают возможность проектировщикам полностью или частично автоматизировать разработку

проектов, что в свою очередь положительно сказывается на повышении эффективности и производительности труда при проектировании.

Рынок программного обеспечения предоставляет огромное количество готовых решений систем автоматизированного проектирования (САПР) для решения различных задач при проектировании, но тем не менее, порой не всегда удается найти необходимую САПР для решения, какой-то конкретной задачи.

Наша задача разработка системы автоматизированного проектирования резервуарных парков (САПР РП) на основе альбомов типовых проектов, с помощью которой будут автоматизированные процессы по выполнению типовых работ на стадиях проектирования и подготовки производства.

Основная цель создания САПР РП - повышение эффективности и производительности труда проектировщиков при разработке проектов резервуарных парков, а также качества проектной документации.

Достижение цели будет осуществлено за счет сокращения трудоёмкости проектирования и планирования, что в конечном итоге позволит сократить сроки на проектирование, снизить себестоимость проектирования и изготовления проектно-сметной документации, а также повысит качество и технико-экономический уровень результатов проектирования.

Блок схема и алгоритм разрабатываемой САПР РП

Алгоритм процесс проектирования при помощи САПР РП можно представить следующим образом:

- 1) Получение от заказчиков всех необходимых данных;
- 2) Создание нового проекта в САПР РП;
- 3) В созданном новом проекте ввод поочередно всех необходимых данных, которые запрашивает САПР РП;
- 4) После ввода всех необходимых данных производится вывод результатов решения задачи на основании введенных данных;
- 5) далее идёт процесс идентификации и сравнения полученных результатов с условиями, разработанными на основании действующих нормативных документов;
- 6) При положительном прохождении условий, производится создание отчета и формирование графических альбомов и тестовых файлов, на основе типовых проектных решений загруженных в систему;
- 7) При отрицательном прохождении условий, производится корректировка введённых данных и цикл проверки повторяется;
- 8) При соответствии результата после корректировок производится аналогичная выгрузка отчета и альбомов с набором графических и текстовых частей.

На любом этапе создания проекта, его можно сохранить для дальнейшего использования.

Правильная постановка задач при проектировании дает возможность более быстро находить необходимые решения, что немаловажно при разработке проектов.

САПР РП дает возможность проектировщику упростить процесс проектирования за счет использования готовых решений из типовых проектов, но при этом проектировщик должен иметь определенные исходные данные, которые будут отображать суть и направление его дальнейших действий при разработке проекта. Чем больше необходимых исходных данных будет предоставлено проектировщику на начальном этапе, тем более точно он сможет сформулировать задачу, которая будет решаться с помощью САПР РП, и тем самым сможет получить более точное и оптимальное решение задачи.

Как видно с описания процесса проектирования действия проектировщика при создании проекта с помощью САПР можно улучшить за счет сокращения выполнения определенных работ самим инженером, которые будут выполняться программно.

Основные действия проектировщика при этом будут сведены до:

- 1) Получения необходимых исходных данных;
- 2) Создания нового проекта;
- 3) Ввода исходных данных в САПР;
- 4) Получение решения задачи и сравнение результатов;

5) При необходимости провести корректировки для получения желаемого результата;

6) Формирование отчета и проверка комплектности альбомов чертежей и текстовой части.

Библиографический список:

1. *Норенков И. П.* Автоматизированное проектирование. Учебник. — М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2000. — 188 с.
2. *Шалай В. В.* Проектирование и эксплуатация нефтебаз и АЗС: учеб. пособие / В. В. Шалай, Ю. П. Макушев. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2010. – 296 с.
3. *Малюх В. Н.* Введение в современные САПР: Курс лекций. — М.: ДМК Пресс, 2010. — 192 с.
4. *Аристов, А.В.* Управление качеством / А.В. Аристов // Учебное пособие для вузов. – М.: ИНФРА-М, 2006. – С. 224.
5. *Майский Р.А., Хуснутдинова Э.Р.* Инвестиционные решения в условиях риска / Майский Р.А., Хуснутдинова Э.Р. // 61-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – 2010. – С. 289.

СПОСОБЫ БАЛЛАСТИРОВКИ ТРУБОПРОВОДОВ

Ю.В. Федорова, М.Р. Тергулов

*Самарский Государственный Технический Университет,
г. Самара, Россия.
fedorovaYuV@yandex.ru,
teregulovmrtt@gmail.com*

Проблемы балластировки подводных трубопроводов и трубопроводов, прокладываемых в водонасыщенных грунтах, имеют большую важность. Для сохранения устойчивого положения магистрального трубопровода против всплытия в обводнённых районах, в местах пересечения водных преград и для предотвращения вспучивания трубы находят свое применение различные балластирующие устройства и средства закрепления.

Конструкция и способы балластировки и закрепления магистральных трубопроводов определяется проектной документацией исходя из конкретных условий строительства, материалов инженерно-геологических изысканий и расчетных нагрузок с учетом следующих основных факторов [1]:

- инженерно-геологические условия и рельеф местности;
- тип болот и мощность торфяной залежи на участке прокладки;

- уровень грунтовых вод;
- наличие углов поворота, кривых искусственного гнутья;
- метод и сезон производства строительного-монтажных работ;
- технико-экономические показатели.

Основные требования, которые предъявляются к балластирующим устройствам и средствам закрепления трубопроводов разработаны предприятиями по транспортировке нефти, газа и нефтепродуктов и представлены в нормативно-технической документации. Ознакомившись со всеми используемыми конструкциями балластирующих устройств, можно выделить два основных типа (рисунок 1):

1. Чугунные, железобетонные утяжелители различных типов, грунтовая засыпка, полимерконтейнерные утяжелители.

2. Анкерные устройства различных типов.

Чугунные кольцевые утяжелители, требующие производства большого количества погрузочно-разгрузочных работ представляют собой дорогостоящую конструкцию, подверженную коррозионному воздействию грунтовых вод. Самым распространенным типом железобетонных пригрузов является седловидный, ввиду простоты в изготовлении и удобства монтажа. Но его главным недостатком является то, что центр тяжести конструкции расположен выше оси трубопровода. Это приводит к тому, что нередко пригруз опрокидывается с трубы. Указанные недостатки частично устранены в конструкциях шарнирного пригруза и пригруза типа СУГ. У балластирующих устройств охватывающего типа (УБО) центр тяжести размещается ниже оси трубопровода, что делает данную конструкцию весьма устойчивой. Однако для УБО необходимо наличие специальных траверс при монтаже конструкций и требуется выполнение большого объема земляных работ, так как конструкции УБО имеют значительный габариты. Сплошное бетонное покрытие имеет большое количество преимуществ, таких, как стойкость к внешним воздействиям, производство обетонированных труб в заводских условиях, исключение возможности повреждения изоляционного покрытия, снижение вероятности повреждения изоляционного покрытия, снижение вероятности деформирования основного металла трубы. Также имеются и недостатки: большая стоимость производства обетонированных труб, наличие техники с большой грузоподъемностью.



Рис. 1. Классификация балластирующих устройств трубопроводов

Во всех условиях, кроме пересечения водных преград, экономически целесообразным является применение балластировки с использованием грунта обратной засыпки, что обеспечивает значительную экономию финансов и уменьшение транспортных расходов. Полимерно-контейнерные балластирующие устройства применяются для балластировки трубопроводов, прокладываемых на обводненных и заболоченных участках строительства. В качестве заполнителя используются минеральные грунты возможно большей плотности. Другим способом увеличения удерживающей способности грунта является применение нетканых синтетических материалов. Нетканые синтетические материалы

получают из полиамидных нитей или полипропилена. Преимуществом является их стойкость против гниения, несгораемость, долговечность. Полотна необходимой длины нарезаются непосредственно на месте балластировки из рулонов НСМ.

Использование винтовых анкерных устройств является одним из самых экономичных способов закрепления трубопровода на проектных отметках. Достоинствами анкеров являются: быстрота доставки и установки; возможность заглубления анкера без нарушения структуры грунта; малый вес по сравнению с развиваемой удерживающей силой; относительно небольшая стоимость. Особенно актуально применение анкеров в заболоченной местности, где минеральный (прочный) грунт находится под мощной подушкой торфа. Однако массовое применение анкеров требует значительных металлозатрат. Поэтому их следует использовать в особо ответственных случаях.

Рассмотрев различные способы балластировки, можно сделать вывод, что каждая конструкция имеет свои достоинства и недостатки. И выбор необходимого способа пригрузки зависит от множества факторов.

Библиографический список:

1. СВОД ПРАВИЛ СП 36. 13330. 2012 «СНиП 2.05.06–85*. Магистральные трубопроводы. Актуализированная программа». – М. : Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012. – 52 с.
2. СП 107-34-96 Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. – М. : РАО «Газпром», 1996. – 27 с.
3. *Бородавкин П.П., Березин В.Л.* Сооружение магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1977. – 407 с.

УДК 620.179.13(043)

ПРИМЕНЕНИЕ ПАССИВНОГО ТЕПЛОВОГО НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА

А.А. Чепкина

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

Sandra-Zimina@yandex.ru

Исследования современного состояния уровня развития и востребованности неразрушающего контроля показали, что определение и оценку

качества, безопасности, надежности эксплуатации большого класса материалов, изделий и конструкций в различных отраслях промышленности можно эффективно проводить анализом их температурных полей. Это обусловлено тем, что функционирование многих объектов связано с температурными нагрузками, при этом их внутренняя структура оказывает заметное воздействие на характер излучаемого теплого поля, что позволяет по анализу его аномалии судить об изменениях свойств материала, его теплотехнических характеристик (ТТХ) в целом либо его отдельных зон.

Температурное поле поверхности объекта, используемое в тепловом методе контроля, является источником информации об особенностях процесса теплопередачи, который, в свою очередь, зависит от конструкции и материалов объекта, технологии его функционирования и наличия дефектов. Под дефектом понимается несоответствие продукции требованиям нормативной технической документации, проявляющееся в виде локального температурного перепада на поверхности контролируемого объекта вследствие различных теплофизических свойств качественных и дефектных участков объекта [7].

Это обстоятельство позволяет применять тепловые методы для контроля широкого спектра изделий и материалов как металлических, так и неметаллических или включающих и те, и другие слои.

Системы охлаждения природного газа на КС технологических участков магистральных газопроводов, расположенных вне зоны многолетнемерзлых пород, обеспечивают охлаждение природного газа до температуры, которая должна быть выше температуры гидратообразования и ниже минимально допустимых значений температуры устойчивой работы линейных участков МГ и изоляционного покрытия газопровода [8].

Наибольшее распространение в настоящее время на линейных КС магистральных газопроводов получили системы охлаждения, использующие для охлаждения природного газа аппараты воздушного охлаждения (АВО), которые имеют простые схемы, экологически чисты, надежны в эксплуатации, достаточно просто подключаются к обвязке компрессорных станций.

Охлаждение осуществляется путем принудительного нагнетания воздуха с помощью вентиляторов и подача потоков на наружные поверхности труб теплообменника.

Основным элементом АВО являются теплообменные секции, теплообменную поверхность которых komponуют из оребренных труб, закрепленных в трубных решетках в четыре, шесть либо восемь рядов. Трубы обычно располагают по вершинам равностороннего треугольника, так как коридорное расположение обеспечивает намного более низкую теплоотдачу. К трубным решеткам присоединены крышки, внутренняя полость которых служит для распределения охлаждаемого потока жидкости по трубам.

С точки зрения конструктивного исполнения аппараты воздушного охлаждения бывают нескольких основных типов: зигзагообразные (АВЗ), горизонтальные (АВГ), блочные (АВБ), малопоточные (АВМ).

Аппараты воздушного охлаждения, как и большинство теплообменных систем, имеют характерные загрязнения.

Типы загрязнений аппаратов воздушного охлаждения:

- Общие наружные загрязнения. Для аппаратов воздушного охлаждения характерны загрязнения пылью и копотью, которая может быть плотно сосредоточена на поверхностях оребрения.

- Соли жесткости. Отложения солей жесткости на наружных поверхностях оребрения аппаратов воздушного охлаждения, возникающие вследствие осаждения и испарения влаги с теплообменных поверхностей. Отложения накипного характера в виде солей кальция и магния имеют высокую плотность и требуют регулярной тщательной очистки.

- Коррозия. Коррозия металлических наружных и внутренних поверхностей теплообменников аппаратов воздушного охлаждения и как следствие возникновение ржавчины также является проблемой, препятствующей эффективной работоспособности аппарата ВО.

- Отложения на внутренних поверхностях трубок теплообменников. В процессе циркуляции охлаждаемый газ с примесями может постепенно оседать в виде плотных отложений на внутренних поверхностях и забивать трубки теплообменника аппарата.

Во время очистки внутренней поверхности трубок нельзя проконтролировать насколько качественно она прошла. Для решения данной проблемы можно использовать тепловизионное обследование данных трубок.

Использование профессиональных инфракрасных систем (тепловизионных камер) для оценки эффективности работы АВО газа позволяет контролировать температуру трубной доски АВО газа (или другого технологического оборудования) объекта с высокой точностью. Зачастую, трубные пучки АВО-газа имеют внутренние загрязнения. Это приводит к снижению эффективности работы АВО газа и снижению эффективности работы КС в целом.

На рисунках 1 и 2 показано загрязнение внутри трубок через тепловизионную камеру.

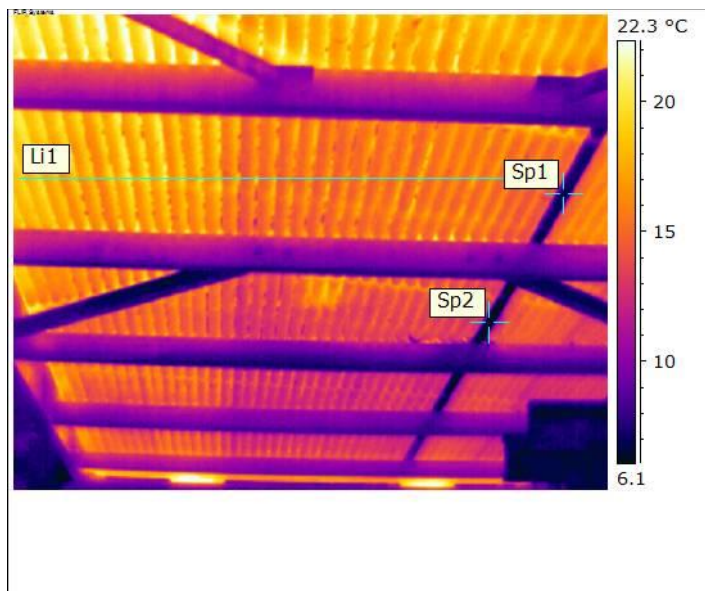


Рис. 1 – Термограмма трубок АВО газа

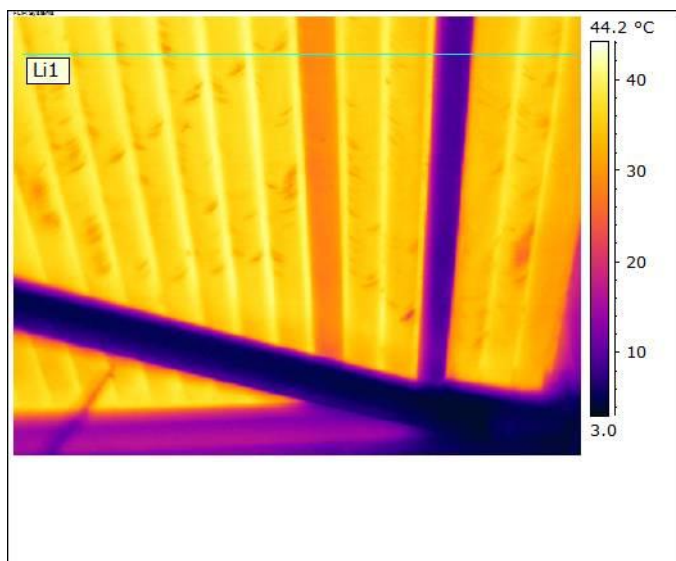


Рис. 2 – Термограмма трубок АВО газа

Таким образом, при использовании тепловизионной съемки можно отследить качество очистки пучков трубок. Также во время эксплуатации можно обнаружить их загрязненность и предпринять соответствующие меры.

Однако существенным ограничением применения теплового контроля для оценки эффективности работы АВО газа является необходимость обеспечения при

проведении теплового контроля визуального контакта с поверхностью диагностируемого объекта, что затруднительно в случае многорядного расположения трубок АВО газа.

Библиографический список:

1. *Будадин О.Н., Потапов А.И., Колганов В.И. и др.* Тепловой неразрушающий контроль изделий. М.: Наука, 2002. 472 с.
2. *Лопатин А.С., Филатов А.А., Халлыев Н.Х., Ангалев А.М., Велиюлин И.И., Решетников А.Д.* Методы и средства диагностики линейной части магистральных газопроводов. Учебное пособие. Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина. 2012. С. 49 – 55.
3. *Вавилов В.П.* Инфракрасная термография и тепловой контроль. М.: ИД Спектр, 2009. 544 с.
4. *Неразрушающий контроль: справочник: 8т./ под ред. В.В. Клюева. Т. 5. Кн. 1: Тепловой контроль / В.П. Вавилов. 2-е изд., испр. М.: Машиностроение, 2004. 679 с.*
5. ГОСТ 23483–79. Контроль неразрушающий. Методы теплового вида. Общие требования. Государственные и международные стандарты в области неразрушающего контроля. Часть 3. Термины, определения, классификация радиационного, магнитного, вихретокового, вибродиагностического, электрического, теплового, оптического методов: сб. документов. Сер. 28. Вып. 6. М.: НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России, 2004. 316 с.
6. ГОСТ Р 53698–2009. Контроль неразрушающий. Методы тепловые. Термины и определения. Часть 2. Термины, определения. Сер. 28. Вып. 9. М.: НТЦ по безопасности в промышленности, 2009. 122 с.
7. РД–13–04–2006. Методические рекомендации о порядке проведения теплового контроля технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах. Сер. 28. Вып. 11 / под общ. Ред. К.Б. Пуликовского. М.: НТЦ по безопасности в промышленности, 2007. 32 с.
8. *Поршаков Б.П., Калинин А.Ф., Купцов А.С., Лопатин А.С., Шотиди К.Х.* Энергосберегающие технологии при магистральном транспорте природного газа. Москва МПА-ПРЕСС. 2006. С. 169.

УДК 622.69

**ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ ПЕРЕКАЧКА НЕФТЕПРОДУКТОВ
СПОСОБОМ ПРЯМОГО
КОНТАКТИРОВАНИЯ И НЕОБХОДИМОЕ ПРИ ЭТОМ
УСТРОЙСТВО ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ**

А.С.Юрков

СамГТУ

Самара, Россия

yurkov93@gmail.com

В настоящее время в нашей стране и за рубежом светлые нефтепродукты, а их выпускается десятки наименований, перекачивают методом, получившим название «последовательная перекачка прямым контактированием». В результате переработки нефти с установок заводов одновременно выходит множество видов нефтепродуктов, из которых значительную часть составляют светлые нефтепродукты и прежде всего моторные топлива. В результате последующего компаундирования (смешивания двух или нескольких продуктов переработки нефти для изготовления топлив заданных качеств) получают различные сорта нефтепродуктов, готовых к доставке потребителю. Понятно, что сооружение отдельного трубопровода для каждого из выпускаемых нефтепродуктов было бы нерентабельно, поэтому большинство из них транспортируют по одному и тому же трубопроводу, закачивая последовательно, один за другим.

Сущность последовательной перекачки прямым контактированием состоит в том, что разнородные нефтепродукты, объединенные в отдельные партии по нескольку тысяч или десятков тысяч тонн каждая, закачивают в трубопровод последовательно, одна за другой, и транспортируют так до самого потребителя. При этом каждая партия вытесняет предыдущую и в свою очередь вытесняется последующей. Получается так, что нефтепродуктопровод по всей своей протяженности заполнен партиями различных нефтепродуктов, вытянутых в цепочку и контактирующих друг с другом в местах, где кончается одна партия и начинается другая.

Таким образом, главное в последовательной перекачке нефтепродуктов — это то, что различные виды и сорта нефтепродуктов перекачивают не по разным, а по одной и той же трубе.

На головном пункте трубопровода нефтепродукты закачивают из отдельных резервуаров, транспортируют партиями, по дороге, если есть необходимость, отгружают путевым потребителям, подключенным к основной магистрали с помощью отводов, а на конечных пунктах принимают в отдельные

резервуары. На рис. 3 приведена принципиальная схема трубопроводной системы для последовательной перекачки нефтепродуктов. На этом рисунке видны последовательно движущиеся в магистральном нефтепродуктопроводе (МНПП) партии нефтепродуктов (нп.) — № 1, № 2, № 3, № 4, № 5 и т.д., вытесняющие предыдущие партии и в свою очередь вытесняемые последующими. На рисунке схематично изображены также резервуарные парки (РП) головной перекачивающей станции (ГПС), резервуарные парки промежуточных перекачивающих станций (ППС) и резервуарный парк конечного пункта (КП), на котором происходит прием нефтепродуктов, перевалка на другие виды транспорта или отгрузка потребителям.

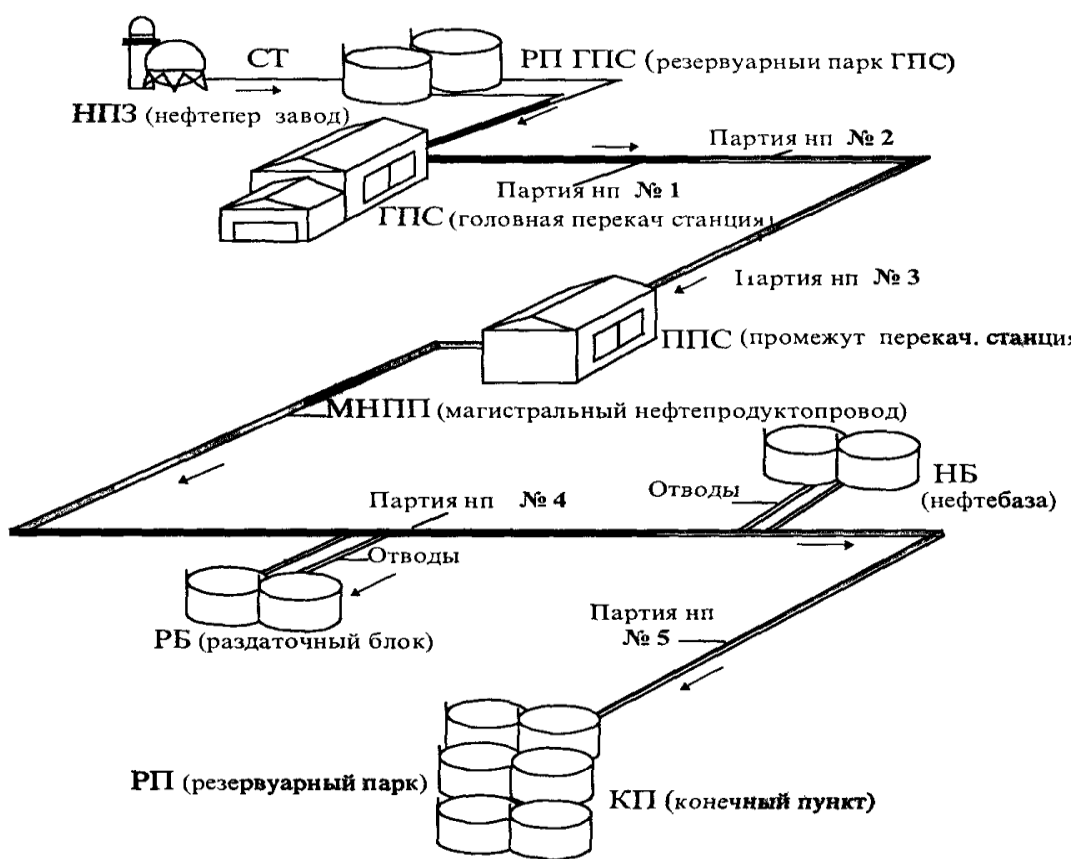


Рис. 3. Принципиальная схема трубопроводной системы для последовательной перекачки нефтепродуктов

Рис. 3. Принципиальная схема трубопроводной системы для последовательной перекачки нефтепродуктов.

В систему трубопроводного транспорта нефтепродуктов входят следующие основные объекты (см. рис. 3):

Соединительные трубопроводы (СТ), соединяющие нефтеперерабатывающий завод с головной перекачивающей станцией.

Перекачивающие станции нефтепродуктопровода — это сложные инженерные сооружения, необходимые для того, чтобы создать в трубопроводе требуемую для движения нефтепродуктов разность напоров. Расстояния между соседними перекачивающими станциями, как правило, составляют 100—150 км, хотя в отдельных случаях они могут быть значительно больше. Число перекачивающих стаций, как и диаметр (или диаметры) трубопровода определяется в рамках общей технико-экономической оптимизации, в которой различные варианты, обеспечивающие транспортировку нефтепродуктов заданной номенклатуры и в заданном количестве, сопоставляются между собой по экономическим критериям. Головная перекачивающая станция нефтепродуктопровода располагается, как правило, вблизи нефтеперерабатывающего завода или другого крупного источника нефтепродуктов (например, вблизи порта, куда нефтепродукты доставляются водным путем). Промежуточные перекачивающие станции располагаются по трассе нефтепродуктопровода с определенным шагом, определяемым гидравлическими и другими техническими условиями.

Линейные части, их главным элементом нефтепродуктопроводной системы является сам трубопровод. Для линейной части нефтепродуктопроводов используют сварные (прямошовные и спиралешовные) и бесшовные горячекатаные и термообработанные стальные трубы диаметром от 219 до 426 мм, а также электросварные (с продольным или спиральным швом) трубы диаметром 529 мм из высокопрочных низколегированных и углеродистых сталей, способные выдержать давление до 65 атм. Помимо трубопровода и отводов от него, линейная часть нефтепродуктопроводов включает подводные переходы через естественные и искусственные преграды (реки, ручьи, овраги, железные и автомобильные дороги), запорные устройства, установки электрохимической защиты трубопровода от коррозии, системы технологической связи, сооружения линейной и диспетчерской служб, вольттрассовые дороги и т.п.

Промежуточные перекачивающие станции, находящиеся на границе соседних участков и предназначенные для создания дополнительного напора, обеспечивающего дальнейшую транспортировку нефтепродуктов.

Отводы и ответвления к промежуточным потребителям — подключенным к трубопроводу нефтебазам.

Конечные пункты нефтепродуктопроводов предназначены прежде всего для приемки нефтепродуктов из трубопровода, поэтому они имеют крупные резервуарные парки, причем для каждого сорта нефтепродуктов имеется как минимум по два резервуара. Вторым назначением КП является отгрузка

нефтепродуктов потребителям или перевалка на другие виды транс. порта. Поскольку во многом процесс распределения нефтепродуктов имеет вероятностный характер, то резервуары КП имеют большую вместимость, чтобы компенсировать неравномерность работы самого трубопровода и отгрузки нефтепродуктов. Третьим назначением КП является раскладка смеси транспортируемых нефтепродуктов, образующейся при их последовательной перекачке. Для этой цели на КП имеются так называемые смесевые резервуары, в которые принимают части смесей для последующей раскладки по исходным нефтепродуктам.

Библиографический список:

1. *Ишмухаметов И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В., Макаров С.П.* 50 вопросов о последовательной перекачке нефтепродуктов. - М.: Нефть и газ, 1997;
2. *Ишмухаметов И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В., Макаров С.П.* Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. - М.: Нефть и газ, 1999;
3. РД 153-39.4-041-99 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов;
4. СО 06-16-АКТНП-003-2004 Инструкция по транспортированию нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам системы ОАО АК «Транснефтепродукт» методом последовательной перекачки

УДК 622.69

НЕКОТОРЫЕ СПОСОБЫ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

А.С.Юрков

СамГТУ

Самара, Россия

yurkov93@gmail.com

Транспортировка светлых нефтепродуктов (бензинов, керосинов и дизельных топлив) по трубопроводам существенно отличается от перекачки сырой нефти. Главное отличие состоит в том, что в одной и той же трубе одновременно перекачивают не одну, а несколько жидкостей с различными физико-химическими свойствами и различным назначением. При этом необходимо, чтобы перекачиваемые жидкости не перемешались друг с другом и дошли до

потребителя практически в том же количестве и с тем же качеством, с каким были приняты к транспортировке.

Основная технология транспортирования светлых нефтепродуктов по трубопроводам, принятая сейчас во всем мире, — это последовательная перекачка нефтепродуктов с прямым контактом между ними (англ. *batching*), т. е. перекачка нефтепродуктов отдельными порциями (партиями).

Сущность последовательной перекачки прямым контактом состоит в том, что разнородные нефтепродукты (бензины, керосины, дизельные топлива и др.), объединенные в отдельные партии по несколько тысяч или десятков тысяч тонн каждая, закачивают в трубопровод последовательно друг за другом и транспортируют так до потребителя. При этом каждая партия вытесняет предыдущую и в свою очередь вытесняется следующей. Получается так, что нефтепродуктопровод по всей своей протяженности заполнен партиями различных нефтепродуктов, вытянутых в цепочку и контактирующих друг с другом в местах, где кончается одна партия и начинается другая. На конечном пункте партии разнородных нефтепродуктов принимают в отдельные резервуары.

Способ транспортировки различных нефтепродуктов по одному и тому же трубопроводу, безусловно, прогрессивен, поскольку позволяет отказаться от строительства пучка трубопроводов. В то же время этот способ имеет существенный недостаток, поскольку в области контакта последовательно движущихся нефтепродуктов образуется смесь, которую затем приходится подмешивать (раскладывать) к исходным нефтепродуктам, поэтому необходимы мероприятия по уменьшению объема смеси. Тем не менее при соблюдении специальных правил транспортировки и обеспечении жесткого регламента всех технологических операций последовательная перекачка нефтепродуктов не только возможна, но и доказала свои преимущества многолетней практикой.

Последовательную перекачку нефтепродуктов осуществляют циклами. Каждый цикл состоит из нескольких партий нефтепродуктов, выстроенных в определенной последовательности. При этом порядок следования выбирается так, чтобы каждый нефтепродукт контактировал с двумя другими, наиболее близкими к нему по своим свойствам.

Известны способы последовательной перекачки нефтепродуктов с механическими разделителями, выполняющими роль подвижных перегородок между разнородными нефтепродуктами. Однако эти способы характеризуются большой трудоемкостью при их осуществлении.

Известен также способ последовательной перекачки нефтепродуктов с буферной пробкой, состоящей из продукта перегонки одного из двух перекачиваемых последовательно нефтепродуктов в интервале температур выкипания углеводородов, общих для обоих перекачиваемых нефтепродуктов. Однако этот способ требует существенных затрат на изготовление дистиллятных

пробок и может применяться только в исключительных случаях, как, например, для последовательной перекачки авиационных керосинов.

Так же разработан способ последовательной перекачки разноразных нефтепродуктов, обеспечивающий сохранение качества перекачиваемых нефтепродуктов в процессе их транспортировки по магистральным трубопроводам за счет уменьшения интенсивности смесеобразования перекачиваемых нефтепродуктов в зоне их контакта за счет добавления присадок. Достигается это тем, что при последовательной перекачке двух нефтепродуктов, вытесняемого нефтепродукта №1 и вытесняющего нефтепродукта №2, в области их контактирования формируют разделительную пробку. Для этого малую антитурбулентную присадку вводят в конечную зону, “хвост” партии вытесняемого нефтепродукта, и в начальную зону, “голову” партии вытесняющего нефтепродукта. Таким образом, разделительная (буферная) пробка оказывается состоящей из двух частей: первой части, образованной нефтепродуктом №1 с введенной в него малой антитурбулентной присадкой, и второй, образованной нефтепродуктом №2, в который также введена малая антитурбулентная присадка. При этом объемы первой и второй частей буферной пробки должны составлять по 0,5 объема смеси, возникающей в данном нефтепродуктопроводе при последовательной перекачке этих нефтепродуктов на всей протяженности трубопровода. (рис.1)

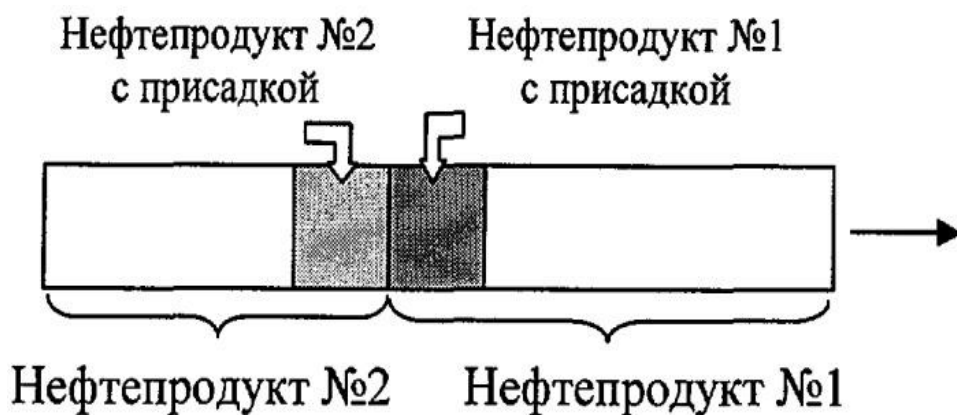


Рис. 1.

Известно, что антитурбулентные присадки (например, CDR-102, Nekkad 547 и др.), создаваемые на углеводородной основе, используются для снижения гидравлического сопротивления при перекачке нефтепродуктов для экономии электроэнергии или снижения необходимых давлений, или увеличения пропускной способности нефтепродуктопроводов. Эти присадки воздействуют на пристеночную турбулентность в потоке жидкости в трубопроводе, изменяя

распределение осредненных скоростей по сечению трубы и тем самым - коэффициент гидравлического сопротивления. Первоначальная граница контакта нефтепродуктов перемещается со средней скоростью перекачки, так что в ядре потока вытесняющий нефтепродукт внедряется в нефтепродукт, идущий впереди, а вблизи внутренней поверхности трубопровода вытесняемый нефтепродукт отстает и попадает в область, занятую вытесняющим нефтепродуктом (рис. 2.). При этом процессы турбулентной диффузии перемешивают жидкости по сечению трубопровода, что способствует росту смеси.

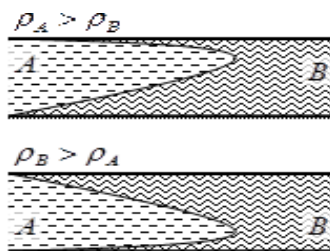


Рис. 2.

Встречные перетоки жидкости переносят через сечение подвижной системы отсчета как первый, так и второй нефтепродукты, однако средние концентрации вытесняющего нефтепродукта в этих перетоках разные. В том перетоке, который происходит в направлении перекачки, концентрация вытесняющего нефтепродукта больше, чем в том перетоке, который направлен в обратную сторону. Благодаря этому происходит проникновение вытесняющего нефтепродукта в область вытесняемого нефтепродукта и, следовательно, их перемешивание.

Известно, что интенсивность проникновения вытесняющего нефтепродукта в вытесняемый в каждом сечении области смеси пропорциональна корню квадратному из коэффициента гидравлического сопротивления. Отсюда следует, что, уменьшая коэффициент гидравлического сопротивления путем введения малой антитурбулентной присадки в оба нефтепродукта так, чтобы присадка оставалась в области контактирования нефтепродуктов на протяжении всей перекачки, объем этой области будет существенно уменьшен.

Работа над доработкой известных и разработкой новых способов последовательной перекачки нефтепродуктов не прекращается ни на минуту. Это обусловлено необходимостью сокращения экономических затрат для реализации таких способов на практике, упрощения, автоматизации и рационализации технологического процесса последовательной перекачки нефтепродуктов по магистральному трубопроводу.

Библиографический список:

1. *Ишмухаметов И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В., Макаров С.П.* 50 вопросов о последовательной перекачке нефтепродуктов. - М.: Нефть и газ, 1997;
2. *Ишмухаметов И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В., Макаров С.П.* Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. - М.: Нефть и газ, 1999;
3. РД 153-39.4-041-99 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов;
4. Патент RU №2156915, F 17 D 1/14, 2000.

ПРЕИМУЩЕСТВА И ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ ГАЗОВОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

И.Н. Астапов

СамГТУ

Самара, Россия

iva-astapo@yandex.ru

На сегодняшний день, вопросы, касающиеся противопожарной защиты на производственных предприятиях нефтегазовой промышленности, являются актуальными, хотя на мировом рынке производители противопожарного оборудования предлагают достаточно большую номенклатурную базу оборудования для решения задач пожарной защиты объектов любого масштаба.

Особенно актуально на сегодняшний день стоит вопрос активной противопожарной защиты открытых установок нефтебаз, а именно: резервуарные парки, автомобильные и железнодорожные эстакады слива/налива, крытые склады, насосные станции перекачки нефтепродуктов.

В соответствии с СП 155.13130.2014 Склады нефти и нефтепродуктов требования пожарной безопасности. СП 21-104-98 «Свод правил по проектированию систем противопожарной защиты резервуарных парков Госкомрезерва России», для тушения пожара на установках следует предусматривать пенное или водяное пожаротушение, а также водяное охлаждение.

В действующих установках пенного и водяного пожаротушения и охлаждения используется недорогой тушащий агент – вода. Чтобы построить системы пожаротушения необходимо спроектировать и смонтировать насосную

пенного и водяного пожаротушения, сеть кольцевого водопровода, резервуары противопожарного запаса воды, узлы запорной арматуры, систему автоматизации.

Основным недостатком систем пенного и водяного пожаротушения является невозможность их применения в зимних условиях при отрицательных температурах окружающего воздуха. Учитывая, что средняя продолжительность отрицательных температур окружающей среды на территории нашей страны колеблется от 6 месяцев в году, то можно подсчитать время, в течение которого установки пенного и водяного пожаротушения не эффективны.

Если все же существует возможность выполнения мероприятий по сохранности положительной температуры тушащего агента в кольцевом водопроводе, то ликвидация последствий после тушения пожара пеной или водой в зимний период представляет собой отдельную, не легкую работу.

В качестве замены пенного и водяного пожаротушения может стать установка газового пожаротушения, тушащим агентом которого можно выбрать недорогую двуокись углерода.

Капитальные затраты на установку газового пожаротушения сопоставимы с затратами на установку пенного или водяного пожаротушения, и вместе с тем обладают рядом преимуществ таких как:

- возможность работы установки в широком диапазоне температур окружающего воздуха;
- отсутствие последствий после тушения пожара в зимний период, в отличие от пенного и водяного тушения;
- высокая скорость тушения пожара;
- возможность дальнейшего использования уцелевшего от пожара оборудования и нефтепродуктов.

Особенностью применения газового пожаротушения является строгое дозирование тушащего агента CO_2 в зону пожара из-за того, что установки газового пожаротушения имеют физическое ограничение запаса CO_2 . Поэтому данные установки оснащаются системами автоматизации, работа которых направлена на точном обнаружении места (зоны) возгорания, формирование управляющих команд на исполнительные механизмы с целью доставки необходимого и достаточного для тушения количества газа в зону пожара.

При сравнительно одинаковых капитальных затратах на установки различных типов, выигрышную позицию занимает газовое пожаротушение, которое минимизирует ущерб при пожаре, и, соответственно, позволяет экономить финансовые затраты.

Высокая эффективность локализации возгорания достигается путем комбинации газового и пенно-водяного тушения пожара. При возгорании нефтепродукта, в зону горения устремляется газовое облако, которое вытесняет окислитель процесса, снижает температуру реакции за счет своей низкой

температуры и тем самым устраняет причину горения. Для дополнительного охлаждения вместе с газовым облаком в зону горения подается вода.

Описанный способ комбинированного тушения является наиболее затратным, и поэтому применим на предприятиях, где система пенно-водяного пожаротушения уже внедрена и нуждается в модернизации.

С подобным примером комбинации установок, проектировщики сталкиваются не редко.

Так, в начале 2013 года была проведена модернизация действующей системы пожаротушения на ОАО Ачинский НПЗ ВНК".

Установка газового пожаротушения была призвана усилить активную противопожарную защиту двух эстакад налива нефтепродуктов, путем консолидации преимущественных возможностей газового и водяного пожаротушения.

В состав установки газового пожаротушения входит следующее оборудование и сооружения:

- Модули газового пожаротушения изотермические для жидкой двуокиси углерода (МИЖУ);
- Устройства распределительные (РУА);
- Отапливаемый блок-контейнер для МИЖУ (ОБК-МИЖУ);
- Отапливаемый блок-контейнер для РУА (ОБК-РУА);
- Насадки для выпуска газового огнетушащего вещества;
- Трубопроводы газового пожаротушения;
- Система автоматизация газового тушения;
- Кабельные линии, прокладываемые по проектируемым, существующим эстакадам и металлоконструкциям;
- Архитектурно-строительные решения (навес для МИЖУ с ограждением по периметру; фундаменты для МИЖУ, ОБК-МИЖУ; стойки для эстакады для прокладки трубопроводов и кабельных линий; металлоконструкции для прокладки трубопроводов и кабельных линий на эстакадах; и т.д.).

Каждая эстакада представляет собой строительное сооружение из сборного железобетона длиной 432 метра и предназначена для налива продукции в ж/д вагоноцистерны, которые расположены на путях по обе стороны эстакады.

Первая эстакада, служит для налива светлых нефтепродуктов, имеет двускатную кровлю, опирающуюся на железобетонные фермы и передающую усилие тяжести через несущие колонны на фундамент. Данная эстакада имеет три площадки обслуживания: центральную, расположенную между двумя ж/д путями, и боковые, расположенные по обе стороны ж/д путей.

Вторая эстакада, служит для налива темных нефтепродуктов, имеет одну двухъярусную центральную площадку обслуживания без навесов и укрытий.

Технологически схема газового пожаротушения построена по принципу зонирования – выполнена при невозможности защиты эстакады по всей длине одним пуском CO₂ из МИЖУ.

В силу большой протяженности эстакад, с технологической точки зрения было целесообразно их разделить на два равных участка, длиной 216 метров каждый. Таким образом, эстакады защищены двумя установками газового пожаротушения. Причем, одна установка охватывает по одному 216-ти метровому участку каждой эстакады. В целях соблюдения принципа зонирования тушения, каждый участок в свою очередь поделен еще на 12 зон по 18 метров.

Каждая часть эстакады и каждая зона тушения оборудуются РУА для подачи газового огнетушащего вещества (ГОТВ) в требуемом направлении. Для выпуска газового огнетушащего вещества на трубопроводах газового пожаротушения устанавливаются насадки.

Как видно из вышеприведенного описания, технологическая схема системы газового пожаротушения представляет собой сложную распределительную сеть газопроводов, оборудованную на различных участках РУА и предназначенную для адресной доставки ГОТВ к месту возникновения пожара. [6]

Очевидно, что эффективная работа подобных сложных систем зависит от наличия системы автоматического управления газовым пожаротушением.

В соответствии с техническим заданием система автоматического управления газовым пожаротушением должна базироваться на оборудовании из номенклатуры интегрированной системы «Орион», производства НВП "Болид", и системы автоматики МИЖУ, производства ЗАО "Артсок". Требование о применении оборудования производства НВП "Болид" продиктовано необходимостью интеграции проектируемой системы в существующую на объекте систему активной противопожарной защиты.

В соответствии с задачей зонирования тушения, САУ должна предусматривать извещение о пожаре в каждой зоне эстакады. Для этих целей проектом предусмотрено установка взрывозащищенных пожарных извещателей пламени типа "Набат 1М" из расчета 12 извещателей на одну зону. Извещатели пламени устанавливаются таким образом, что углы их обзора взаимно перекрываются как в горизонтальной плоскости, так и в вертикальной плоскости, что существенно сокращает наличие "слепых" областей обзора в плане эстакады и создает защищаемую зону. Защищаемая зона контролируется не менее чем двумя пожарными извещателями, расположенными, как правило, с противоположных направлений.

Извещатели пламени каждой отдельной зоны включаются в шлейф двух порогового прибора приемно-контрольного пожарного "Сигнал-20П SMD".

Компоновочными решениями была обеспечена расстановка приборов "Сигнал-20П SMD" на строительных конструкциях эстакад, непосредственно в

каждой зоне обнаружения пожара, а укрытие приборов обеспечивается взрывозащищенными, обогреваемыми металлическими шкафами.

Во исполнении СНиП 2.11.03-93 и СП 21-104-98, система автоматического управления оснащена кнопками местного ручного пуска установок газового пожаротушения, расположенными около входов на эстакаду. Количество кнопок ручного пуска принято в соответствии с количеством зон тушения. Иными словами, каждая кнопка должна активировать запуск газового пожаротушения для конкретной зоны. [3]

При возникновении признаков возгорания в зоне обнаружения извещателей пламени, в приборе "Сигнал-20П SMD" формируется сигнал "Пожар". Прибор "Сигнал-20П SMD" передает сигнал "Пожар" с адресом происшествия на пульт контроля и управления (ПКУ) "С2000-М". ПКУ автоматически формирует сигналы управления оповещением посредством блоков "С2000-СП2" и "УКЛЮ", сигналы управления открытия тех РУА в ОБК-МИЖУ в ОБК-РУА, которые обеспечат поступление и выпуск ГОТВ в зону возгорания (в зону обнаружения пожарных извещателей пламени). Вместе с тем команда пуска установки газового пожаротушения находится в режиме ожидания до тех пор, пока не будет нажат элемент дистанционного управления (ЭДУ) в диспетчерской. По нажатию ЭДУ, ПКУ формирует команду подачи сигналов на шкаф контроля и управления (ШКУ) МИЖУ (по сути, запуск установки газового пожаротушения). При подаче сигналов на ШКУ МИЖУ, последний по внутреннему алгоритму выполняет подготовку ГОТВ к выпуску в зону тушения.

По нажатию кнопки местного ручного пуска около эстакад, формируется сигнал "Пожар" на контроллер "С2000-КДЛ" в ОБК-МИЖУ. Контроллер "С2000-КДЛ" передает сигнал "Пожар" с адресом происшествия на ПКУ "С2000-М". ПКУ автоматически формирует сигналы управления оповещением посредством блоков "С2000-СП2" и "УКЛЮ", сигналы управления открытия тех РУА в ОБК-МИЖУ в ОБК-РУА, которые обеспечат поступление и выпуск ГОТВ в соответствующую зону возгорания. ПКУ формирует команду подачи сигналов на ШКУ МИЖУ для выпуска ГОТВ. Пуск ГОТВ производится без подтверждения элементом дистанционного управления (ЭДУ) в диспетчерской.

Проектируемая система газового пожаротушения предусматривает ручное отключение автоматики пожаротушения эстакад посредством прибора "С2000-ПКУ", установленного диспетчерской. При нажатии кнопки "С2000-ПКУ", формируется световая сигнализация об отключении автоматики в районе эстакад. Кроме того, так же формируется команда блокировки подачи сигналов в ШКУ МИЖУ и на оповещатели свето-звуковые. "С2000-ПКУ" так же формирует сигнал принудительного включения всех светозвуковых и световых оповещателей в целях контроля работоспособности системы.

Применение автоматической системы газового пожаротушения позволяет почти мгновенно определить место возникновения пожара и сразу приступить к

непосредственному тушению, что значительно минимизирует ущерб от пожара, а, следовательно, и убытки предприятия.

Существующая система водяного пожаротушения эстакад не изменила свою функцию, и с помощью лафетных стволов, расположенных вдоль эстакад, охлаждает ж/д вагоноцистерны, оказавшиеся в зоне пожара. Система пенного тушения, которая предусматривает подключение передвижной мобильной техники к сухотрубам и доставку тушащего агента по всей длине эстакады вне зависимости от места возникновения пожара, так же сохранила свою главную функцию участия при тушении пожара. [6]

Внедрение автоматической системы газового пожаротушения в существующую систему водно-пенного пожаротушения, рассматриваемого предприятия, позволило усилить активную противопожарную защиту эстакад налива нефтепродуктов.

Библиографический список:

1. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_78699/ (дата обращения 1.05.2017).

2. СП 5.13130.2009 Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/55/55310/> (дата обращения 01.05.2017).

3. СП 155.13130.2014 Склады нефти и нефтепродуктов требования пожарной безопасности. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200108948> (дата обращения 01.05.2017).

4. СП 21-104-98 «Свод правил по проектированию систем противопожарной защиты резервуарных парков Госкомрезерва России» Режим доступа: <http://www.norm-load.ru/SNiP/Data1/56/56326/index.htm> (дата обращения 01.05.2017).

5. *Боблак В.А.* Применение установок газового пожаротушения на основе жидкой двуокиси углерода для защиты резервуарных парков хранения нефти и нефтепродуктов: дис. ... канд. техн. наук. М., 2012. 176 с.

6. Devensys [электронный ресурс]. – режим доступа <http://devensys.ru/article/avtomatizaciya-gazovogo-pozharotusheniya-rezervuarnyh-parkov-skladov-nefteproduktov>. - Автоматизация газового пожаротушения в нефтяной отрасли. – (дата обращения 07.07.2017)

УДК 665.6

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ

И.М. Ужахов

СамГТУ

Самара, Россия

ilyas.uzhakhov@gmail.com

Введение

Под АСУ ТП РП

обычно понимается целостное решение, обеспечивающее автоматизацию основных операций технологического процесса на производстве в целом или каком-то его участке, выпускающем относительно завершённое изделие.

Понятие «автоматизированный», в отличие от понятия «автоматический», подчёркивает необходимость участия человека в отдельных операциях, как в целях сохранения контроля над процессом, так и в связи со сложностью или нецелесообразностью автоматизации отдельных операций.

Автоматизированная система управления технологическими процессами резервуарных парков

АСУ ТП РП предусматривает создание программно-технического комплекса с целью выполнения функций контроля, управления и защиты технологического оборудования.

АСУ ТП РП обеспечивает выполнение следующего комплекса задач:

- сбор и обработка информации;
- контроль и управление технологическим процессом и оборудованием;
- отображение информации;
- формирование архивной информации;
- формирование журнала событий и системного журнала;
- контроль доступа в систему;
- возможность интеграции в автоматизированную систему управления

предприятием (АСУ П) с целью обеспечения выполнения функций централизованного диспетчерского контроля.

Посредством перечисленного комплекса задач система автоматизации обеспечивает выполнение следующих функций:

- централизованный контроль и управление технологическим процессом;
- централизованное управление технологическими объектами;

- автоматизация управления технологическими объектами, поддержание заданных режимов работы и условий эксплуатации оборудования;
- автоматическая защита технологических объектов и сооружений;
- автоматическое пожаротушение;
- автоматическое регулирование технологических параметров.

Контроль и управление ходом технологических процессов осуществляется путём сбора технологических параметров с оборудования и датчиков, вычисления и анализа технологических параметров, выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы согласно заданному алгоритму.

Обеспечение противоаварийной защиты осуществляется путём сбора и анализа уровня критичных технологических параметров. В случае достижения критичным параметром аварийного уровня выдается управляющее воздействие на исполнительные механизмы, в соответствии с заданным алгоритмом перевода технологического процесса и оборудования в безопасное состояние.

Иерархия уровней АСУТП РП

АСУ ТП строятся по трехуровневому принципу:

Нижний уровень. Уровень оборудования (входов/выходов- Input/Output-level). Это уровень датчиков(sensors), измерительных устройств, контролирующих управляемые параметры, а также исполнительных устройств (actuators), воздействующих на эти параметры процесса, для приведения их в соответствие с заданием. На этом уровне осуществляется согласование сигналов датчиков с входами устройства управления, а вырабатываемых команд с исполнительными устройствами.

Средний уровень. Уровень управления оборудованием- Control level. Это уровень контроллеров (ПЛК-PLC, Programable Logic Controller). ПЛК получает информацию с контрольно-измерительного оборудования и датчиков о состоянии технологического процесса и выдает команды управления, в соответствии с запрограммированным алгоритмом управления, на исполнительные механизмы.

Верхний уровень. Уровень промышленного сервера, сетевого оборудования, уровень операторских и диспетчерских станций. На этом уровне идет контроль хода производства: обеспечивается связь с нижними уровнями, откуда осуществляется сбор данных, визуализация и диспетчеризация (мониторинг) хода технологического процесса. Это уровень HMI, SCADA. На этом уровне задействован человек, т.е. оператор (диспетчер). Он осуществляет локальный контроль технологического оборудования через так называемый человеко-машинный интерфейс (HMI - Human Machine Interface). К нему относятся: мониторы, графические панели, которые устанавливаются локально на пультах управления и шкафах автоматики. Для осуществления контроля за распределенной системой машин,

механизмов и агрегатов применяется SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition - диспетчерское управление и сбор данных) система. Эта система представляет собой программное обеспечение, которое настраивается и устанавливается на диспетчерских компьютерах. Она обеспечивает сбор, архивацию, визуализацию, важнейших данных от ПЛК. При получении данных система самостоятельно сравнивает их с заданными значениями управляемых параметров (уставками) и при отклонении от задания уведомляет оператора с помощью тревог (Alarms), позволяя ему предпринять необходимые действия. При этом система записывает все происходящее, включая действия оператора, обеспечивая контроль действий оператора в случае аварии или другой нештатной ситуации. Таким образом, обеспечивается персональная ответственность управляющего оператора.

Подсистемы АСУ ТП РП

Типичная АСУ ТП РП включает в себя три подсистемы:

Распределённая система управления (PCY) – конфигурируемый, территориально-распределённый, основанный на микропроцессорной технике комплекс, осуществляющий автоматическое и автоматизированное управление (в т.ч. технологические неаварийные блокировки) комплексом технологических сооружений. PCY включает в себя автоматизированные рабочие места операторов (персональные компьютеры, оснащённые средствами звуковой и световой сигнализации, средствами печати и подготовки отчётности, средствами промышленной связи), управляющие контроллеры с модулями ввода/вывода, кабельные линии КИПиА. Расположенные на площадке приборы и исполнительные механизмы, связанные с управляющими контроллерами, также входят в состав системы.

Система противоаварийной защиты (ПАЗ) - система, обеспечивающая безопасность технологического процесса и оборудования с целью защиты персонала, материальных ценностей и окружающей среды. Эта система включает размещенные на площадке приборы, исполнительные механизмы, программируемые логические контроллеры и кнопочную панель управления. Данная система полностью независима от PCY, так что выход из строя последней не приведет к выходу из строя данной обеспечивающей безопасность системы.

Система пожарной и газовой безопасности (СПГБ) - система, включающая чувствительные элементы/детекторы для обнаружения пожарной опасности и программируемые логические контроллеры, позволяющие обнаружить присутствие очагов пожара с выполнением соответствующей сигнализации о пожаре и осуществляющие пожаротушение.

Библиографический список:

1. Литюга А.М., Клиначёв Н.В., Мазуров В.М. Теоретические основы построения эффективных АСУ ТП., 2002 г.;
2. Проектирование систем автоматизации технологических процессов. Справочное пособие. Авторы: А.С. Ключев, Б.В. Глазов, А.Х. Дубровский, А.А. Ключев. Под ред. А.С. Ключева, 2-е изд., переработанное и дополненное. 1990 г.;
3. Проектирование АСУТП. Книга 1. Автор Нестеров А.Л.

**АНАЛИЗ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СИСТЕМ
ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ**

А.Ф. Фархутдинова, Г.М. Орлова

СамГТУ

Самара, Россия

alsu.farhutdinova2015@yandex.ru

Система измерения количества и показателей качества нефти (СИКН) - система, предназначенная для автоматизированного коммерческого учета товарной нефти прямым массово-динамическим методом, а также для определения качественных показателей нефти при ведении документов, предназначенных для операций учета товарной нефти между поставщиком и потребителем на объектах нефтепереработки, а также при проведении учетно-расчетных операций при транспортировке нефти и нефтепродуктов.

Эффективность системы учета нефти играет немаловажную роль в процессе транспортировки нефти от мест добычи к потребителю. Возникают проблемы потерь как количественных, так и качественных измерений массы нетто нефти, а также технического обслуживания и ремонта оборудования. В настоящее время на производстве крайне велика доля оборудования с высокими коэффициентами физического износа, которые давно исчерпали свой ресурс.

СИКН № 919 НПС «Калейкино» предназначен для автоматизированного оперативного учета высокосернистой нефти с погрешностью измерения не превышающей 0,25 % по массе брутто и 0,35% по массе нетто, по магистральным нефтепроводам Альметьевск-Куйбышев 1.

В состав СИКН входят:

- блок измерительных линий;

- блок измерения качества;
- система обработки информации;
- трубопоршневая установка;
- узел подключения передвижной поверочной установки;
- система дренажа и канализации.

В силу того, что СИКН № 919 имеет оборудование старого образца или отсутствие некоторых элементов соответствующего оборудования на потоке, из-за проведения товаро-коммерческих операций рабочему персоналу приходится вручную отбирать пробы для определения содержания тех или иных веществ, что в свою очередь занимает достаточно много времени и отражается на результатах.

Проведем анализ метрологического обеспечения основного оборудования СИКН.

Блок измерительных линий (БИЛ) состоит из турбинных преобразователей расхода типа МИГ- 400 - 64, задвижки электроприводные Ду 400, Ру 16, дренажные задвижки, вентили для контроля протечек, манометры, фильтры.

Турбинные преобразователи расхода нефти (ТПУ) являются самыми распространенными счетчиками, устанавливаемыми на НПС. Принцип работы преобразователя основан на принципе турбинки. При вращении турбинки, выполненной из ферромагнитного материала, каждая лопасть ее, проходя вошли сердечника катушки датчика, проводит в ней импульсы электродвижущей силы и сигнал подается на вход электронного блока. Основной характеристикой преобразователя является коэффициент преобразования (К-фактор), который характеризуется количеством импульсов на единицу объема, протекающей через него жидкости. Достоверность учёта, в основном, зависит от правильности вычисления К-фактора на который в свою очередь влияют различные физические и технологические факторы. В реальных условиях работы между вращающимися элементами ТПР и жидкостью существует сопротивление трения, которое уменьшает К-фактор. Уменьшение тем больше, чем больше сопротивление трения. Сопротивление трения зависит как от скорости потока жидкости, так и от свойств самой жидкости (вязкости и плотности) К-фактор ТПР изменяются с изменением площади поперечного сечения ТПР. Если изменять поперечное сечение ТПР, то при одном и том же объёмном расходе скорость потока будет меняться, а значит, будет меняться и К-фактор ТПР. Эта зависимость лежит в основе появления большой погрешности ТПР при его загрязнении. В отличии от влияния загрязнения ТПР влияние протечек запорной арматуры проявляется не в изменении К-фактора ТПР в процессе работы, а в неправильном определении в процессе поверки. Это происходит тогда, когда объём жидкости, прошедший за одно и тоже время через ТПР отличается от объёма жидкости прошедшего через образцовое средство измерения.

Коммерческие узлы учета нефти с применением турбинных расходомеров

(косвенный объёмно-массовый динамический метод) измеряли количество нефти с погрешностью по массе брутто не более 0,35%. Эта погрешность складывалась из класса точности турбинных расходомеров, преобразователей давления и температуры, плотномеров, влагомеров.

Коммерческие узлы учета нефти на которых установлены массовые счётчики расхода (прямой динамический метод) обеспечивают погрешность измерения нефти по массе брутто не более 0,25%. Так как сигнал о расходе нефти поступает на компьютер в единицах массы, то погрешность системы складывается только из погрешности массометров (установка дополнительного оборудования не требуется). Сегодня при учете нефти и нефтепродуктов наиболее востребованы расходомеры, построенные на принципе эффекта Кориолиса - кориолисовые расходомеры или массомеры. Эксплуатационные преимущества этих массометров по сравнению с другими типами расходомеров значительны: высокая точность измерения расхода массы, результаты измерения имеют высокую повторяемость, одновременно с определением массового расхода, плотности и температуры вычисляют значение по объёмному расходу, увеличенный межповерочный интервал, в конструкции нет элементов, которые контактируют с измеряемой средой, отсутствие движущихся частей. Совокупность всех перечисленных преимуществ, в конечном итоге, экономит деньги. Экономическая эффективность от внедрения массовых расходомеров на узлах учета нефти, при отгрузке по трубопроводам, достигается за счёт уменьшения относительной погрешности измерения массы нефти.

В блок измерения качества входят поточный преобразователь плотности «Solartron 7830», поточный вискозиметр «JSW», преобразователь давления и температуры, пробоотборник автоматический, расходомер «НОРД-40», манометры и термометры, поточный влагомер.

Принцип действия поточного вискозиметра «JSW» основан на методе падающего шарика (т.е. измерение вязкости путем определения скорости падения шарика в жидкость). Однако существуют и более усовершенствованные модели имеющие лучшие показатели. В работе погружного преобразователя вязкости «Solartron 7830» используется вибрационный принцип: исходная резонансная частота колебаний вибрирующего элемента (камертонная вилка), а также колебательного контура, изменяются соответственно в зависимости от плотности и в зависимости от вязкости проходящей через преобразователь жидкости. Поддерживая эти колебания, измеряя их частоту и добротность колебательного контура электронными средствами, можно определить плотность и вязкость жидкости. Максимальная точность измерений достигается за счет независимой калибровки каждого диапазона.

Влагомер нефти поточный УДВН-1пм предназначен для измерения содержания воды в нефти и нефтепродуктах в объёмных долях в автоматическом режиме. Принцип действия влагомера основан на поглощении энергии

микроволнового излучения водонефтяной эмульсией.

Для оперативной работы СИКН требуется установить поточный анализатор серы, чтобы во время проведения операций по компаундированию нефти можно было быстро и с высокой точностью определить ее содержание в потоке. Хотя уровень серы не регламентируется, он в значительной мере определяет себестоимость и качество. Измерение серы необходимо для сортировки нефти, и обычной практикой является смешение нефти с разным содержанием серы для того, чтобы повысить ее качество, а значит и стоимость. Методом анализа является рентгено - абсорбционный метод. Измерительная схема такого анализатора чрезвычайно проста. Анализируемая нефть проходит через анализатор по трубке, на одной из сторон которой установлена рентгеновская трубка, генерирующая излучение соответствующей частоты, а на другой приемник. Рентгеновское излучение проходит через бериллиевые окошки, прозрачные для него, и интенсивность прошедшего через него нефть излучения измеряется. Интенсивность прошедшего через ячейку рентгеновского излучения обратно пропорциональна концентрации серы, присутствующей в нефти.

Также на СИКН №919 регулирование расхода и давления в потоке, проходящего через БИК, осуществляется вручную оперативным персоналом. Это в свою очередь приносит не мало проблем, особенно при проведении операций по компаундированию нефти, когда меняются свойства нефти на потоке, что в свою очередь влечет изменения давления, следовательно, расхода. Поэтому необходимо оснастить БИК оборудованием с автоматическим регулированием расхода и давления. Регулирование можно осуществлять регул втором с электроприводом или электронной системой управления циркуляционного насоса. Величина расхода контролируется с помощью индикатора — расходомера с местной и дистанционной индикацией.

Непрерывный рост резервуарных парков, соответственно узлов учёта нефти, при одновременном увеличении периода эксплуатации неизбежно приводят к увеличению объёмов и стоимости работ по технологическому обслуживанию. Это определяет актуальность внедрения новейших технологий, упрощения проведения существующих операций по обслуживанию СИКН и отказ от устаревшего оборудования.

Библиографический список:

1.МИ 2825-2003 ГСИ. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию

2.Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти от 31.03.2005 г

3.Лизень,Л. Автоматизация коммерческого узла учета нефти с

применением массовых расходомеров [Электронный ресурс], planeta.tspu.ru/files/file/1382680707.doc – статья в интернете

4. *Милосердов, Е.Е.* Факторы влияющие на работу узлов учёта нефти, и методы их устранения [Электронный ресурс], <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2010/> - статья в интернете

5. Artvik, Inc., Измерение серы в нефти рентгено-абсорбционным анализатором [Электронный ресурс], http://www.artvik.com/pdf/press/Sulfur_in_Oil_Measurement_ASOMA.pdf – статья в интернете

УДК 622.69

ПЕРЕКАЧКА ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО ТРУБОПРОВОДАМ МЕТОДОМ ПУТЕВОГО ПОДОГРЕВА.

Р.Р.Хузяттов

СамГТУ,

Самара, Россия

rena-arena@mail.ru

При перекачке с путевым обогревом оборудуется система попутного обогрева на основе использования параллельных теплопроводов с жидкими и газообразными теплоносителями (водяной пар, горячая вода, масло и т.д.). Установлено, что подогрев с помощью теплоносителей экономически выгоден на трубопроводах небольшой протяженности, так как при больших длинах для поддержания в теплопроводах достаточных давления и температуры необходимо устанавливать дополнительное оборудование, в результате чего рассматриваемые системы подогрева значительно дорожают.

Перспективным методом попутного обогрева трубопровода является электрический, который осуществляется подачей электроэнергии непосредственно на тело трубопровода или оснащением трубопровода специальными электроизолированными подогревателями.

В зависимости от местонахождения источника тепла различают внешний подогрев, когда теплоноситель расположен снаружи нефтепровода, и внутренний подогрев, когда тепло передается нефтепродукту теплоносителем, расположенным внутри нефтепровода.

На рисунке 1, а представлена схема, по которой теплоноситель

транспортируется по трубопроводу, уложенному параллельно нефтепроводу. Оба трубопровода заключены в общий теплоизолирующий кожух. По этой схеме преимущественно подогреваются наземные трубопроводы.

На рисунке 1, б показана схема, предусматривающая укладку нефтепровода внутри теплопровода. Теплопроводами могут быть трубопроводы, 14 перекачивающие пар, горячую воду или горячие газы. К этому же способу относится подогрев гибкими электронагревательными лентами, которые обматывают вокруг нефтепровода.

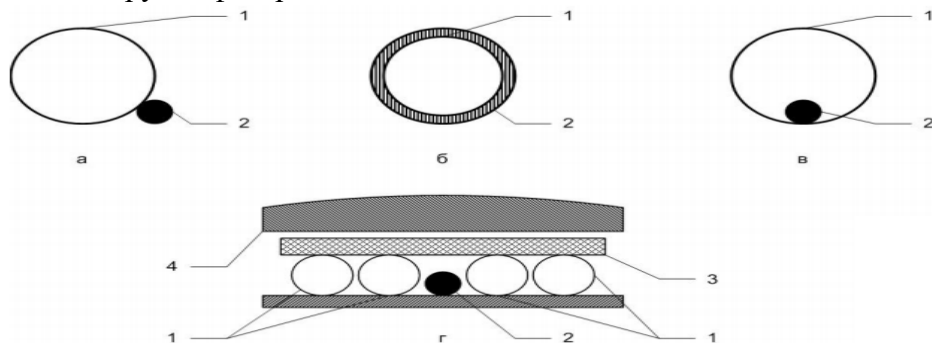


Рис. 1. Схемы путевого подогрева нефтепроводов

а – «параллельная» схема; б – внешний подогрев;

в – внутренний подогрев; г – «параллельная» схема в одном канале;

1 – продуктопровод; 2 – теплопровод; 3 – теплоизоляция;

4 – верхний слой грунта

На рисунке 1, в показана схема внутреннего подогрева, когда теплопровод находится внутри нефтепровода. Этот метод применяется в основном при перекачке вязкопластических нефтепродуктов. Для повышения надёжности эксплуатации теплопровод должен удовлетворять особым требованиям по прочности и качеству сварки. Схемы путевого подогрева выбираются с учетом специфических условий эксплуатации нефтепровода и физических свойств перекачиваемых нефтепродуктов;

На рисунке 1, г дана схема, по которой нефтепроводы и теплопроводы укладываются в одном канале.

Для сокращения тепловых потерь каналы частично заполняют теплоизолирующим материалом. Один из методов уменьшения затрат на подогрев перекачиваемой нефти и потерь тепла – применение тепловой изоляции. При использовании тепловой изоляции вначале выбирают материал, толщину и конструкцию тепловой изоляции.

Материалы, применяемые для тепловой изоляции, должны обладать следующими свойствами:

- малым коэффициентом теплопроводности;

- низкой влагоёмкостью и гигроскопичностью;
- малой плотностью;
- негорючестью;
- биологической инертностью по отношению к плесени, грызунам и паразитам;
- термостойкостью;
- способностью многократно выдерживать охлаждение и нагрев;
- прочность и долговечность;
- должны быть недорогими и недефицитными.

Этим требованиям, в основном, удовлетворяют пенополиуретан, пенополистирол, минеральная вата, стекловолокно, вермикулит, газобетон и другие материалы. Наибольшее распространение при изоляции магистральных трубопроводов в нашей стране и за рубежом получили пенополиуретаны (ППУ).

Применение тепловой изоляции на магистральных трубопроводах позволяет сократить потери тепла, следовательно, снизить затраты на теплоноситель.

Разновидности теплоносителей для путевого подогрева.

Водяной пар наиболее распространённый, доступный вид теплоносителя. Он обладает сравнительно большим теплосодержанием и высоким коэффициентом теплоотдачи. Подогрев паром наиболее прост; кроме того, пар легко транспортируется к объекту и не пожароопасен. Подогрев паром происходит примерно при постоянной температуре, поэтому регулирование процесса чрезвычайно простое.

Для повышения эффективности потребления тепловой энергии пар должен использоваться по следующему циклу: из котла он поступает в паровые насосы, где производит механическую работу; выхлопной пар используется в теплообменных устройствах, откуда конденсат после очистки от нефтепродуктов подаётся обратно в паровой котел.

Следующим по степени распространённости теплоносителем является электрическая энергия. Однако использование электрической энергии для подогрева ограничено вследствие пожарной опасности, возникающей при оголении электрогрелки, находящейся под напряжением. Температура проволоки при 16 этом может оказаться выше температуры самовоспламенения нефтепродукта. Помимо этого, высокая температура проволоки может вызвать частичное коксование нефтепродукта. По этим соображениям электрический подогрев сравнительно широко применяется лишь при подогреве масел в ёмкостях. Электроподогревательные устройства компактны и удобны в эксплуатации.

Применение горячих газов весьма ограничено вследствие малой теплоёмкости и высокой температуры. Практическое применение нашли выхлопные газы двигателей для подогрева автоцистерн.

Резистивные кабели являются наиболее часто используемыми нагревательными элементами при путевом обогреве.

По внешнему виду резистивные кабели похожи на обычные электрические провода. В этих кабелях заложен специальный провод с повышенным электрическим сопротивлением – нагревательная жила, при протекании по которой электрического тока выделяется тепло.

Такой кабель относительно дешёв, монтаж его прост и нетрудозатратен.

К достоинствам резистивных кабелей можно отнести:

- простоту конструкции, высокую технологичность и относительно низкую стоимость;
- монтаж нагревательных секций на объекте быстр и малотрудоёмок;
- хороший тепловой контакт с обогреваемой поверхностью;

К недостаткам относят необходимость использования секции строго заданной длины и требуется для питания высоковольтного оборудования.

Зональные кабели во многом подобны резистивным, но имеют одно неоспоримое преимущество: при знании точного расположения зонных контактов их можно резать непосредственно на объекте, тем самым уменьшая перерасход кабеля.

К достоинствам зональных кабелей можно отнести:

- возможность использования произвольными длинами (до 200м);
- высокие рабочие температуры (до 350 °С);
- тепловыделение, не зависящее от температуры;

Саморегулирующий кабель, нагревающий элемент – тепловыделяющая пластиковая матрица. При повышении температуры сопротивление пластмассы возрастает и тепловыделение на этом участке падает.

Получается эффект саморегулирования, каждый участок кабеля «подстраивается» к окружающим его условиям. Кабель не перегревается и не перегорает даже при самопересечении.

Преимущества саморегулирующихся кабелей:

- возможность использования произвольными длинами, отрезанными "по месту";
- кабели не перегреваются и не перегорают даже при самопересечении;
- незаменимы для антиобледенительных систем, т. к. повышают тепло выделение в снегу и талой воде в 1,5-2 раза.

К недостаткам кабелей относят:

- стартовый ток при низкой окружающей температуре существенно (в полтора-два раза) превышает номинальный рабочий ток системы обогрева;
- практическая невозможность обеспечения форсированного обогрева.

Скин-кабель позволяет поддерживать заданные температуры трубопроводов, предохраняет их от замерзания, даёт возможность производить разогрев магистралей любой протяжённости, осуществляя обогрев труб по всей длине.

Скин-эффект обусловлен тем, что при распространении электромагнитной волны в проводящей среде возникают вихревые токи, в результате чего часть электромагнитной энергии преобразуется в теплоту. Это и приводит к уменьшению напряжённостей электрического поля и плотности тока, т. е. к затуханию волны.

Тепловая энергия выделяется за счёт скин-эффекта во внешней стальной трубке в результате взаимодействия ферромагнитного внешнего проводника (стальная трубка) и немагнитного внутреннего проводника при протекании тока.

К преимуществам следует отнести:

- не требует электрической изоляции и могут привариваться непосредственно к обогреваемому объекту;
- обеспечивает наилучший тепловой контакт;
- полная электробезопасность;
- большая (до 20 км) длина обогреваемого участка;
- возможно использование во взрывоопасных зонах при подводной прокладке.

Недостатки скин-кабелей:

- большие габариты и жесткость скин-трубок ограничивает их область применения;
- необходимость использования высоковольтных источников питания.

Библиографический список:

1. *Агапкин, В. М.* Особенности эксплуатации для транспорта высоковязких нефтей и нефтепродуктов : обзорн. информ. / В. М. Агапкин. – М., 1981. 54 с. – (Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов/ ВНИИОЭНГ;)
2. Трубопроводный транспорт высоковязких и высоkozастывающих нефтей: обзорн. информ. / Л. С. Абрамзон, В. Е. Губин, В. Н. Дягтярев [и др.]. – М. : 1968. – 92 с. – (Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов / ВНИИО- ЭНГ).
3. *Губин, В. Е.* Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов /В. Е. Губин, В. В. Губин. – М. : Недра, 1982. – 296 с.

4. *Тигунов, П.И.* Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. - М: Недра, 1973. - 89с

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ СВАРКИ ТОНКОСТЕННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Е.А. Керженцева, Е.В. Кукин, Е.А. Комасова, В.М. Мякишев

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия,
kerzhentseva.katya@mail.ru*

Сварочная дуга переменного тока имеет существенное отличие от дуги постоянного тока. Это связано с тем, что сварочная дуга дважды за период гаснет и снова зажигается. Причем, момент поворотного зажигания существенно зависит от динамических свойств как источника питания, так и от термических процессов, происходящих в створе дуги. Для того, чтобы после перехода тока через нуль сварочная дуга надежно восстановилась, необходимо, чтобы остаточный створ дуги охлаждался медленней, чем возрастало напряжение на дуговом промежутке. На процессы, протекающие в створе дуги, можно повлиять, например, введением соответствующих компонентом в обмазку электродов. Процесс восстановления напряжения на электродах определяется динамическими свойствами источника питания сварочной дуги.

Динамические свойства источника питания можно охарактеризовать скоростью восстановления напряжения на дуге.

Одним из перспективных способов повышения устойчивости малоамперной сварочной дуги в настоящее время является метод импульсного повышения напряжения на электродах в момент перехода тока через нулевое значение. [1,2,9] В настоящее время осуществляется серийный выпуск генераторов импульсов, позволяющих обеспечить устойчивое горение сварочной дуги переменного тока при снижении напряжения холостого хода на 25-40%. [2,3] Однако генераторы импульсов имеют определенные недостатки, а именно:

- 1) наличие зарядного устройства с накопительной ёмкостью;
- 2) необходимость дополнительного дешевого и надежного коммутирующего элемента;
- 3) наличие специального синхронизирующего элемента, согласующего разряд накопительной ёмкости с моментом перехода тока через нулевое значение.

Улучшение энергетических характеристик сварочных трансформаторов может быть достигнуто путем разработки способов стабилизации дуги, например,

импульсным повышением напряжения за счет применения насыщающегося участка магнитопровода S_3 . [2,3]

На рисунке 1 представлена принципиальная схема такого трансформатора. Он состоит из первичной обмотки W_1 и двух секций входной обмотки W_2' и W_2'' и является нелинейным источником питания (НИП) сварочной дуги.

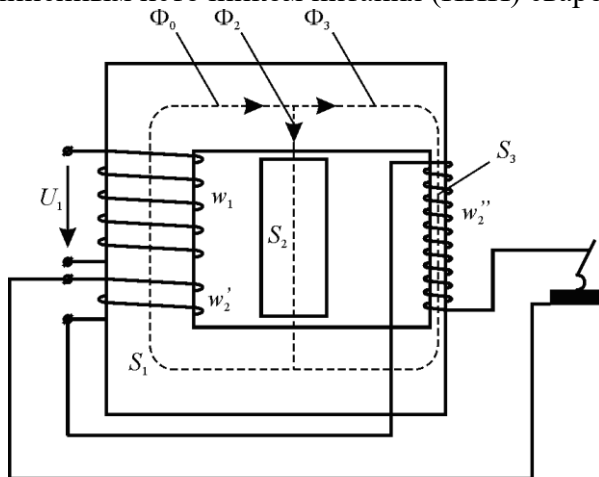


Рис. 1. Принципиальная схема предлагаемого сварочного трансформатора с насыщающимся участком магнитопровода

На рисунке 1 представлен трёх стержневой ферромагнитный сердечник, причём средний стержень имеет воздушный зазор. На первом стержне размещается первичная обмотка и секция вторичной обмотки. На тонком (насыщающемся) стержне размещена вторая секция вторичной обмотки. Эти секции включены последовательно.

Рассмотрим некоторые соотношения, характеризующие эффективность использования данного трансформатора. Упрощенная схема замещения магнитной цепи представлена на рисунке 2. [1,2]

На основании законов Кирхгофа можно составить следующие уравнения:

$$\Phi_1 - \Phi_2 - \Phi_3 = 0 \quad \Phi_1 - \Phi_2 - \Phi_3 = 0$$

$$I_1 W_1 - I_2 W_2' - \Phi_1 R_{M1} - \Phi_2 R_{M2} = 0$$

$$I_1 W_1 - I_2 (W_2' + W_2'') - \Phi_1 R_{M1} - \Phi_3 R_{M3} = 0$$

(1)

$$I_2 W_2'' + \Phi_3 R_{M3} - \Phi_2 R_{M2} = 0$$

Решая первое уравнение системы (1) относительно потока Φ_3 , а четвертое уравнение относительно Φ_2 , с учетом первого, получим

$$\Phi_2 = \frac{I_2 W_2'' + \Phi_1 R_{M3}}{R_2 + R_{M3}} \quad (2)$$

Подставляя выражение (2) во второе уравнение системы (1), после некоторых математических преобразований для тока холостого хода получим:

$$I_{xx} = \frac{\Phi_1}{W_1} \left[\frac{R_{M2} R'_{M3}}{R_{M2} + R'_{M3}} + R_{M1} \right]$$

Этот ток холостого хода трансформатора изменяется в пределах от I''_{1xx} до I'_{1xx} , где

$$I''_{1xx} = \frac{\Phi_1}{W_1} \left[\frac{R_{M2} R''_{M3}}{R_{M2} + R''_{M3}} + R_{M1} \right]$$

Таким образом, намагничивающий ток трансформатора с увеличением нагрузки увеличивается, причем это увеличение зависит от соотношения магнитных сопротивлений R_{M1} , R_{M2} , R_{M3} . [1,3,5,8]

Для реального трансформатора легко выполнить следующее условие:

$$R'_{M3} \gg R_{M2} \gg R''_{M3}$$

Тогда намагничивающий ток будет изменяться с изменением нагрузки в пределах

$$I_{\text{нам}} = I''_{1xx} \div I'_{1xx} \approx \frac{\Phi_1}{W_1} (R'_{M3} + R_{M1}) \div \frac{\Phi_1}{W_1} (R_{M2} + R_{M1})$$

Рассмотрим режим работы под нагрузкой.

Предположим, рабочий ток больше тока намагничивания, что действительно соответствует сварочным источникам питания, т.е. $I_{\text{раб}} \gg I_{\text{нам}}$

Тогда уравнение для тока с достаточной для упрощенных расчетов точностью можно записать:

$$I = I_1 + I_2 = \frac{-R_{M2} W'_2 + R_{M2} W''_2 + R_{M3} W'_2}{W_1 (R_{M2} + R_{M3})}$$

Коэффициент трансформации можно записать в следующем виде:

$$K_{\tau} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{(R_{M2} + R_{M3}) W'_2 + R_{M2} W''_2}{W_1 (R_{M2} + R_{M3})}$$

т.е. в зависимости от мгновенного значения сварочного тока (от режима работы сердечника S_3) коэффициент трансформации K_{τ} меняется в пределах от K'_{τ} до K''_{τ} , где

$$K''_{\tau} = \frac{I''_1}{I''_2} = \frac{R''_{M3} W'_2 + R_{M2} (W'_2 + W''_2)}{W_1 (R_{M2} + R_{M3})} \approx \frac{W'_2 + W''_2}{W_1}$$

и

$$K'_{\tau} = \frac{I'_1}{I'_2} = \frac{R'_{M2} + R_{M2} (W'_2 + W''_2)}{W_1 (R_{M2} + R_{M3})} \approx \frac{W_2}{W_1}$$

где индексом «штрих» обозначены величины K_{τ} и I , соответствующие режиму работы НИП, когда сердечник S_n насыщен, а индекс «два штриха» применяется, когда сердечник не насыщен, т.е. в момент перехода сварочного тока через нуль.

Следовательно, трансформатор имеет глубину регулирования коэффициента трансформации:

$$\xi = \frac{K_{\tau}'' - K_{\tau}'}{K_{\tau}''} = \frac{W_2''}{W_2'}$$

Таким образом, глубина регулирования коэффициента трансформации зависит от соотношения чисел витков обмоток W_2' и W_2'' , причем такой трансформатор обладает малой инерционностью изменения коэффициента трансформации, определяемой лишь временем, необходимым для изменения величины магнитного потока. [1.3]

В рабочем режиме НИП создаются магнитодвижущие силы $I_2 W_2'$ и $I_2 W_2''$. Соответствующим подбором сечений S_2 и S_3 и чисел витков W_2 и W_2' можно добиться такого положения, когда величина магнитного потока Φ_2 с увеличением нагрузки будет падать и при нагрузке, равной критической, станет равной нулю. [1,4,5,8] При дальнейшем увеличении нагрузки магнитный поток изменит направление, и обмотка W_4 будет обладать индуктивным сопротивлением, величина которого с ростом нагрузки будет падать.

Коэффициент трансформации НИП запишется в виде:

$$K_{\tau} = \frac{W_2' + W_2}{W_1} \frac{R_{M2}}{R_{M2} + R_{M3}} + \frac{W_2''}{W_1} \frac{R_{M2}}{R_{M2} + R_{M3}}$$

Из этого следует, что в зависимости от величины мгновенного значения сварочного тока коэффициент трансформации НИП меняется в пределах:

$$K_{\tau} = \frac{W_2}{W_1} \div \frac{W_2'}{W_1}$$

т.е. в момент перехода тока через нулевое значение он достигает наибольшего значения ($K_{\tau} = \frac{W_2}{W_1} = \frac{W_2' + W_2''}{W_1}$) и обеспечивает повышенное напряжение на электродах. Это обстоятельство благоприятно сказывается на процессе зажигания.

Для устойчивого горения и стабильного зажигания сварочной дуги решающее значение (при прочих равных условиях) имеет величина промышленной составляющей восстанавливающегося напряжения. [1,2,7,9]. Эта величина для НИП равна максимальному значению напряжения холостого хода, т.е.

$$U_{\text{возвр.сост.}} = U_{2\text{хх}}$$

Следовательно, линейный источник питания, идентичный предлагаемому, должен иметь эффективное значение вторичного напряжения:

$$U_2 = \frac{U_{2\text{ххТ}}}{\sqrt{2}}$$

а коэффициент трансформации

$$K_2 = \frac{U_{2\text{ххт}}}{\sqrt{2}U_1}$$

Если учесть ток намагничивания, то мы получим следующее выражение зависимости $I_1 = f(I_2)$ для линейной конструкции идентичной по условиям поддержания горения дуги:

$$I_1 = I_{1\text{нам}} + \frac{U_{2\text{ххм}}}{\sqrt{2}U_1} I_2$$

Эта зависимость для НИП и линейного трансформатора показана на рис. 2.

Из анализа представленной зависимости следует, что, несмотря на несколько больший ток холостого хода, НИП при $W_2' \ll W_2''$ будет более экономичным за счет меньшего потребления тока в рабочем режиме. Особенно это будет заметно при создании мощных НИП. [1,4,5]

Таким образом, для сварочного трансформатора глубина регулирования коэффициента трансформации может быть найдена по известному напряжению холостого хода ($U_{2\text{хх}}$) и эквивалентному эффективному напряжению на дуге ($U_{\text{д}}$):

$$\xi = \frac{U_{2\text{хх}}}{U_{\text{д}}}$$

Это обстоятельство может быть учтено при подборе чисел витков секций вторичной обмотки НИП (W_2' и W_2'').

Для оценки экономической эффективности использования НИП проведем некоторые сравнения его с линейным источником питания.

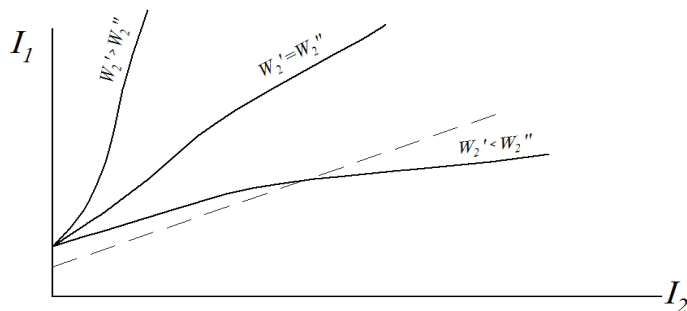


Рис. 2. Качественная зависимость первичного тока от вторичного тока НИП.

Пунктиром показана зависимость идентичного линейного трансформатора.

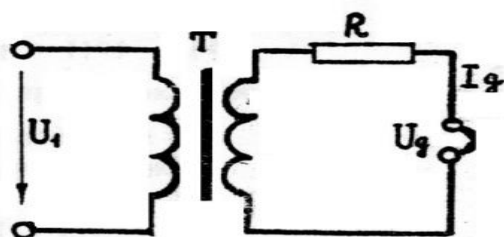


Рис. 3. Упрощенная схема замещения сварочного трансформатора с числами витков обмоток $W1$ и $W2$

Предположим, что в цепь источника питания последовательно с дуговым промежутком включено сопротивление R , аналогичное балластному реостату (рис. 3).

Найдем необходимую величину сопротивления R для случая использования НИП и линейного трансформатора, предполагая, что в обоих случаях дуга горит с одинаковым выделением энергии, т.е. при одинаковых токах и напряжениях. [4,7,8]

Введем некоторые обозначения:

U_d – напряжение на дуге;

I_d – ток дуги;

U_l – эффективное значение напряжения на вторичной обмотке линейного трансформатора;

U_n – эффективное значение напряжения на вторичной обмотке НИП.

Если предположить, что сопротивление трансформатора мало по сравнению с сопротивлением R , то можно считать, что величина U_l не зависит от нагрузки, т.е. $U_n = \text{const}$.

Величина U_n может быть выражена через U_l следующим образом:

$$U_n = \left(1 - \frac{\xi}{100}\right) U_l$$

где ξ – глубина регулирования коэффициента трансформации.

Величина R для случая линейного трансформатора может быть найдена из соотношения:

$$R_l = \frac{U_l - U_d}{I_d}$$

а для случая НИП

$$R_2 = \frac{U_n - U_d}{I_d} = \frac{\left(1 - \frac{\xi}{100}\right) U_l - U_d}{I_d}$$

Потери мощности в сопротивлении R будут:

$$P_1 = I_d^2 R_1 = I_d (U_l - U_d)$$

$$P_2 = I_d^2 R_2 = I_d \left[\left(1 - \frac{\xi}{100} \right) U_l - U_d \right]$$

Разница потерь составит:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \frac{\xi}{100} I_d U_l \quad \text{или}$$

$$\Delta P\% = \xi\%$$

Приведенный выше расчет относится к трансформатору, позволяющему обеспечить устойчивость горения дуги, аналогичной питаемой от синусоидального источника. При этом эффективное значения напряжения трансформатора будет несколько снижено и это приведет к улучшению экономических показателей и качеств сварочного шва.

Для косвенной оценки эффективности использования нелинейного источника питания сравнивались динамические вольтамперные характеристики сварочной дуги (Рис. 3) и проекции фазовой траектории (Рис.4).

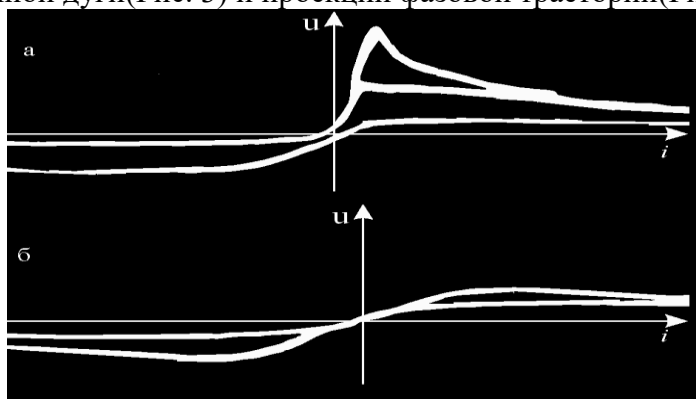


Рис.3. Динамические вольт-амперные характеристики сварочной дуги, питаемой от источника синусоидальной (а) и несинусоидальной (б) ЭДС

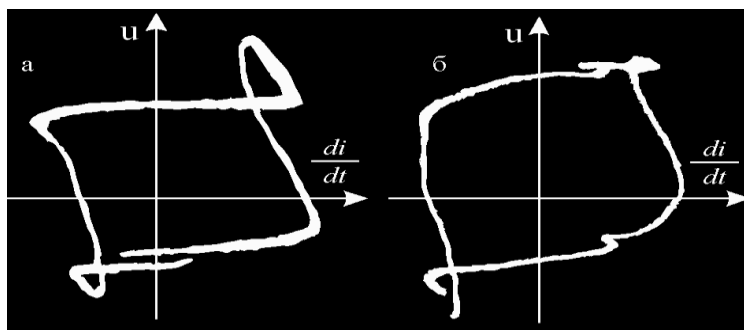


Рис.4. Проекция фазовой траектории сварочной дуги, питаемой от источника синусоидальной ЭДС (а) и НИП (б)

Следовательно, применение НИП тем выгоднее, чем больше глубина регулирования коэффициента трансформации. Это может быть наиболее целесообразно при конструировании источников переменного тока для питания плазменных установок.

Повышение устойчивости горения сварочной дуги в случае питания от трансформатора с насыщающимся участком магнитопровода оценивалось квалифицированным сварщиком, а также по характеру динамической вольт-амперной характеристики и фазовым траекториям. Во всех случаях подтвердилось, что дуга горит устойчивее без существенных пиков зажигания и с малым разбрызгиванием металла.

Библиографический список:

1. *Мякишев В. М.* Сварочный трансформатор с насыщающимся участком магнитопровода. Самара: СамГТУ, 2010. 171 с.
2. *Залесский А. М.* Электрическая дуга отключения. М., Госэнергоиздат, 1963. 266 с.
3. *Лесков Г. И.* Электрическая сварочная дуга. М.: Машиностроение, 1970. 335 с.
4. *Киреев К. В., Мякишев В. М.* Влияние формы выходного напряжения на устойчивость горения сварочной дуги // *Электромеханика М.*, 2008. №2 С. 43-45.
5. *Тиходеев Г.М.* Энергетические свойства электрической сварочной дуги М.-Л; Академия Наук, 1961. 250с.
6. *Патон Б.Е., Лебедев В.К.* Электрооборудование для дуговой и шлаковой сварки. М. Машиностроение. 1966.359с.
7. Трансформатор для дуговой сврки. Такэути Томохино,Гонути Мисасукэ. Мицубиси дэнки Кабусики кайся. Яп. Патент,кл. 128 1122, №28450
8. *Хасэтаза Мицуо, Гото Хисао.* Возбуждние дуги высокочастотной искрой. ЕСЭЦУ ТАККАЙСИ,т.33,1954,№3.
9. *Mayer J. L.* Sondenmessungen am Lichtbogen in Luft bei atmospherischem Druck. Z.Phys., 87, № ½, 1, 1933.

УДК 622.69

**РАЗРАБОТКА ГЕРМЕТИЗИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ С
ВОЗМОЖНОСТЬЮ КОМПЕНСАЦИИ ПРОДОЛЬНОГО
ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА**

М.М.Кириллов

*СамГТУ,
Самара, Россия,
kirillov1994@mail.ru*

В настоящее время, для обеспечения герметичности межтрубного пространства трубопроводов, выполненных в кожухе, нашли широкое применение, герметизирующие манжеты. В силу конструктивных особенностей представленных манжет, герметичность межтрубного пространства обеспечивается лишь на трубопроводах, перемещения которых отсутствуют, либо не превышают способности манжеты компенсировать перемещение внутренней трубы за счет эластичности материала.

Для предотвращения попадания транспортируемого продукта в окружающую среду, необходимо герметизировать межтрубное пространство таким образом, чтобы в случае аварии герметизирующее устройство было способно удержать давление равное давлению перекачиваемого продукта. А сама конструкция должна быть оснащена датчиком давления в межтрубном пространстве, срабатывающим при повышении давления до заданной величины. Сигнал от датчика, поступающий на пульт диспетчера, будет указывать на то, что необходимо перекрыть участок.

Таким образом, разрабатываемая конструкция герметизирующего узла должна соответствовать следующим требованиям:

- обеспечение свободного перемещения трубопровода относительно кожуха с сохранением герметичности межтрубного пространства;
- удержание продукта, находящегося под давлением в межтрубном пространстве, в случае аварии;
- сохранять работоспособность при отрицательных и положительных температурах;
- сохранять работоспособность на весь срок службы трубопровода;
- простота конструкции;
- обладать технико-экономической эффективностью.

Для осуществления поставленных задач необходима разработка герметизирующих узлов, выполненных в виде мягких непроницаемых оболочек

(монтируется на рабочий трубопровод), способных сохранять работоспособность при продольных перемещениях рабочего трубопровода.

Герметизирующая оболочка (3) устанавливается в пространство между трубопроводом (1) и кожухом (5) и заполняется антифризом до плотного контакта оболочки, кожуха и рабочего трубопровода. Для предотвращения «выворачивания» оболочки (3) наружу при температурных перемещениях трубопровода, а также с целью предупреждения выдавливания её при повышении давления в межтрубном пространстве в случае аварии, оболочка фиксируется на конечном участке кожуха посредством стопорного фланца (2а). Центрирующее кольцо (4) устанавливается при протаскивании новой трубы в полость реконструируемой и служит для уменьшения сил трения, возникающих в процессе протаскивания, а также для предотвращения образования полуолн в процессе проталкивания трубопровода из-за разности диаметров труб. В процессе эксплуатации трубопровода, дополнительное центрирующее кольцо необходимо устанавливать в непосредственной близости от герметизирующего узла для обеспечения соосности рабочего трубопровода и стопорного фланца с целью предотвращения их контакта при перемещении трубопровода и для обеспечения равномерного распределения герметизирующей оболочки в межтрубном пространстве.

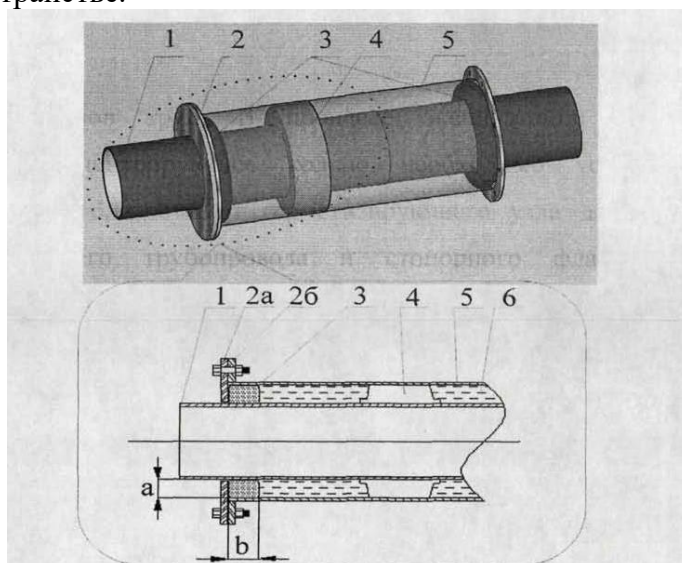


Рис. 1 Конструктивное исполнение герметизирующего узла 1 - рабочий трубопровод; 2а - стопорный (ответный) фланец; 2б - фланец, установленный на кожухе; 3 - герметизирующая оболочка; 4 - центрирующее кольцо; 5 - кожух; б - продукт, вытекший в межтрубное пространство в результате аварии; а - высота оболочки; б - ширина оболочки

В случае возникновения аварийной ситуации, на участке трубопровода, реконструированного способом «труба в трубе», давление продукта (6), вытекающего из рабочего трубопровода в межтрубное пространство, передается на поверхность герметизирующей оболочки (3), обращенную внутрь кожуха, сдавливает её и плотно прижимает к стенкам рабочего трубопровода (1) и кожуха (6). При этом обеспечивается герметичность межтрубного пространства и исключается попадание нефти в окружающую среду.

Принимая во внимание, что давление в жидкости распределяется равномерно во все стороны, герметизирующая оболочка, наполненная жидким незамерзающим составом, при возникновении избыточного давления в межтрубном пространстве начнет расправляться в сторону с наименьшим давлением окружающей среды, т.е. в сторону установки стопорного фланца.

В результате, поперечное сечение оболочки будет приобретать форму, близкую к прямоугольной, причем величина стороны *a* (рис. 3.1) будет постоянной и равна величине зазора между кожухом и рабочим трубопроводом, а сторона *b* будет зависеть от объёма жидкости в оболочке и её исходных размеров. Результатом является увеличение площади контакта между трубой и оболочкой и улучшение герметизирующей способности узла за счет перехода формы поперечного сечения герметизирующей оболочки из эллипсоидальной в форму близкую к прямоугольной.

Использование герметизирующего узла предлагаемой конструкции позволит на практике предотвратить возможный ущерб, наносимый окружающей среде при возникновении аварийной ситуации на рабочем трубопроводе, а также своевременно принять меры по её ликвидации.

Необходимо отметить, что вследствие температурного перепада возникают продольные перемещения на рассматриваемом участке трубопровода, которые могут привести к потере его устойчивости и разгерметизации конструкции «труба в трубе». Поэтому для компенсации удлинения трубопровода в результате положительного перепада температур предлагается установка компенсирующих устройств непосредственно на участках, прилегающих к кожуху.

Библиографический список:

1. *Якимов В.В.* Методы герметизации межтрубного пространства переходов выполненных способом труба в трубе. Проблемы эксплуатации систем транспорта: Труды всероссийской научнопрактической конференции 7 ноября 2006г./ Отв. Редактор Якубовский - Тюмень: ТюмГНГУ, 2007г. - 170с.
2. *Бородавкин П.П., Таран В.Д.* Трубопроводы в сложных условиях. — М.: Недра, 1968.-364 с.

3. Забела К.А., Красков В.А., Москвич В.М., Сощенко А.Е. Безопасность пересечений водных преград; Под общ. ред. Забелы К.А. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2001. - 195 с.

УДК628.35

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД НА ОБЪЕКТАХ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

О.О. Короткова, Ю.А. Багадасарова

*Самарский государственный технический университет,
Самара Россия
makar4eva@yandex.ru*

Ключевые слова: сточные воды; очистные сооружения; биологический метод; мембранный биореактор.

Аннотация: 2017 год – год экологии, значит, есть необходимость поставить конкретные технические задачи для повышения скорости и улучшения качества очистки сточных вод и снижения негативного воздействия на окружающую среду, внедряя новые передвижные технологии. В данной статье обоснована необходимость совершенствования биологических очистных сооружений (БОС) для очистки сточных вод предприятий трубопроводного транспорта. Изложены основные причины применения биологического метода очистки как одного из самых эффективных, безвредных, обеспечивающих экологическую безопасность сбрасываемых стоков. Предложены конкретные технические решения для повышения скорости и улучшения качества очистки сточных вод.

Сточные воды предприятий трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов токсичны и при существующих объемах водоотведения представляют собой серьезную экологическую опасность. Очистка этих стоков до норм ПДК в настоящее время традиционными способами практически невозможна. Во всех случаях высокая загрязненность воды, используемой в технологических процессах, приводит к значительным экономическим потерям, часто необратимым. Кроме того, инженерное оборудование станций очистки сточных вод предприятий трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов зачастую сильно изношено, устарело технически и требует реконструкции.

Вышеперечисленные причины создают необходимость совершенствования систем очистки сточных вод с применением новейших методов и оборудования.

Известно, что для очистки сточных вод применяются: механические, физико-химические, химические и биологические (биохимические) методы.

1) Механический метод заключается в отстаивании и фильтрации сточных вод и используется для удаления минеральных примесей и диспергированных нефтяных частиц на начальных этапах очистки. Механический метод прост в эксплуатации, не требует сложного дорогостоящего оборудования, однако этот метод очистки не позволяет очистить сточные воды полностью от всех загрязнений, часто эмульгированная и растворенная нефть остается в воде.

2) Химическая (реагентная) очистка заключается в том, что вводимый в очищаемую воду реагент вступает в реакцию с нефтяными загрязнениями. Недостаток метода в том, что в результате реакции зачастую образуются продукты, от которых также необходимо очищать сточные воды.

3) Биологический (биохимический) метод очистки, является на данный момент одним из самых эффективных, наиболее безвредным и обеспечивает экологическую безопасность сбрасываемых стоков. Этот метод очистки основан на природной способности среды самоочищаться. Принцип биохимической очистки основан на способности отдельных видов микроорганизмов потреблять для своей жизнедеятельности нефть и нефтепродукты, в присутствии кислорода разлагая их на другие вещества. Биологическое очищение стоков гарантирует получение практически на 100% чистой воды.

Для наиболее эффективного процесса очистки сточных вод предлагается усовершенствовать очистные сооружения. Реконструкция заключается в модернизации существующих сооружений с применением технологии мембранного биореактора (далее МБР) и обеспечивает биологическую очистку с нитрификацией и денитрификацией и глубокую доочистку на сорбционных фильтрах до норм НДС.

Использование мембранных биореакторов является наиболее перспективным высокопроизводительным методом очистки сточных вод, который дает высокие показатели фильтрации по всем параметрам и является отличным решением для модернизации старых систем очистки сточных вод и построения новых.

Принцип очистки сточных вод в мембранном биореакторе (МБР) сочетает биологическую обработку активным илом с механической мембранной фильтрацией.

Сточная вода, прошедшая механическую и физико-механическую очистку, поступает в биореактор, который представляет собой аэротенк с внутренним (погруженные в очищаемую воду мембраны являются неотъемлемой частью биологического реактора) или вынесенным (мембраны отделены от технологических емкостей и требуют установки промежуточных перекачивающих насосов) мембранным блоком, в котором располагаются

ультрафильтрационные или микрофильтрационные мембраны. Процесс илоразделения происходит с использованием мембран, через которые фильтруется иловая смесь.

При применении МБР для очистки сточных вод на предприятиях трубопроводного транспорта чрезвычайно важно обеспечить надежность и долгосрочность работы мембран, а также стойкость их материала к химическим воздействиям. Это достигается правильным подбором материала мембран, тщательным контролем при их производстве и правильной конфигурацией (погружная, капиллярная, половоконная, армированная мембрана). Также очень важным фактором является правильный подбор удельного расхода, как при фильтрации, так и при обратной промывке, а также выбор правильного режима очистки мембран.

На рис. 1 Представлена схема очистки сточных вод с использованием мембранного биореактора.

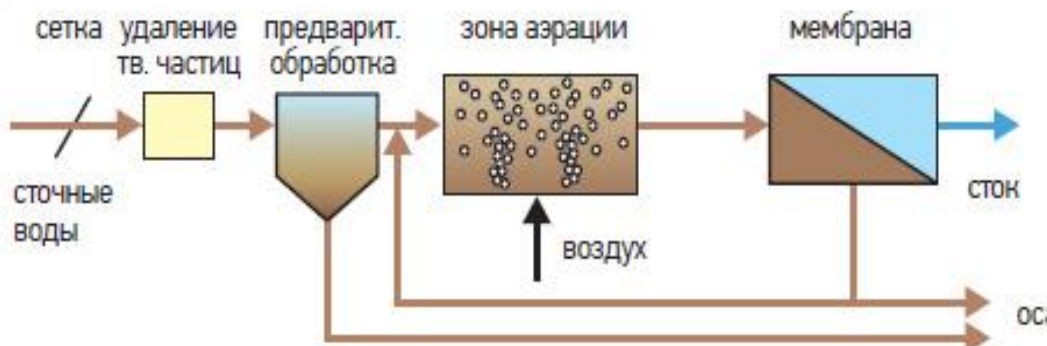


Рис.1 Схема очистки с помощью МБР

Для обеспечения более глубокой очистки стока необходимо применять ультрафильтрационные мембраны (номинальный размер пор 0,04 мкм). Ультрафильтрационные мембраны предназначены для повышения концентрации активного ила в аэротенке и глубокой очистки обрабатываемых стоков. Аэротенк в системе мембранного биореактора работает с высокой загрузкой активного ила, поэтому его размеры в 2–3 раза меньше размеров классического аэротенка.

Мембранный модуль состоит из 10–20 кассет с мембранами. В каждой кассете располагаются от 5 до 15 пучков мембранных волокон. Каждый пучок состоит из 100–1000 мембранных волокон и оборудован общим патрубком отвода фильтрата. Малый размер пор является барьером для проникновения организмов активного ила, имеющих размер более 0,5 мкм, что способствует

полному отделению активного ила от сточной воды и снижению концентрации взвешенных веществ в очищенной воде до 1 мг/л и менее.

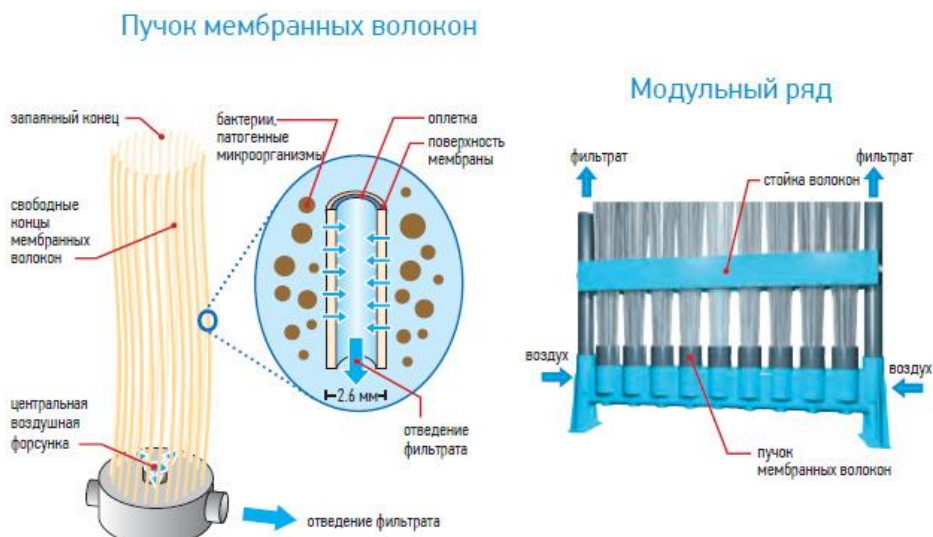


Рис.2 Мембранный модульный ряд

Фильтрация сточных вод происходит под действием вакуума, создаваемого самовсасывающим насосом фильтрации. Смесь сточных вод и активного ила фильтруется через поверхность мембран. В результате отделения твердых и коллоидных частиц на ультрафильтрационных мембранах концентрация активного ила в блоке мембранного биореактора и в аэротенке повышается, что способствует более глубокой биологической очистке стоков и обеспечивает уменьшение объема аэротенка в 2–3 раза.

Очищенная вода поступает по напорным трубопроводам на обеззараживание, а активный ил остается в мембранном резервуаре и поддерживается во взвешенном состоянии с помощью системы аэрации, встроенной в мембранный модуль. Аэрирование осуществляется сжатым воздухом с помощью воздуходувок.

Использование микрофильтрационных мембран на стадии биологической очистки обеспечивает полное удержание микроорганизмов в биореакторах, при этом создаются условия для многократного увеличения концентрации активного ила в аэротенках в 2-3 раза, что дает возможность повысить окислительную мощность биореактора. Происходит надежное отделение биомассы от очищенной воды, что позволяет исключить ступени отстаивания и фильтрования в схемах обработки сточных вод и увеличить производительность очистных сооружений в 1,5- 2 раза при существенном

улучшении очищенной воды. Непосредственно после МБР очищенная вода может быть сразу использована для не питьевых целей.

Достоинства МБР при очистке сточных вод:

В сравнении с традиционными методами очистки стоков, технология МБР с ультрафильтрационными мембранами имеет следующие преимущества:

1. Очень высокая степень фильтрации

Использование мембранной технологии позволяет увеличить количество активного ила с 3 грамм на литр стоков в традиционном аэротенке, до 20 грамм на литр сточных вод в мембранном биореакторе.

2. Очистные сооружения обладают компактными размерами

Строительство мембранных биореакторов для ультрафильтрации не требует возведения вторичного отстойника, модулей фильтрации и доочистки. Экономия площади может по разным подсчетам составить от 20 до 60%.

3. Значительное снижение эксплуатационных затрат

В мембранном биореакторе избыточное количество активного ила до 50% меньше, чем в классических системах очистки стоков, что позволяет снизить затраты на утилизацию.

Автоматизация системы МБР дает возможность следить за всеми параметрами системы из централизованной диспетчерской, что делает возможным автономную работу установок без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Снижение затрат на электроэнергию вследствие снижения количества применяемого технологического оборудования.

4. Доступная стоимость технологии МБР

Суммарная стоимость строительства очистных сооружений, основанных на технологии МБР сравнима с ценой аналогичных традиционных канализационных сооружений.

5. Высокая механическая прочность

Очистные сооружения на основе мембранных реакторов имеют достаточно высокую механическую прочность, что дает возможность их эксплуатации при любых механических воздействиях на мембрану.

6. Эффективное проведение самоочистки

В рабочем режиме мембраны реакторов обладают полезным свойством – самоочистка. Это дает большие преимущества перед обычными технологиями очищения стоков, где требуется регулярная промывка фильтров реагентами и обратным течением воды.

7. Качество очищения стоков отличается постоянством и стабильностью.

В течение продолжительного времени качество очистки сточной воды отличается стабильно высокими показателями.

Библиографический список:

1. Берне Ф., Кордонье Ж. Водочистка. Очистка сточных вод нефтепереработки. Подготовка водных систем охлаждения. – М.: Химия, 1997. – 288 с.
2. Степанов С.В., Стрелков А.К., Сташок Ю.Е., Ноев Н.В. Очистка сточных вод с использованием мембранной и биомембранной технологии // Вода Magazine.2010 №12.

УДК 622

**ГИДРОМЕХАНИЧЕСКАЯ ОЧИСТКА
ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ПРОМЫСЛОВОЙ ТРУБЫ**

А.В. Рапопорт, В.В. Тяп

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия,*

В представленной работе рассмотрена актуальная проблема механической очистки промышленных труб от различных «наростов» на внутренней стенке. При традиционном механическом способе путем применения очистных поршней счищаемые отложения создают по мере движения поршня пробку, препятствующую дальнейшему движению поршня.

Предлагается конструкция и принцип механической очистки внутренней полости, позволяющие избежать скопления отложений.

На рис. 1 представлен эскиз рассматриваемого устройства.

Из рис.1 видно, что жидкость, движущаяся через проходную трубу, выносит срезанные отложения потоком транспортируемой жидкости.

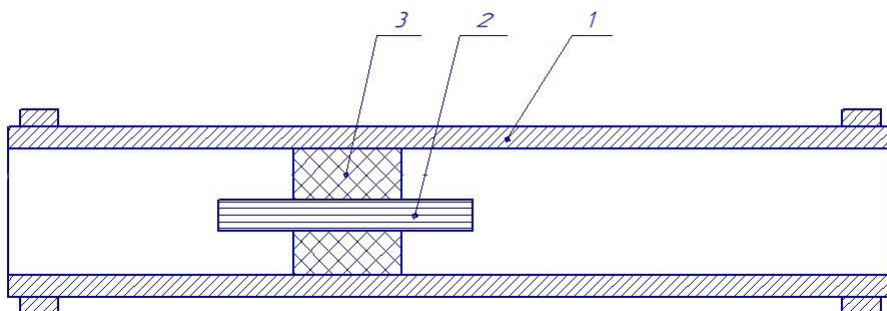


Рис. 1. Эскиз очистного устройства с проходной трубой:
1 – промысловая труба с диаметром D ;
2 – проходная труба с диаметром d ;
3 – поршень кольцевой

Средняя скорость течения в проходной трубе вычисляется следующим образом (при условии несжимаемости жидкости):

$$V_2 = \frac{S_1}{S_2} \cdot V_1 - V_{\text{п}}, \quad (1)$$

V_1 – скорость перекачиваемой жидкости (средняя) в промысловой трубе площадью S_1 ;

V_2 – скорость перекачиваемой жидкости (средняя) в проходной трубе площадью S_2 ;

$V_{\text{п}}$ – скорость движения поршня относительно промысловой трубы.

Сила, действующая на поршень без учета проходной трубы, равна:

$$F_1 = \Delta P \cdot \Delta S, \quad (2)$$

где $\Delta P = P_1 - P_2$ – перепад давления на очистном поршне;

$\Delta S = S_1 - S_2$ – площадь кольцевой части поршня.

Сила вязкого трения, действующая на проходную трубу, в случае ламинарного течения вычисляется по формуле:

$$F_{\text{вяз}} = \mu \cdot \text{grad} V_2(x) \cdot S_2, \quad (3)$$

где μ – динамическая вязкость жидкости;

x – независимая переменная, направленная по радиусу проходной трубы, $x_{\text{min}} = 0$, $x_{\text{max}} = \frac{d}{2}$,

Выражение (3) вычисляется при $x_{\text{max}} = \frac{d}{2}$,

С учетом (2) и (3) результирующая сила, действующая на поршень, равна сумме

$$F_{\Sigma} = F_1 + F_{\text{вяз}}, \quad (4)$$

Распределение скорости $V_2(x)$ движения жидкости в проходной трубе находится на основании дифференциального уравнения:

$$-\mu \frac{dV}{dr} = \frac{1}{2} \frac{\Delta P}{L} \cdot r. \quad (5)$$

Решение дифференциального уравнения дает следующее распределение скорости ламинарного течения по радиусу трубы:

$$V(r) = V_{\text{max}} \left(1 - \frac{r^2}{r_0^2} \right), \quad (6)$$

где

$$V_{\text{max}} = \frac{\Delta P \cdot r_0^2}{4\mu L}, \quad (7)$$

$$2r_0 = d;$$

ΔP - падение давления на длине проходной трубы.

Расчет Стоксовского вязкого трения в проходной трубе очистного устройства произведем в нижеследующем порядке.

Из (6) следует

$$\text{grad} V(r) = \frac{dV(r)}{dr} = V_{\text{max}} \cdot \frac{r}{r_0}. \quad (8)$$

С учетом (7) получим

$$F_{\text{вяз}} = \mu \cdot L \pi d_0 \frac{2V_{\text{max}}}{r_0} = S_2 \cdot \Delta P. \quad (9)$$

Следовательно, сила трения, действующая на проходную трубу, обусловленная вязким трением, равна произведению перепада давления на проходной трубе и ее сечения.

Тогда сила, действующая на поршень (очистное устройство), обусловленная перепадом давления на очистном устройстве и вязким трением перекачиваемой жидкости о внутреннюю стенку проходной трубы, вычисляется по формуле, получаемой подстановкой (9) и (2) в (4).

$$F_{\Sigma} = \Delta P \cdot \Delta S + S_2 \cdot \Delta P. \quad (10)$$

С учетом $S_1 = \Delta S + S_2$ получим

$$F_{\Sigma} = \Delta P \cdot S_1. \quad (11)$$

Примем следующие исходные данные:

внутренний диаметр промысловой трубы $D = 0,4$ м;

средняя скорость перекачки жидкости по промысловой трубе $V =$

1 м/с;

кинематическая вязкость жидкости $\nu = 10^{-5}$ ст;

число Рейнольдса с учетом (1) находится по выражению

$$Re(d) = D^2 \cdot \frac{V}{dv}$$

Рассмотрим зависимость числа Рейнольдса в различных интервалах изменения диаметра проходной трубы (рис. 2).

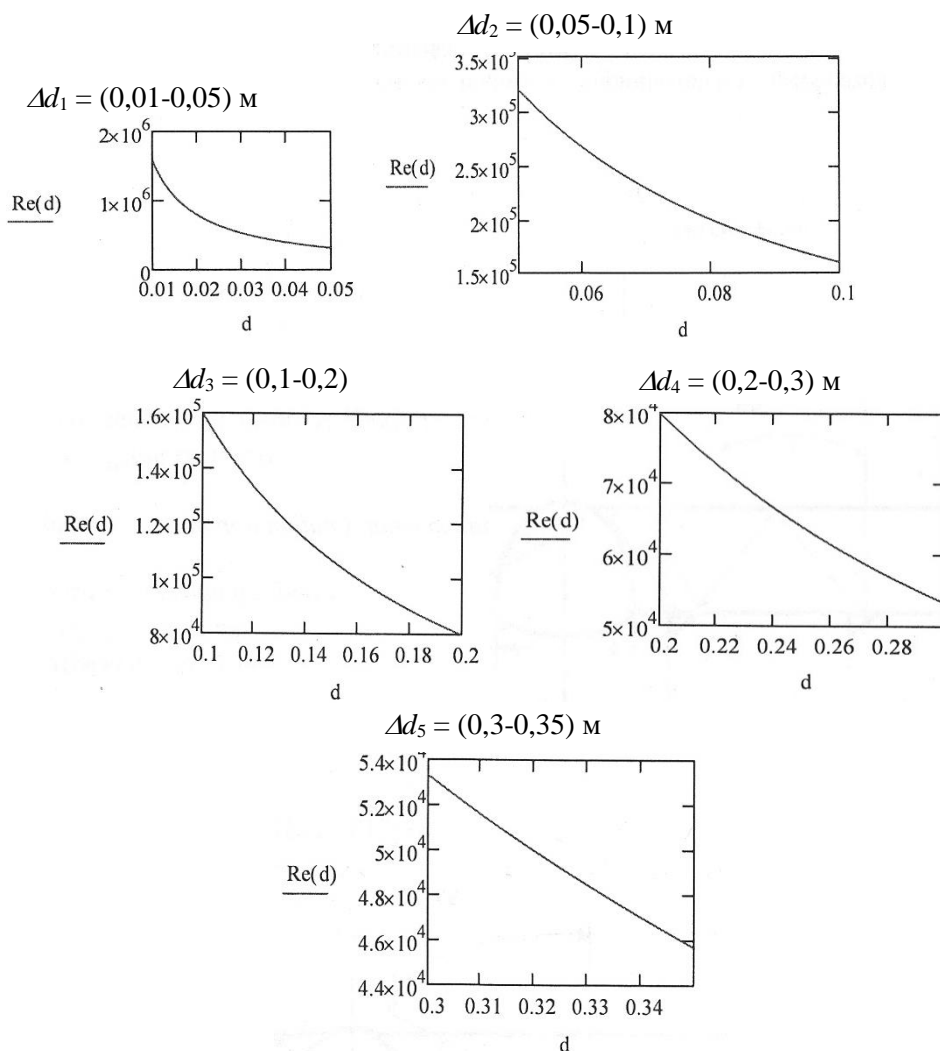


Рис. 2. Анализ чисел Рейнольдса в различных интервалах диаметра проходной трубы

Анализ полученных результатов, представленных на рис. 2, показывает, что режим течения находится на границе переходной зоны и зоны

гидравлически гладких труб. Таким образом, режим течения жидкости не является ламинарным.

Сила, действующая на поршень с наличием проходной трубы, рассчитывается в этом случае в следующем порядке:

1) определение числа Рейнольдса: $Re = 5 \cdot 10^4$;

2) определение коэффициента гидравлического сопротивления λ :

$$\lambda = (0,16 Re - 13) \cdot 10^{-4}, \lambda = 0,799;$$

3) определение гидравлического уклона для различных диаметров проходной трубы в интервале $d = 0,5 \dots 0,3$:

$$i(d) = \lambda \cdot \frac{D^4 V^2}{d^5 \cdot 2 \cdot 10};$$

4) определение потерь напора на длине $L = 1$ м:

$$\Delta p(d) = i(d)L;$$

5) определение силы, действующей на поршень:

$$F_{\Sigma}(d) = \pi \cdot D^2 \cdot 0,25 \cdot \Delta p(d).$$

В результате расчетов получены следующие значения сил, действующих на поршень:

$$F_{\Sigma 1} = 1,255 \cdot 10^3 \text{ для } d = 0,04;$$

$$F_{\Sigma 2} = 411,106, \text{ для } d = 0,05;$$

$$F_{\Sigma 3} = 165,214 \text{ для } d = 0,06.$$

Таким образом, при изменении диаметра проходной трубы от 4 см до 6 см, сила, действующая на поршень, изменится от $F_{\Sigma 1} = 1,255 \cdot 10^3$ н до $F_{\Sigma 3} = 165,214$ н.

При дальнейшем увеличении диаметра проходной трубы наблюдается резкое уменьшение силы F_{Σ} .

Приведенные выражения позволяют определить диаметр проходной трубы, при котором будет гарантировано движение очистного поршня, а следовательно, и очистку внутренней полости трубы.

Библиографический список:

1. *Лурье М.В.* Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта углеводородов // - М.:ГУП «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. Губкина, 2002.

2. *Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М.* Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: Учеб. пособие для вузов, под ред. А.А. Коршака, 3-е изд., испр. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2008.

3. *Коршак А.А., Нечваль А.М.* Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов, под ред. А.А. Коршака. СПб.: Недра, 2008.