

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ И ГАЗА

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ПЛАНА ПЕРЕКАЧКИ

А.Ф. Бархатов

Научный руководитель главный специалист, старший научный сотрудник Е.В. Вязунов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 2012 г затраты на электроэнергию связанную с перекачкой нефти по магистральным нефтепроводам (МН) ОАО «АК «Транснефть» составили 32,1 млрд. руб. (6 % от всех затрат) [3]. С увеличением производительности нефтепроводов удельный вес затрат на электроэнергию растет. Снижение затрат на электроэнергию при перекачке нефти является важной задачей нефтепроводного транспорта.

Расход электроэнергии зависит от режима работы МН. Параметры режима (расход, давление) технологического участка (ТУ) определяются управляющими воздействиями: комбинацией включенных насосных агрегатов и уставками систем автоматического регулирования (САР) давления на станциях, а также внешними факторами (реологические свойства нефти, эффективный диаметр участков между соседними станциями).

Снижение издержек на электроэнергию при заданных свойствах нефти и эффективном диаметре возможно за счет:

работы нефтепровода на оптимальных режимах, при которых затраты на электроэнергию минимальны для заданной производительности;

формирования оптимального плана перекачки, при котором обеспечивается перекачка планового объема нефти с минимальными затратами на электроэнергию.

Данные задачи могут рассматриваться как самостоятельные, либо решаться последовательно. Тогда сначала для заданного набора производительностей рассчитывается карта оптимальных режимов и на основании данной карты уже формируется оптимальный план перекачки.

Расчет оптимального режима с целью минимизации объемов вычислений целесообразно выполнять в четыре этапа:

первый этап – определение производительности на участках между соседними подкачками и отборами (при их наличии) и расчет потерь напора на этих участках с учетом разности высотных отметок и потерь в технологических трубопроводах станции, а также на участках между двумя соседними нефтеперекачивающими станциями (НПС), определение числа и напора подпорных агрегатов на головной станции.

второй этап – построение для каждой станции ТУ зависимости минимальной потребляемой мощности НПС и числа включенных насосных агрегатов от напора при фиксированной подаче станции (функции Джефферсона) [2].

третий этап – определение диапазона допустимых значений уставок САР давления на входе и на выходе станции. Поддержание давлений в этих диапазонах гарантирует соблюдение всех технологических ограничений по линейной части и по минимальному давлению на входе станций при заданной производительности.

четвертый этап – заключается в нахождении оптимального режима. Суть оптимизации сводится к распределению напоров по станциям ТУ с помощью функций Джефферсона [2] и с учетом определенного диапазона уставок САР. Для найденного оптимального режима определяются уставки на входе и выходе станций.

В нефтепроводном транспорте в основном оплата за электроэнергию осуществляется по двухставочному тарифу (6 ценовая категория согласно [4]) за потребляемую электроэнергию и мощность в часы пиковой нагрузки энергосистемы. При двухставочном тарифе в рабочие дни оплата проводится за электроэнергию и мощность, в нерабочие только за потребляемую электроэнергию.

Суть задачи формирования оптимального плана перекачки сводится к тому, что необходимо найти такие режимы из карты и время работы на каждом из них, чтобы перекачать требуемый объем нефти с минимальными затратами на электроэнергию. При решении данной задачи учитываются ограничения по минимально и максимально допустимым объемам раскочиваемой товарной нефти (в начале ТУ) и накапливаемой в конечной пункте (в конце ТУ). Для каждых суток задача решается отдельно в связи с разными способами оплаты электроэнергии по двухставочному тарифу. Для рабочих дней наиболее экономический оправданной является работа нефтепровода в часы пик на пониженных режимах, а в остальное время на повышенных для выполнения плановых объемов перекачки нефти. Для нерабочих дней задача оптимизации решается построением выпуклой оболочки и формированием суточного плана перекачки из режимов близлежащих к плановой производительности [1].

Для решения задач расчета оптимальных режимов и формирования оптимального плана перекачки автором были разработаны компьютерные программы, позволяющие решать многошаговую задачу расчета оптимального режима и формировать оптимальный план перекачки.

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 Верхнеконского 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