

УДК 681.5.017

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Богданов Р. М., Лукин С. В.

Институт механики УНЦ РАН, Уфа

Аннотация. Сложность задач диагностики и моделирования режимов работы магистральных нефтепроводов заключается в большом объеме возможных режимов работ, зависящих от многих параметров, таких как: физико-химические свойства нефти, схемы работ, состояние и количество находящегося в работе насосно-силового оборудования. Авторами был разработан комплекс программ, позволяющий решать проблему определения оптимальных режимов работы магистральных нефтепроводов.

Важным звеном топливно-энергетического комплекса России являются магистральные нефтепроводы (МН). Одной из сложных задач в процессе эксплуатации МН является определение оптимальных режимов работы насосных агрегатов с точки зрения минимума затрат электроэнергии в фактическом или денежном выражении. Сложность задачи заключается в большом объеме возможных режимов работ, зависящих от многих параметров, таких как: физико-химические свойства нефти, схемы работ, состояние и количество находящегося в работе насосно-силового оборудования. Так, для примера, для МН, работающего по схеме «из насоса в насос» и включающего в технологический участок («от емкости до емкости») шесть нефтеперекачивающих станций (НПС), количество возможных режимов работы составляет несколько сот тысяч. Определить из этого числа ряд оптимальных — довольно сложная задача. Проблема усугубляется технологическими особенностями процесса эксплуатации МН. К ним

относятся: возможные ограничения давлений по трассе МН, возможность работы на разных технологических схемах, временные ограничения в работе насосно-силового оборудования, находящегося в ремонте, ограничения по объемам перекачки, изменение допустимых давлений на НПС, большая протяженность МН и т.д. Например ОАО «АК «Транснефть» эксплуатирует 46800 км магистральных нефтепроводов диаметром от 420 до 1220 мм, 395 нефтеперекачивающих станций, 866 резервуаров емкостью 12,7 млн.куб.м [1].

Магистральный нефтепровод и нефтеперекачивающие станции, работающие на нем, составляют единую гидравлическую систему (для технологического участка), вследствие этого факта под режимом работы понимается совместная работа НПС (насоса/насосов) и трубопровода. Режимы работ могут быть определены двумя путями: графически или аналитически [2]. В зависимости от характеристик насосно-силового оборудования и характеристик трубопроводов образуются различные режимы работ, которые, в свою очередь, зависят от технологических схем работы нефтепроводов. Существуют две принципиальные схемы работы [2]:

1. с подключенными резервуарами или «мягкая схема»;
2. схема «из насоса в насос» или «жесткая схема».

Характерной чертой первой схемы является наличие на перекачивающих станциях резервуарных парков, которые являются своеобразными буферами, служащими для сглаживания неравномерностей в объемах перекачки на различных участках нефтепровода и, как правило, подпорных насосов, необходимых для создания необходимого минимального подпора для основных магистральных насосов. Давление на приеме НПС, работающих по такой схеме, составляет 1,0–4,5 атм. и определяется уровнем вливов в резервуарном парке и местным сопротивлением участка трубопровода от камеры приема–пуска до приема подпорного агрегата, или наличием на конечном участке узлов учета нефти. На таких трубопроводах возможно сравнительно небольшое количество режимов работы. К ним относятся: работа на следу-

ющую НПС одним или несколькими агрегатами; работа НПС, минуя одну или несколько НПС одним или несколькими насосными агрегатами. В зависимости от протяженности нефтепровода и допустимых давлений на НПС число режимов работ может составлять от одного до нескольких десятков. Расчеты режимов работ проводятся по известным формулам [2, 3].

Вторая схема работы характеризуется, соответственно, отсутствием на НПС (кроме головных) резервуарного парка и подпорных насосов на технологическом участке. Для обеспечения нормальной (безкавитационной) работы основных магистральных насосов на промежуточные НПС (без резервуаров) передается подпор (давление, обеспечивающее безкавитационный режим работы магистральных насосов). Другой отличительной чертой второй схемы является большое количество возможных комбинаций в работе и, как следствие, большое количество возможных режимов работы. При работе МН (технологических участков МН) возможны различные технологические схемы работы за счет изменения различных параметров. Рассмотрим их подробнее:

1. Включение/отключение НПС; изменение данного параметра ведет к изменению количества возможных комбинаций и, как следствие, к изменению ряда оптимальных режимов.
2. Включение/отключение лупингов; при изменении данного параметра меняется величина эквивалентного диаметра и, как следствие, изменяются параметры гидродинамических расчетов и ряд оптимальных режимов.
3. Включение/отключение насосов на НПС; изменение данного параметра аналогично п. 1 и приводит к соответствующим результатам.
4. Включение/отключение резервных ниток (дюкеров); аналогично п. 2.
5. Включение/отключение участков параллельных нефтепроводов; аналогично п. 2.

6. Ограничение давлений по НПС и по трассе трубопроводов; вводит дополнительные ограничения при определении режимов работы и, как следствие, приводит к изменению конечного результата.
7. Подключение/отключение сбросов и подкачек; приводит к изменению распределения давлений по участкам нефтепроводов и, как следствие, к изменению конечных результатов.
8. Включение/отключение параллельных нефтепроводов; аналогично п. 2.
9. Использование различных типов насосно-силового оборудования; приводит к изменению режимов работ за счет изменения характеристик насосно-силового оборудования.

Все перечисленные выше факторы вызвали необходимость разработки соответствующего инструмента, позволяющего решать вышеперечисленные задачи. В ИМех УНЦ РАН был разработан комплекс программ «Расчёт оптимальных параметров работы трубопроводов», позволяющий решать следующие задачи:

1. Моделирование технологического участка МН; обеспечивает выбор: схемы работы МН; количества НПС; количества лупингов и дюкеров; параметров МН (длина, диаметр, наличие перевальных точек и т.д.); наличие сбросов/подкачек; тип и количество насосно-силового оборудования.
2. Определение ряда оптимальных режимов для технологического участка;
3. Определение ряда оптимальных режимов для МН с подкачками/сбросами;
4. Определение объема перекачки при выбранном количестве насосно-силового оборудования;

5. Определение оптимального режима работы МН для заданного объема перекачки;
6. Расчет оптимальных режимов работ двух МН;
7. Идентификация паспортных и фактических характеристик насосно-силового оборудования и линейной части МН.

Для задач 2–6 возможны следующие варианты расчетов:

1. Определение режимов работ и оптимальных параметров нефтепроводов при различных критериях оптимизации (объем потребления электроэнергии; затраты электроэнергии) и для различных условий (параметров) изменения технологических схем работы МН.

2. Изменение условий (параметров) реализации технологических схем работы нефтепроводных систем за счет:

- включение/отключение НПС;
- включение/отключение лупингов;
- включение/отключение насосов на НПС;
- включение/отключение дюкеров;
- включение/отключение участков параллельных нефтепроводов;
- ограничений давлений по НПС и по трассе МН;
- подключение/отключение сбросов и подкачек;
- использование различных типов и количества насосно-силового оборудования.

На рис. 1, 2 приведены примеры моделирования участков МН. Формы документов, необходимых для начала расчета, приведены на рис. 3. Форма выходного документа при решении задачи № 2 приведена на рис. 4. На рис. 5 приведен вид документа при решении задачи № 7.

Данный программный комплекс был апробирован для ряда МН ОАО «АК «Транснефть» и показал хорошие результаты. Полученные в результате расчетов данные позволили разработать энергосберегающие мероприятия для объектов ОАО «Уралсиб-нефтепровод» и ОАО «Верхневолжскнефтепровод»

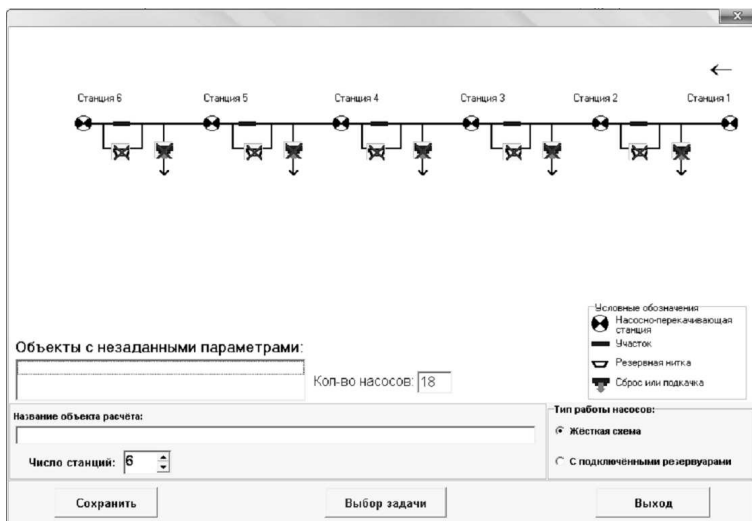


Рис. 1. Рабочая область для создания нового объекта расчета

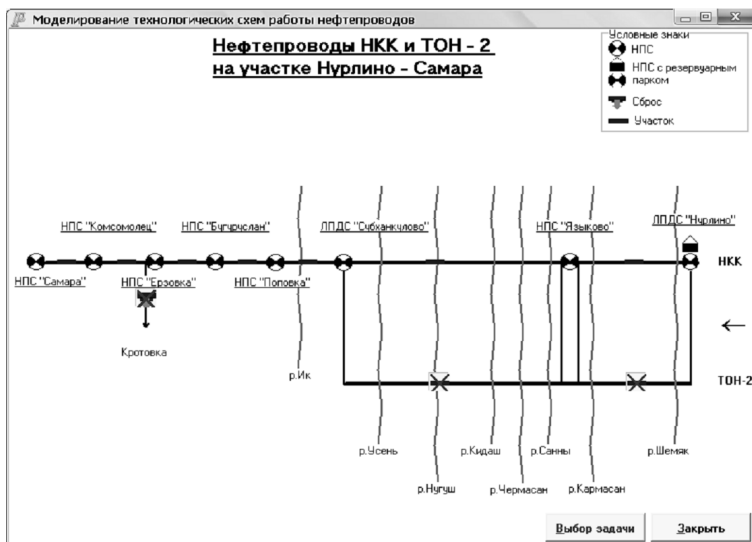


Рис. 2. Пример графической схемы объекта расчета

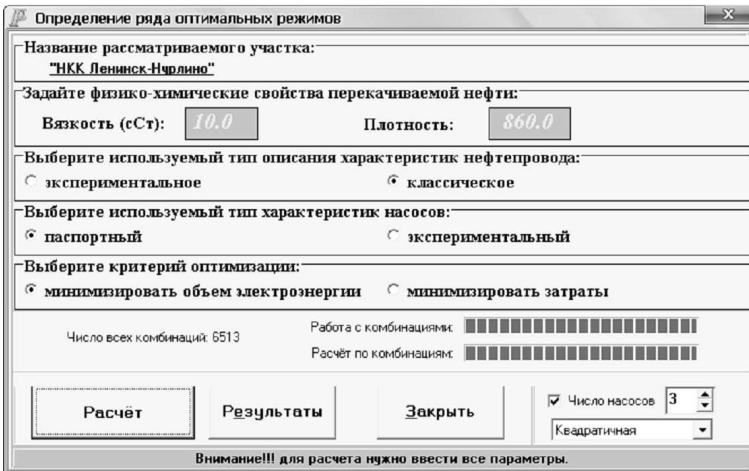


Рис. 3. Рабочая область для проведения расчетов выбора ряда оптимальных режимов

Результаты

Число комбинаций: 10.
Комбинации составлены с числом насосов 1 - 25.

Оптимальная комбинация №1

Станция	Кол-во насосов (опор)	Насосы	Дальность на входе	Дальность на выходе	Потери напора	Эквивалентная	Перевал	Высотная	Длина
(оп.)	(номера)	на входе	после п. насосной	на выходе	общие	длина	отметка	перевала	(м)
		НПС	насосов	(атм)	(атм)	(атм)	(м)	(м)	(номер)
Ленинск	2	1	0.00	10.95	29.60	12.40	1.1948	401.00	0
Вардука	0	0	17.20	-	17.20	6.94	12.24	1.1934	450.00
Промышлен	0	0	10.36	-	10.36	2.09	1.1955	396.00	4
Усть-Темки	0	0	16.30	-	16.30	49.00	40.40	1.1940	159.00
Чурмаски	0	0	2.62	-	2.62	39.00	37.50	1.1951	230.00
Нурдуно	0	0	1.60	-	1.60	-	-	154.00	-

Расход (тис.ком/сут.): 10.72, расход (тис.ком/сут): 128.683
Энергозатраты (тис.кВт/сут.): 222.76, удельные энергозатраты (кВт/ком): 1.7311

Оптимальная комбинация №2

Станция	Кол-во насосов (опор)	Насосы	Дальность на входе	Дальность на выходе	Потери напора	Эквивалентная	Перевал	Высотная	Длина	
(оп.)	(номера)	на входе	после п. насосной	на выходе	общие	длина	отметка	перевала	(м)	
		НПС	насосов	(атм)	(атм)	(атм)	(м)	(м)	(номер)	
Ленинск	2	12	0.00	10.94	42.94	42.94	15.26	11.23	1.1948	401.00
Вардука	0	0	27.48	-	27.48	11.23	16.63	1.1934	450.00	
Промышлен	0	0	16.25	-	16.25	16.25	-8.49	13.76	1.1955	396.00
Усть-Темки	0	0	23.72	-	23.72	21.72	16.54	10.47	1.1940	159.00
Чурмаски	0	0	5.18	-	5.18	3.68	10.10	1.1951	230.00	
Нурдуно	0	0	1.60	-	1.60	-	-	154.00	-	

Расход (тис.ком/сут.): 10.70, расход (тис.ком/сут): 152.372
Энергозатраты (тис.кВт/сут.): 330.39, удельные энергозатраты (кВт/ком): 2.1683

Оптимальная комбинация №3

Станция	Кол-во насосов (опор)	Насосы	Дальность на входе	Дальность на выходе	Потери напора	Эквивалентная	Перевал	Высотная	Длина	
(оп.)	(номера)	на входе	после п. насосной	на выходе	общие	длина	отметка	перевала	(м)	
		НПС	насосов	(атм)	(атм)	(атм)	(м)	(м)	(номер)	
Ленинск	3	1	0.00	10.40	40.35	40.35	32.35	11.248	401.00	
Вардука	0	0	234	8.00	59.56	50.00	36.39	41.779	1.1934	450.00
Промышлен	0	0	234	13.61	59.82	39.00	15.35	24.58	1.1955	396.00
Усть-Темки	0	0	234	23.65	73.48	49.00	32.38	25.30	1.1940	159.00
Чурмаски	0	0	234	16.62	49.73	39.46	18.96	25.38	1.1951	230.00
Нурдуно	0	0	1.60	-	1.60	-	-	154.00	-	

Расход (тис.ком/сут.): 21.10, расход (тис.ком/сут): 253.154
Энергозатраты (тис.кВт/сут.): 3704.29, удельные энергозатраты (кВт/ком): 14.6325

Панель: Ппрфт Сохранить как... Печать Комб График Закрыть

Рис. 4. Таблица результатов

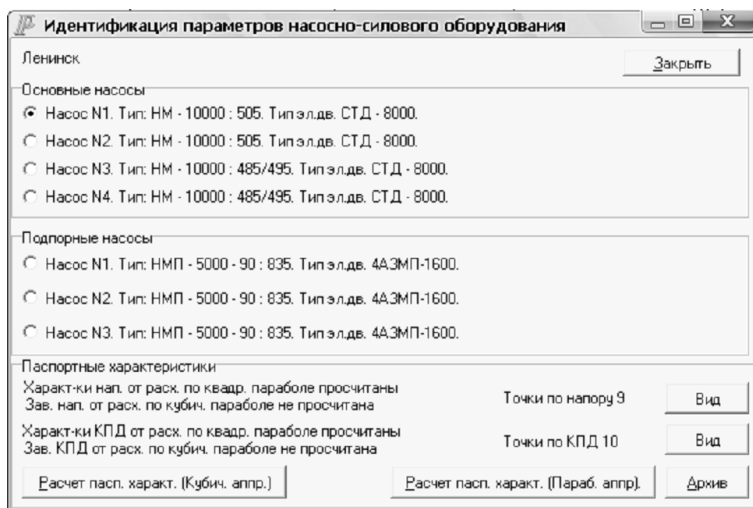


Рис. 5. Рабочая область для расчета параметров идентификации насосного оборудования

Список литературы

- [1] Кутуков С. Е. Информационно-аналитические системы магистральных трубопроводов. М: СИП РИА, 2002. 324 с.
- [2] Трубопроводный транспорт нефти. Под ред. С. М. Вайнштока. Уч. Для вузов, в 2 т. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. Т. 1. 407 с.
- [3] Лойцянский Л. Г. Механика жидкости и газа. М.: Наука. 1978. 736 с.