

Программа для расчета оптимальных режимов

Исходные данные необходимые для работы программы: допустимые рабочие давления, профиль, вязкость, плотность, максимальное давление по входу станции, уставки САР, характеристики насосов, стоимость электроэнергии по НПС содержатся в Excel файле. Их импорт во внутреннюю память программы осуществляется при нажатии соответствующей кнопки.

Программа может выполнять две функции: расчет параметров режима при заданных пользователем входных данных (число насосов, реологические свойства, уставки САР, производительность) и расчет оптимального режима в соответствии с вышеописанным алгоритмом при этом уставки САР и число насосов определяются в процессе расчета. В программе предусмотрена функция отображения расчетной эпюры с указанием давлений на входе и выходе НПС. Также имеется возможность экспорта расчетных результатов в регламентированную карту режимов.

Программа формирования оптимального плана перекачки

Исходные данные (карта режимов, план остановок, план график смежных ТУ) хранятся в Excel файлах, их импорт проводится при нажатии соответствующих кнопок. Если в пределах ТУ стоимость электроэнергии и мощности остается неизменной их стоимость можно ввести в рабочем окне программы, если она изменяется по НПС, тогда их импорт осуществляется из Excel файла. Период планирования, объем перекачки, и часы пиковой нагрузки энергосистемы вводятся в диалоговом окне программы.

Алгоритм оптимизации плана перекачки реализуется в соответствии с ранее описанным, и в итоге в области отображения выводится сформированный план график за период планирования. Последующий экспорт плана перекачки может осуществляться в регламентированную форму.

Литература

1. Голосовкер В.И. Определение режима работы магистрального нефтепровода при заданной производительности // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М., 1967. – № 10. – С. 24-26.
2. Jefferson J.T. Shell Pipe Line calls it Dynamic Programing. It's proving effective as a means of optimizing power on crude-oil pipeline // The Oil and gas Journal. – 1961. – Т. 59. – № 19. – С. 102-107.
3. Годовой отчет ОАО «АК «Транснефть» за 2012 год // ОАО «АК «Транснефть». 2013. URL: <http://www.transneft.ru/files/2013-07/jF6inR31NyM2rGz.pdf> (дата обращения 07.10.2013).
4. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (вместе с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии») // КонсультантПлюс. 2013. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130498/ (дата обращения 07.10.2013).

ТРАНСПОРТ ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДЕПРЕССОРНЫХ И ИНГИБИРУЮЩИХ ПРИСАДОК, ВЛИЯНИЕ НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРУЕМОЕ СОСТОЯНИЕ УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА

В.Д. Самигуллин, И.Е. Сироткин

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время увеличивается добыча высокопарафинистых нефтей, которые характеризуются повышенным содержанием парафиновых углеводородов. Такие нефти в процессе добычи, транспорта и хранения с пониженным температурой значительно ухудшают свои реологические характеристики. Это приводит к повышенному износу оборудования, дополнительным материальным затратам и ухудшению экологической ситуации [1,2]. Одним из наиболее перспективных способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) считается химическая обработка скважин. Преимуществом применения ингибиторов депрессорного действия является не только предотвращение парафиноотложений, но и улучшение ими реологических свойств нефти, что облегчает ее дальнейшую транспортировку. В качестве объектов исследования были выбраны полимерные присадки на основе полиметилметакрилата, как импортного, так и отечественного производства. Эффективность присадок была изучена на высокопарафинистой нефти Западно-Майского месторождения. В таблице приведены данные по групповому составу исследуемых нефтей Верхнечонского и Фестивального месторождений.

Таблица

Групповой состав нефтей

Месторождение	Содержание, % мас.				
	ШФУ	ПУ	БС	СБС	АСФ
Западно-майское	77,3	3,6	11,5	7,2	0,05

Представленный образец нефти Западно-Майского месторождения можно отнести к парафинистым нефтям. Так как количественная оценка АСПО не дает представления о структуре нефтяного осадка, на микроскопе биологическом исследовательском МБИ-15У с цифровой видеокамерой и при увеличении в 480 раз

были сняты микрофотографии нефтяных осадков, образца исходной нефти и образца с присадкой ДМН фирмы Депран.

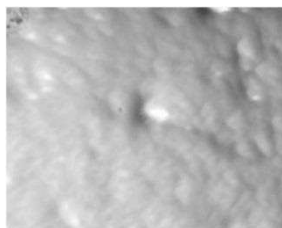


Рис.1 Образец исходной нефти

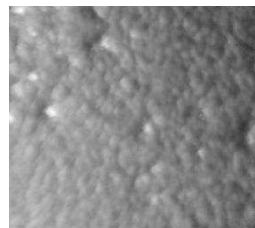


Рис.2 Образец с присадкой ДМН

Анализ фотографий структур нефтяного осадка (рис.1. и рис.2.) показывает, что структура образца содержащего присадку, более дисперсна, что является следствием воздействия на образец ингибитора ДМН. На этапе определения реологических параметров нефтепродуктов изучали влияние готовых композиций на основе базовых депрессорных присадок на динамическую вязкость высокопарафинистых нефтей. Для этого готовили присадки: брали навеску депрессорной присадки и разбавляли толуолом или дизельным топливом в соотношении 1:3. Реологические параметры исследуемой нефти определялись на ротационном вискозиметре BROOKFIELD LVDV-III Ultra. Депрессорный эффект изучался по изменению динамической вязкости нефти Западно-майского месторождения при добавлении в них 0,35% масс. присадки. Эффективными из испытуемых присадок оказались лишь две присадки: Депран и ПАА. Для исследования влияния депрессорных присадок на напряженно-деформированное состояние трубопровода, в программной среде ANSYS были смоделированы результаты полученные компанией НПКФ «Нефтехимтехнологии» г. Кемерово при эксплуатационных испытаниях присадки ДМН-2005 на участке УУН - НПС "Пурпе" Северо-Губкинского месторождения ООО "Геойлбент" (Ямало-Ненецкая а.о.) [3]. Испытания проводились в период с 16 мая по 21 мая 2005г. Условия пробега: длина трубопровода - 57,7 км, диаметр - 273 мм. Характеристика нефти: температура застывания +10 °С, содержание н-парафинов - 12 %, температура плавления парафинов + 50 °С, содержание смол и асфальтенов - 2 %. Для экспериментальной модели, были приняты следующие условия: диаметр трубопровода 273 мм, толщина стенки 8 мм, сталь трубопровода 09Г2С, начальное линейное давление (без добавления присадки ДМН 2005) 4,56 МПа, конечное линейное давление (при добавлении присадки ДМН-2005 в концентрации 200г/т) 2,7 МПа, длина исследуемого участка трубы 12 м. Так же для наглядности и упрощения смоделированы 2 одинаковых участка трубы с действующими на них начальным и конечным линейным давлениями, весом трубы и продукта пренебрегаем, обе заделки задаем скользящими. На рис. 3. представлены результаты моделирования деформаций под действием начального и конечного линейного давления. Из полученных результатов следует, что при снижении линейного давления в трубопроводе на 1,8 МПа наблюдается снижение деформации по краям трубопровода порядка 0,7 мм. Данные результаты представлены в графической форме на рис. 4.

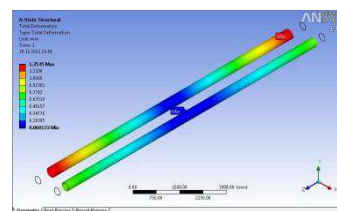


Рис.3 Деформации возникающие в нефтепроводах при различном линейном давлении

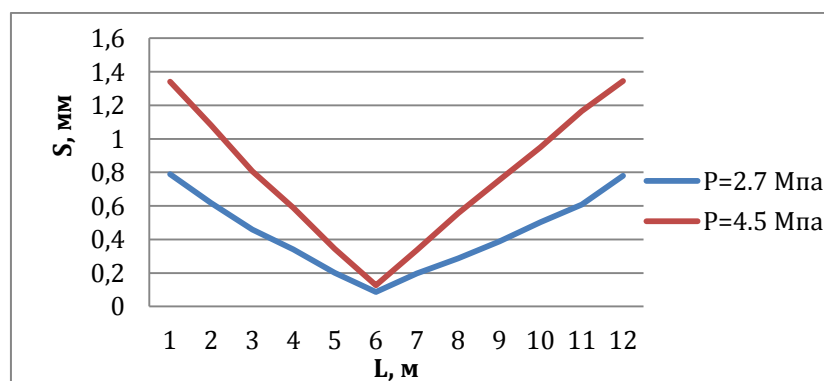


Рис. 4 Распределение деформаций (S) по длине (L) нефтепроводов

Из данного графика можно сделать вывод том, что снижение деформации наблюдается на все протяженности трубопровода. Так же были смоделированы напряжения, которые возникают в трубопроводе. При снижении давления в трубопроводе, наблюдается равномерное снижение напряжений действующих на трубопровод со 150 МПа до 85 МПа. Результаты, полученные в программной среде ANSYS, были представлены графически на рис.5.

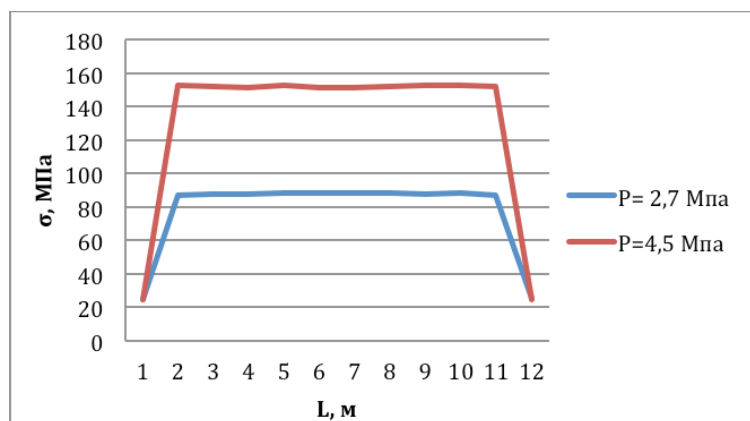


Рис. 5 Распределение напряжений (σ) по длине (L) нефтепроводов

На графиках представлено снижение напряжений возникающих в трубопроводе под действием давления.

Снижение давления в трубопроводе связано с двумя свойствами присадок: очищающим действием, за счёт которого она смывает смолисто-парафиновые отложения, образовавшиеся на внутренней стенке трубы, увеличивая её пропускной диаметр; уменьшением динамической вязкости нефти, благодаря чему её сопротивление перекачке снижается. Уменьшение гидравлического сопротивления в трубопроводе способствует: уменьшению и предотвращению появления и роста трещин, препятствует ухудшению механических свойств металла, уменьшению рисков связанных с работами при высоком давлении, уменьшению экономических затрат на перекачку нефти.

Литература

1. Локтев С.М. Проблемы переработки тяжелых нефтей.- Алма-Ата: Наука, 1989. - С.20-25.
2. Надиров Н.К. Трубопроводный транспорт вязких нефтей/Н.К. Надиров, П.И. Тугунов, Р.А. Брот, Б.У. Уразгалиев. – Алма-Ата: Наука, 1985. - 264 с.
3. Бурков П.В. Исследование напряженно-деформированного состояния участка магистрального нефтепровода “Александровское – Анжеро-судженск” методом конечных элементов // Вестник КузГТУ, 2013. – № 4. – С. 22-26.

РАСЧЕТ НЕФТЕСБОРНОГО КОЛЛЕКТОРА С КОРРОЗИОННЫМ ДЕФЕКТОМ В ПРОГРАММНОЙ СРЕДЕ ANSYS

Е. В. Тишкина

Научный руководитель профессор П. В.Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для расчетов был выбран нефтесборный коллектор, с различными эксплуатационными характеристиками (таблица 1), на которых при проведении технического диагностирования в 2004 году были выявлены области с явно выраженной канавочной (ручейковой) коррозией по нижней образующей трубы.

Общие сведения

Наименование трубопровода: Водовод высокого давления Врезка куста 18-куст 18^{св}

Владелец: ОАО «Томскнефть» ВНК

Местонахождение: ЦЭРЛАТ-2, Первомайское месторождение

Результаты проведенного в 2004 году технического диагностирования нефтесборного коллектора

Техническое диагностирование нефтесборного коллектора проводилось экспертной организацией в соответствии с требованиями «Правил по эксплуатации, ревизии, ремонту, и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. РД 39-132-94» и как часть обследования включало в себя измерительный контроль осадочной толщины стенки труб линейной части и узлов арматуры трубопроводов.

Результаты измерения толщины стенок труб

Техническое обследование нефтепромыслового трубопровода (нефтесборный коллектор) «Врезка куста 22-гребенка УПСВ - Центр первомайского месторождения» проведено в 17-ти контрольных участках (шурфах), расположенных примерно через 500 м друг от друга. По результатам, проведенных в шурфах измерений толщины стенок труб линейной части трубопровода, установлено:

1. Минимальная обнаруженная остаточная толщина стенок труб составляет 5,2 мм (47,3 % от номинальной толщины стенки трубы 11,0 мм)
2. Максимальная величина коррозионного износа составляет 5,8 мм (52,7 % от номинальной толщины стенки трубы 11,0 мм)
3. Максимальная величина скорости коррозионного износа составляет 2,9 мм/год