

Документ подписан простой электронной подписью
 Информация о владельце:
 ФИО: Емец Валерий Сергеевич
 Должность: Директор филиала
 Дата подписания: 28.05.2026 14:54:01
 Уникальный программный ключ:
 f2b8a1573c931f1098cfe699d1debd94fcff35d7

Содержание

Введение	4
1. Основная часть. Технологический расчет магистрального нефтепровода.....	5
1.1. Определение свойств транспортируемой жидкости.....	5
1.2. Подбор насосно-силового оборудования.....	6
1.3. Пересчет характеристик НСА с воды на вязкую жидкость.....	7
1.4. Определение толщины стенки трубопровода.....	8
1.5. Расстановка станций методом В.Г. Шухова при округлении в большую сторону.....	10
1.6. Аналитическая проверка режима работы при расстановке станций с округлением в большую сторону.....	11
1.7. Построение совмещенной характеристики нефтепровода и всех НПС.....	12
1.8. Особенности расстановки НПС с округлением числа станций в меньшую сторону.....	13
2. Режимы работы нефтепровода.....	14
2.1. Режим работы нефтепровода при отключении НС.....	14
2.2. Режим работы нефтепровода при периодических сбросах и подкачках.....	16
Список рекомендуемой литературы.....	17
Приложения.....	19

Введение

Цель преподавания дисциплины:

Дисциплина Проектирование и эксплуатация магистральных нефтепроводов преследует цель получение знаний, умений и навыков в области проектирования технологических процессов и эксплуатации систем транспорта нефти и нефтепродуктов, методов моделирования, планирования, соблюдения режимов, оптимизации технологических параметров режимом и конструктивных параметров подземных сооружений, обеспечение надежности и безопасности, основ управления производственными процессами.

Задачи изучения дисциплины:

- формирование знаний о структуре системы нефтепроводов, составе объектов и принципах работы оборудования;
- формирование знаний, умений и навыков по выбору и теоретическому обоснованию параметров процессов в системе нефтепроводов, в области управления процессами при транспорте нефти, а также знаний в области нормативного проектирования трубопроводных систем;
- получение навыков решения задач связанные с выбором трассы нефтепровода, построением профилей, моделированием режимов работы нефтепровода.

Место дисциплины в структуре ОПОП:

Дисциплина «Оборудование трубопроводного транспорта нефти» относится к профильным дисциплинам.

Для полного усвоения данной дисциплины студенты должны знать следующие дисциплины: Б.1.Б.7 – Математика, Б.1.Б.8 – Физика, Б.1.Б.22 – Гидравлика, Б.1.Б.23 – Термодинамика и теплопередача. Дисциплина предшествует разработке выпускной квалификационной работы.

Общие требования к курсовой работе (курсовому проекту)

Задание для курсовой работы (курсового проекта) выдается преподавателем в начале курса. Утвержденное задание подшивается в курсовую работу.

Курсовая работа (курсовой проект) должна содержать 3 основных части: технологический расчет с округлением в большую и меньшую сторону, расчет режима работы (согласно заданию), графическую часть – 2 листа формата А1, содержание графической части определяется преподавателем.

Все расчеты из разделов 1 и 2 являются обязательными составляющими курсовой работы. Следует обратить внимание на необходимость пересчета на вязкую жидкость характеристик выбранного насоса, построения

Q-N характеристик для всех рассчитанных режимов. Расчет из раздела 3 выполняется согласно заданию преподавателя на курсовую работу. Выполненная работа должна содержать оглавление (содержание), введение, заключение, список использованных источников. При использовании источника ссылка оформляется согласно требованиям ГОСТ Р 7.0.5-2008. Список источников должен содержать не менее 10 наименований.

Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления. Для успешного и качественного выполнения задания необходимо изучить комплекс материалов из списка рекомендуемых источников настоящих указаний.

Современный сортамент трубопроводных материалов или насосно-силовых агрегатов может быть определен с помощью онлайн источников: каталогов, характеристик, паспортов с указанием соответствующей ссылки.

Курсовая работа (курсовой проект) представляется к защите в распечатанном и подшитом виде (для студентов дистанционной формы в электронном). Курсовая работа (курсовой проект) оформляется в соответствии с требованиями ЕСКД, графический лист сворачивается до формата А4. В большой рамке обязательно ставится дата сдачи работы и подпись студента. Оформление рамок курсовой работы (курсового проекта) показаны в приложении 10, приложении 11.

1. Основная часть.

Технологический расчет магистрального нефтепровода

Цель расчета: определить толщину стенки нефтепровода, сделать гидравлический расчет, подобрать насосно-силовое оборудование, определить число насосных станций, расставить их по трассе нефтепровода и сделать аналитическую проверку работы НПС.

1.1. Определение свойств транспортируемой жидкости

1. Определение плотности при расчетной температуре

$$\rho_t = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta_p (t - 20^\circ\text{C})}, \quad (1.1)$$

где t – расчетная температура; β_p - коэффициент объемного расширения.

$$\begin{aligned} \rho_{20} = 830 - 839 \text{ кг/м}^3 & \quad \beta_p = 0,000868 \text{ 1/}^\circ\text{C} \\ \rho_{20} = 840 - 849 \text{ кг/м}^3 & \quad \beta_p = 0,000841 \text{ 1/}^\circ\text{C} \\ \rho_{20} = 850 - 859 \text{ кг/м}^3 & \quad \beta_p = 0,000818 \text{ 1/}^\circ\text{C} \\ \rho_{20} = 860 - 869 \text{ кг/м}^3 & \quad \beta_p = 0,000868 \text{ 1/}^\circ\text{C}. \end{aligned}$$

2. Определение вязкости при расчетной температуре

$$v_t = v_* \cdot e^{-u(t-t_*)}; \quad (1.2)$$

$$u = \frac{1}{t_1 - t_2} \ln \frac{v_2}{v_1}, \quad (1.3)$$

где v^* - вязкость при любой известной температуре, например $t^* = 20^\circ\text{C}$.

3. Определение расчетной производительности

$$Q_{\text{расч}} = \frac{G}{\rho_t \cdot N_p \cdot 24} = Q, \left[\frac{\text{м}^3}{\text{час}} \right] / 3600 = Q, \left[\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \right], \quad (1.4)$$

где N_p - число рабочих дней трубопровода в году, определяется в зависимости от диаметра D и длины L трубопровода по приложению 2;

$Q, \left[\frac{\text{м}^3}{\text{час}} \right]$ - для выбора марки насоса;

$Q, \left[\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \right]$ - для гидравлического расчета.

4. Чтобы определить N_p , необходимо знать диаметр D трубопровода; D определяется в зависимости от G , [млн. т./год] по приложению 3.

Определяется наружный диаметр - D_n . Чтобы определить внутренний диаметр $D_{вн}$, нужно рассчитать толщину стенки нефтепровода по формуле:

$$\delta = \frac{n_1 \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (n_1 \cdot P + R_1)}, \quad (1.5)$$

где n_1 - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по приложению;

$$R_1 = R_{n1} \cdot \frac{m_0}{k_1 \cdot k_n}, \quad (1.6)$$

где k_1 - коэффициент надежности по материалу, принимаемый по приложению;

k_n - коэффициент надежности по ответственности трубопровода, принимаемый по приложению; для расчета принимаем: $R_{n1} = 500$ МПа; $m_0 = 0,9$; $k_1 = 1,4$; $k_n = 1,1$;

P - внутреннее давление в трубопроводе, определяется, исходя из давления, создаваемого основными насосами и подпорным насосом, т.е. чтобы определить δ , надо найти P .

Если в задании указано, что необходимо провезти расчет для зимних и летних условий эксплуатации, то необходимо определить критические условия для заданного района проектирования.

1.2. Подбор насосно-силового оборудования

Для подбора НСА по часовой производительности нужно определить марку насоса и найти напор насоса при максимальном роторе, приняв число рабочих насосов равным числу насосов по заданию. Например, для трех насосов напор основных насосов будет $3H_{осн}$, затем нужно по $Q_{\text{час}}$ опреде-

лить марку подпорного насоса и напор подпорного насоса при максимальном роторе H_n , затем найти рабочее давление в трубопроводе.

$$P_{раб} = (H_n + 3 \cdot H_{осн}) \cdot \rho_t \cdot g \quad (1.7)$$

После этого нужно сравнить рабочее давление с давлением, рекомендованным в приложении 3 для Вашей производительности. Если $P_{раб}$ получается больше, чем рекомендованный интервал, то необходимо взять H_n и $H_{осн}$ по нижнему ротору насоса и снова проверить $P_{раб}$

$$P_{раб} = (H_n' + 3 \cdot H_{осн}') \cdot \rho_t \cdot g \leq P_{раб.прим.} \quad (1.8)$$

Для подбора оборудования необходимо заполнить таблицы 1 и 2 приложения настоящих методических указаний.

Для качественного обоснования выбора оборудования целесообразно рассмотреть не менее 3х вариантов основного насоса и не менее 2х подпорного.

1.3. Пересчет характеристик НСА с воды на вязкую жидкость

При малых значениях Re (менее 60 000) необходим пересчет характеристик насоса с воды на нефть.

Известно, что характеристики насосов определяются при испытаниях перекачки воды. Нефть же, в отличие от воды, имеет большую вязкость, поэтому возникает необходимость пересчета характеристик насоса с воды на нефть. Существует несколько методов, которые расчетным путем выявляют изменения характеристик под влиянием вязкости перекачиваемой жидкости, самой распространенной из которых является методика Айзенштейна.

При найденном значении Рейнольдса находят поправочные коэффициенты k_Q , k_H , k_η , $k_{\Delta h}$ из рисунка 1

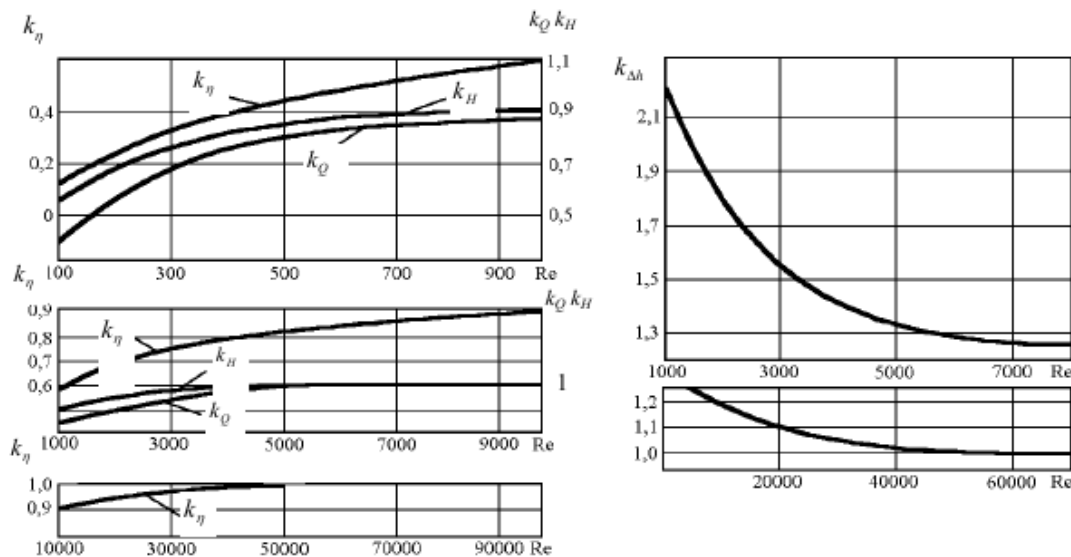


Рисунок 1 - Значение поправочных коэффициентов

По ней необходимо рассчитать число Рейнольдса для насоса по формуле (1.9):

$$Re = \frac{Q_{\text{опт}}}{2\nu\sqrt{D_2 b_2 \varphi_2} \cdot 3600} \quad (1.9)$$

где $Q_{\text{опт}}$ – оптимальная (номинальная) подача насоса; ν – расчетная вязкость жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$; D_2 – диаметр рабочего колеса, выбирается по марке насоса, м; b_2 – ширина лопасти на выходе колеса, см. приложение 1; φ_2 – коэффициент стеснения потока лопастями на выходе колеса, выбирается произвольно из диапазона 0,9-0,95.

Пересчет Q-H и η -Q характеристик насосов с воды на перекачиваемую жидкость проводится по известной методике, характеристики Q-N – по перечисленным характеристикам Q-H и η -Q с помощью формулы $N = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H / 3600 \cdot \eta$. Таким образом, на практике, характеристики пересчитывают с применением поправочных коэффициентов по формулам (1.10) – (1.13):

$$Q_n = k_Q \cdot Q_s, \quad (1.10)$$

$$H_n = k_H \cdot H_s, \quad (1.11)$$

$$\eta_n = k_\eta \cdot \eta_s, \quad (1.12)$$

$$\Delta h_{\text{донн}} = k_{\Delta h} \cdot \Delta h_{\text{донн} \cdot s}. \quad (1.13)$$

Пересчет выполняется для трех-четырех подач из рабочей зоны характеристик насосов. При проектировании ГНПС пересчитываются характеристики основных и подпорных насосов.

Однако, если в будущем не планируется увеличение производительности трубопровода и НС, из всех конкурирующих насосов выбирается насос на меньшую подачу (как наиболее дешевый), удовлетворяющий ранее отмеченным критериям подбора.

При пересчете характеристики с воды на вязкую жидкость необходимо построить новую совмещенную характеристику насоса и дальнейший расчет вести по характеристикам вязкой жидкости.

1.4. Определение толщины стенки трубопровода

После определения $P_{\text{раб}}$ рассчитывают δ – толщину стенки нефтепровода по п. 5. Значение δ округляют до большего ближайшего значения по сортаменту и определяют внутренний диаметр нефтепровода, необходимый для гидравлического расчета.

$$D_{\text{вн}} = D_n - 2 \cdot \delta. \quad (1.14)$$

7. Затем определяют режим течения нефти в нефтепроводе:

$$Re = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot \nu_t}, \quad (1.15)$$

где Q – секундный расход, $\text{м}^3/\text{с}$; D – внутренний диаметр трубопровода, м; ν_t – кинематическая вязкость при расчетной температуре, $\text{м}^2/\text{с}$.

8. Затем определяют граничные значения Re : Re_I и Re_{II}

$$Re_I = \frac{10 \cdot D}{e}; \quad (1.16)$$

$$Re_{II} = \frac{500 \cdot D}{e}, \quad (1.17)$$

где e – абсолютная шероховатость трубопровода, принимается по ВНТП-2-86, $e = (0,1 \div 0,2)$ мм; D – внутренний диаметр трубопровода, мм.

Если $2320 < Re < Re_I$, то режим течения – турбулентный (зона Блазиуса). Тогда

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}; \quad (1.18)$$

$$m = 0,25; \beta = 0,0246.$$

Если $Re_I < Re < Re_{II}$, то режим течения – турбулентный (зона смешанного закона сопротивления). Тогда

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{e}{D} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}; \quad (1.19)$$

$$m = 0,123; \beta = 0,0802 \cdot 10^{0,127 \cdot \lg \frac{e}{D} - 0,627}.$$

9. Определив λ – коэффициент гидравлического сопротивления, находят потери напора на трение в нефтепроводе по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_t = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g}, \quad (1.20)$$

где L – длина трубопровода, м; D – внутренний диаметр нефтепровода, м; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с²; v – скорость течения нефти, м/с

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2}, \quad (1.21)$$

где Q – расход трубопровода, м³/с.

10. Затем определяют полные потери напора в трубопроводе, м:

$$H = 1,01 \cdot h_t + \Delta z + H_k. \quad (1.22)$$

Также определяют гидравлический уклон:

$$i = \lambda \cdot \frac{1}{D^2} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g}. \quad (1.23)$$

11. Затем определяют напор одной станции:

$$H_{ст} = k \cdot H_{осн} - h_{вн}, \quad (1.24)$$

где k – число основных насосов, $k = 3$; $H_{осн}$ – напор основного насоса (определяется по Q – H характеристике насоса в приложении); $h_{вн}$ – внутри-станционные потери напора, $h_{вн} = 15$ м, по ВНТП 2-86.

12. Затем определяют число станций:

$$n = \frac{1,01 \cdot i \cdot L + \Delta z + H_k - H_n}{k \cdot H_{осн} - h_{вн}}. \quad (1.23)$$

Затем число станций округляют:

- а) в большую сторону;
- б) в меньшую сторону.

1.5 Расстановка станций методом В.Г. Шухова при округлении в большую сторону

Если $n_1 > n$, то определяют действительный напор одного насоса; но сначала определяют действительно необходимый напор одной станции:

$$H_{cm}' = \frac{1,01 \cdot i \cdot L + \Delta z + H_k - H_n}{n_1}; \quad (1.24)$$

$$H_{nac}' = \frac{H_{cm}' + h_{mn}}{k} = \frac{H_{cm}' + 15}{3}; \quad (1.25)$$

Уточнив H_{nac}' , производят обточку рабочего колеса насоса.

$$\frac{D_2'}{D} = \sqrt{\frac{H_{nac}' + b \cdot Q^2}{a}} = \sqrt{\frac{H_{nac}'(Q_2^2 - Q_1^2) + (H_1 - H_2) \cdot Q^2}{H_1 \cdot Q_2^2 - H_2 \cdot Q_1^2}}, \quad (1.26)$$

где Q – рабочая производительность, м³/с; H_1 – напор при Q_1 , м; H_2 – напор при Q_2 , м; $H_1, Q_1; H_2, Q_2$ – любые точки, взятые с Q - H характеристики насоса.

13. После обточки рабочего колеса насоса делают расстановку по трассе, с округлением числа станций в большую сторону.

Для упрощения задачи определения положения НПС используется графоаналитический метод (метод В.Г. Шухова) их расстановки. Для начала рассмотрим вариант расстановки четырех НПС, причем при округлении количества станций в большую сторону и регулировании избытка напора путем обточки рабочего колеса насоса.

Для этого на сжатом профиле (вертикальный масштаб профиля соответствует масштабу напора, горизонтальный – длине нефтепровода) от начальной точки трассы в масштабе высот профиля откладываем по вертикали величину подпора H_n , затем от подпора отложим суммарный напор всех НПС H_{cm} , получим точку А. От конечной точки трассы откладываем величину H_k (20-40м), получим точку В. Соединим точки А и В, полученная наклонная прямая и есть линия гидравлического уклона i . Из точек 3,2,1 суммарного напора станций проводим линии, параллельные линии гидравлического уклона. Точки пересечения этих линий с линией подпора спроецируем на профиль трассы и получим место расположения НПС.

Далее анализируют возможность и целесообразность сооружения НПС в выбранном месте. Вместо точки расположения НПС можно получить зону расположения НПС. При этом правая граница зоны будет соответствовать минимально допустимому подпору по условию безкавитационной работы насосов $[\Delta H_n]$, левая – ограничиваться величиной напора, который способен выдержать трубопровод, т.е. максимально допустимому напору из условия прочности трубопровода $[H_{max}]$. Затем заполняют таблицу 1.

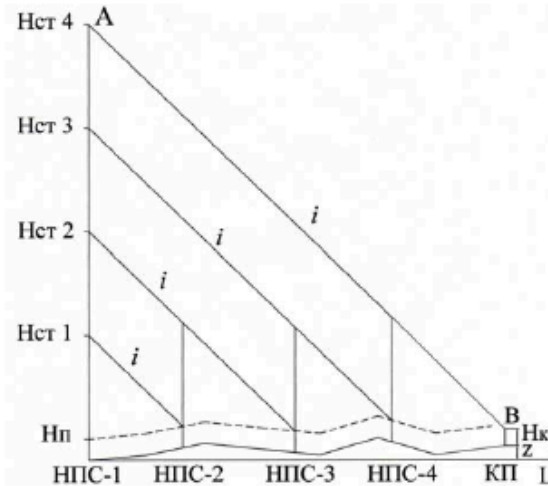


Рисунок 2 – Расстановка НПС с округлением в большую сторону числа станций

Таблица 1

Месторасположение станций по трассе

№ НПС	км	Z	Расстояние между НПС	Отметки перегонов
1	0	0		
2	l ₁	Z ₂	l ₁	Z ₂ - Z ₁
3	l ₁ + l ₂	Z ₃	l ₂	Z ₃ - Z ₂
КП	l ₁ + l ₂ + l ₃	Z _к	l ₃	Z _к - Z ₃

1.6 Аналитическая проверка режима работы при расстановке станций с округлением в большую сторону

После определения местоположения насосных станций на трассе, определения длин между ними и отметок, производят аналитическую проверку режима работы всех НПС, для этого необходимо определить $[H_{дон}]$ и $[\Delta H_{дон}]$:

$$[H_{дон}] = \frac{[P_{дон}]}{\rho_i \cdot g}; \tag{1.27}$$

$$[P_{дон}] = \frac{2 \cdot \delta \cdot R_1}{n_1 \cdot (D_n - 2 \cdot \delta)}, \tag{1.28}$$

где δ - округленная в большую сторону толщина стенки по сортаменту;

$$[\Delta H_{дон}] = |H_s| + h_{вс}; \tag{1.29}$$

$$H_s = \frac{P_a - P_y}{\rho_i \cdot g} - \Delta h_{прот. кав.}, \tag{1.30}$$

где $P_a = 760$ мм.рт.ст.; $P_y = 500$ мм. рт. ст.; $\Delta h_{прот. кав.}$ определяется с графика Q–H насоса, $[M]$; $h_{вс} = 10$ м.

Проверяют режим работы станций из условий: $H_{cm} \leq [H_\delta]$; $\Delta H_{cm} \geq [\Delta H_\delta]$,
 $H_k \approx 30$ м.

$$\begin{aligned} H_{cm_1} &= H_n + k \cdot H_{осн} - h_{вн} \leq [H_\delta]; \\ \Delta H_{cm_1} &= H_{cm_1} - 1,01 \cdot i \cdot l_1 - \Delta z_{2-1} \geq [\Delta H_\delta]; \\ H_{cm_2} &= \Delta H_{cm_2} + k \cdot H_{осн} - h_{вн} \leq [H_\delta]; \\ \Delta H_{cm_2} &= H_{cm_2} - 1,01 \cdot i \cdot l_2 - \Delta z_{3-2} \geq [\Delta H_\delta]; \\ H_{cm_3} &= \Delta H_{cm_3} + k \cdot H_{осн} - h_{вн} \leq [H_\delta]; \\ H_k &= H_{cm_3} - 1,01 \cdot i \cdot l_3 - \Delta z_{k-3} \geq H_k. \end{aligned}$$

Если проверка сошлась, следовательно, станции расставлены верно.

1.7 Построение совмещенной характеристики нефтепровода и всех НПС

15. Затем строят совместный график работы нефтепровода и всех НПС и определяют графически рабочую точку системы (рис. 3).

Для построения графика НПС находят для нескольких значений Q соответствующие им значения H основных насосов (после обточки), а также определяют H подпорного насоса. $H_{пн}$ - откладывают один раз;

$$\sum H_{НПС} = k \cdot n \cdot H_{осн}, \quad (1.31)$$

где k – число насосов на НПС; n – число НПС на трассе нефтепровода. Затем рисуют график всех НПС

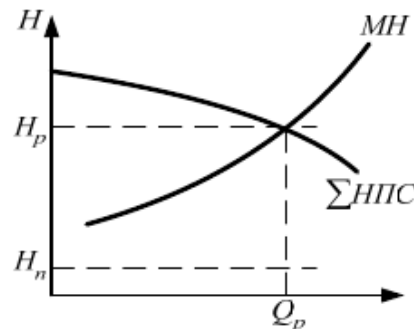


Рисунок 3 – Q-H характеристики всех НПС и МН

После этого аналитически определяют значения потери напора для произвольно задаваемых производительностей нефтепровода (берут 3 – 4 точки) по формуле:

$$H = 1,01 \cdot \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot v_t^m \cdot L}{D^{5-m}} + \Delta z + H_k \quad (1.33)$$

Затем строят график нефтепровода и определяют координаты рабочей точки $Q_{раб}$ и $H_{раб}$ и сравнивают их с $Q_{расч}$ и $H_{расч}$, т.е. графически рабочая точка подтверждает правильность гидравлического расчета и выбора насосно-силового оборудования.

Лупинги лучше располагать в конце перегона. С точки зрения надежности это оправдано тем, что к концу перегона давление становится меньше и, следовательно, меньше вероятность аварии. По этой же причине не имеет смысла строить весь лупинг на одном перегоне. В данном случае целесообразно устроить два лупинга на первом и третьем перегоне, длины которых в сумме должны составить

$$x_1 + x_3 = x_n \quad (1.35)$$

2. Режимы работы нефтепровода

2.1. Режим работы нефтепровода при отключении НС

Одним из самых важных режимов при эксплуатации нефтепровода является работа при отключении одной из НПС на трассе. Временное отключение какой-либо станции может быть вызвано неполадками в системе нефтеснабжения, аварией и т.д. Выход из строя НС резко меняет режим работы нефтепровода, а именно расход, давление, подпоры перед НС. Рассмотрим изменение режима работы при отключении третьей НПС (при $\pi_1 > \pi$).

Методика решения

1. Рассмотрим работу нефтепровода при отключении станции «С» и определим производительность.

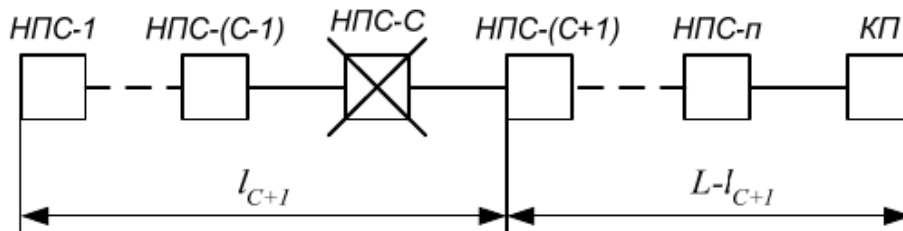


Рисунок 5 – Схема нефтепровода с расстановкой НПС по трассе

Примем, что $\Delta Z = 0$. Тогда линия изменения напоров имеет вид:

$$i^* < i \quad (2.1)$$

При отключении станции расход Q^* устанавливается автоматически в результате саморегулирования. Очевидно, что $Q^* < Q$. Максимальная величина Q^* возможна, если:

$$H_{C-1} = [H_d]; \quad (2.2)$$

$$\Delta H_{C+1} = [\Delta H_d], \quad (2.3)$$

тогда получим:

$$Q_{\max}^* = \left[\frac{H_d - \Delta H_d - \Delta Z'}{1,01 \cdot \beta \cdot \frac{v^m}{D^{5-m}} \cdot (l_{C+1} - l_{C-1})} \right]^{\frac{1}{2-m}}, \quad (2.4)$$

где $H_d - \Delta H_d$ – располагаемый напор на сдвоенном перегоне; $\Delta Z' - \Delta Z$ сдвоенного перегона; $l_{C+1} - l_{C-1}$ – длина сдвоенного перегона.

Величина $Q_{\text{тах}}^*$ будет лимитировать (ограничивать) производительность всего трубопровода, ее можно принять за расчетную.

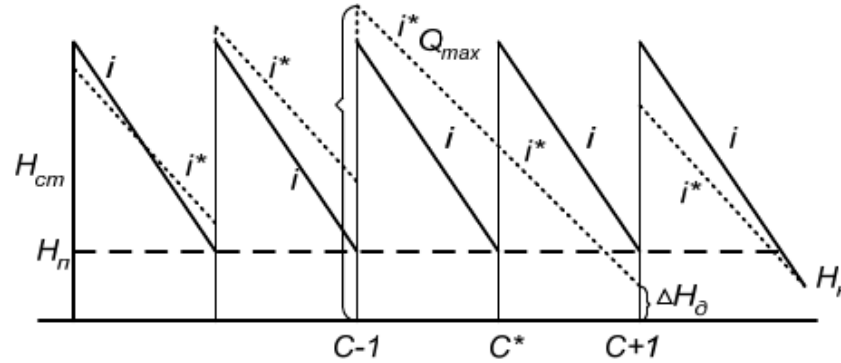


Рисунок 6 - Линия изменения напоров при отключении 3-й НПС:

i – гидравлический уклон до отключения НПС;

i^* – гидравлический уклон после отключения НПС.

2. Определим полные потери напора в трубопроводе при отключении НПС:

$$H^* = 1,01 \cdot h_{\tau} + \Delta Z + H_k, \quad (2.5)$$

где h_{τ} – потери напора на трение, равны:

$$h_{\tau} = \beta \cdot \frac{Q_{\text{мах}}^{*2-m} \cdot v^m \cdot L}{D^{5-m}}. \quad (2.6)$$

3. Определим количество насосов:

$$K^* = \frac{H^*}{H_{\text{обт.нас}}^*}, \quad (2.7)$$

где $H_{\text{обт.нас}}^*$ – напор обточенного насоса при производительности $Q_{\text{тах}}^*$ (по характеристике насоса).

Полученное количество насосов расставляем по длине трубопровода (на НПС-(C-1) ставят максимально возможное по условию прочности нефтепровода количество насосов, т.е. 3).

4. Проверяют режим работы станций из условий:

$$H_{cm} \leq [H_{\delta}]; \quad (2.8)$$

$$\Delta H_{cm} \geq [\Delta H_{\delta}]; \quad (2.9)$$

$$H_{cm1} = H_n + K_1^* \cdot H_{\text{обт.нас}}^* - h_{\text{вн}} \leq [H_{\delta}]; \quad (2.10)$$

где K_1^* – количество насосов на первой станции.

$$\Delta H_{cm2} = H_{cm1} - 1,01 \cdot i_* \cdot l_{1-2} - \Delta Z_{2-1} \geq [\Delta H_{\delta}]; \quad (2.11)$$

где i_* – новый уклон при $Q_{\text{тах}}^*$.

$$H_{cm2} = \Delta H_{cm2} + K_2^* \cdot H_{\text{обт.нас}}^* - h_{\text{вн}} \leq [H_{\delta}]; \quad (2.12)$$

$$\Delta H_{cm4} = H_{cm2} - 1,01 \cdot i_* \cdot l_{2-4} - \Delta Z_{4-2} \geq [\Delta H_\delta]; \quad (2.13)$$

$$H_{cm4} = \Delta H_{cm4} + K_4^* \cdot H_{обт.нас}^* - h_{вн} \leq [H_\delta]; \quad (2.14)$$

$$H_\kappa = H_{cm.n} - 1,01 \cdot i_* \cdot l_{4-\kappa} - \Delta Z_{\kappa-4} \geq H_\kappa; (H_\kappa \approx 30 \text{ м}). \quad (2.15)$$

Если какие-то условия не выполняются, то напор дросселируют до его допустимого значения. Если после этого проверка сошлась, станции расставлены верно.

2.2. Режим работы нефтепровода при периодических сбросах и подкачках

Одним из важнейших технологических расчетов является расчет работы нефтепровода при периодических сбросах и подкачках.

Методика решения

1. Сброс:

$$Q_{кр} = \left(\frac{H_n + c \times a - \Delta z_{c+1} - \Delta H_\delta}{c \times b + f \times l_{c+1}} \right)^{1/2-m}, \quad (2.16)$$

где (с+1) – станция сброса

$$q_{кр} = Q_{кр} - \left[\frac{\Delta H_\delta + (n-c) \times a - (\Delta z_{np.с.} + H_k)}{(n-c) \times b + f(L-l_{c+1})} \right]^{\frac{1}{2-m}}, \quad (2.17)$$

если $q > q_{кр}$, то:

$$\Delta H_\delta + (n-c)[a - b(Q_{кр} - q)^{2-m}] = f(L-l_{c+1})(Q_{кр} - q)^{2-m} + \Delta z_{np.с.} + H_k + H' \quad (2.18)$$

$$H' = k \times H_{на} + h'(\partial p) \quad (2.19)$$

2. Подкачка:

$$q_{кр} = Q_{кр} - \left\{ \frac{\Delta H_\delta + ca - \Delta z_{c+1} - [H_\delta - (a - bQ_{кр}^{2-m})]}{cb + fl_{c+1}} \right\}^{\frac{1}{2-m}}; \quad (2.20)$$

$$Q_{кр} = \left[\frac{H_n + (n-c-1)a - (\Delta z_{np.с.} + H_k)}{(n-c-1)b + f(L-l_{c+1})} \right]^{\frac{1}{2-m}}; \quad (2.21)$$

Если $q > q_{кр}$

$$H_n + c[a - b(Q_{кр} - q)^{2-m}] = fl_{c+1}(Q_{кр} - q)^{2-m} + \Delta z_{c+1} + H_\delta - (a - bQ_{кр}^{2-m}) + H'. \quad (2.22)$$

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мониторинг гидродинамических и технических характеристик трубопроводных систем [Текст] : учебное пособие для студентов нефтегазового профиля / ред. Ю. Д. Земенков. - Тюмень: Вектор Бук, 2008. - 445 с.
2. СНиП 2.05.06-85*. Актуализированная версия. Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования [Текст]. - М.: Стройиздат, 1985.
3. Типовые расчеты процессов в системах транспорта и хранения нефти и газа [Текст]: учебное пособие для студентов нефтегазового профиля / ТюмГНГУ ; ред. Ю. Д. Земенков. - СПб.: Недра, 2007. - 599 с.
4. Эксплуатация насосно-силового оборудования на объектах трубопроводного транспорта [Текст]: учебное пособие для студентов, бакалавров и магистров, обучающихся по специальности "Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ" направления подготовки дипломированных специалистов "Нефтегазовое дело" / Ю. Д. Земенков [и др.]; ред. Ю. Д. Земенков; ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. - 456 с.
5. Эксплуатация магистральных нефтепроводов [Текст]: учебное пособие для студентов нефтегазового профиля / под общ. ред. Ю. Д. Земенкова; ТюмГНГУ. - 4-е изд., перераб. и доп. - Тюмень: Вектор Бук, 2009. - 662 с.
6. Исследование тепловых процессов на объектах трубопроводного транспорта [Текст]: учебное пособие для студентов нефтегазового профиля / ТюмГНГУ; ред. Ю. Д. Земенков. - Тюмень: Вектор Бук, 2008. - 215 с.
7. Техника и технологические процессы при транспорте энергоресурсов [Текст]: учебное пособие для студентов нефтегазового профиля: в 2 т. Т. 1 / ТюмГНГУ; ред. Ю. Д. Земенков. - Тюмень: Вектор Бук, 2008. - 380 с.
8. Техника и технологические процессы при транспорте энергоресурсов [Текст]: учебное пособие для студентов нефтегазового профиля: в 2 т. Т. 2 / ТюмГНГУ ; ред. Ю. Д. Земенков. - Тюмень: Вектор Бук, 2008. - 320 с.
9. Основы эксплуатации гидравлических систем нефтегазовой отрасли [Текст]: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки специалистов 130500 "Нефтегазовое дело" / Земенков Ю. Д. [и др.] ; под общ. ред. Ю. Д. Земенкова; ТюмГНГУ. - Тюмень: Вектор Бук, 2012. - 400 с.
10. Энергомеханическое оборудование перекачивающих станций нефтепродуктопроводов [Текст]: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки специалистов 131000 "Нефтегазовое дело" / Ю. Д. Земенков [и др.]; под ред. Ю. Д. Земенкова; ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. - 404 с.

11. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Объекты и режимы работы [Текст] : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки специалистов 130500 "Нефтегазовое дело" / В. О. Некрасов [и др.] ; под общ. ред. Ю. Д. Земенкова ; ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. - 282 с.

12. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Распределение и учет [Текст]: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки специалистов 130500 "Нефтегазовое дело" / С. Ю. Подорожников [и др.] ; под общ. ред. Ю. Д. Земенкова ; ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. - 370 с.

13. Земенкова М. Ю., Некрасов В. О., Дмитриева Е. А. Оборудование трубопроводного транспорта нефти: метод. указ. по выполнению курсовых проектов для студентов направления 21.03.01 Нефтегазовое дело профиль «Строительство и обслуживание систем транспорта, хранения и сбыта углеводородов» всех форм обучения / сост. М. Ю. Земенкова, В. О. Некрасов, Е. А. Дмитриева; Тюменский индустриальный университет.– Тюмень: Издательский центр БИК, ТИУ, 2017.– 37 с.

Приложения

Приложение 1

Основные геометрические размеры насосов

Марка насоса	Рабочее колесо		Диаметр входного патрубка*, мм
	D_2 , мм	b_2 , мм	
Основные магистральные насосы			
НМ 125 – 550	264	16	150
НМ 360 – 460	300	24	200
НМ 500 – 300	300	28	250
НМ 1250 – 260	440	26	300
	418	26	
НМ 2500 – 230	430	36	400
	405	38	
	425	26	
НМ 3600 – 230	450	41	500
	430	43	
	450	29	
НМ 5000 – 210	450	69	700
	430	72	
	460	28	
НМ 7000 – 210	465	61	800
	475	49	
	450	52	
НМ 10000 – 210	475	66	1000
	496	57	
	465	58	
Подпорные насосы*			
НПВ 1250 – 60	495	23	300
НПВ 2500 – 80	530	29	400
НПВ 3600 – 90	610	30	500
НПВ 5000 – 120	640	48	700

*Данные ориентировочные

Приложение 2

Расчетное число рабочих дней магистральных нефтепроводов

Протяженность нефтепровода, км	Диаметр нефтепровода, мм	
	до 820 включительно	свыше 820
до 250	$\frac{357}{355}$	$\frac{355}{351}$
свыше 250 до 500	$\frac{356}{355}$	$\frac{353}{351}$
свыше 500 до 700	$\frac{354}{352}$	$\frac{351}{349}$
свыше 700	$\frac{352}{350}$	$\frac{349}{345}$

Примечание: Числитель - для нормальных условий; знаменатель - для осложненных условий (не менее 30% горных и заболоченных участков)

Приложение 3

Параметры магистральных нефтепроводов

Производительность, млн. т/год	Диаметр (наружный), мм	Рабочее давление	
		МПа	кгс/см ²
0,7 – 1,2	219	8,8 – 9,8	90 – 100
1,1 – 1,8	273	7,4 – 8,3	75 – 85
1,6 – 2,4	325	6,6 – 7,4	67 – 75
2,2 – 3,4	377	5,4 – 6,4	55 – 65
3,2 – 4,4	426	5,4 – 6,4	55 – 65
4 – 9	530	5,3 – 6,1	54 – 62
7 – 13	630	5,1 – 5,5	52 – 56
11 – 19	720	5,6 – 6,1	58 – 62
15 – 27	820	5,5 – 5,9	56 – 60
23 – 50	1020	5,3 – 5,9	54 – 60
41 – 78	1220	5,1 – 5,5	52 – 56

Приложение 4

Значение коэффициента надежности по материалу k_1

Характеристика труб	k_1
Сварные из стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5% и подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100% на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами	1,34
Сварные, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом и подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100% сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные, подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100% на сплошность металла неразрушающими методами	1,40
Сварные, изготовленные электроконтактной сваркой токами высокой частоты, сварные соединения которых термически обработаны и подвергнуты автоматическому контролю в объеме 100% неразрушающими методами	1,47
Прочие бесшовные или электросварные	1,55
Примечание - Допускается применять коэффициенты: 1,34 вместо 1,40; 1,40 вместо 1,47 и 1,47 вместо 1,55 для труб, изготовленных двухслойной сваркой под флюсом или электросваркой токами высокой частоты со стенками толщиной не более 12 мм при использовании специальной технологии производства, позволяющей получить качество труб, соответствующее данному коэффициенту k_1 .	

Приложение 5

Значение коэффициента надежности по ответственности трубопровода

Номинальный диаметр трубопровода DN	Значение коэффициента надежности по ответственности трубопровода k_n			
	для газопроводов в зависимости от внутреннего давления p			для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
	$p \leq 5,5$ МПа	$5,5 < p \leq 7,5$ МПа	$7,5 < p \leq 10$ МПа	
500 и менее	1,100	1,100	1,100	1,100
600-1000	1,100	1,100	1,155	1,100
1200	1,155	1,155	1,210	1,155
1400	1,155	1,210	1,265	-

Приложение 6

Категории магистральных трубопроводов

Назначение трубопровода	Категория трубопровода при прокладке	
	подземной	наземной и надземной
Для транспортирования природного газа: номинальным диаметром менее $DN 200^*$ номинальным диаметром $DN 1200$ и более в северной строительно-климатической зоне	IV	III
	III	III
	III	III
Для транспортирования нефти и нефтепродуктов: номинальным диаметром менее $DN 700$ номинальным диаметром $DN 700$ и более в северной строительно-климатической зоне	III	III
	III	III
	III	III

Приложение 7

Основные геометрические размеры насосов

Марка насоса	Рабочее колесо		Диаметр входного патрубکا*, мм
	D_2 , мм	b_2 , мм	
Основные магистральные насосы			
НМ 125 – 550	264	16	150
НМ 360 – 460	300	24	200
НМ 500 – 300	300	28	250
НМ 1250 – 260	440	26	300
НМ 2500 – 230	418	26	400
	430	36	
	405	38	
НМ 3600 – 230	425	26	500
	450	41	
	430	43	
НМ 5000 – 210	450	29	700
	430	69	
	460	72	
НМ 7000 – 210	450	28	800
	465	61	
	475	49	
НМ 10000 – 210	450	52	1000
	475	66	
	496	57	
	465	58	
Подпорные насосы*			
НПВ 1250 – 60	495	23	300
НПВ 2500 – 80	530	29	400
НПВ 3600 – 90	610	30	500
НПВ 5000 – 120	640	48	700

*Данные ориентировочные

Приложение 8

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Способ прокладки трубопровода		Коэффициент надежности по нагрузке γ
		Подземный, наземный (в насыпи)	Надземный	
Постоянные	Масса (собственный вес) трубопровода и обустройств	+	+	1,10 (0,95)
	Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)	+	+	1,00 (0,90)
	Давление (вес) грунта	+	-	1,20 (0,80)

	Гидростатическое давление воды	+	-	1,00
Временные длительные	Внутреннее давление для газопроводов	+	+	1,10
	Внутреннее давление для нефтепроводов номинальным диаметром $DN700-1200$ и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром $DN700$ с промежуточными НПС, ПС без подключения емкостей	+	+	1,15
	Внутреннее давление для нефтепроводов номинальным диаметром $DN700-1200$ и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром $DN700$ без промежуточных или с промежуточными НПС, ПС, работающими постоянно только с подключенной емкостью, а также для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром менее $DN700$	+	+	1,10
	Масса продукта или воды	+	+	1,00 (0,95)
	Температурные воздействия	+	+	1,00
	Воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры	+	+	1,50
	Кратковременные	Снеговая нагрузка	-	+
Ветровая нагрузка		-	+	1,20
Гололедная нагрузка		-	+	1,30
Нагрузка, вызываемая морозным растрескиванием грунта		+	-	1,20
Нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств		+	+	1,20
Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопроводов		+	+	1,00
Воздействие селевых потоков и оползней		+	+	1,00
Особые	Воздействие деформаций земной	+	+	1,00

	поверхности в районах горных выработок и карстовых районах			
	Воздействие деформаций грунта, сопровождающихся изменением его структуры (например, деформация просадочных грунтов при замачивании или многолетнемерзлых грунтов при оттаивании)	+	+	1,00
	Воздействия, вызываемые развитием солифлюкционных и термокарстовых процессов	+	-	1,05

Приложение 9

Характеристики НСА при подборе

Марка основного насоса, диаметр ротора	Назначение основной /подпорный	Характеристики при расчете по воде				Характеристики при перерасчете на вязкую жидкость			
		Напор Н, м	Мощность N, МВт	КПД	Доп.выс.вс Δhдоп, м	Напор Н, м	Мощность N, МВт	КПД	Доп.выс.вс. Δhдоп, м
1.	основной								
2.	основной								
3.	основной								
4.	подпорный								
5.	подпорный								

Результаты подбора оборудования

Марка основного насоса, диаметр ротора, схема соединения	Напор Н, м	Марка подпорного насоса, диаметр ротора, схема соединения	Напор Н, м	Рабочее давление грунты, МПа	Рекомендуемый диапазон давлений, МПа	Вывод о соответствии рекомендаций
1.						Соотв./не соотв.
2.						
3.						

Приложение 10

					<p><i>КП.21.03.01.12/32.09.2023.ПЗ.</i></p>		
					<p>ВВЕДЕНИЕ</p>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Под-</i>	<i>Ла-</i>			
						1	2
<i>Разраб.</i>		<i>Ф.И.О.</i>			<p><i>Сургутский институт нефти и газа, филиал ТИУ в г. Сургуте</i></p>		
<i>Провер.</i>		<i>Ф.И.О.</i>					
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Утверд.</i>							

