

С. Торайгыров атындағы Павлодар мемлекеттік университетінің
ҒЫЛЫМИ ЖУРНАЛЫ

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
Павлодарского государственного университета имени С. Торайгырова

ПМУ ХАБАРШЫСЫ

Энергетикалық сериясы
1997 жылдан бастап шығады



ВЕСТНИК ПГУ

Энергетическая серия
Издаётся с 1997 года

№ 2 (2016)

Павлодар

В. В. Рындин¹, Д. М. Абитова²

¹к.т.н., профессор; ²студент, Павлодарский государственный университет,
г. Павлодар

e-mail: ²abitova_diana110695@mail.ru

РАСЧЁТ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ПО ЧЕТЫРЁМ ВАРИАНТАМ В СИСТЕМЕ MATHCAD

Приведена программа расчёта магистрального нефтепровода в системе Mathcad, позволяющая на стадии проектирования определять оптимальный диаметр трубопровода для нескольких значений давления нефти, строить QH-характеристики трубопроводов и перекачивающих станций, автоматически находить положение станций и рабочую точку системы.

Ключевые слова: проектирование магистральных нефтепроводов, система Mathcad, выбор диаметра и давления, положение станций.

ВВЕДЕНИЕ

Цель статьи – привлечь внимание проектировщиков магистральных нефтепроводов (МН) к использованию в своих расчётах системы MathCAD. В настоящее время при расчёте МН используется электронная таблица Microsoft Excel, разработанная для бухгалтеров. Mathcad же был специально создан для инженеров. Применение Mathcad к расчёту МН позволяет решать систему уравнений (характеристик нефтепровода и насосных станций) и определять рабочую точку системы, положение станций, строить различные графики.

На кафедре «Механика и нефтегазовое дело» Павлодарского государственного университета им. С. Торайгырова разработана программа расчёта МН в системе Mathcad для одного диаметра трубопровода [1]. Начальные сведения по работе в среде MathCAD, достаточные для создания подобной программы, даны в [2]. Ниже приведена программа расчёта МН в системе MathCAD, позволяющая экономически обосновывать выбор того или иного диаметра трубопровода для соответствующего давления. Из-за ограниченности объёма статьи некоторые части программы сокращены.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Задание. Сделать технологический расчёт нефтепровода для двух давлений и двух диаметров трубопровода, длиной 559 км, пропускной

способностью 50 млн т/год в системе Mathcad. Всё ниже написанное, включая и комментарии, может составлять содержание программы расчёта – система сама определяет, где текст, а где математические выражения (для наглядности в текстовой части символы величин будем писать курсивом, а в формулах Mathcad – вертикальным шрифтом); в скобках перед расчётными формулами выводятся с помощью знака равно «:=» значения величин, входящих в данную формулу.

Задаём **исходные данные** для расчёта МН, т. е. присваиваем буквенным обозначениям величин числовые значения. Ввод символа присваивания – двоеточия с равно «:=» осуществляется нажатием клавиши с символом двоеточия «:».

Плотность нефти $\rho := 860 \text{ кг/м}^3$.

Кинематическая вязкость $\nu := 20 \text{ сСт}$.

Массовая пропускная способность нефтепровода

$G_r := 50 \text{ млн т/год}$.

Разность геодезических отметок в начале и в конце нефтепровода $\Delta Z := 66 \text{ м}$.

Протяжённость нефтепровода (перевальные точки отсутствуют) $L_{\text{пр}} := 559 \text{ км}$ или $L := L_{\text{пр}} \cdot 10^3 = 559000 \text{ м}$. Ускорение свободного падения $g := 9.81 \text{ м/с}^2$.

Для пропускной способности 50 млн т/год рекомендуется диаметр $D := 1220 \text{ мм}$ и давление $p := 5.5 \text{ МПа}$ [3]. Для нахождения оптимального диаметра нефтепровода, кроме рекомендуемого диаметра, принимаем еще один конкурирующий диаметр – 1020 мм (второй конкурирующий диаметр, больший 1220 мм, выбрать нельзя, так как 1220 мм – максимальный диаметр МН), а также принимаем конкурирующее значение давления $p := 6.4 \text{ МПа}$. Для каждого значения диаметра проводится технологический расчёт для двух давлений (всего четыре варианта расчёта); после экономического сравнения вариантов выбирается рациональный вариант.

Определение плановой пропускной способности. Расчётное число рабочих дней МН согласно таблице П.17 [3] $N_p := 350$.

Плановая объёмная пропускная способность нефтепровода Q_0

($G_r = 50$; $N_p = 350$; $\rho = 860$)

$$Q_0 := \frac{G_r \cdot 10^9}{N_p \cdot 24 \cdot \rho} = 7262.442 \text{ м}^3/\text{ч},$$

или секундный расход $Q_c := \frac{Q_0}{3600} = 2.019 \text{ м}^3/\text{с}$.

Расчёт толщины стенки трубопровода. Предварительно по таблице П.19 [3] выбираем трубы Челябинского трубопрокатного завода (ЧТЗ):

– для диаметра $D_{1220} := 1.220 \text{ м}$ – марка стали 12ГСБ;

– для диаметра $D_{1020} := 1.020 \text{ м}$ – марка стали 13Г1С-У.

Временные сопротивления стали на разрыв $\sigma_{\text{вр}}$ и коэффициенты надёжности по материалу k_l выбираются для соответствующей марки стали:

$$\sigma_{1220} := 550 \text{ МПа}, k_{l,1220} := 1.4,$$

$$\sigma_{1020} := 540 \text{ МПа}, k_{l,1020} := 1.47.$$

Расчётные сопротивления металла трубы и сварных соединений R_l (где m_y – коэффициент условий работы трубопровода, $m_y := 0.9$; k_n – коэффициент надёжности по назначению трубопровода, $k_n := 1.05$) определяются по формулам:

$$R_{1.1220} := \frac{\sigma_{1220} \cdot m_y}{k_{l,1220} \cdot k_n} = 336.735 \text{ МПа},$$

$$R_{1.1020} := \frac{\sigma_{1020} \cdot m_y}{k_{l,1020} \cdot k_n} = 330.612 \text{ МПа}.$$

Для обозначения величин, определяемых при давлении 5,5 МПа, к символу добавляется единица (1): $p1 := 5.5 \text{ МПа}$; $p := 6.4 \text{ МПа}$.

Из-за недостатка места расчёт коэффициентов Ψ_1 , учитывающих двухосное напряжённое состояние труб, не приводится:

$$\psi_{1.1220} = 0.981; \psi_{1.1020} = 0.978; \psi_{1.1220} = 0.994; \psi_{1.1020} := 0.997.$$

Толщины стенок при наличии продольных осевых сжимающих напряжений определяется по формулам ($n_1 := 1.15$):

$$\delta_{1.1220} := \frac{n_1 \cdot p1 \cdot D_{1220}}{2(n_1 \cdot p1 + \psi_{1.1220} \cdot R_{1.1220})} = 0.0115 \text{ м};$$

$$\delta_{1.1020} := \frac{n_1 \cdot p1 \cdot D_{1020}}{2(n_1 \cdot p1 + \psi_{1.1020} \cdot R_{1.1020})} = 0.010 \text{ м};$$

$$\delta_{1220} := \frac{n_1 \cdot p \cdot D_{1220}}{2(n_1 \cdot p + \psi_{1.1220} \cdot R_{1.1220})} = 0.0131 \text{ м};$$

$$\delta_{1020} := \frac{n_1 \cdot p \cdot D_{1020}}{2(n_1 \cdot p + \psi_{1.1020} \cdot R_{1.1020})} = 0.0112 \text{ м}.$$

Округляем значения толщин стенок в большую сторону до номинального значения [3, П19]: $\delta_{1.1220} := 0.012 \text{ м}$; $\delta_{1.1020} := 0.010 \text{ м}$; $\delta_{1220} := 0.014 \text{ м}$; $\delta_{1020} := 0.012 \text{ м}$.

Внутренние диаметры трубопроводов: $d_{1.1220} := D_{1220} - 2 \cdot \delta_{1.1220} = 1.196 \text{ м}$, $d_{1.1020} := D_{1020} - 2 \cdot \delta_{1.1020} = 1.000 \text{ м}$, $d_{1220} := D_{1220} - 2 \cdot \delta_{1220} = 1.192 \text{ м}$, $d_{1020} := D_{1020} - 2 \cdot \delta_{1020} = 0.996 \text{ м}$.

Гидравлический расчёт нефтепровода. Число Рейнольдса для четырёх вариантов ($Q_c = 2.0187 \text{ м}^3/\text{с}$; $\pi = 3.14$; $\nu = 20 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$):

$$Re_{1220} := \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d_{1220} \cdot v} = 107455; Re_{1020} := \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d_{1020} \cdot v} = 128517;$$

$$Re_{1220} := \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d_{1220} \cdot v} = 107816; Re_{1020} := \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d_{1020} \cdot v} = 129033.$$

Так как $Re > Re_{кр} = 2300$, то режим течения для всех труб турбулентный.

Для стальных сварных труб после нескольких лет эксплуатации эквивалентная шероховатость $k_s := 0.1 \cdot 10^{-3}$ м [4].

Переходные числа Рейнольдса

$$Re_{пер1.1220} := \frac{10 \cdot d_{1220}}{k_s} = 119600;$$

$$Re_{пер2.1220} := \frac{500 \cdot d}{k_s} = 5980000;$$

$$Re_{пер1.1020} := \frac{10 \cdot d_{1020}}{k_s} = 119200;$$

$$Re_{пер2.1020} := \frac{500 \cdot d}{k_s} = 5960000.$$

Поскольку для труб с $d_{1220} = 1.196$ м и $d_{1020} = 1.192$ м числа Рейнольдса лежат в диапазоне $Re_{кр} < Re < Re_{пер1}$, то режим течения для этих диаметров турбулентный в зоне гидравлически гладких труб. Поскольку для труб с $d_{1020} = 1.000$ м и $d_{1020} = 0.996$ м числа Рейнольдса лежат в диапазоне $Re_{пер1} < Re < Re_{пер2}$, то режим течения турбулентный в зоне смешанного трения.

Гидравлический уклон определяем по формуле Лейбензона, в которой значения β и m выбираются по таблице 5.3 [4]:

а) для зоны гидравлически гладких труб $\beta := 0.0246$, $m := 0.25$: ($Q_c = 2.0187 Q_c$ м³/с; $v = 20 \cdot 10^{-6}$ м²/с; $d_{1220} = 1.196$ м; $d_{1020} = 1.192$ м):

$$i_{1220} := \beta \cdot \frac{Q_c^{2-m} \cdot v^m}{d_{1220}^{5-m}} = 0.00240,$$

$$i_{1020} := \beta \cdot \frac{Q_c^{2-m} \cdot v^m}{d_{1020}^{5-m}} = 0.00244;$$

б) для зоны смешанного трения $m := 0.123$, $\varepsilon := \frac{k_s}{d} = 0.0001$,

$$A_1 := 10^{0.127 \log(\varepsilon) - 0.627} = 0.0733; \beta := 0.0802 \cdot A_1 = 0.0059;$$

$$(d_{1020} = 1.000 \text{ м; } d_{1020} = 0.996 \text{ м})$$

$$i_{1020} := \beta \cdot \frac{Q_c^{2-m} \cdot v^m}{d_{1020}^{5-m}} = 0.00581,$$

$$i_{1020} := \beta \cdot \frac{Q_c^{2-m} \cdot v^m}{d_{1020}^{5-m}} = 0.00592.$$

Полные потери напора в трубопроводе ($L_{тр} := 559000$ м):

а) для давления $p = 5.5$ МПа:

$$(i_{1220} = 0.0024) \quad h_{1220} := i_{1220} \cdot L_{тр} = 1343.6 \text{ м,}$$

$$(i_{1020} = 0.0058) \quad h_{1020} := i_{1020} \cdot L_{тр} = 3245.2 \text{ м;}$$

б) для давления $p = 6.4$ МПа:

$$(i_{1220} = 0.00244) \quad h_{1220} := i_{1220} \cdot L_{тр} = 1365.2 \text{ м,}$$

$$(i_{1020} = 0.0059) \quad h_{1020} := i_{1020} \cdot L_{тр} = 3309.3 \text{ м;}$$

Максимальный напор линии нагнетания ($\rho = 860$; $g = 9.81$):

$$\text{а) для давления } p := 5.5 \text{ МПа} \quad H_{н1} := \frac{p \cdot 10^6}{\rho \cdot g} = 652 \text{ м,}$$

$$\text{б) для давления } p := 6.4 \text{ МПа} \quad H_{н2} := \frac{p \cdot 10^6}{\rho \cdot g} = 759 \text{ м.}$$

Число насосных станций n определяется по формуле

$$n := \frac{h_{тр} + \Delta Z}{H_n - h_n},$$

где $h_{тр}$ – потери напора на гидравлические сопротивления;

h_n – напор в линии всасывания насосной станции, складываемый из потерь в коммуникациях станции и давления, требуемого для обеспечения работы основных насосов без кавитации, $h_n := 90$ м;

H_n – максимальный напор линии нагнетания станции;

$\Delta Z = 66$ м – перепад высот в конце и в начале трубопровода.

Расчёт числа насосных станций:

а) для давления $p := 5.5$ МПа ($H_n := H_{н1} = 652$ м):

$$h_{тр} := h_{1220} = 1343,6 \text{ м; } n_{1220} := \frac{h_{тр} + \Delta Z}{H_n - h_n} = 2.5;$$

принимаем $n_{1220} := 3$;

$$h_{тр} := h_{1020} = 3245,2 \text{ м; } n_{1020} := \frac{h_{тр} + \Delta Z}{H_n - h_n} = 5.9;$$

принимаем $n_{1020} := 6$;

б) для давления $p = 6.4 \text{ МПа}$ ($H_n := H_{n2} = 759 \text{ м}$):

$$h_{тр} := h_{1220} = 1365.2 \text{ м}; \quad n_{1220} := \frac{h_{тр} + \Delta Z}{H_n - h_n} = 2.1,$$

принимаем $n_{1220} := 3$;

$$h_{тр} := h_{1020} = 3309.3 \text{ м}; \quad n_{1020} := \frac{h_{тр} + \Delta Z}{H_n - h_n} = 5.1,$$

принимаем $n_{1220} := 6$.

Определение «грубых» приведённых затрат. Удельные капитальные затраты с учётом четырёх толщин труб (тенге/км):

$$ЛЧ_{1220} := 83.5 \times 10^6; \quad ЛЧ_{1220} := 84.816173 \times 10^6;$$

$$ЛЧ_{1020} := 69.7 \times 10^6; \quad ЛЧ_{1020} := 70.800118 \times 10^6.$$

Капитальные затраты на линейную часть трубопровода

$$K_{1220} := ЛЧ_{1220} \cdot L_{тр} = 46.6765 \times 10^9 \text{ тенге};$$

$$K_{1220} := ЛЧ_{1220} \cdot L_{тр} = 47.412240707 \times 10^9 \text{ тенге};$$

$$K_{1020} := ЛЧ_{1020} \cdot L_{тр} = 38.9623 \times 10^9 \text{ тенге};$$

$$K_{1020} := ЛЧ_{1020} \cdot L_{тр} = 39.577265962 \times 10^9 \text{ тенге}.$$

Капитальные вложения в одну НПС:

а) в головную насосную станцию $C_{гпс} := 3345000 \text{ тенге}$;

б) в одну промежуточную НС $C_{пс} := 585000 \text{ тенге}$.

Суммарные затраты по НПС:

$$\Sigma П_{нпс1220} := C_{гпс} + C_{пс} \cdot n_{1220} = 5.1 \times 10^6 \text{ тенге};$$

$$\Sigma П_{нпс1020} := C_{гпс} + C_{пс} \cdot n_{1020} = 6.855 \times 10^6 \text{ тенге};$$

$$\Sigma П_{нпс1220} := C_{гпс} + C_{пс} \cdot n_{1220} = 5.1 \times 10^6 \text{ тенге};$$

$$\Sigma П_{нпс1020} := C_{гпс} + C_{пс} \cdot n_{1020} = 6.855 \times 10^6 \text{ тенге}.$$

Приведённые затраты для четырёх вариантов расчёта:

$$S_{1220} := K_{1220} + \Sigma П_{нпс1220} = 46.6816 \times 10^9 \text{ тенге};$$

$$S_{1220} := K_{1220} + \Sigma П_{нпс1020} = 38.969155 \times 10^9 \text{ тенге};$$

$$S_{1220} := K_{1220} + \Sigma П_{нпс1220} = 47.417340707 \times 10^9 \text{ тенге};$$

$$S_{1020} := K_{1020} + \Sigma П_{нпс1020} = 39.584120962 \times 10^9 \text{ тенге}.$$

Как следует из расчёта, наибольшая стоимость вариантов трубопроводов с диаметром 1220 мм, а наименьшая с диаметром 1020 мм. Выбираем в качестве основного вариант с наименьшими приведёнными затратами – второй вариант: давление 5,5 МПа, наружный диаметр трубопровода 1020 мм, внутренний диаметр 1000 мм, толщина стенки 10 мм.

Выбор марки магистрального (рабочего) и подпорного насосов.

Для $Q_0 = 7267,44 \text{ м}^3/\text{ч}$ по таблицам 3.4 и 3.8 [4] выбираем в качестве магистрального насоса спиральный насос типа НМ 7000–210, а в качестве подпорных – три вертикальных насоса НПВ 2500–80, устанавливаемых параллельно. По этим таблицам выбираем значения величин: $H_0 := 296.6$; $b := 1.87 \times 10^{-6}$; $H_{оп} := 79.7$; $b_n := 1.0 \times 10^{-6}$.

Определяем напоры насосов при $Q := Q_0 = 7267,44 \text{ м}^3/\text{ч}$:

$$H_{мн} := H_0 - b \cdot Q^2 = 197.835 \text{ м}; \quad H_{пн} := H_{оп} - b_n \cdot \left(\frac{Q}{3}\right)^2 = 73.832 \text{ м}.$$

Расчёт числа станций. Потребный напор на перекачку нефти при остаточном напоре на конечном пункте $h_{ост} := 32 \text{ м}$ ($N_3 := 1$, $i := i_{1020} = 0.00581$; $\Delta Z = 66$, $L = 559000$)

$$H := 1.02 \cdot i \cdot L + \Delta Z + N_3 \cdot h_{ост} = 3408 \text{ м},$$

где 1.02 – коэффициент, учитывающий надбавку на местные сопротивления.

Напор одной станции при числе МН $m_{мн} := 3$ и внутростанционных потерях $h_{мн} := 15 \text{ м}$ ($H_{мн} = 197.835$)

$$H_{ст} := m_{мн} H_{мн} - h_{мн} = 579 \text{ м}.$$

Число станций для обеспечения потребного напора

$$n_0 := \frac{H - N_3 H_{мн}}{H_{ст}} = 5.764.$$

Если округлить число НПС в меньшую сторону $n := 5$, то сопротивление трубопровода можно снизить прокладкой лупинга (параллельного участка трубопровода) Длина лупинга ($i_{луп} = 0.00158$)

$$L_{луп} := \frac{(n_0 - n) \cdot H_{ст}}{1.02(i - i_{луп})} = 102518 \text{ м}.$$

Длина лупинга не должна превышать 20 % длины трубопровода. В нашем случае доля лупинга равна 18 %, то есть допустимо.

Потребный напор для нефтепровода в функции от Q

$$H_{луп}(Q) := 1.02 \cdot i(Q) \cdot [L - L_{луп} \cdot (1 - \omega)] + \Delta Z + N_3 \cdot h_{ост}.$$

Располагаемый напор от всех станций в функции от Q

$$H_{сум}(Q) := N_3 \cdot H_{пн}(Q) + m_{мн} \cdot n \cdot H_{мн}(Q) - n \cdot h_{мн}.$$

Точку пересечения характеристик трубопровода и насосных станций находим с помощью встроенной функции Given-Find (знак «жирное равно» вводится при одновременном нажатии клавиш Ctrl и =). Предварительно задаём, например, $Q := 7000$.

Given $H_{луп}(Q) = H_{сум}(Q)$ $Q_{раб} := \text{Find}(Q) = 7267.442 \text{ м}^3/\text{ч}$, что совпадает плановой $Q_0 = 7267.442 \text{ м}^3/\text{ч}$, следовательно, расчёт рабочей точки выполнен верно.

Значения координат x (км) точек трассы и соответствующие им значения z (м) геодезических высот заносим в матрицу (таблицу) M . Выделяем 1-й и 2-й столбцы матрицы: $X := M^{<1>}$, $Z := M^{<2>}$.

С помощью программы линейной интерполяции Mathcad табличные значения преобразуем в кривую зависимости высоты z от координаты x : $z(x) := \text{interp}(X, Z, x)$.

Расстановка перекачивающих станций осуществляется аналитически с использованием системы Mathcad. Линии падения напора от 1-й станции (линии гидравлического уклона):

$$H_1(x) := z_n + H_{ст} - 1.01 \cdot i \cdot x \cdot 1000,$$

$$H_{1n}(x) := H_n + z_n + H_{ст} - 1.01 \cdot i \cdot x \cdot 1000.$$

Аналогичным образом записываются линии падения напоров от 2-х, 3-х, 4-х и 5-ти станций (при этом $H_{ст}$ умножается на 2, 3, 4 и 5).

Координата положения лупинга $x_{луп} := L_{тр} - L_{луп} = 456.48$ км.

Полный напор в точке начала лупинга $H_{лп} := H_{5n}(x_{луп}) = 299.27$ м.

Линия падения полного напора на участке с лупингом

$$H_{5лп}(x) := H_{лп} - 1.02 \cdot i_{луп}(x - x_{луп}) \cdot 1000.$$

Координата второй станции находится как точка пересечения линии сжатого профиля трассы $z(x)$ с линией падения напора от первой станции $H_1(x)$. Точка пересечения находится путём приравнивания этих уравнений и решения их с помощью оператора Given-Find (задаём начальное приближение, например, $x := 80$ км)

$$\text{Given } H_1(x) := z(x); x_{ст2} := \text{Find}(x) = 80.648 \text{ км};$$

$$z_{ст2} := z(x_{ст2}) = 136.944 \text{ м}.$$

Аналогичным образом находим координаты 3-ей, 4-ой и 5-ой станций: $x_{ст3} := 190.605$ км, $z_{ст3} := 64.335$ м; $x_{ст4} := 287.231$ км, $z_{ст4} := 70.665$ м; $x_{ст5} := 391.303$ км; $z_{ст5} := 32.909$ м.

Задание линии полных напоров (с учётом подпорных насосов) $H_n(x)$ осуществляется с помощью программного модуля. Для создания программного модуля используется встроенная функция Add line, которая создаёт вертикальную линию слева. Предварительно задаём массив чисел $x := 0.559$ км (символ последовательности чисел «..» задаётся нажатием клавиши, содержащей «;»).

$$H_n(x) = \begin{cases} H_{1n}(x) & \text{if } 0 \leq x \leq x_{ст2} \\ H_{2n}(x) & \text{if } x_{ст2} \leq x \leq x_{ст3} \\ H_{3n}(x) & \text{if } x_{ст3} \leq x \leq x_{ст4} \\ H_{4n}(x) & \text{if } x_{ст4} \leq x \leq x_{ст5} \\ H_{5n}(x) & \text{if } x_{ст5} \leq x \leq x_{луп} \\ H_{5лп}(x) & \text{if } x_{луп} \leq x \leq L_{тр} \end{cases}$$

На рисунке 1 приведены прямые линии гидравлических уклонов $H_1(x)$ — $H_{4n}(x)$, дающие точки пересечения (положение 2-й, 3-й, 4-й и 5-й НПС) с линией профиля трассы $z(x)$, и зигзагообразная линия $H_n(x)$ изменения полных напоров $H_n(x)$ вдоль трассы.

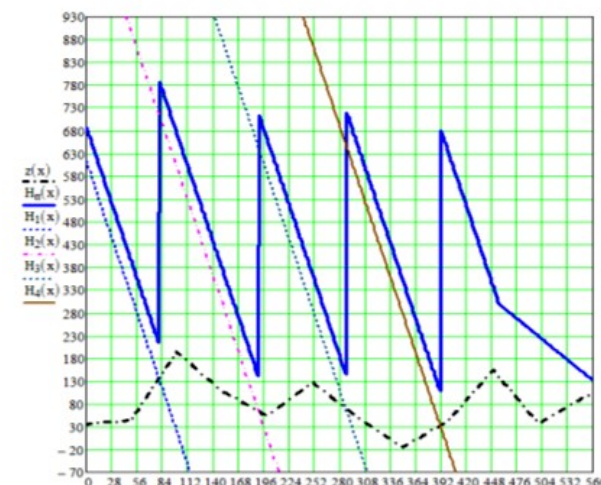


Рисунок 1 – Расстановка пяти станций на трассе МН

В конечном пункте разность напора и геодезической высоты должна равняться остаточному напору ($h_{ост} = 32$; $L_{тр} = 559$; $H_n(L_{тр}) = 134$; $z_k = 102$) $H_n(L_{тр}) - z_k = 32$ м. Расчёт сходится.

ВЫВОДЫ

1 Разработана программа расчёта магистрального нефтепровода для двух давлений и двух диаметров трубопровода в системе Mathcad. После сопоставления четырёх вариантов по экономическому эффекту выбирается рациональный диаметр трубопровода и толщина стенки.

2 Преимущество данной программы перед другими программами заключается в её доступности и возможности любому пользователю изменять её отдельные блоки без изучения логики традиционного программирования.

3 Данная программа может быть использована как в курсовом, так и дипломном проектировании, а также в проектных организациях при проектировании нефтепроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 **Мажимова, Д. Ж.** Применение математической системы Mathcad для расчета трубопровода Ескене-Курык [Текст] / Д. Ж. Мажимова, В. В. Рындин // Вестник ПГУ. Энергетика. – 2015. – № 1. – С. 114–119.

2 **Макушев, Ю. П.** Интегральное и дифференциальное исчисления в приложении к технике [Текст] : научное издание / Ю. П. Макушев, Т. А. Полякова, В. В. Рындин, Т. Т. Токтаганов. – Павлодар : Кереку, 2013. – 330 с. : ил. ISBN 978-601-238-300-3.

3 Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах [Текст] : учеб. пособие / Под общей редакцией Ю. Д. Земенкова. – СПб. : Недра, 2004. – 544 с. : ил. ISBN 5-86093-117-4.

4 **Тугунов, П. И.** Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов [Текст] : учеб. пособие / П. И. Тугунов, В. Ф. Новосёлов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : ООО ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 658 с. : ил. ISBN 5-94423-023-1.

Материал поступил в редакцию 09.06.16.

V. V. Ryndin, D. M. Abitova

Mathcad жүйесіндегі магистральді мұнай құбырын төрт нұсқамен есептеу

С. Торайғыров атындағы
Павлодар мемлекеттік университеті, Павлодар қ.
Материал 09.06.16 баспаға түсті.

V. V. Ryndin, D. M. Abitova

Calculation of the main oil pipeline on four variants in the system MathCAD

S. Toraighyrov Pavlodar State University, Pavlodar.
Material received on 09.06.16.

Жобалау сатысында мұнай қысымының бірнеше мәніне оңтайлы құбыр диаметрін анықтап, өткізгіш құбырлар мен қайта айдау

станцияларының ҚН-сипаттамаларын құратын және автоматты түрде станциялардың орналасуы мен жүйенің жұмыс нүктесін табуға мүмкіндік беретін, Mathcad жүйесіндегі магистральді мұнай құбырын есептеу бағдарламасы келтірілген.

The program of calculation of the main oil pipeline in Mathcad system allowing to determine the optimum diameter of the pipeline for several values of pressure of oil, at a design stage to build QH characteristics of pipelines and the pumping stations, to find the position of stations and the working point of the system automatically is provided.

ӨОЖ 669.717=512.122

**Е. Р. Тәжібай¹, Е. А. Искаков¹, Ә. А. Мағаз¹,
А. М. Достоева²**

¹магистранттар, Қарағанды мемлекеттік техникалық университеті, Қарағанды қ. ²PhD доктор, аға оқытушы, Қарағанды мемлекеттік техникалық университеті, Қарағанды қ.

e-mail: ¹erzhan.tazhibayev@mail.ru; ²ardak_erkekyz@mail.ru

АЛЮМИНИЙ НЕГІЗІНДЕГІ ТЕРМОТҰРАҚТЫ СЫМ ДАЙЫНДАУДА ҚОЛДАНЫЛАТЫН ЛЕГІРЛЕУШІ ҚОСПАЛАРҒА ТАЛДАУ

Ғылыми жұмыста Al–PЗМ (PЗМ саласында 15 % дейін) және Al–Zr (салада 0,6 % Zr дейін) жүйесі негізінде термотұрақты алюминий балқымаларының салыстырмалы талдауы келтірілген. 01417 және АЦр1Е типтес термотұрақты алюминий балқымаларының меншікті электрлік қарсыласуы мен механикалық қасиеттері талданды. Al–Zr жүйесі негізіндегі балқыма термотұрақты және өткізгіштігімен аса үйлесімді екені дәлелденген.

Кілтті сөздер: алюминий, өткізгіш балқымалар, меншікті электрлік қарсыласу, өткізу.

КІРІСПЕ

Алюминийдің жоғары электр өткізгіштігі оны кабель өндірісінің кең номенклатурасының өндірісі үшін қолданудың шарты болды [1, 2]. Сол немесе басқа дәрежеде басқа элементтер қосу электр өткізгіштікті

