

Она учитывает все то, что необходима для точности вывода готового, правильного ответа. В отчетах можно заметить, что там указаны самые необходимые полученные значения.

#### Литература

1. Колпаков Л.Г. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 1985. – 184 с.
2. Чигарев А.В., Кравчук А.С., Смалюк А.Ф. Ansys для инженеров: Справ. пособие. – М.: Машиностроение, 2004. – 512 с.
3. Горшков А. М. Насосы. – М.: Госэнергоиздат, 1947, 188 с.

### ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ПЕРЕКАЧКИ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СРЕДЫ С УЧЕТОМ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ СОБЛЮДЕНИИ ОПТИМИЗАЦИИ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

И. Е. Чаплин

Научный руководитель, доцент Н. В. Чухарева

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время магистральный нефтепровод (МН) является самым экономичным видом транспорта нефти. МН предназначены для транспортировки нефти из районов ее добычи до потребителей.

Мощности, потребляемые современными МН, стали соизмеримы с мощностью электростанций средних размеров. Даже незначительное уменьшение пропускной способности МН приводит к значительным затратам или к нарушению ритмичной работы поставщиков и потребителей. Поэтому резко возросло значение учета и диспетчерского управления МН.

Сущность управления МН, как и любым другим производством, заключается в принятии решений в процессе эксплуатации трубопроводного, резервуарного, энергетического и другого хозяйства, входящего в комплекс трубопроводного транспорта нефти. Только при наличии достоверной и своевременно полученной в полном объеме информации об управляемом МН может быть принято правильное решение. Полнота информации оказывает большое влияние на эффективность принимаемого решения, так как она позволяет найти рациональный вариант решения исходя из анализа конкретной производственной обстановки и накопленного опыта.

Основной задачей оперативно-диспетчерского персонала, управляющего МН, является выполнение плановых объемов приема и сдачи нефти на основании графика транспортировки с обеспечением максимально-безопасной работы объектов МН, соблюдением технологических регламентов по их эксплуатации, а также снижением энергетических затрат на транспорт нефти [1, 2].

Таким образом, объектом исследования является процесс перекачки нефти по МН. Предметом исследования являются способы управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по МН, что является актуальным вопросом любого трубопроводного транспорта для обеспечения необходимого объема транспортируемой среды грузополучателю.

Изучив современные проблемы транспортировки нефти по МН можно выделить экологический и экономический аспекты перекачки товарной нефти [3, 4, 5, 6]:

1. Экологический аспект перекачки товарной нефти подразумевает мониторинг промышленных выбросов предприятий трубопроводной системы, анализ и снижение факторов аварийного разлива нефти из трубопровода, снижение потребления воды на собственные нужды из водоемов, рек, озер путем повторного использования очищенной технической воды и т.д. Данный аспект играет значимую роль в системе транспорта нефти, и ярким примером тому может служить значительная заинтересованность в экологической безопасности со стороны АК «Гранснефть», являющейся ведущей компанией по транспорту нефти по МН в России и за рубежом.

2. Экономический аспект перекачки товарной нефти подразумевает снижение себестоимости транспортировки нефти за счет:

- 1) замены старого оборудования, на современное, которое обладает лучшими характеристиками;
- 2) применения ресурсосберегающих технологий;
- 3) улучшение технологических режимов перекачки нефти.

Причем первый и второй пункты предполагают как существенные затраты материального характера, так и затраты временные на внедрение нового оборудования, в то время как третий пункт подразумевает достижения поставленной цели за меньший срок и незначительные материальные затраты.

Помимо этого, оптимизация режимов перекачки нефти позволит [4]:

- снизить износ оборудования за счет выбора таких режимов перекачки, которые оказывают меньшее напряжение;
- повысить КПД оборудования путем выбора оптимальных режимов работы насосных агрегатов на МН;
- снизить потребление электроэнергии при соблюдении поставок нефти.

Необходимость регулирования режимов работы МН определяется следующими факторами:

- изменением реологических параметров нефти, ввиду влияния содержащихся в ней воды, парафина, растворенного газа и т.п., а также из-за влияния сезонных изменений температуры окружающей среды;
- переменной нагрузкой нефтепровода вследствие большой динамики изменения работы поставщиков и потребителей нефти;
- плановыми или аварийными ремонтными работами, проводимыми вследствие повреждений на линейной части (ЛЧ) МН, срабатываний различных защит, отказов оборудования НПС;
- технологическими факторами, к которым относятся: отсутствие запасов на головной НПС, отключением электрооборудования на НПС, отсутствием свободной емкости на конечном пункте.

Некоторые из перечисленных факторов имеют систематический характер, другие – периодический. Оптимальное регулирование на МН, т.е. регулирование совместной работы НПС и ЛЧ МН, может быть достигнуто следующими методами:

- изменением количества работающих насосов;
- изменением схемы соединения насосов;
- изменением частоты вращения ротора насоса магистрального насосного агрегата (МНА) (с помощью электромагнитных или гидравлических муфт, используя регулируемый электропривод, используя в качестве привода газовые или паровые турбины).
- изменением параметров рабочего колеса МНА с помощью конструктивных методов (применение сменных роторов, обточка колес, изменение конструкции лопаток рабочего колеса, изменение числа ступеней и т.д.);
- байпасированием соответствующих МНА (т.е. перепуском части потока рабочей жидкости из напорной линии во всасывающую линию);
- дросселированием потока нефти регулирующим органом (регулятором давления, регулирующей заслонкой, регулирующим клапаном, задвижкой) на выходе из насосной;
- использованием на одной НПС насосов с разными напорными характеристиками;
- применением противотурбулентных присадок.

Каждый из этих методов, в зависимости от поставленных конкретных задач, может использоваться и в сочетании с другими.

В результате проведенного анализа всех существующих способов управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по МН была разработана классификация этих способов, представленная в таблице.

Таблица

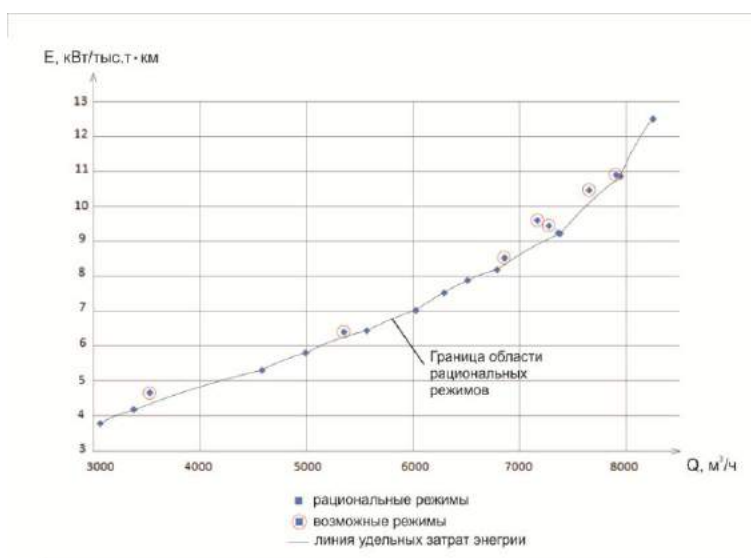
Способы управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по МН

	Группа методов, направленная на изменение параметров НПС		методов, направленных на изменение параметров ЛЧ
	постоянной частоте вращения ротора насоса	переменной частоте вращения ротора насоса	
«Дискретное» регулирование	– изменение параметров рабочего колеса насосов конструктивными методами (обточка рабочих колес по диаметру, по лопаткам; изменение установки лопаток рабочего колеса; использование сменных рабочих колес) – изменение числа и схемы соединения насосов	–	– отключение участков МН
«Плавное» регулирование	– дросселирование – байпасирование – комбинирование насосных агрегатов	– использование двигателя с изменяемой частотой вращения – использование специальных регулируемых муфт – использование преобразователей частоты питающего переменного тока	– применение противотурбулентных присадок

С увеличением числа НПС и типов применяемых роторов магистральных насосов существенно возрастает и количество возможных режимов эксплуатации нефтепровода. Поэтому поиск рациональных режимов необходимо выполнять на ЭВМ при помощи специальных программ, в основу которых заложен алгоритм расчета режимов работы.

Примером такой программы служит программный комплекс «Гранс», который позволяет вести расчеты показателей режимов при различных сочетаниях работающих насосов с учетом всех технологических ограничений. При работе с данным программным комплексом выполняются следующие действия:

- 1) задаются характеристики перекачиваемой нефти, параметры ЛЧ, число и характеристики установленных МНА на каждой НПС;
- 2) задаются ограничения на работу насосных агрегатов по давлениям и максимальной мощности электродвигателей;
- 3) задаются карты работы МНА с указанием числа и типа работающих агрегатов на каждой НПС;



**Рис. Режимы работы эксплуатационного участка НПС-1 – НПС-3 нефтепровода МН**

сменными роторами, рассчитанными на подачи  $1,0 \cdot Q_H$ ,  $0,7 \cdot Q_H$ ,  $0,5 \cdot Q_H$ . На головной станции НПС-1 приняты подпорные насосы НГПНА-3600-120. Расчет произведен для 21-ого режима работы нефтепровода – по 7 режимов на каждый вид насоса. В итоге была получена граница области рациональных режимов, выше которой расположены возможные режимы. Также стоит отметить, что такие режимы как №7, №14, №18, №19 являются нерациональными ввиду больших потерь давления при дросселировании.

Таким образом, был произведен расчет режимов перекачки и выбор оптимальных для конкретного эксплуатационного участка магистрального нефтепровода, что, помимо снижения потребления электроэнергии при соблюдении поставок нефти, также позволит снизить износ оборудования. Данная задача реализована с помощью программного комплекса «Гранс», который доказал свою эффективность на объектах, занимающихся планированием и управлением перекачкой нефти по магистральным нефтепроводам.

Было выявлено, что в настоящее время широко распространены такие методы регулирования, как: дросселирование, использование сменных рабочих колес насосов и комбинирование насосных агрегатов. Объясняется это тем, что данные методы не предполагают существенных затрат как материального характера, так и затрат временных на внедрение нового оборудования. Однако, как показал расчет, дросселирование является нерациональным способом управления работой магистрального нефтепровода и, вдобавок ко всему, снижающим надежность системы трубопроводного транспорта нефти.

Также было выявлено, что применение регулирований перекачкой нефти, основанных на изменении частоты вращения ротора насоса или изменении параметров линейной части путем использования противотурбулентных присадок, являются прогрессивными и экономичными методами регулирования, однако эти методы не нашли широкого применения ввиду значительных капитальных вложений в новое оборудование и проведение монтажных и пусконаладочных работ [7-12].

#### Литература

1. Коршак А.А. Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов / А.А. Коршак. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 192 с.
2. Коршак А.А., Блинов И.Г., Веремеенко С.А. Ресурсосберегающие методы эксплуатации нефтепроводов. – Уфа: Башкирское издательство, 1991. – 136 с.
3. Минаев Е.В., Кулаков Е.С. Экологические проблемы нефтяной промышленности России // Трубопроводный транспорт нефти. – 1995. – №9. – С. 31-32.
4. Туманский А.П. Оптимизация режимов транспортировки углеводородных жидкостей по трубопроводам с промежуточными насосными станциями: дис. ... канд. техн. наук. Рос. гос. университет нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, 2008.
5. Федоров П.В. Совершенствование методов планирования технологических режимов и контроля процесса транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам: дис. ... канд. техн. наук. Ухт. гос. техн. Университет, Ухта, 2011.
6. Гафаров Р.Р. Автоматизированная система определения оптимального режима работы участка магистрального нефтепровода: дис. ... канд. техн. наук. Ухт. гос. техн. Университет, Ухта, 2009.
7. Кутуков С.Е. Влияние частоты переключений агрегатов на эффективность эксплуатации насосной станции / М.А. Валиев, С.Е. Кутуков, В.А. Шабанов // Сооружение, ремонт и диагностика трубопроводов: Сб. науч. тр. – М.: Недра, 2003. – С. 115-118.

4) определяется производительность трубопровода на каждом режиме с проверкой по всем технологическим ограничениям и выявлением переvalных точек на линейных участках;

5) выбирают из числа возможных режимов те, которые обладают наименьшими удельными энергозатратами и располагаются в узлах огибающей кусочно-выпуклой кривой.

На рис. представлены результаты расчета режимов работы эксплуатационного участка НПС-1 – НПС-3 нефтепровода МН. Характеристики нефти приняты следующие: коэффициент кинематической вязкости  $\nu = 9$  сСт, плотность  $\rho = 845$  кг/м<sup>3</sup>. В качестве основных магистральных насосов приняты насосы марки НМ 10000-210 со

8. Русов Е.В., Кудояров Г.Ш., Лупенских В.Е. и др. Об экономической эффективности применения регулируемых электроприводов насосов на НПС магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1976. – №11. – С. 32-35.
9. Кадымов Я.Б., Кулиев Ю.М., Мучаев В.Г. К вопросу применения электромагнитных муфт скольжения в приводе центробежных насосов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1976. – №4. – С. 10-12.
10. Енихеев А.Б., Каргушин Н.Л. К вопросу о регулировании центробежных насосов на магистральных нефтепроводах с помощью гидромуфт // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1975. – №1 – С. 6-7.
11. Шабанов В.А. Основы регулируемого электропривода основных механизмов бурения, добычи и транспорта нефти: учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – 156 с.
12. Настепанин П.Е., Евтух К.А., Чужинов Е.С., Бархатов А.Ф. Особенности применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепроводах, оснащенных САРД на базе МНА с ЧРП // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №3. – С. 12-17.

## ПРОГРАММНОЕ И МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННОГО АКУСТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И ВРЕЗОК В НЕФТЕПРОВОДАХ

А. Г. Черемнов, В. А. Фаерман

Научный руководитель, доцент В. С. Аврамчук

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Эффективная эксплуатация трубопроводной транспортной инфраструктуры в целом, и нефтепроводов в частности, является крайне важной организационной и технической задачей. Это связано, в том числе, с потенциальными экологическими угрозами [1], которые могут возникнуть как следствие аварий на трубопроводах. Для предупреждения подобных ситуаций, предусмотрен ряд мероприятий, направленных как на поддержание трубопроводов в удовлетворительном состоянии, так и на оперативное устранение аварийных ситуаций.

В связи с тем, что суммарная протяженность нефтепроводов и продуктопроводов много меньше чем протяженность коммунальных трубопроводов, а их стратегическое значение и потенциально-исходящая от них экологическая угроза существенно выше – мониторингу и контролю их состояния уделяется значительно больше внимания. В частности, регулярно проводятся плановые диагностические мероприятия, направленные на выявление утонений в стенках трубопровода и их профилактического ремонта [1]. Кроме того, непрерывное отслеживание технологических параметров процесса транспортировки на узловых станциях, в ряде случаев позволяет предсказать и предотвратить [1] возникновение течей. Несмотря на действенность проводимых мероприятий и эффективность используемых технических решений, полностью исключить вероятность течей не удастся. Это связано, прежде всего, с тем, что причинной более 40% аварий являются несанкционированные врезки (с 2004 г. по 2014 г. - 44 аварии из 96) [2].

Несмотря на ужесточение ответственности за хищения из трубопроводов, значительного сокращения количества нелегальных врезок не произошло, что связано, прежде всего, со сложностью оперативного обнаружения врезок и, как следствие, невозможностью обеспечения принципа неотвратимости наказания [3]. Стоит отметить, что задача обнаружения нередко усугубляется ещё и тем, что злоумышленники выбирают для врезок труднодоступные участки трубопровода. В связи с тем, что принципиально обнаружение врезок не отличается от обнаружения утечек, последняя задача представляется особенно актуальной.

Для обнаружения утечек на магистральных трубопроводах разработаны и используются различные методы определения наличия и обнаружения местоположения утечек [4]. Особое место среди них занимает корреляционно-акустический метод [5], обладающий высокой точностью и чувствительностью, но позволяющий проводить контроль лишь относительно не протяженных (сотни метров) линейных участков трубопровода [4].

Обнаружение утечек корреляционно-акустическим методом осуществляется с использованием специализированных программно-аппаратных течепоисковых комплексов. Важной особенностью подобных комплексов является то, что их эффективность в значительной степени определяется функциональностью применяемого при обработке акустических сигналов математического аппарата и качества его программной реализации [5]. В частности, реализуемыми методами обработки сигналов определяются точность локации течи и протяженность контролируемого участка, а качеством оптимизации программного воплощения – быстрдействие и стоимость аппаратной части комплекса.

В связи с вышеизложенным, важной задачей представляется разработка программного обеспечения корреляционно-акустических течепоисковых комплексов на основе новых математических подходов, таких как частотно-временной корреляционный анализ, описанный в [4]. Применение указанного подхода позволяет ценой дополнительных вычислений увеличить отношение сигнал/шум на выходе коррелятора и сделать возможным контроль более протяженных участков труб, что особенно актуально при работе на магистральных трубопроводах [6]. В тоже время, предложенные меры по оптимизации использования вычислительных ресурсов позволяют в значительной степени нивелировать негативный эффект на быстрдействие [7].

С учётом представленных выше тезисов, было разработано программное обеспечение и прототип программно-аппаратного решения на его основе. Функциональная схема комплекса представлена на рисунке 1.