

места поворота, перемещения достигают 2,5–2,9 мм. Максимальные же перемещения 3,2 мм происходят на месте расположения задвижки по верхней образующей.

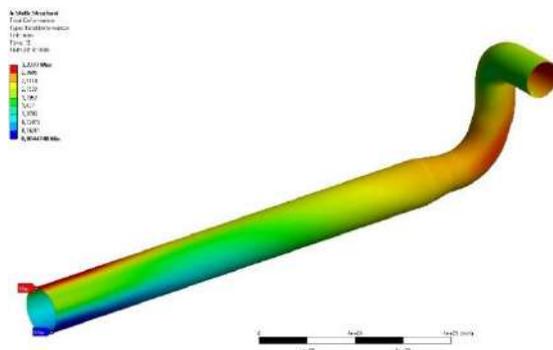


Рис. 5. Деформации, возникающие в трубопроводе

Таким образом, на основании полученных результатов при анализе напряженно-деформированного состояния технологического трубопровода в программном комплексе «ANSYS» были выявлены следующие наиболее опасные его участки: места изменения направления вертикального трубопровода диаметром 820 мм, особенно нижняя образующая отвода, ближайшего к насосу; участок расположения запорной арматуры по верхней образующей. Полученная в ходе исследования информация может служить основой для разработки технологии по снижению нагрузки с технологических трубопроводов нефтеперекачивающей станции, что в конечном итоге позволит снизить количество отказов и повысить их надежность.

Литература

1. ГОСТ 10705-80. Трубы стальные электросварные. Технические условия. Дата введения 1982-01-01. Введен 01.01.1982 г. – М.: Стандартинформ, 2005. – 10 с.
2. Рудаченко А.В., Саруев А.Л. Исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов. Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 136 с.
3. Технологические трубопроводы и трубопроводная арматура: учебное пособие / В.В. Филиппов. – Самара: Изд-во Самарского государственного технического университета, 2012. – 66 с.

ПОВЫШЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ АВАРИЙНО ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.С. Рыбин

Научный руководитель - доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из важнейших проблем эксплуатации трубопроводного транспорта является повышение работоспособного состояния его линейной части. Нефтепромысловые системы находятся под непрерывным влиянием перекачиваемых сред с высокой кислотностью, обводненностью и концентрацией химически активных ионов [1–3]. Совокупность действия данных параметров является одной из самых распространенных причин аварийных разливов сырой нефти – коррозии внутренней поверхности стенки трубопровода. В связи с тем, что активнее всего данные факторы действуют при застойных скоплениях технологической воды, пониженные участки трубопроводов относят к категории «аварийно потенциально опасных».

Коррозия нижней образующей стенки нефтепровода обусловлена скоплением жидкости в заниженных участках. Это явление происходит из-за низкой скорости потока жидкости в нефтепроводе (уравнение 1):

$$v = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (1)$$

где Q – является объемом общей перекачиваемой продукции, $\text{м}^3/\text{с}$; d – является диаметром трубопровода за вычетом его толщины стенки, мм.

Выше приведенное значение необходимо сопоставить со скоростью потока, которое будет обеспечивать вынос скопившейся жидкости из нижней образующей трубопровода (уравнение 2):

$$W_n = 0,1 \cdot v_0^{0,36} \cdot (\sin \alpha_n)^{0,17} \cdot \sqrt{\frac{2g(\rho_c - \rho_{ж})}{\lambda \rho_{ж}}}, \quad (2)$$

где v_0 – коэффициент кинематической вязкости, $\text{мм}^2/\text{с}$; ρ_c и $\rho_{ж}$ – плотность скопления и перекачиваемой жидкости соответственно, $\text{кг}/\text{м}^3$; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; $\sin(\alpha_n) =$

$\frac{z_{i+1}-z_i}{\Delta x}$, где z_i – высотные отметки контрольных сечений профиля трассы, м; Δx – расстояние между контрольными сечениями, м.

Исходя из сказанного выше, условие необходимое для безаварийной работы нефтепровода выглядит следующим образом (уравнение 3):

$$v \leq W_n \quad (3)$$

Снижение аварийности на потенциально опасных участках возможно при уменьшении диаметра проходного сечения трубопровода до такой степени, пока не будет удовлетворяться условие (3). Для осуществления данного условия на таких участках предлагается применять метод вставки.

В качестве объекта исследования выбран трубопровод диаметром 159 мм, территориально расположенный в пределах Васюганской группы месторождений. Исходя из условия (3) подобран достаточный диаметр 114 мм, обеспечивающий необходимую скорость потока жидкости. Методом компьютерного моделирования в программном комплексе ANSYS R18.2 исследовано влияния вставки на скорость потока жидкости в трубопроводе: задача изотермическая, симметричная, модель турбулентности – ламинарная. Скорость потока жидкости на входе 0,166 м/с. Число расчетных операций 200. Полученные результаты представлены на рисунках (рис. 1, 2).

Как видно из рисунков 1, 2 вставка увеличивает скорость потока перекачиваемой среды почти в два раза, что обеспечивает необходимые условия для выноса скопления жидкости из нижней образующей трубопровода. При этом перепад давления также увеличивается (рис. 3, 4). Однако повышение данного параметра незначительно и в целом никак не повлияет на работу нефтепромысловых трубопроводных систем.

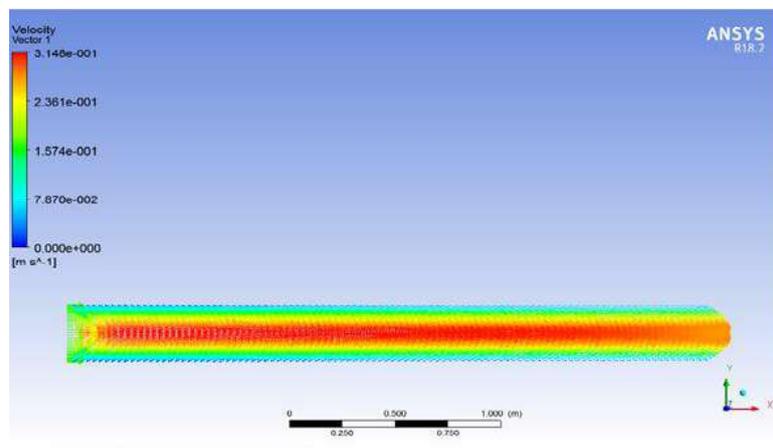


Рис. 1 Векторное поле скоростей трубопровода без вставки

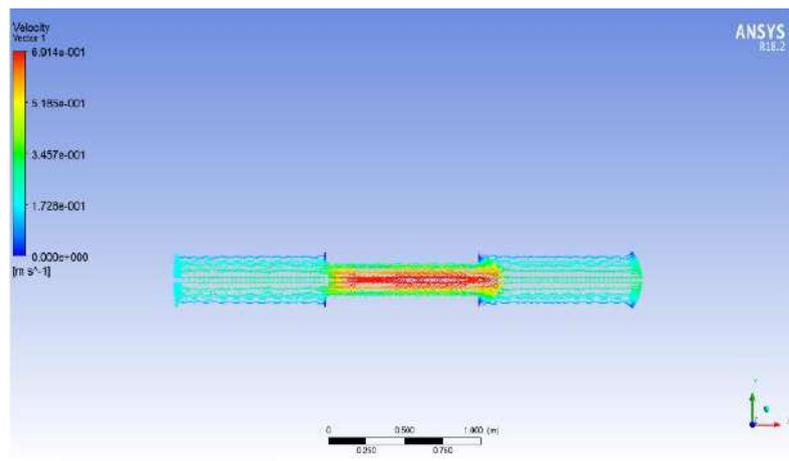


Рис. 2 Векторное поле скоростей трубопровода с вставкой

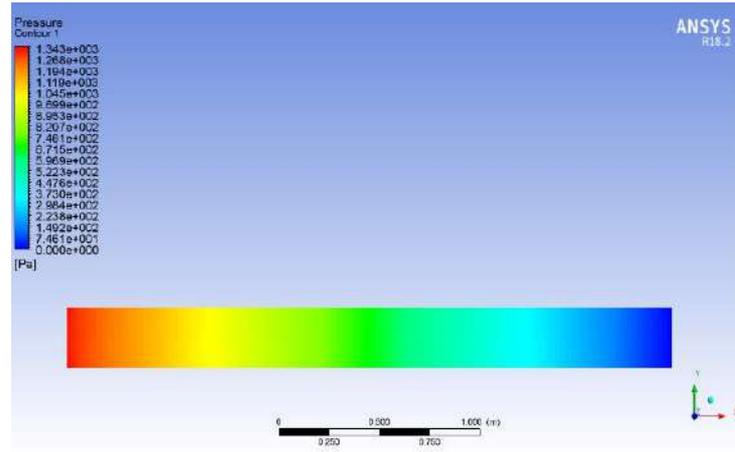


Рис. 3 Контур давления в трубопроводе без вставки

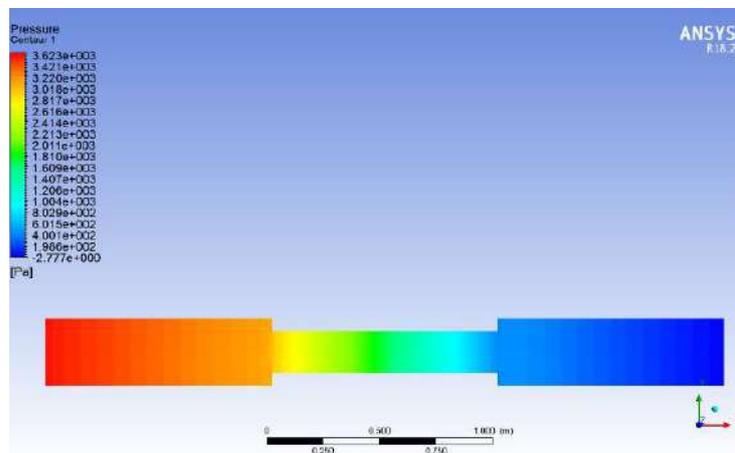


Рис. 4 Контур давления в трубопроводе с вставкой

Литература

1. Китаев С.В., Смородова О.В., Талхин С.Р. Экспериментальная оценка энергоэффективности оборудования нефтегазовой отрасли // Трубопроводный транспорт 2007: Материалы Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. – Уфа, 2007. – С.164 – 165.
2. Неганов Д.А. Варшицкий В.М., Козырев О.А. Анализ несущей способности трубопровода при действии эксплуатационных нагрузок // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 7. – С. 95 – 98.
3. Обеспечение надежности функционирования системы нефтепроводов на основе технической диагностики / Под ред. А.К. Галлямова. – Уфа: УГНТУ, 1997. – 597 с.