

Таблица 3

Влияние ингибирующей присадки (ПР) на количество нефтяного осадка водонефтяных эмульсий

Доля воды в водонефтяной эмульсии, %	Количество АСПО, г на 100 г нефти	Количество АСПО, г на 100 г нефти + ПР	Степень ингибирования (I), %
0	6,4	3,4	46,9
10	7,6	3,4	53,4
20	8,1	3,8	53,5
30	6,6	4,5	32,6
40	6,3	4,6	28,1

При введении 10 % воды в НДС, по сравнению с образцом исходной нефти, масса осадка АСПО увеличивается с 6,4 г до 7,6 г, причем степень ингибирования увеличивается до 53 %. Такое явление связано с тем, что при добавлении полярных молекул воды в систему с полярной присадкой, вода способствует частичному уходу ПУ в бронирующие оболочки, и, благодаря чему, парафины не участвуют в образовании осадка. При повышении содержания воды в водонефтяной эмульсии до 20 %, масса осадка нефти увеличивается до 8,1 г, однако степень ингибирования остается примерно такой же. Увеличение содержания воды еще на 10 %, степень ингибирования падает до 32,6 % при 30 %-ой эмульсии, и до 28 % при 40 %-ой эмульсии. Такое явление связано с тем, что значительное количество капель воды в дисперсной системе нефть-вода начинает препятствовать взаимодействию присадки с ПУ.

Таким образом, эффективность полиалкилметакрилатной присадки растет при приближении температуры нефти к ее температуре застывания. Обводненность нефти положительно влияет на степень ингибирования только при незначительном содержании воды в нефти (до 20 %). При дальнейшем увеличении содержания воды в водонефтяной эмульсии эффективность присадки падает.

Работа выполнена в рамках Государственного задания ФГБУН Института химии нефти СО РАН при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации.

Литература

1. Кирбижекова Е.В. и др. Осадкообразование высокопарафинистой нефти в обводненных условиях // Сборник статей (по итогам) V Международной научно-практической конференции «Научное творчество XXI века», Красноярск, январь 2012 г. – Красноярск: Научно-инновационный центр, 2012 – Т. 3 – С. 325–330.
2. Козленко Я.А., Прозорова И.В. Влияние ингибирующей композиции на структурно-реологические характеристики высокопарафинистой нефти / Химия в интересах устойчивого развития. – 2022. – Т. 30. – № 4. – С. 374–382.

МОДЕЛИРОВАНИЕ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ПОДЛЕЖАЩЕГО РЕМОНТУ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ВРЕЗКИ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

Романов С.П., Бохонец А.П.

Научный руководитель доцент Н.В. Гончаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На фоне западных санкций против России и интереса к российской нефти стран Азиатско-Тихоокеанского региона возрастают объемы поставок нефти по магистральным трубопроводам Сибири [4]. Необходимость обеспечения высокой производительности магистральных нефтепроводов вынуждает применять наиболее рациональные способы по поддержанию работоспособности и бесперебойности поставок конечному потребителю. Одним из таких способов является применение технологии врезки под давлением при создании ответвлений и обводных линий вокруг неисправных участков, подлежащих ремонту, позволяющей исключить остановку перекачки продукта по трубопроводу.

Для создания ответвлений и обводной линии с использованием технологии врезки под давлением (рис. 1а) производится монтаж устройства для холодной врезки (УХВ) 7 (рис. 2). Для этого на трубопровод 1 монтируются муфтовые тройники 4 (рис. 3), к которым привариваются патрубки 5 и устанавливаются задвижки 6 с соответствующими диаметрами. После выполнения операций по врезке монтируются элементы обводной линии 8, 9, 10 (рис. 1б). Аналогичным образом устанавливаются муфтовые тройники и устройства для перекрытия потока 3. Далее производится перекрытие основного трубопровода и замена дефектного элемента 2. В процессе замены дефектного элемента поток нефти движется по обводной линии. После проведения замены осуществляется демонтаж обводной линии и технологического оборудования, устанавливаются заглушки на муфтовые тройники.

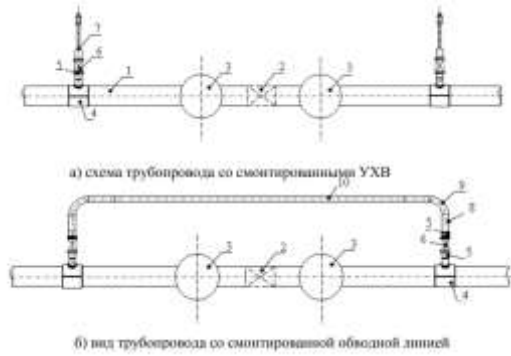


Рис. 1. Схема врезки



Рис. 2. УХВ-500 [1]

В данной работе поставлена задача произвести моделирование участка нефтепровода, подлежащего ремонту с применением технологии врезки под давлением и анализ его напряжённо-деформированного состояния.

Моделирование производилось на основе метода конечных элементов с применением программного комплекса Inventor. В качестве рассматриваемого трубопровода принят магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск» диаметром 1220 мм с начальной толщиной стенки 12 мм, материал трубопровода сталь 09Г2С, рабочее давление 4 МПа. Длина моделируемого участка составила 10 м.

Моделирование узла ремонтируемого участка нефтепровода проводилось следующим образом. Для начала создавалась модель участка трубопровода методом выдавливания эскиза поперечного сечения трубы. Затем создавалась отдельная модель муфтового тройника способом, аналогичным созданию трубопровода, но с дополнительным отверстием под приварной патрубок. Модель патрубка диаметром 325 мм с толщиной стенки 11 мм и длиной 300 мм [3] создавалась аналогично. Модель задвижки была выбрана из библиотеки моделей. В дальнейшем произведена поочередная сборка моделей путем соединения в следующей последовательности: соединение трубопровода и муфтового тройника, соединение патрубка и муфтового тройника, соединение патрубка и задвижки (рис. 4).

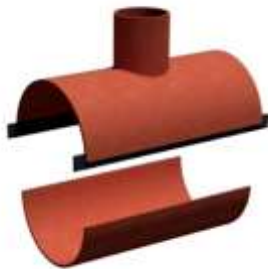


Рис. 3. Муфтовый тройник П8

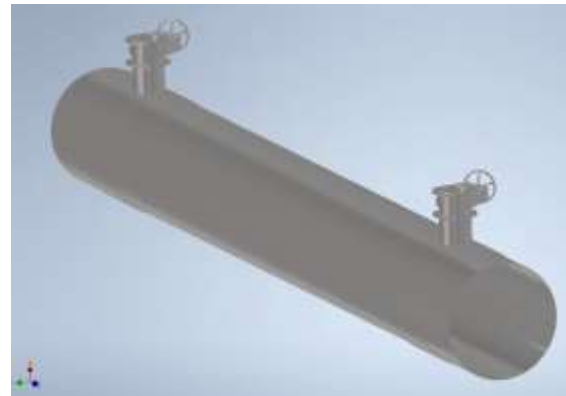


Рис. 4. Модель трубопровода с муфтовыми тройниками, патрубками и задвижками

Для анализа напряженно-деформированного состояния (НДС) полученной в результате сборки модели участка трубопровода задавались распределенные нагрузки на внутренних поверхностях трубопровода и патрубков, моделирующие давление в трубопроводе. Расчеты производились для следующих значений давления: рабочее (4,0 МПа); давление максимально допустимое при ремонте методом врезки под давлением (2,5 МПа) согласно [2]; расчетное допустимое давление при ремонте (2,0 МПа) по методике согласно Приложению В [2].

Анализ показал, что наибольшие напряжения и смещения возникают в местах соединения патрубков с муфтовыми тройниками. Так при давлении 2,5 МПа наибольшее напряжение по Мизесу составляет 86,36 МПа, а смещение составляет 0,078 мм. Значения напряжений и смещений при других значениях давления представлены в таблице. Характер распределения напряжений и смещений на модели представлен на рис. 5, 7. Отмечается, что зависимости значений напряжений и смещений прямо пропорциональны внутреннему давлению в трубопроводе и патрубках (рис 6, 8).

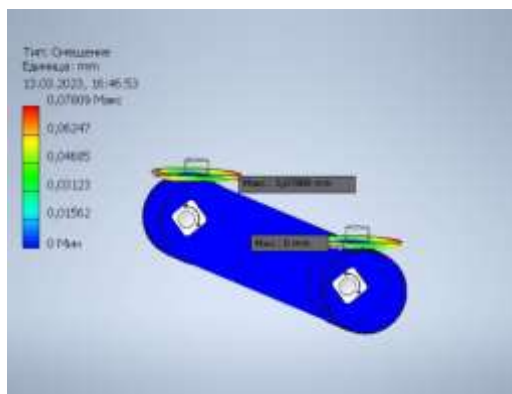


Рис. 5. Смещение при давлении 2,5 МПа

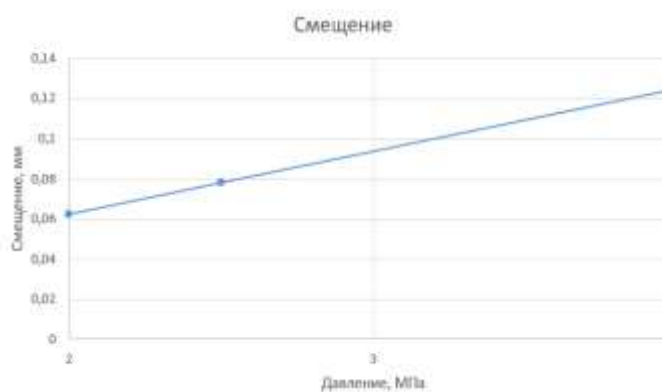


Рис. 6. График смещения патрубка

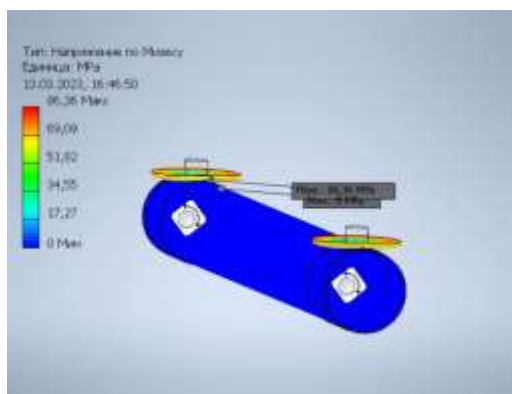


Рис. 7. Напряжение по Мизесу при давлении 2,5 МПа

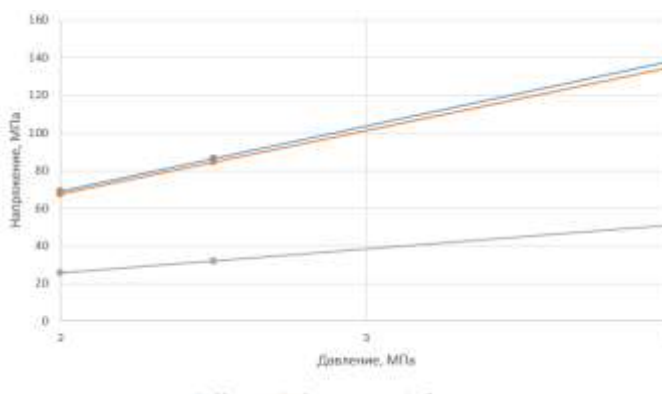


Рис. 8. График напряжений патрубка

Таблица

Значения напряжений и смещений в местах соединения патрубков с муфтовыми тройниками

Параметр	Давление 2,0 МПа	Давление 2,5 МПа	Давление 4,0 МПа
Напряжение по Мизесу, МПа	69,08	86,36	138,17
1-ое основное напряжение, МПа	67,55	84,43	135,10
3-е основное напряжение, МПа	25,50	31,87	50,99
Смещение, мм	0,062	0,078	0,125

Получены расчетные модели для оценки напряженно-деформированного состояния участка магистрального нефтепровода, подлежащего ремонту с применением технологии врезки под давлением. Установлено, что наибольшие напряжения возникают в местах соединения патрубков с муфтовыми тройниками. Результаты работы могут быть использованы для расчета и обоснования технологических параметров при выполнении ремонтных работ на магистральных нефтепроводах с применением технологии врезки под давлением.

Литература

1. Каталог оборудования ПАО «Транснефть».
2. РД-23.040.00-КТН-386-09 Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа.
3. ТУ-1469-002-01297858-05 Муфтовые и разрезные тройники для врезки и ремонта на действующих нефтепроводах.
4. Экспорт российской нефти по МНП ВСТО через порт Козьмино в июле 2022 г. может стать рекордным. Ссылка URL: <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/740068-eksport-rossiyskoy-nefti-po-mnp-vsto-cherez-port-kozmino-v-iyule-2022-g-mozhet-stat-rekordnym/> (дата обращения 13.03.2023).