

В соответствии с целью были поставлены следующие задачи:

- построить матрицу данных по физико-химическим свойствам торфа в зависимости от степени разложения;
- понизить размерность матрицы данных и рассмотреть распределение свойств образцов в пространстве главных компонент в зависимости от степени разложения;

Результаты проведенных исследований были представлены в матрице исходных данных десятью переменными. Для понижения размерности исходных данных был использован метод главных компонент (РСА). Результаты понижения размерности представлены на рисунке в координатах главная компонента 2 от главной компоненты 1 (ГК 2 – ГК 1).

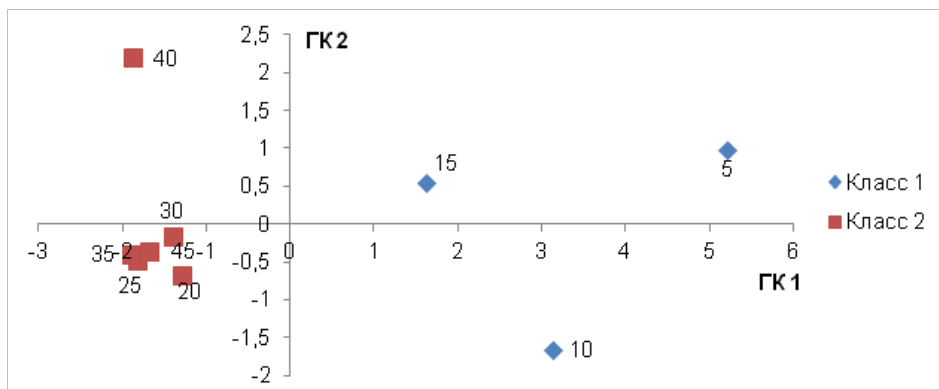


Рис. 1. Распределение свойств образцов в пространстве ГК 2 – ГК 1 (Числовыми значениями обозначена степень разложения, %)

Из рис. видно, что данные можно разделить по отношению к ГК 2 на два класса: Класс 1 – образцы, имеющие степень разложения от 5 до 15 % и Класс 2 – имеющие степень разложения свыше 15 до 45 %.

Данная закономерность подтверждается в исследованиях [3], где установлено, что в результате термообработки торфяные сорбенты из торфа малой степени разложения (Класс 1) в большей степени повышают нефтеемкость по отношению к сорбтиву, чем сорбенты, относящиеся ко второму классу (Класс 2), в соответствии с представленной классификацией. Поэтому, термическая модификация сорбентов малой степени разложения (Класс 1) в большей степени положительно влияет на улучшение сорбционных материалов для ликвидации аварийных разливов нефти.

Литература

1. Chukhareva N., Korotchenko T., Rozhkova D. Impact of heat treatment on the structure and properties of Tomsk region peat //Procedia Chemistry. – 2014. – Т. 10. – С. 535-540.
2. Chukhareva N. V. et al. Oil spill utilization by peat sorbent //Neftyanoe Khozyaistvo-Oil Industry. – 2014. – №. 7. – С. 116 – 120.
3. Chukhareva N. V., Yurkin A. A. Thermal activation of peat sorption properties and humic acids in respect to oil and organic solvents //Neftyanoe khozyaistvo-Oil Industry. – 2015. – №. 11. – С. 150 – 152.
4. Fadeeva V. P., Tikhova V. D., Nikulicheva O. N. Elemental analysis of organic compounds with the use of automated CHNS analyzers //Journal of analytical chemistry. – 2008. – Т. 63. – №. 11. – С. 1094-1106.
5. Jolliffe I. Principal component analysis. – John Wiley & Sons, Ltd, 2002.
6. Lishtvan I. I., Korol N. T. Basic properties of peat and methods for their determination //Minsk: Science and technology. – 1975. – Т. 320.

ИНЖЕНЕРНЫЙ АНАЛИЗ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ 30С905НЖ

Волков А.Э.

Научный руководитель доцент кафедры ТХНГ Веревкин А.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Российская Федерация, город Томск

На линейной части трубопровода используется запорная арматура. Запорная арматура – это вид трубопроводной арматуры, предназначенный для перекрытия потока среды [5].

Согласно Регламенту входного контроля ОАО АК Транснефть на магистральных нефтепроводах используются клиновые задвижки 30с905нж; 30с511нж; ЗКЛПЭ-75 [6]. Из приведенных типов задвижек была выбрана 30с905нж. Схема данной задвижки взята с сайта компании НефтеГазСервис, где была приведена общая таблица габаритных размеров [4]. С помощью схемы создана геометрическая модель задвижки. Условный диаметр задвижки 1000 мм. В качестве материала была использована легированная сталь. В ходе работы было смоделировано движения потока в задвижке при условиях, что скорость потока 7 м/с, давление потока р=840 кг/м³ и температура потока t=15⁰ [1, 2, 3].

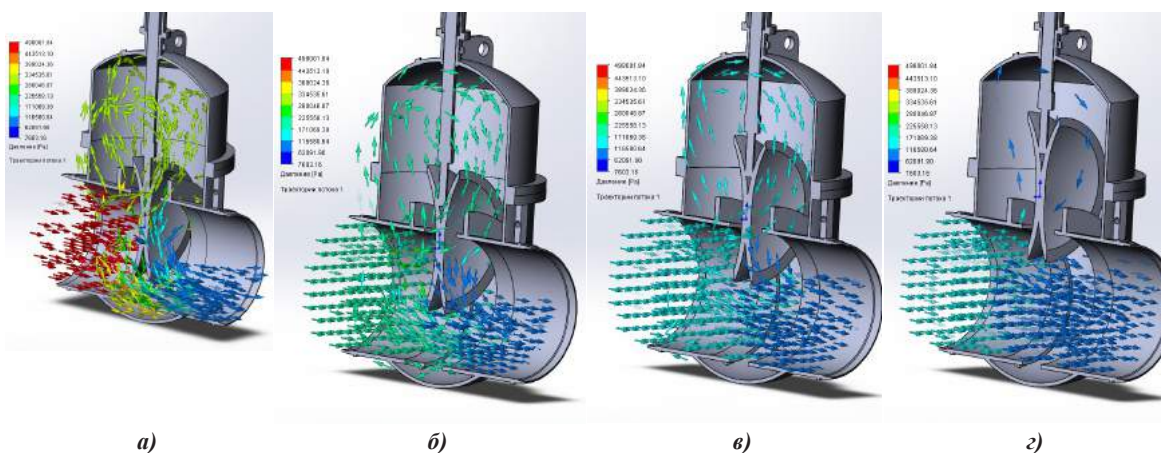


Рис. 1. Изменение давления в потоке нефти: а) клин поднят на 1/5; б) клин поднят на 2/5; в) клин поднят на 3/5; г) клин поднят на 4/5

Продемонстрированы гидродинамические изменения давления в потоке (Рис.1). Показано, что при поднятии клина на 1/5 давление перед клином значительно увеличивается.

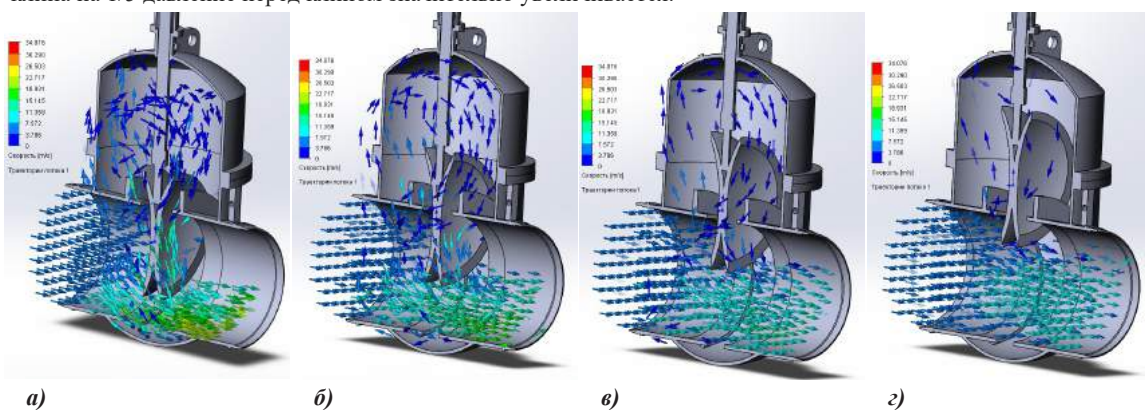


Рис. 2. Изменение скорости в потоке нефти: а) клин поднят на 1/5; б) клин поднят на 2/5; в) клин поднят на 3/5; г) клин поднят на 4/5

Далее наблюдается изменение скорости в потоке нефти (Рис.2). При поднятии клина на 1/5 скорость после клина увеличивается.

Экспортировав данные, рассматриваем напряжено-деформационное состояние задвижки.

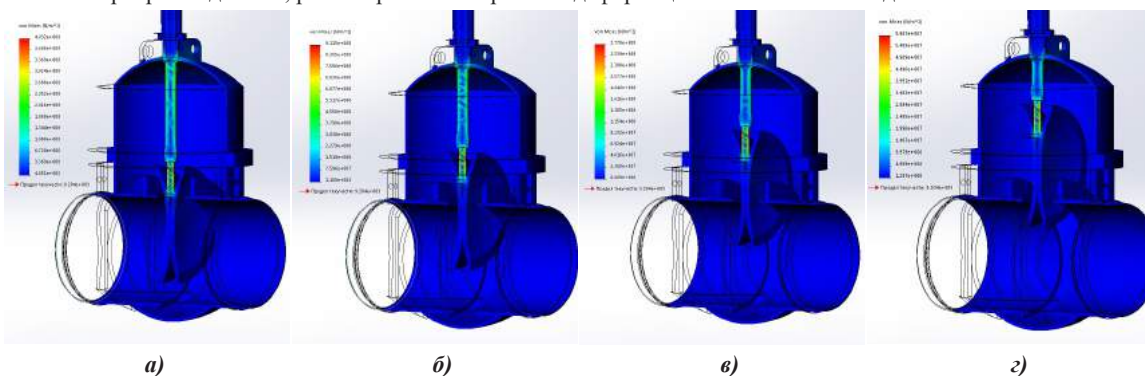


Рис. 3. Диаграммы эквивалентных напряжений: а) клин поднят на 1/5; б) клин поднят на 2/5; в) клин поднят на 3/5; г) клин поднят на 4/5

На рисунке 3 показаны диаграммы эквивалентных напряжений, полученные методом конечных элементов. Видно, что наибольшее напряжение возникает в штоке, чем в корпусе задвижки. Из-за относительно небольшой жесткости штока нижняя часть клина смещается на 0,76 мм. Отсюда следует, что для уменьшения напряжения необходимо изготавливать данные части арматуры из более прочных сплавов.

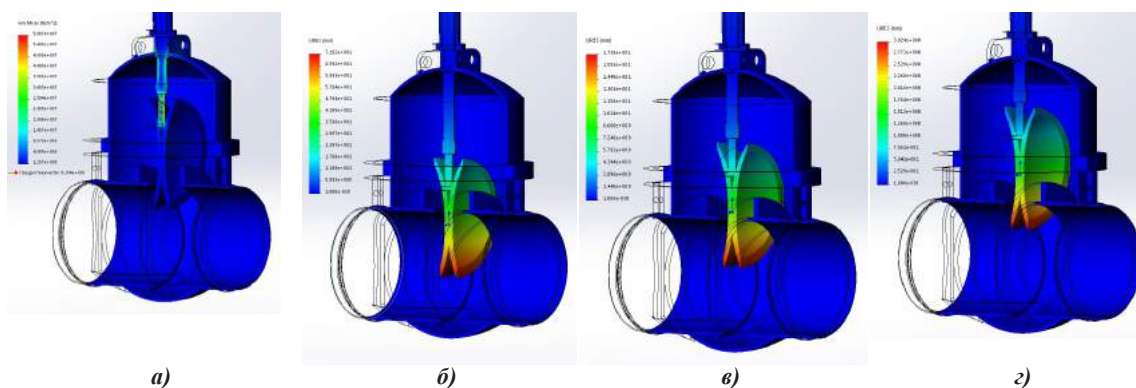


Рис. 4. Диаграммы полных деформаций: а) клин поднят на 1/5; б) клин поднят на 2/5; в) клин поднят на 3/5; з) клин поднят на 4/5

На диаграмме полных деформаций (рис. 4) показано, что конец клина будет максимально перемещаться относительно начального положения.

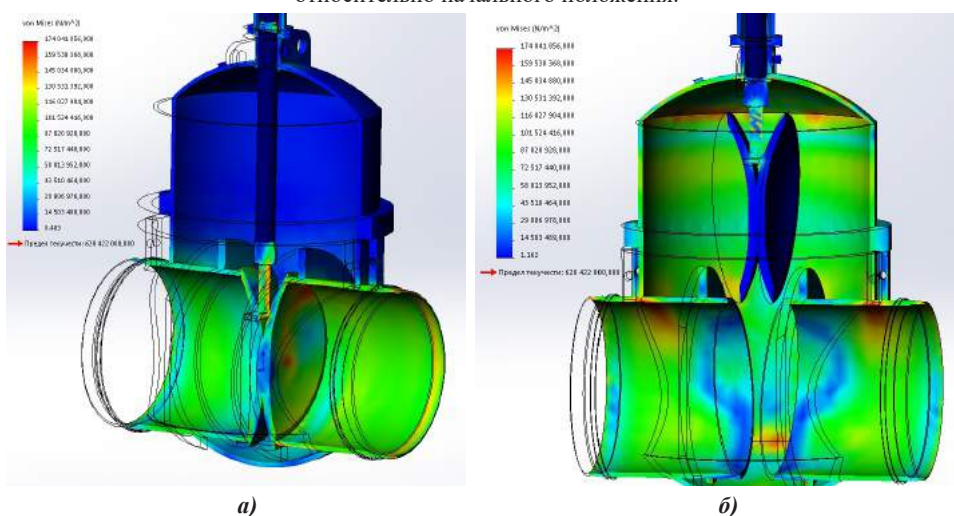


Рис. 5. Диаграммы эквивалентных напряжений: а) закрытой задвижке; б) открытой задвижке

Напряжение на клин и шток больше, чем на корпус, поэтому они рассмотрены отдельно. При опущенном клине напряжение создается в месте соединения запорной арматуры и трубы. При поднятом клине напряжение создается в местах соединения стенок корпуса. Давление на клин создает дополнительное давление на шток.

Проводя инженерный анализ с помощью метода конечных элементов в вычислительном комплексе Solidworks, можно сделать следующие выводы:

- для промывки запорной арматуры более приемлемо открытие клина на 2/5-3/5, так как это позволит создавать поток, перекачиваемый среды который позволяет более эффективного очищать от скопившихся внутри корпуса АСПО;
- максимальная деформация приходится на клин и шток. Таким образом, для уменьшения деформации можно изготавливать данные части арматуры из более прочных сплавов или изменять саму конструкции задвижки;
- для уменьшения напряжения в корпусе задвижки необходимо сгладить переход между поверхностями в местах концентраторов напряжений, то есть сделать переход более округлым, а также увеличить сечение или толщину стенок в местах соединения стенок корпуса.

Получение результаты позволяют сделать вывод о целесообразности дальнейших исследований в данном направлении с целью внедрения изменений в конструкции, что позволит существенно повысить ресурс запорной арматуры.

Литература

1. ГОСТ 9544-93. Арматура трубопроводная, запорная. Нормы герметичности затворов.
2. ГОСТ 5762-74. Задвижки на условное давление $P_y \leq 25$ МПа. Общие технические условия.
3. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.
4. НефтеГазСервис [Электронный ресурс]. - URL: <http://ngs-penza.ru/catalog/uo/?name=30c905нж> (дата обращения 23.09.2016).
5. Справочник по арматуре для газо- и нефтепроводов. – Л.: Недра, 1988. – 462 с.
6. Современные конструкции трубопроводной арматуры для нефти и газа: Справочное пособие. – М.: Недра, 1976.