

АЛГОРИТМ СТРУКТУРНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ

С.С. Жусупбеков, О.М. Наурызбаев

Алматинский университет энергетики и связи им. Гумарбека Даукеева, ул. Байтурсынұлы 126/1, Алматы, Казахстан

Дата поступления:
5 декабря 2019

Принято на печать:
10 января 2020

Доступно онлайн:
19 марта 2020

УДК: 681.5.017

АННОТАЦИЯ

В статье рассматривается проблема оптимизации структуры магистральных нефтепроводов для транспортировки нефти. Приведена постановка задачи структурной оптимизации магистральных нефтепроводов как сложный объект управления. Проведена классификация основных методов решения задачи оптимизации транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу. Описания моделей систем управления использовано теории графов. Определено, что графы позволяют с помощью формальных алгоритмов преобразований перейти к своим матричным эквивалентам в виде матриц смежности, инцидентий. Композиции матриц гиперграфов дает возможность перехода к различным количественным оценкам вариантов компоновки на основе вычислительных процедур над матрицами с широким применением компьютерных технологий. Теоретико-графовая форма описания модели позволяет эффективно использовать новые возможности языков программирования и использования теории графов для объектов со сложной структурой стало распространенным в последнее время. Представление модели объекта с использованием теории графов расширяет информацию о модели, позволяя вводить причинно-следственные отношения. Предложена алгоритм управления структурой магистральных нефтепроводов. Алгоритм управления на основе матрицы инцидентий S параметров, позволяет снизить энергетические затраты, что является оптимальным решением для коммерческой стороны.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, автоматизированная система управления, структурная оптимизация, энергосберегающий режим, матрица инцидентий, теории графов.

Введение

Задачи структурного синтеза возникают при разработке практически любых объектов или систем на всех этапах, начиная с эскизного проектирования и заканчивая управлением технологическими процессами. Системы магистральных трубопроводов (МТП) имеют значительную протяженность и являются одним из дешевых и эффективных способов транспортировки нефти и нефтепродуктов на большие расстояния. В условиях экономического кризиса появляется необходимость организации энергосберегающих режимов транспортировки жидких углеводородов по МТП, которая может быть сформулирована как задача оптимального управления режимом транспортировки нефти обеспечивающий необходимый технико-экономических показателей

работы магистральных трубопроводов. Получение качественных технико-экономических показателей возможно путем оптимизации технологических режимов работы магистральных трубопроводов.

Однако достижение наилучших показателей функционирования системы за счет лишь параметрической оптимизации невозможно, поэтому практический интерес представляет задача оптимизации структуры. Для постановки задачи оптимизации необходимо определить объект оптимизации, критерии оптимальности и ограничения на получаемые решения.

Качественные новые результаты могут быть достигнуты использованием системного подхода, позволяющий переход к технико-экономическим показателям, характеризующий работы систем трубопроводного транспорта в целом. Системный под-

ход к данной проблеме заключается в определении режимов работы технологического оборудования магистральных трубопроводов в стационарных и в переходных режимах по комплексным критериям оптимальности.

Математическая постановка задачи управления

Проблема энергосбережения является одной из важнейших задач в области трубопроводного транспорта. Существующие автоматизированные системы управления магистральными нефтепроводами (типа SCADA, АСКУЭ и др.) обеспечивают их надежную и бесперебойную работу, но не оптимальные режимы транспортировки нефти. Экономическая эффективность трубопроводного транспорта нефти во многом зависит от системы организации и управления технологическим режимом работы магистрального нефтепровода и достигается путем создания автоматизированных систем с использованием математической модели объекта.

Одним из способов снижения себестоимости транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам является уменьшение энергетических затрат путем выбора рациональных режимов перекачки. Магистральные нефтепроводы значительную часть времени эксплуатируются в переходных режимах и возникает необходимость решения задачи оперативного и наиболее рационального распределения нагрузки в сети магистральных нефтепроводов. Наиболее распространенным методом транспортировки высоковязких, высокозастывающих (парафинистых) нефти был и остается способ «горячей» перекачки. В этом случае энергоэффективность транспортировки определяется затратами энергии на перекачку и подогрев нефти, 85-90% потребляемой энергии затрачивается на работу насосных агрегатов и печей подогрева.

Определение энергосберегающих режимов перекачки нефтесмеси проводится путем решения задач оптимизации с использованием критерия оптимальности и целевой функции. На практике используется гидродинамические и технико-экономические критерий оптимальности [1, 2].

К технико-экономическим критериям оптимальности относятся стоимостные затраты на перекачку и подогрев нефти [1-3]. В зависимости от требований, возникающих в процессе эксплуатации трубопроводов по перекачке нефти с подогревом в качестве критерия оптимальности принят минимум общих эксплуатационных затрат на перекачку и подогрев, и целевая функция записывается в виде [1]:

$$S = \rho \cdot Q \cdot g \cdot H \cdot \frac{\sigma_H}{\eta_H} + \rho \cdot Q \cdot c_p \cdot (T_H - T_K) \frac{\sigma_\theta}{\eta_\theta} \Rightarrow \min \quad (1)$$

где S – суммарная затрата, Q – объемный расход, g – ускорение свободного падения, H – полные потери напора на участке, ρ , c_p – плотность и теплоемкость нефти, σ_H , σ_θ – стоимости единицы механической и тепловой энергии, соответственно, η_H , η_θ – коэффициенты полезного действия насосных агрегатов и печи подогрева, соответственно, T_H , T_K – начальная и конечная температура нефти на участке.

Как видно из выражения (1), критерии оптимальности сформулированы для фиксированного расхода на линейном участке, и не учитывает изменения объема перекачки и регулирования температуры нефти на участке с несколькими насосными станциями и пунктами подогрева. Энергосберегающий режим трубопроводной транспортировки нефти определяется работой технологического оборудования на участке магистрального нефтепровода. Это предполагает сформулировать критерии оптимальности в зависимости от условия работы насосных агрегатов и печи подогрева. Критерии оптимальности энергосберегающего режима перекачки нефти на участке магистрального нефтепровода с несколькими станциями определяются минимальным значением суммарной стоимости потребляемой мощности насосных агрегатов и печи подогрева [4, 5]:

$$F = \sum_{i=1}^n (\sigma_i^M \sum_j^{m_i} N_{ij} + \frac{\rho_i Q_i c_{p_i} (T_i^\theta - T_i^\tau) \sigma_i^T}{\eta_i^\theta}) \quad (2)$$

где F – суммарная стоимость потребляемой мощности насосных агрегатов и печи подогрева, n – количество перекачивающих и тепловых станций на участке; m_i , ρ_i , c_{p_i} , Q_i , σ_i^M , σ_i^T , η_i^θ – количество работающих насосов, плотность, теплоемкость и объемный расход, стоимость единицы механической энергии, стоимость единицы тепловой энергии (топлива) и коэффициент полезного действия печи подогрева на i -ой станции, соответственно; N_{ij} – потребляемая мощность j -го насосного оборудования на i -ой станции, T_i^θ , T_i^τ – температура нефтесмеси на выходе и входе i -ой станции, соответственно.

Учитывая затраты на подогрев нефти целевую функцию (2) можно преобразовать к следующему виду [6] (3):

$$\sum_{i=1}^n (z_i^{\text{эл}} \sum_{j=1}^{m_i^{\text{нас}}} c_{ij}^{\text{нас}} N_{ij}^{\text{HA}}(k_{ij}) + z_i^{\text{топ}} \sum_{j=1}^{m_i^{\text{пч}}} c_{ij}^{\text{пч}} Q_{ij}^{\text{топ}}) \rightarrow \min \quad (3)$$

где n – число перекачивающих станций, $m_i^{\text{нас}}$, $m_i^{\text{пч}}$ – количество насосов/печей в i -ой станции, $z_i^{\text{эл}}$, $z_i^{\text{топ}}$ – стоимость электроэнергии (тенге/кВт·ч/топлива (тенге/кг) на i -ой станции; $c_{ij}^{\text{нас}}$, $c_{ij}^{\text{пч}}$ – целочисленная переменная, которая имеет значение 1 если насос/печь в работе, и 0 в противном случае; $Q_{ij}^{\text{топ}}$ – расход топлива на j -ую печь i -ой станции (кг/ч).

Естественно, для каждой печи величина Q^{top} имеет свои минимальные и максимальные пределы (обозначим Q_{top}^{min} и Q_{top}^{max}), значения которых известны и зависят от мощности печи. Поэтому на расход топлива должно быть наложено ограничение

$$Q_{min,ij}^{top} \leq Q_{ij}^{top} \leq Q_{max,ij}^{top} \quad (4)$$

Потери давления для каждого участка не постоянны, так как теперь их значения могут быть различными в зависимости от температуры нефти на выходе из станции и соответственно в ограничения по давлению вместо констант ΔP_i^{yc} , $\max \Delta P_i^{yc}$ будут их функции от температуры:

$$\Delta P_i^{yc} = \Delta P_i^{yc}(T_i + \Delta T_i^{cnn}); \max \Delta P_i^{yc} = \max \Delta P_i^{yc}(T_i + \Delta T_i^{cnn}) \quad (5)$$

где T_i – температура нефти на входе в i -ую станцию, ΔT_i^{cnn} – величина подогрева на СПН. Температура на выходе из станции равна $(T_i + \Delta T_i^{cnn})$. При известном значении Q , температура T_i на входе в последующую станцию может быть рассчитана, используя значение $T_i + \Delta T_i^{cnn}$. Естественно, значение T_i известно равно температуре нефти на выходе из резервуаров начальной станции.

Известно, что только часть прокачиваемой нефти проходить через печи подогрева, другая часть идет через обходную трубу, в которой не происходит нагрева, затем все потоки вливаются в одну трубу, где после смешения устанавливается окончательная температура потока. Объем нефти, который проходит через печи, регулируется специальной задвижкой на обходной трубе, которая может создавать различные сопротивления. Таким образом, на станциях подогрева создается искусственный перепад давления, чтобы нагревать нефть. Поэтому в уравнении баланса напоров в отличие от (5) должны учитываться потери давления ΔP_i^{cnn} для всех пунктов подогрева на данном участке:

$$P_{нач} + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{m_i^{np}} \Delta P_i^{np}(T_i^{нас}) = \sum_{i=1}^n (\Delta P_i^{cnn} + \Delta P_i^{PD} + \Delta P_i^{yc}) + \Delta P^n + P_{от} \quad (6)$$

Отсюда ограничения по давлению на входе P_k^{in} (5) и на выходе из станции до РД P_k^{out1} (6) для k -ой станции будут немного изменены:

$$P_k^{in} = P_{нач} + \sum_{i=1}^{k-1} \sum_{j=1}^{m_i^{np}} \Delta P_i^{np} - \sum_{i=1}^{k-1} (\Delta P_i^{cnn} + \Delta P_i^{PD} + \Delta P_i^{yc}) \geq P_k^{in min}$$

$$P_k^{out1} = P_k^{in} + \sum_{j=1}^{m_i^{np}} \Delta P_i^{np} - \Delta P_k^{cnn} \leq P_k^{out1 max} \quad (7)$$

Как известно, печи подогрева располагаются по-разному относительно насосной. Если печи расположены после насосной, то $T_k^{нас} = T_k$.

Если печи расположены до насосной, то $T_k^{in нас} = T_k + \Delta T_k^{cnn}$ условия бескавитационной работы (2) для каждой l -ой группы насосов k -й станции дополняется новым слагаемым

$$P_{kl}^{in gr} = P_k^{in} - \Delta P_k^{cnn} + \sum_{j=1}^{l-1} P_{kj}^{gp} \geq P_{kl}^{minim gr} \quad (8)$$

Как известно, для расхода $Q_i^{пч}$ подогреваемой нефти через каждую i -ую печь существует зависимость типа:

$$Q_i^{пч} = Q_i^{пч}(\Delta P^{cnn}, c^{печ}) \quad (9)$$

где ΔP^{cnn} – значение перепада давления в обходной трубе, $c^{печ} = (c_1^{печ}, c_2^{печ}, \dots, c_m^{печ})$ – вектор, обозначающий работу каждой печи. Зависимость $Q_i^{пч}(\Delta P^{cnn}, c^{печ})$ может быть подчитана, учитывая конструкцию печей на СПН. Для каждой печи подогрева также имеется зависимость величины ее подогрева $\Delta T^{печ}$ от расхода нефти через печь $Q^{печ}$ и от скорости подачи топлива Q^{top} на эту печь:

$$\Delta T^{печ} = C^{печ} Q^{печ} Q^{top} \quad (10)$$

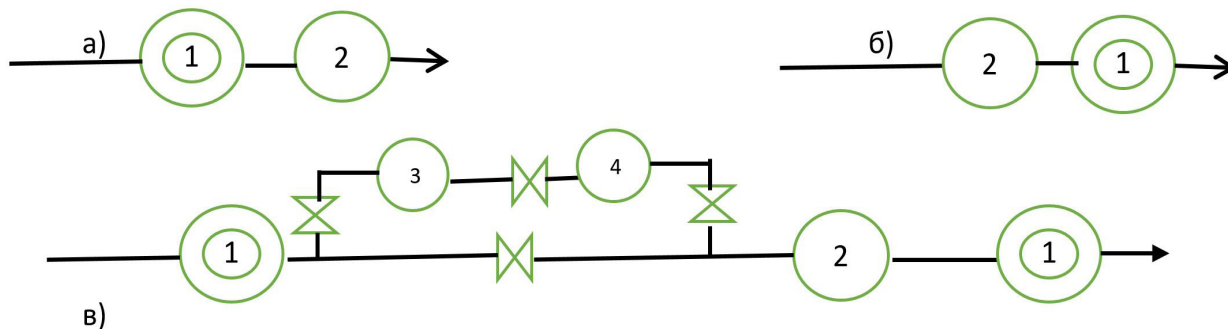


Рис. 1. Принципиальные схемы возможного размещения печей подогрева в обвязке нефтеперекачивающих станций: а, б – НПС без резервуарного парка; в – НПС с резервуарным парком; 1 – печи подогрева; 2 – основная насосная; 3 – резервуарный парк; 4 – подпорная насосная.

где константа $C^{печ}$ заранее может быть подсчитана и зависит от конструкции печи, его состояния, состава топлива, времени года. Значение $C^{печ}$ пропорционально КПД печи подогрева. Естественно, существует определенный предел температуры прокачиваемой нефти, до которой ее можно безопасно нагревать в печи, чтобы она не разлагалась на отдельные фракции или не испарялась. Назовем эту величину $T_{нефть}^{max}$. Для того чтобы учесть это в модели задачи, введем следующее ограничение для каждой j -ой печи на i -ой станции:

$$T_i + \Delta T_{ij}^{печ} = T_i + C_{ij}^{печ} Q_{ij}^{печ} Q_{ij}^{топ} \leq T_{max}^{нефть} \quad (11)$$

Так как подогретые потоки с расходами $Q_i^{печ}$ от каждой печи затем смешиваются с обходным не нагретым потоком с расходом $(Q - \sum Q_i^{печ})$, то общий подогрев на выходе из СПН с расходом Q определяется по известной формуле смешивания потоков с разными весовыми коэффициентами:

$$\Delta T^{СПН} = \sum_{i=1}^{m^{пч}} c_i^{пч} \frac{Q_i^{пч}}{Q} \Delta T_i^{пч} \quad (12)$$

Используя равенства (2-11) запишем зависимость величины подогрева на СПН от значений $\Delta P^{СПН}$, $c_i^{пч}$, $Q_i^{топ}$:

$$\Delta T^{СПН} = \sum_{i=1}^{m^{пч}} c_i^{пч} C_i^{пч} Q_i^{топ} (Q_i^{пч} (P^{СПН}, c^{пч}))^2 \quad (13)$$

Для каждого типа прокачиваемой нефти на производстве установлен нижний предел температуры остывания (обозначим $T_{min}^{нефть}$). Обычно его значение связано с температурой потерей текучести нефти. Поэтому необходимо ввести ограничение:

$$T(x) = T_{min}^{нефть} \quad (14)$$

где $T(x)$ – значение температуры нефти в каждой точке x трубы на участке. Итак, для задачи оптимального режима с подогревом была изменена целевая функция и некоторые ограничения по давлению (5-8), а также введены новые ограничения (11-14). Для получившейся задачи основными неизвестными будут являться следующие переменные: $c_{ij}^{нас}$ – оптимальная комбинация насосов, $c_{ij}^{пч}$ – оптимальная комбинация печей подогрева, $Q_{ij}^{топ}$ – необходимая подача топлива на печь и $\Delta P_i^{СПН}$ – необходимый перепад давления на СПН.

Для регулирования работы магистрального нефтепровода можно изменять число работающих насосов или схему их соединения, а также изменять число работающих нефтеперекачивающих станций и печи подогрева нефти на магистральном нефтепроводе [7-12]. Существуют последовательная и параллельная схемы соединения насосов. При последовательном соединении каждый насос в груп-

пе работает с одинаковой подачей, пропуская весь объем перекачиваемой нефти. При параллельном соединении несколько насосов совместно работают на трубопровод при одинаковом напоре, а каждый насос перекачивает часть всего объема нефти. Последовательное соединение насосов применяют для повышения напора насосной, а параллельную схему соединения насосов используют для резкого увеличения подачи нефти в трубопровод.

Конфигурацию структурной схемы расположения насосов а) можно отобразить в виде графа [8].

Таким образом, для графа сети, изображенного на рисунке 2, матрицу инцидентий можно записать в следующем виде[8]:

$$C = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (15)$$

Для определения элементов матрицы $c_{ij}^{нас}$, характеризующих работу магистральных насосов нефтеперекачивающей станции, на основе расчета перепада давления (расхода) определяется схема включения насосов. После определения схему расположения насосов заполняется матрица инцидентии на основе теории графов.

Температура нефти в трубопроводе определяется в зависимости от расположения печи подогрева и перепад давления в трубопроводе определяется по формуле (7) или (8).

Введение данных в формулу для транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам позволяет снизить энергетические затраты.

Заключение

Для уменьшение энергетических затрат транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам предлагается управления количеством ра-

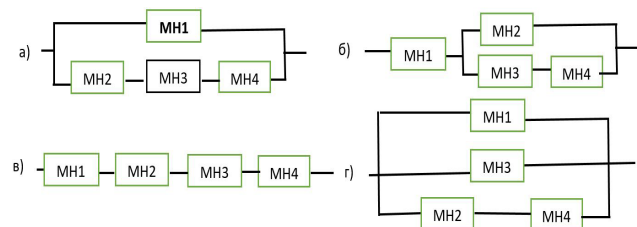


Рис. 2. Различные схемы расположения МНА НПС.

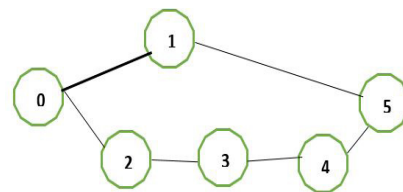


Рис. 3. Представление схемы расположения насосов (а) в виде графа.

ботающих насосных агрегатов. Предложенный алгоритм управления заключается в составлении матрицы инцидентов с помощью теорий графов. После определения элементов матрицы инцидентов значение параметров $c_{ij}^{нас}$ подставляет в уравнения (3). Критерием оптимальности переменного режима перекачки является минимум затрат работы насосных оборудования на перекачку планового объема нефти на определенном участке магистрального нефтепровода. Оптимизационные расчеты энергосберегающих режимов работы насосного оборудования для переменных режимов перекачки производятся предложенным алгоритмом.

Список литературы

- [1]. Агапкин В.М., Кривошеин Б.Л., Юфин В.А. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1981. – 256 с.
- [2]. Марон В.И. Гидродинамика и однофазных, и многофазных потоков в трубопроводе: учебное пособие. М.: МАКСПресс, 2009. – 344 с.
- [3]. Абрамзон Л.С. Оптимальные параметры работы горячих трубопроводов // Нефтяное хозяйство. – 1979. – №2. – С.53-54. 25
- [4]. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.
- [5]. Жапбасбаев У.К., Махмотов Е.С., Рамазанова Г.И., Бекибаев Т.Т., Рзиев С.А. Расчет оптимальной температуры перекачки для транспортировки нефти // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – №4 (20). – С. 61-66.
- [6]. Бейсембетов И.К., Бекибаев Т.Т., Жапбасбаев У.К., Махмотов Е.С., Кенжалиев Б.К. Управление энергосберегающими режимами транспортировки нефтесмесей. – Алматы: КБТУ, 2016. – 209 с.
- [7]. Дорошенко, В.А. Анализ методов выбора вариантов для структурного синтеза распределенных систем управления / В.А. Дорошенко, Л.В. Друк, М.С. Усачев // Сб. науч. тр. – Вып. 353. – М.: МГУЛ, 2011 – С. 106-116.
- [8]. Курейчик, В.М. Дискретная математика. Ч. 3. Оптимизационные задачи на графах / В.М. Курейчик. – Таганрог: ТРТУ, 1998. – 352 с.
- [9]. Гладков, Л.А. Генетические алгоритмы / Л.А. Гладков, В.В. Курейчик, В.М. Курейчик. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2010. – 368 с.
- [10]. Усачев М.С. Количественная оценка избыточности структур распределенных систем управления / М.С. Усачев, В.А. Дорошенко // Технология и оборудование для переработки древесины. Сб. науч. тр. – Вып. 358 – М.: МГУЛ, 2012. – С. 108-114.
- [11]. Дорошенко, В.А. Математическое описание компоновки технологической структуры первичной обработки древесного сырья / В.А. Дорошенко, Л.В. Друк // Вестник МГУЛ – Лесной вестник, 2010 – №5 (74). – С. 178-185.
- [12]. Дорошенко, В.А. Синтез технологической структуры автоматизированных технологических процессов первичной обработки древесины: Монография / В.А. Дорошенко. – Красноярск: КГТА, 1996. – 299 с.

Мұнай тасымалдау технологиялық процесі құрылымын оптималдау алгоритмі

С.С. Жусупбеков, О.М. Наурызбаев

Алматы энергетика және байланыс университеті, Байтурсынұлы көшесі 126/1, Алматы, Қазақстан

АҢДАТПА

Мақалада мұнай тасымалдау үшін магистральдық мұнай құбырларының құрылымын оңтайландыру мәселесі қарастырылған. Күрделі басқару объектісі ретінде магистральдық құбырларды құрылымдық оңтайландыру туралы есеп берілген. Магистральдық құбыр арқылы мұнай тасымалдауды оңтайландыру мәселесін шешудің негізгі әдістерінің жіктелуі, графикалық теорияның қолданылатын басқару жүйесінің модельдерін сипаттап, графиктер формальды алгоритмдерді матрицалық конвергенция, инциденттер түрінде олардың матрицалық эквиваленттерін ауыстыру арқылы өзгерту болады. Гиперграф матрицасының құрамы компьютерлік технологияны кең қолдана отырып, матрицаларға есептеу процедураларының негізін салудың әртүрлі сандық бағалауларына ауысады. Соңғы кезде модельдің теориялық-графикалық формасы бағдарламалау тілдерінің жаңа мүмкіндіктерін тиімді пайдалану арқылы күрделі құрылымы бар нысандар үшін графикалық теорияны қолдану кеңінен таралды. Графикалық теория көмегімен объектілік модельдерді ұсыну модельдер туралы ақпаратты кеңейтіп, себептік қатынастарды енгізеді. Магистральдық мұнай құбырларының құрылымын басқару алгоритмі ұсынылған. Параметрлері бар инциденттер матрицасына негізделген басқару алгоритмі энергия шығынын азайтып, коммерцияландыруға мүмкіндік береді.

Algorithm of structural optimization of the technological process oil transportation

S. Zhussupbekov, O.M. Nauryzbayev

Almaty University of Power Engineering and Telecommunications, Baytursynuli str. 126/1, Almaty, Kazakhstan

ANNOTATION

The article considers the problem of optimizing the structure of the main oil pipelines for oil transportation. The problem of structural optimization of main oil pipelines as a complex object of management is given. The classification of the basic methods for solving the problem of optimizing the transportation of oil through the main oil pipeline is carried out. Descriptions of control system models used graph theory. It is determined that graphs allow using formal transformation algorithms to go to their matrix equivalents in the form of adjacency matrices, incidents. The components of hypergraph matrices make it possible to switch to various quantitative estimates of layout options based on computational procedures on matrices with wide computer technologies. Theoretical and graphical form of description of models allows you to effectively use the new features of programming languages and the use of theories. Representation of models using the theory of graphical representation expands the information on models that allow establishing causal relationships. The control algorithm based on the matrix of incidents of parameters allows to reduce energy costs, which is the optimal solution for the commercial side.