

УДК 681.5.017

**ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ  
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

**PROGRAM COMPLEX FOR MODELLING OF OPERATION  
OF THE MAIN PIPELINES**

Богданов Р.М.,

Институт механики УНЦ РАН, г.Уфа, Российская Федерация

R.M. Bogdanov,

Institute of Mechanics Ufa Branch of RAS Ufa, the Russian Federation

e-mail: rash@anrb.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрены вопросы расчетов режимов работы магистральных нефтепроводов.

Одним из крупнейших потребителей энергоресурсов в РФ является трубопроводный транспорт нефти, а основная доля в перекачке нефти (88%) по трубопроводам в РФ приходится на ОАО «АК»Транснефть». За 2010 год стоимость используемых энергоресурсов в ОАО «АК»Транснефть» составила 32,127 млрд рублей. Затраты АК «Транснефть» на электроэнергию при перекачке нефти по трубопроводам за 2010 год составили 31961 млн руб./год, что соответствует потреблению электроэнергии порядка 13 млрд квт·ч/год. При таких объемах потребления электроэнергии вопросы рационального и эффективного использования являются актуальными. Одним из самых эффективных методов снижения расхода электроэнергии на перекачку нефти по магистральным нефтепроводам (МН) является оптимизация режимов их работы и разработка мероприятий с этим связанных. Сложность задач моделирования режимов работы магистральных нефтепроводов заключается в большом объеме возможных режимов, зависящих от многих

параметров, таких, как физико-химические свойства нефти, схемы работ, состояние и количество находящегося в работе насосно-силового оборудования и т.д. В институте механики (ИМех) УНЦ РАН был разработан комплекс программ, позволяющий решать следующие задачи: моделирование технологического участка магистрального нефтепровода; определение ряда оптимальных режимов для технологического участка; определение ряда оптимальных режимов для магистрального нефтепровода с подкачками/сбросами; определение объема перекачки при выбранном количестве насосно-силового оборудования; определение оптимального режима работы магистрального нефтепровода для заданного объема перекачки; расчет оптимальных режимов работ двух магистрального нефтепровода; идентификация паспортных и фактических характеристик насосно-силового оборудования и линейной части магистрального нефтепровода.

**Abstract.** In article questions of calculations of operating modes of the main oil pipelines are considered.

One of the largest consumers of energy resources in the Russian Federation is oil pipeline transport, and the main share in pumping of oil (88%) on pipelines in the Russian Federation is the share of JSC Transneft. For 2010 the cost of used energy resources in JSC Transneft made 32,127 billion rubles. The costs of JSC Transneft of the electric power when pumping oil on pipelines for 2010 made 31961 million rubles per year that corresponds to electricity consumption about 13 billion kilowatt hour per year. With such volumes of electricity consumption the questions of rational and effective use are of current importance. One of the most effective methods of decreasing the expense of electric power on oil pumping on MN is optimization of modes of their work and development of measures connected with it. The complexity of problems of modeling of operating modes of the main oil pipelines consists of large volume of possible modes depending on many parameters, such as physical and chemical properties of oil, schemes of works, a state and quantity of the pump

and power equipment which was in work, etc. In the Institute of Mechanics UNTS RAN a complex of programs allowing to solve the following problems was developed: modeling of a technological site of the main oil pipeline; definition of a number of optimum modes for a technological site; definition of a number of optimum modes for the main oil pipeline with pumpings/dumpings; transfer scoping at the chosen quantity of the pump and power equipment; definition of an optimum operating mode of the main oil pipeline for the set volume of transfer; calculation of optimum modes of operation of two main oil pipelines; identification of passport and actual characteristics of the pump and power equipment and linear part of the main oil pipeline.

**Ключевые слова:** программный комплекс, моделирование, трубопровод, режимы работ, электроэнергия.

**Key words:** program complex, modeling, pipeline, modes of works, electric power.

Одним из крупнейших потребителей энергоресурсов в РФ является трубопроводный транспорт нефти, а основная доля в перекачке нефти (88%) по трубопроводам в РФ приходится на ОАО «АК»Транснефть»[1]. За 2010 год стоимость используемых энергоресурсов в ОАО «АК»Транснефть» составила 32,127 млрд рублей [1]. Потребление энергоресурсов по видам энергоносителей в ОАО «АК»Транснефть» происходит крайне неравномерно. Порядка 96% в денежном выражении составляет потребление электроэнергии и соответственно около 4% на все остальные виды энергоносителей, основной из которых является тепловая энергия. В свою очередь потребление электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти делится на две группы:

- а) на перекачку нефти по трубопроводам;
- б) на собственные нужды НПС, ЛПДС.

Потребление электроэнергии по этим группам также крайне неравномерно, так по данным [2] порядка 96% от общего объема потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти составляют затраты на перекачку нефти и 4% соответственно на собственные нужды.

Затраты АК «Транснефть» на электроэнергию при перекачке нефти по трубопроводам за 2010 год составили 31961 млн рублей/год [1], что соответствует потреблению электроэнергии порядка 13 млрд квт·ч/год. При таких объемах потребления электроэнергии вопросы рационального и эффективного использования являются актуальными. Одним из самых эффективных методов снижения расхода электроэнергии на перекачку нефти по МН является оптимизация режимов их работы и разработка мероприятий с этим связанных [3].

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 работающим 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 (НПС), 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 может быть определены двумя путями: графически или аналитически [3]. 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 [3]:

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 насосных, необходимых для создания необходимого минимального подпора для основных магистральных насосов. Давление на приеме НПС, работающих по такой схеме составляет 1-4,5 атм., и определяется уровнем взливов 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 возможны сравнительно небольшое количество режимов работы. К ним относятся, работа на следующую 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 [4-6].

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 обеспечивающие 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. Ограничений 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 «Определение ряда оптимальных режимов работы магистральных трубопроводов при выбранных критериях оптимальности (ОРОРМТ)» [7], 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:

- 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.
- 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 рисунках 1,2 приведены примеры моделирования участков МН.

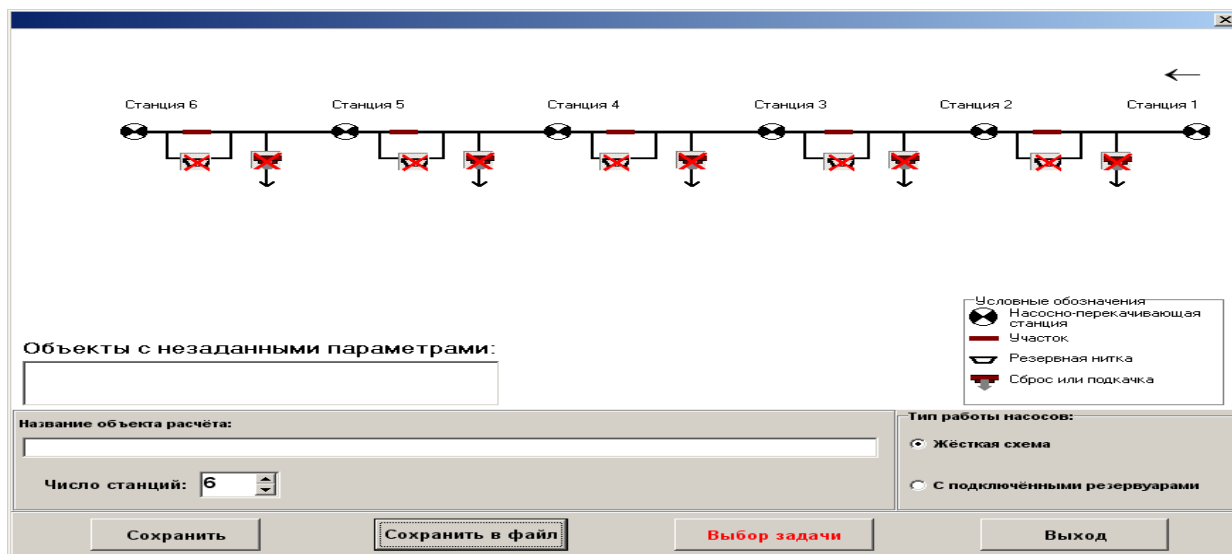


Рисунок 1. Рабочая область для создания нового объекта расчета



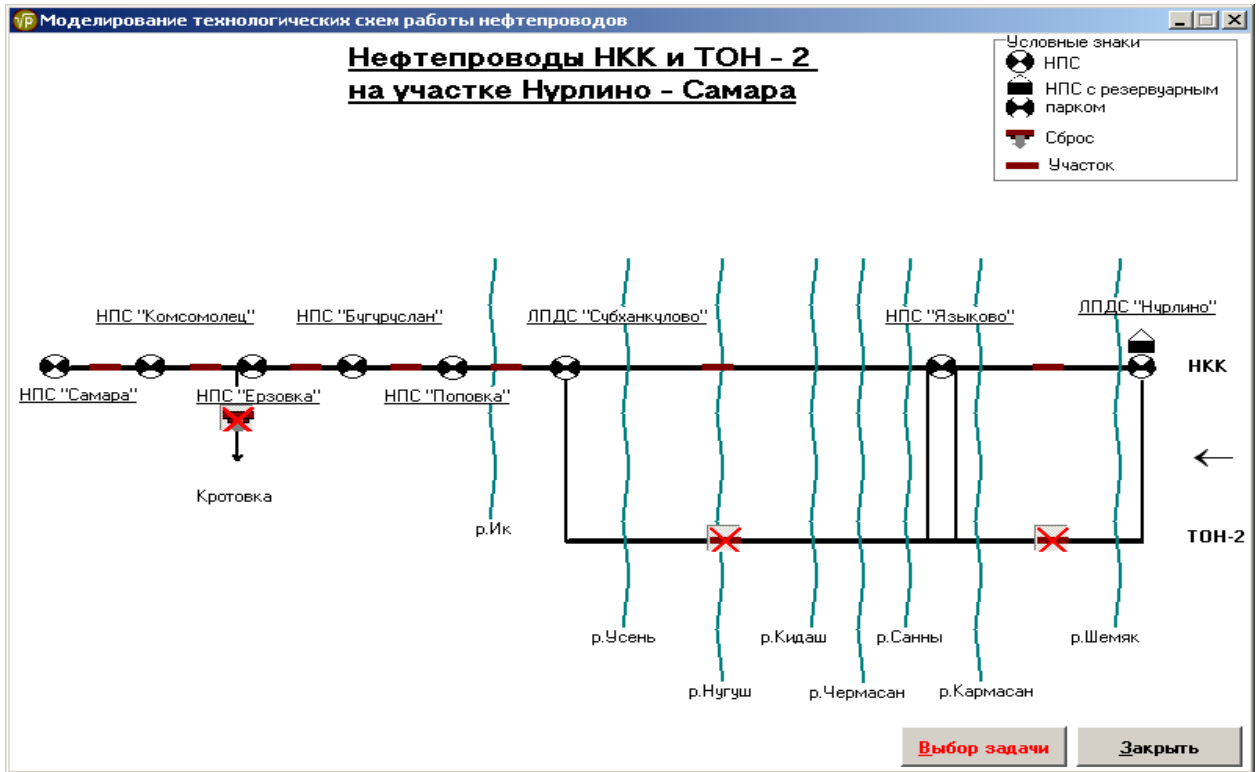


Рисунок 2. Графическая схема объекта расчета

Формы документов, необходимых для начала расчета приведены на рисунках 3,4.

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

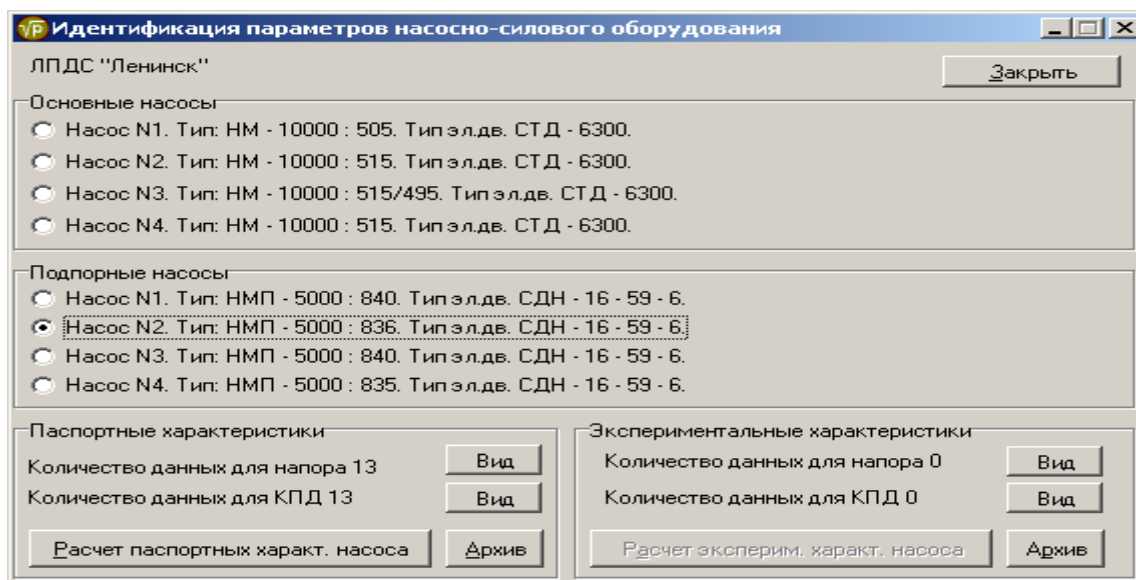


Рисунок 4. Рабочая область для расчета параметров идентификации насосного оборудования

## Выводы

Для моделирования режимов работы магистральных нефтепроводов в ИМех УНЦ РАН был разработан комплекс программ, позволяющий решать ряд задач возникающих на стадии проектирования и эксплуатации МН. 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 ряда объектов ОАО «Уралсибнефтепровод» и ОАО «Верхневолжскнефтепровод».

## Список используемых источников

1 ОАО «АК «Транснефть» Консолидированная финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с МСФО за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. 51с.

2 Кутуков С.Е. Информационно-аналитические системы магистральных трубопроводов. М.: СИП РИА, 2002. 324 с.

3 Трубопроводный транспорт нефти. Под ред. С.М. Вайнштока. учеб. Для вузов, в 2-т. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. Т.1. 407с.: ил.

- 4 Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. М.: Наука. 1978.736 с.
- 5 Трубопроводный транспорт нефти и газа: учеб. для вузов / Алиев Р.А.[ и др.]. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1988. 368с.: ил.
- 6 РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. 2001. 54 с.
- 7 Авторское свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ «Определение ряда оптимальных режимов работы магистральных трубопроводов при выбранных критериях оптимальности (ОРОРМТ)»/ Богданов Р.М., Лукин С.В. Патент № 2011611173, зарегистрированный в Реестре программ для ЭВМ по заявке № 2010617845 от 4 февраля 2011 г. 1с.

## References

- 1 ОАО «АК «Transneft'» Konsolidirovannaya finansovaya otchetnost', podgotovlennaya v sootvetstvii s MSFO za god, zakonchivshiisya 31 dekabrya 2010 g. 51s. [in Russian].
- 2 Kutukov S.E. Informacionno-analiticheskie sistemy magistral'nyh truboprovodov. M.: SIP RIA, 2002. 324 s. [in Russian].
- 3 Truboprovodnyi transport нефти. Pod red. S.M. Vainshtoka. ucheb. Dlya vuzov, v 2-t. M.: ООО «Nedra-Biznescentr», 2002. T.1. 407s.: il. [in Russian].
- 4 Loicyanskii L.G. Mehanika zhidkosti i gaza. M.: Nauka. 1978.736 s. [in Russian].
- 5 Truboprovodnyi transport нефти i gaza: ucheb. dlya vuzov / Aliev R.A.[ i dr.]. 2-e izd., pererab. i dop. M.: Nedra, 1988. 368s.: il. [in Russian].
- 6 RD 153-39.4-113-01 Normy tehnologicheskogo proektirovaniya magistral'nyh nefteprovodov. 2001. 54 s. [in Russian].

7 Avtorskoe svidetel'stvo ob oficial'noi registracii programmy dlya EVM «Opredelenie ryada optimal'nyh rezhimov raboty magistral'nyh truboprovodov pri vybrannykh kriteriyah optimal'nosti (ORORMT)»/ Bogdanov R.M., Lukin S.V. Patent № 2011611173, zaregistrirovannyi v Reestre programm dlya EVM po zayavke № 2010617845 ot 4 fevralya 2011 g. 1s. [in Russian].

### **Сведения об авторе**

#### **About the author**

Богданов Р.М., заведующий лабораторией Института механики УНЦ РАН, г. Уфа, Российская федерация.

R.M. Bogdanov, Head of the Laboratory of Institute of Mechanics Ufa Branch of RAS Ufa, the Russian Federation,

e-mail: rash@anrb.ru