Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Клочков Юрий Сергеевич
Должность: Ректор
Дата подписания: 15.10.2026 14:57:50
Уникальный программный ключ:
3beb265d5d589e7ff4c954946f3ad99a1e7dae12

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт транспорта

Кафедра Транспорт
углеводородных ресурсов

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ

Методические указания по выполнению курсовых проектов
для обучающихся по направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело
профиль «Управление и эксплуатация объектов транспорта и хранения
углеводородов» всех форм обучения

Составители:
М.Ю. Земенкова,
доктор технических наук, доцент

Тюмень
ТИУ
2024

Земенкова М. Ю. Трубопроводный транспорт нефти [Текст]: методические указания по курсовому проектированию для обучающихся по направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело профилю «Управление и эксплуатация объектов транспорта и хранения углеводородов» всех форм обучения/ сост. М. Ю. Земенкова; Тюменский индустриальный университет.– Тюмень: Издательский центр БИК, ТИУ, 2024.– 43 с.

Методические указания рассмотрены и рекомендованы к изданию на заседании кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов» «27» марта 2024 года, протокол №_9_.

Аннотация

Методические указания и индивидуальные задания по дисциплине «Трубопроводный транспорт нефти» предназначены для обучающихся по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиля «Управление и эксплуатация объектов транспорта и хранения углеводородов» всех форм обучения разработаны в соответствии с требованиями федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (ФГОС ВО). Освоение дисциплины осуществляется в течение одного семестра.

Методические указания состоят из трех разделов: в первом разделе приведены материалы и инструкции для выполнения курсовых проектов по проектированию и эксплуатации системы нефтепроводов, во втором - изложены основные методики расчета, справочные материалы, примеры расчетов и построений. Представлены основные требования к структуре, содержанию курсовых проектов, к оформлению и их защите.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ…… 3
1.ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ…….. 6
1.1.Определение свойств транспортируемой жидкости……. 6
1.2.Подбор насосно-силового оборудования……... 7
1.3.Пересчет характеристик НСА с воды на вязкую жидкость……. 7
1.4. Определение толщины стенки……... 8
1.5 Расстановка станций при округлении в большую сторону……. 10
1.6 Аналитическая проверка режима работы при расстановке станций с округлением в большую сторону……. 12
1.7 Особенности расстановки НПС с округлением числа станций в меньшую сторону…….. 12
2. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ…… 15
3. РЕЖИМЫ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДА……. 22
3.1. Режим работы нефтепровода при отключении НС……. 22
3.2. Режим работы нефтепровода при периодических сбросах и подкачках…….. 25
Список использованной и рекомендуемой литературы …… 27
Приложения…… 30

1. Цели и задачи освоения дисциплины/модуля

формирование знаний, умений и навыков у обучающихся в области теоретического и технологического моделирования процессов магистрального транспорта нефти, проектирования, оптимизации и управления на объектах транспорта нефти и нефтепродуктов, эффективной надежной, безопасной эксплуатации оборудования, обоснования современных решений при проектировании, эксплуатации, модернизации систем и оптимизации энерготехнологических комплексов сложных объектов систем транспорта и хранения углеводородов.

- 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 сооружения, обеспечение надежности и безопасности, основ управления производственными процессами.

- 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 технологическими процессами при транспорте нефти, а также знаний в области нормативного обеспечения проектирования трубопроводных систем;

- получение навыков решения задач, связанных с выбором трассы нефтепровода, построением профилей, моделированием режимов работы нефтепровода

2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина относится к дисциплинам части учебного плана, формируемой участниками образовательных отношений образовательной программы.

Необходимыми условиями для освоения дисциплины являются:

знать основные законы динамики жидкости, основные принципы работы трубопроводной системы и ее расчёта;

уметь находить информацию в нормативно справочной литературе необходимой для технологических расчётов трубопровода, составлять и читать гидравлические схемы, решать задачи прикладной гидромеханики;

иметь навыки и (или) опыт деятельности навыками программирования, черчения в различных программах САПР, методиками расчёта различных режимов эксплуатации нефтепровода.

Содержание дисциплины является логическим продолжением содержания дисциплин:

Термодинамика и теплопередача

Гидравлика

Основы нефтегазопромыслового дела

Введение в специальность

Начертательная геометрия

и служит основой для освоения дисциплин:

Основы надежности и безопасности объектов транспорта и хранения нефти и газа

Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций

Технологическое управление строительством и модернизацией объектов
транспорта и хранения углеводородов

Чрезвычайные ситуации и безопасность на нефтегазотранспортных объектах

Инновационные технологии транспорта углеводородов

Оборудование объектов трубопроводного транспорта углеводородов

Оперативно-диспетчерское управление объектами транспорта нефти и газа

Проектирование и эксплуатация нефтебаз и резервуарных парков

Мониторинг технологических процессов транспорта и хранения нефти и газа

Техническая диагностика в системах транспорта нефти и газа

3. Результаты обучения по дисциплине

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих
компетенций:

Таблица 3.1

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине
ПКС-1 способность осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной	ПКС-1.1 Осуществляет выбор и систематизацию информации о технологических процессах нефтегазового производства	Знать: З1.1 структуру и требования к информации о технологических процессах
		Уметь: У2.1 Выбирать и систематизировать информацию о технологических процессах
		Владеть: В3.1 Навыками анализа и интерпретации входящей информации

сферой профессиональной деятельности	ПКС-1.2 Разрабатывает и ведет нормативно-техническую документацию, регламентирующую осуществление технологических процессов	Знать: З1.1 существующие регламенты и техническую документацию
		Уметь: У2.1 Разрабатывать и систематизировать новую техническую документацию
		Владеть: В3.1 Навыками анализа проблемных ситуаций на основе входящей информации
	ПКС-1.4 Обеспечивает контроль производственных процессов с применением современного оборудования и материалов	Знать: З1.1 Технологии и методы контроля производственных процессов с применением современного оборудования и материалов
		Уметь: У2.1 Применять методы контроля производственных процессов с применением современного оборудования и материалов
		Владеть: В3.1 Навыками обоснования методов контроля производственных процессов с применением современного оборудования и материалов
ПКС-4 Способность осуществлять оперативное сопровождение технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-4.1 Выбирает технологические процессы в области нефтегазового дела для организации работы коллектива исполнителей	Знать: З1.1 специфику содержания и организации технологических процессов предприятий ТЭК нефтегазового комплекса для организации работы коллектива исполнителей
		Уметь: У2.1 Организовывать рабочий процесс на предприятии
		Владеть: В3.1 навыками выбора эффективных методов организации производственного процесса
	ПКС-4.2 Принимает исполнительские решения при разбросе мнений и конфликте интересов	Знать: З1.1 методы принятия решения при разбросе мнений и конфликте интересов
		Уметь: У2.1 обосновывать решения при разбросе мнений и конфликте интересов

		Владеть: В3.1 навыками обоснования решения при разбросе мнений и конфликте интересов
	ПКС-4.3 Выбирает порядок выполнения работ по сопровождению технологических процессов	Знать: З1.1 Технологические процессы предприятия
		Уметь: У2.1 Выбирать порядок по сопровождению технологических процессов
		Владеть: В3.1 навыками организации технических работ
ПКС-4 Способность осуществлять оперативное сопровождение	ПКС-4.4 Оперативно сопровождает технологические процессы в области нефтегазового дела	Знать: З1.1 методы оперативной организации технологических процессов в области нефтегазового дела
		Уметь: У2.1 выбирать методы оперативной организации технологических процессов в области нефтегазового дела
		Владеть: В3.1 навыками применения методов оперативной организации технологических процессов в области нефтегазового дела
ПКС-5 Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-5.1 Выбирает виды промысловой документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности	Знать: З1.1 Техническую документацию предприятий нефтегазового комплекса
		Уметь: У2.1 Систематизировать и формировать отчетность предприятия
		Владеть: В3.1 Навыками создания алгоритмов отчетностей
	ПКС-5.2 Анализирует и формирует заявки на промысловые исследования и работы, потребность в материалах	Знать: З1.1 основные методы формирования заявок на работы и материалы
		Уметь: У2.1 обосновывать положения заявок на работы и материалы
		Владеть: В3.1 навыками обоснования положения заявок на работы и материалы

ВВЕДЕНИЕ

	ПКС-5.3 Использует промысловые базы данных, геологические и технические отчеты	Знать: З1.1 структуру информации промысловых баз и отчетов
		Уметь: У2.1 анализировать информацию промысловых баз и отчетов
		Владеть: В3.1 навыками анализа информации промысловых баз и отчетов
ПКС-7 Способность выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-7.1 Осуществляет сбор, анализ и систематизацию исходных данных для проектирования	Знать: З1.1 Методы анализа и систематизации входящих данных
		Уметь: У2.1 Осуществлять сбор и анализ данных
		Владеть: В3.1 Навыками систематизации и отбора необходимых данных для проектирования
	ПКС-7.2 Анализирует и обобщает современный опыт проектирования технологических процессов	Знать: З1.1 Методы анализа технологий проектирования технологических процессов
		Уметь: У2.1 Осуществлять сбор информации о технологиях проектирования технологических процессов
		Владеть: В3.1 навыками анализа технологий проектирования технологических процессов
	ПКС-7.3 Использует специализированное программное обеспечение при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Знать: З1.1 Основы работы с персональными компьютерами и их программами
		Уметь: У2.1 Работать с программным обеспечением для проектирования объектов нефтегазовой отрасли
		Владеть: В3.1 Навыками работы в системах CAD
	ПКС-7.4 Оформляет текстовую и графическую части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли	Знать: З1.1 Принципы работы графических редакторов и систем CAD
		Уметь: У2.1 Оформлять текстовую и графическую части проекта в специализированных программах
		Владеть: В3.1 Навыками работы в

		специализированных программах для проектирования объектов нефтегазовой отрасли
ПКС-8 Способность выполнять работы по составлению проектной, служебной документации в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-8.1 Осуществляет выбор нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций	Знать: З1.1 Нормы и правила формирования технических документов, стандартов и правил
		Уметь: У2.1 Осуществлять выбор технической документации
		Владеть: В3.1 Навыками сортировки и анализа необходимой технической документации
	ПКС-8.2 Разрабатывает типовые проектные документы с использованием специализированного программного обеспечения	Знать: З1.1 Структуру типовых проектных документов
		Уметь: У2.1 Использовать специализированное программное обеспечение
		Владеть: В3.1 Навыками работы с типовыми проектами с использованием программного обеспечения ПК
	ПКС-8.3 Представляет и защищает результаты работ по элементам проекта	Знать: З1.1 Процесс и алгоритм защиты технических проектов
		Уметь: У2.1 Представлять проект с различными мультимедиа помощниками
		Владеть: В3.1 Навыками доклада и защиты проектов

Магистральным нефтепроводом называется трубопровод, предназначенный для транспортировки нефти из района добычи или производства в район её потребления.

В состав магистральных нефтепроводов входят:

- ✓ линейные сооружения, представляющие собой собственно трубопровод, систему противокоррозионной защиты, линии связи и т. п.;
- ✓ перекачивающие и тепловые станции;
- ✓ конечные пункты нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, на которых принимают продукт, поступающий по трубопроводу, и распределяют его между потребителями – подают на завод для переработки или отправляют далее другими видами транспорта.

В некоторых случаях в состав магистрального нефтепровода входят и подводящие трубопроводы, по которым нефть от промыслов подается к головным сооружениям трубопровода.

Принятая на данном нефтепроводе технология перекачки нефти диктует схему соединения насосов и резервуаров. Среди возможных схем можно выделить три основные: из насоса в насос, постанционную, с подключением резервуаров.

При использовании схемы перекачки «из насоса в насос», резервуары промежуточных НПС (если они имеются) отключаются от трубопровода и нефть с предыдущего участка подается непосредственно в насосы этих станций для дальнейшей транспортировки по следующему участку. Такая схема перекачки весьма прогрессивна, поскольку исключает промежуточные технологические операции и неизбежно связанные с ними потери нефти. Кроме того, она значительно удешевляет технологию, поскольку исключает сооружение дорогостоящих резервуарных парков. Недостатком этой схемы является «жесткая» гидравлическая связь всех участков, работающих в этом режиме, поскольку любое изменение на одном из них вызывает изменение на всех остальных. В частности, аварийная остановка одного участка ведет к остановке всех участков, связанных с ним режимом перекачки.

При использовании постанционной схемы перекачки нефть на НПС принимают поочередно в один из резервуаров станции, в то время как закачку нефти в трубопровод осуществляют из другого резервуара. Преимущества постанционной схемы перекачки заключаются в том, что отдельные участки нефтепровода оказываются не связанными той жесткой гидравлической зависимостью, которая имеет место в случае перекачки «из насоса в насос», поэтому нефтепровод имеет большую степень надежности и способности к бесперебойной поставке нефти потребителю. Кроме того, при постанционной схеме возможен порезервуарный учет количества транспортируемой нефти, что очень важно для контроля за сохранностью продукции. Основным недостатком постанционной схемы перекачки являются высокая стоимость сооружения и эксплуатации резервуарных парков, а также потери нефти при больших дыханиях резервуаров, связанных с выбросами паров нефти в атмосферу при заполнении резервуаров. Постанционная схема перекачки применяется в основном на головных НПС нефтепровода и его эксплуатационных участков.

При использовании схемы перекачки с подключением резервуаров возможны два варианта: через резервуары и с подключенными резервуарами. В первом варианте нефть с предыдущего участка поступает в резервуар ПНПС и закачивается также из этого резервуара. Такая схема делает соединение участков нефтепровода более «мягким» в гидравлическом отношении. Кроме того, в резервуаре происходит гашение волн давления, связанных с изменениями режима перекачки, что повышает надежность эксплуатации нефтепровода, однако этому способу присущи все недостатки предыдущего способа и в настоящее время он практически

не используется. Во втором варианте схема предусматривает, что основное количество нефти прокачивают по трубопроводу, минуя резервуар, однако при этом допускается, что расходы нефти на предыдущем и последующем участках могут в течение некоторого времени отличаться друг от друга, а дебаланс расходов компенсируется сбросом или подкачкой части нефти в подключенный резервуар. При синхронной работе участков, т.е. перекачке с одним и тем же расходом, уровень нефти в подключенном резервуаре остается постоянным.

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

Задание для курсовой работы выдается преподавателем в начале курса. Утвержденное задание подшивается в курсовую работу и содержит исходные данные для расчётов курсовой работы.

Курсовая работа должна содержать 3 основных части: технологический расчет с округлением в большую и меньшую сторону, расчет режима работы (согласно заданию), графическую часть – лист формата А1 с профилями трассы и линиями гидравлических уклонов.

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-H 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 и не менее 50% источников ТюмГНГУ.

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

1. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Цель технологического 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

$$\rho_t = \frac{\rho_{20}}{1+\beta_p\left(t-20°C\right)},$$

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

ρ_{20} = 830 – 839 кг/м^3 β_p = 0,000868 1/°C
ρ_{20} = 840 – 849 кг/м^3 β_p = 0,000841 1/°C
ρ_{20} = 850 – 859 кг/м^3 β_p = 0,000818 1/°C
ρ_{20} = 860 – 869 кг/м^3 β_p = 0,000868 1/°C.

2. Определение вязкости при расчетной температуре

$$\nu_t = \nu_* \cdot e^{-u(t-t_*)};\ \ u = \frac{1}{t_1-t_2}\ln\frac{\nu_2}{\nu_1},$$

где ν$_*$ - вязкость при любой известной температуре, например t_* = 20 °C.

3. Определение расчетной производительности

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

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

$$\delta = \frac{n_1 \cdot P \cdot D_н}{2\cdot\left(n_1 \cdot P + R_1\right)},$$

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

$$R_1 = R_{н_1} \cdot \frac{m_0}{k_1 \cdot k_н},$$

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

$k_н$ - коэффициент надежности по ответственности трубопровода, принимаемый по приложению;

для расчета принимаем:

R_{n1} = 500 МПа; m_0 = 0,9; k_1 = 1,4; $k_н$ = 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 $Q_{час}$ определить марку подпорного насоса и напор подпорного насоса при максимальном роторе H_n, затем найти рабочее давление в трубопроводе.

$$P_{раб} = \left(H_n + 3 \cdot H_{осн}\right) \cdot \rho_t \cdot g \ .$$

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 $P_{раб}$

$$P_{раб} = \left(H_n' + 3 \cdot H_{осн}'\right) \cdot \rho_t \cdot g \le P_{раб.прил} \ .$$

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 рис. 1

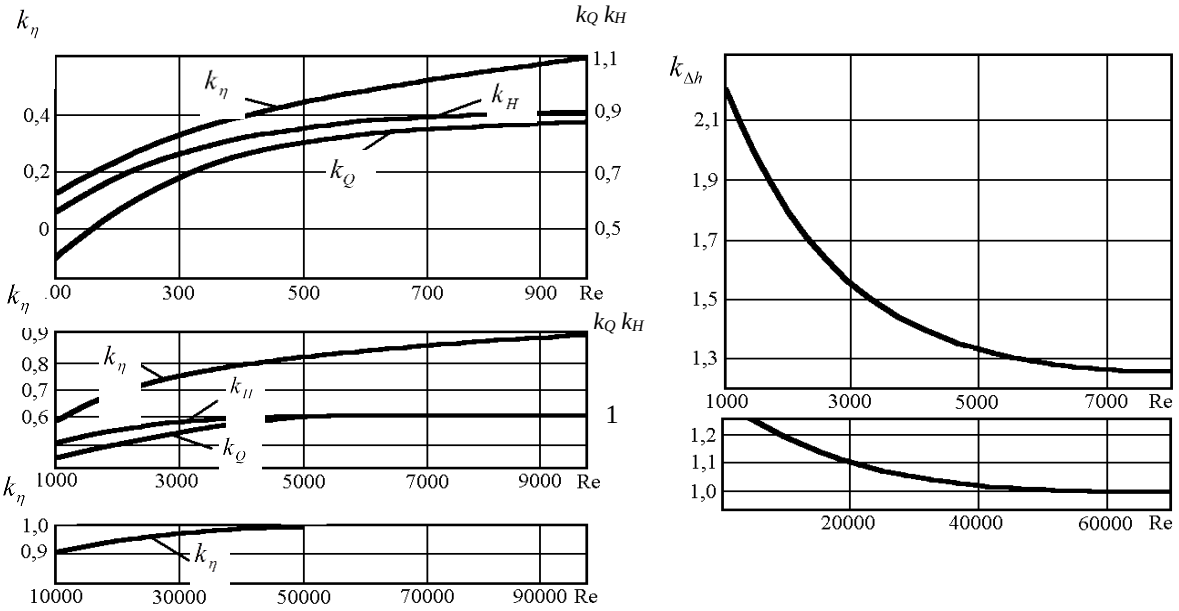


Рис. 1. Значение поправочных коэффициентов

По ней необходимо рассчитать число Рейнольдса для насоса по следующей формуле:

$$\mathrm{Re} = \frac{Q_{\text{опт}}}{2\upsilon\sqrt{D_2 b_2 \varphi_2}\cdot 3600}$$

где $Q_{опт}$ – оптимальная (номинальная) подача насоса; ν - расчетная вязкость жидкости, $м^2/с$; 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 образов, на практике, характеристики пересчитывают с применение поправочных коэффициентов по формулам: $Q_н = k_Q \cdot Q_в$, $H_н = k_H \cdot H_в$, $\eta_н = k_H \cdot \eta_в$, $\Delta h_{допн} = k_{\Delta h} \cdot \Delta h_{допв}$.

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 $P_{раб}$ 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.

$$D_{вн} = D_{н} - 2 \cdot \delta .$$

7. Затем определяют режим течения нефти в нефтепроводе:

$$Re = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot v_t},$$

где Q – секундный расход, м^3/с; D – внутренний диаметр трубопровода, м; v_t - кинематическая вязкость при расчетной температуре, м^2/с.

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

$$Re_I = \frac{10 \cdot D}{e}; \qquad Re_{II} = \frac{500 \cdot D}{e},$$

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

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

$$\lambda = \frac{0{,}3164}{\mathrm{Re}^{0{,}25}};\ m = 0{,}25;\ \beta = 0{,}0246.$$

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

$$\lambda = 0{,}11\left(\frac{e}{D} + \frac{68}{\mathrm{Re}}\right)^{0{,}25};\ m = 0{,}123;\ \beta = 0{,}0802 \cdot 10^{0{,}127 \cdot \lg\frac{e}{D} - 0{,}627}.$$

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

$$h_l = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g},$$

где L – длина трубопровода, м; D – внутренний диаметр нефтепровода, м; g – ускорение свободного падения, g = 9,81 м/с^2; υ – скорость течения нефти, м/с

$$\upsilon = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2},$$

где Q – расход трубопровода, м^3/с.

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

$$H = 1{,}01 \cdot h_l + \Delta z + H_к .$$

Также определяют гидравлический уклон:

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

11. Затем определяют напор одной станции:

$$H_{ст} = k \cdot H_{осн} - h_{вн},$$

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

12. Затем определяют число станций:

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

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:

$$H_{ст}' = \frac{1{,}01 \cdot i \cdot L + \Delta z + H_k - H_n}{n_1};$$

$$H_{нас}' = \frac{H_{ст}' + h_{вн}}{k} = \frac{H_{ст}' + 15}{3};$$

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

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

где Q – рабочая производительность, м^3/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 $H_{ст}$, получим точку А. От конечной точки трассы откладываем величину $H_к$ (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.

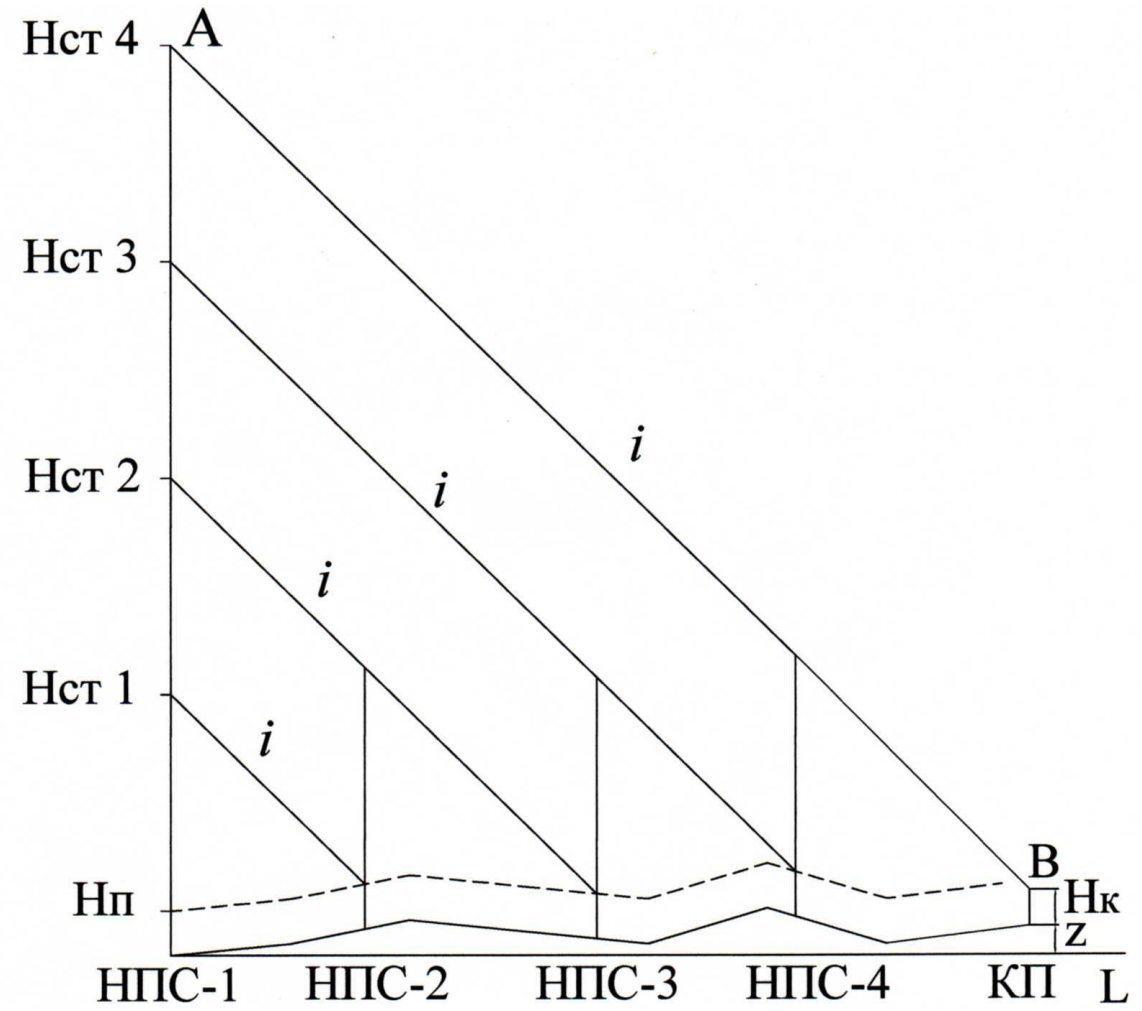


Рис. 2. Расстановка НПС с округлением в большую сторону числа станций

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 $[\Delta H_o]$, левая – ограничиваться величиной напора, который способен выдержать трубопровод, т.е. максимально допустимому напору из условия прочности трубопровода $[H_{доп}]$.

Затем заполняют таблицу 1.

Таблица 1

Месторасположение станций по трассе

№ НПС	км	Z	Расстояние между НПС	Отметки перегонов
1	0	0		
			l_1	$Z_2 - Z_1$
2	l_1	Z_2		
			l_2	$Z_3 - Z_2$
3	$l_1 + l_2$	Z_3		
			l_3	$Z_к - Z_3$
КП	$l_1 + l_2 + l_3$	$Z_к$		

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 $[H_{доп}]$ и $[\Delta H_{доп}]$:

$$[H_{доп}] = \frac{[P_{доп}]}{\rho_t \cdot g};$$

$$[P_{доп}] = \frac{2 \cdot \delta \cdot R_1}{n_1 \cdot (D_н - 2 \cdot \delta)},$$

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

$$[\Delta H_{доп}] = |H_s| + h_{вс};\ H_s = \frac{P_a - P_y}{\rho_t \cdot g} - \Delta h_{проткав.},$$

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

Проверяют режим работы станций из условий:

$$H_{ст} \le [H_д];$$

$$\Delta H_{ст} \ge [\Delta H_д],$$

$H_к \approx 30$ м.

$$H_{ст_1} = H_п + k \cdot H_{осн} - h_{вн} \le [H_д];$$

$$\Delta H_{ст_1} = H_{ст_1} - 1{,}01 \cdot i \cdot l_1 - \Delta z_{2-1} \ge [\Delta H_д];$$

$$H_{ст_2} = \Delta H_{ст_2} + k \cdot H_{осн} - h_{вн} \le [H_д];$$

$$\Delta H_{ст_3} = H_{ст_2} - 1{,}01 \cdot i \cdot l_2 - \Delta z_{3-2} \ge [\Delta H_д];$$

$$H_{ст_3} = \Delta H_{ст_3} + k \cdot H_{осн} - h_{вн} \le [H_д];$$

$$H_k = H_{ст_3} - 1{,}01 \cdot i \cdot l_3 - \Delta z_{k-3} \ge H_к.$$

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.

$H_п$ - откладывают один раз;

$\sum H_{НПС} = k \cdot n \cdot H_{осн}$,

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

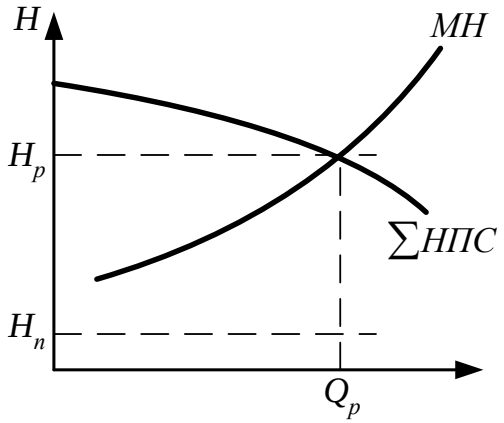


Рис. 3. *Q-H* характеристики всех НПС и МН

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

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

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.

1.8 Особенности расстановки НПС с округлением числа станций в меньшую сторону.

Так как число станций меньше требуемого (примем число станций, равное трем), то напор, развиваемый ими, недостаточен. Чтобы избежать снижения производительности, нужно уменьшить гидравлическое сопротивление линейной части путем сооружения лупинга. Предварительно нужно определить гидравлический уклон лупинга $i_л$ и построить треугольник гидравлических уклонов в масштабе основного чертежа.

Основание треугольника берется равным $AF = 100 км$, $BF = h = i \cdot 10^5$ и $EF = h_л = i_л \cdot 10^5$ (4).

В масштабе высот профиля отложим подпор и суммарный напор станций аналогично вышеизложенному. Получим точку M. От конечной точки трассы откладываем величину $H_к$, получим точку D. Из точки D проводим линию гидравлического уклона i. Из точки M проводим линию гидравлического уклона лупинга $i_л$ и также линию i. Все линии гидравлических уклонов полученного параллелограмма MNDC соответственно параллельны линиям треугольника уклонов. Далее сравниваем проекцию MN с аналитической длиной лупинга, найденной по (4). Если сходимость удовлетворительная, то значит параллелограмм MNDC построен правильно. Затем из точек 2 и 1, как из вершин, строим параллелограммы со сторонами, параллельными первому, но не «закрываем» их.

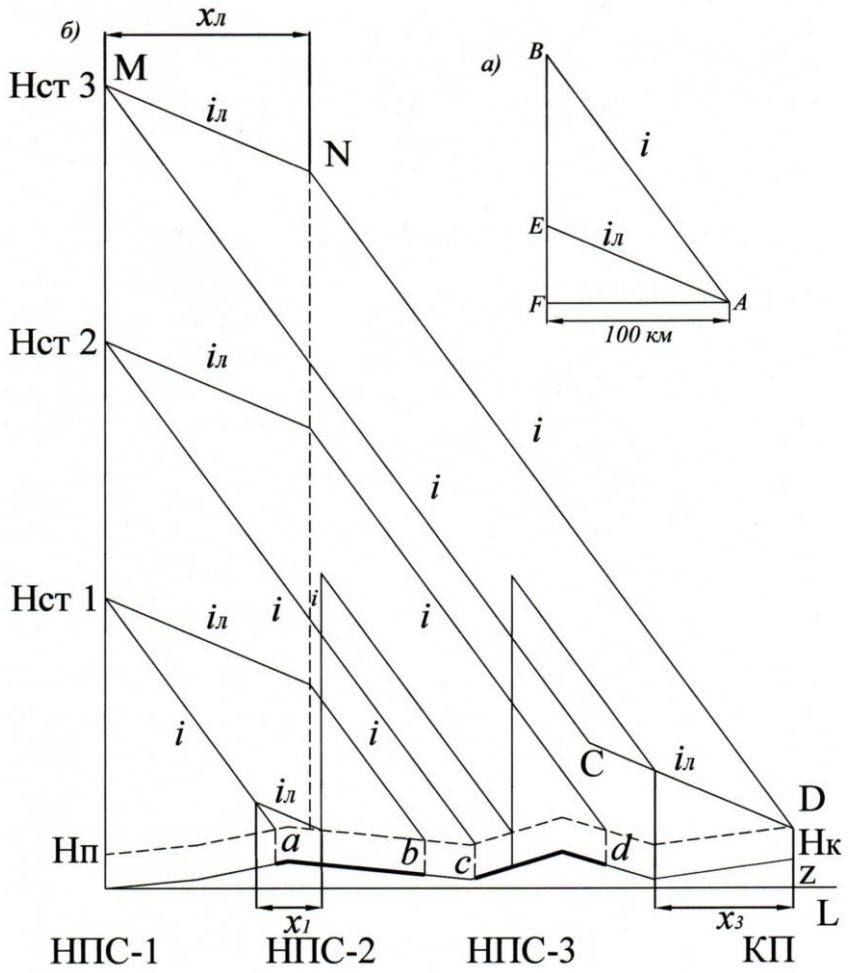


Рис. 4. Расстановка НПС с округлением в меньшую сторону числа станций

Линии пересечения сторон полученных параллелограммов с линией подпора будут определять зоны возможного расположения НПС – ab и cd. 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

$$x_1 + x_3 = x_л .$$

2. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ

Сделать гидравлический расчет нефтепровода, если длина его L = 600км, ΔZ =100 м, производительность G = 34 млн./год. Заданы вязкость и плотность нефти: ρ_{20} = 852 кг/м3; ν_{20} = 48 сСт; ν50 = 22 сСт.

Расчетная температура нефти t =7 °С, минимальная температура нефти в трубопроводе.

Сделать механический расчет нефтепровода, подобрать насосно-силовое оборудование, определить число НС, расставить их по трассе с округлением в большую сторону. Сделать аналитическую проверку работы НПС и построить график Q-H работы НПС и МН. Рассчитать режим работы трубопровода и НПС.

Решение

1. Определение плотности нефти при заданной температуре

$$\rho_t = \frac{\rho_{20}}{1+\beta_p(t-20^\circ)} = \frac{852}{1+0{,}000818(7-20)} = 861{,}16 \text{ кг/м}^3.$$

2. Определение вязкости нефти при t_p

$$v_t = v_* e^{-u(t-t_*)} = 48e^{-0{,}026(7-20)} = 67{,}3 \text{ сСт},$$

$$u = \frac{1}{t_1 - t_2}\ln\frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{50-20}\ln\frac{48}{22} = 0{,}026 .$$

3.Определение расчетной производительности

$$Q_{расч.} = \frac{G}{\rho_t N 24} = Q, \text{ м}^3/\text{час},$$

т.к G = 34 млн. т/год , тогда D = 1020 мм (прил. 3).

Число рабочих дней N_p = 349 (прил. 2).

$$Q_{расч} = \frac{34\cdot 10^9}{861{,}16\cdot 349\cdot 24} = 4713{,}66 \text{ м}^3/\text{час} = 1{,}31 \text{ м}^3/\text{с}.$$

4.Определение толщины стенки

$$\delta = \frac{n_1 P D_н}{2(n_1 P + R_1)},$$

где n_1 = 1,15.

5. Определяем марку насоса и найдем напор насоса при верхнем и нижнем роторе, приняв число рабочих насосов равным 3. Напор основных насосов $3H_{осн}$

$$R_1 = R_{н1}\frac{m_0}{K_1 K_н} = 530\cdot\frac{0{,}9}{1{,}34\cdot 1{,}1} = 323{,}6,$$

m_0=0,9; K_l = 1,34; $K_н$=1,1; $R_{нl}$=530 МПа. Сталь 13Г2АФ, ТУ 14-3-1424-86. Изготовитель – Новомосковский трубный завод.

Выбираем насос НМ 5000-210 по $Q_{раб}$ (м^3/час).

Характеристика работы насоса

При

Q=4713,67 м^3/час ≈ 4714 м^3/час,

H_1=220 м (ротор верхний),

H_2=160 м (ротор нижний).

Подпорный: НПВ 5000-120

При

Q=4714 м^3/час,

H_1=123 м (ротор верхний),

H_2=92 м (ротор нижний).

Считаем, что у нас 3 основных и 1 подпорный насос.

Найдем рабочее давление в трубопроводе

$$P_{раб} = (H_п + 3Носн)\rho_t g;$$

а) $P_{раб1} = (123 + 3 \cdot 220) \cdot 861{,}16 \cdot 9{,}81 = 6{,}6$ МПа;

б) $P_{раб2} = (92 + 3 \cdot 160) \cdot 861{,}16 \cdot 9{,}81 = 4{,}8$ МПа;

в) $P_{раб} = (123 + 3 \cdot 160) \cdot 861{,}16 \cdot 9{,}81 = 5{,}1$ МПа.

Выбираем вариант в), т.е. нижний ротор как $H_{осн}$.

В результате проверки на необходимость пересчета с воды на нефть установлено, что пересчета по давлению (напору) в данных условиях не требуется.

6. Определим толщину стенки трубы при $P_{раб}$=5,1 МПа

$$\delta = \frac{1{,}15 \cdot 5{,}1 \cdot 1020}{2(1{,}15 \cdot 5{,}1 + 323{,}6)} = 9{,}07 \text{ мм},$$

принимаем δ=9,2 мм, как ближайшую большую по сортаменту, сталь 13г2АФ, Новомосковский трубный завод.

$$D_{вн} = D_н - 2\delta;$$

$$D_{вн} = 1020 - 2 \cdot 9{,}2 = 1001{,}6 \text{ мм}.$$

7. Режим течения нефти в нефтепроводе

$$\mathrm{Re} = \frac{4Q}{\pi D_{вн} \nu_t}$$

$$\mathrm{Re} = \frac{4 \cdot 1{,}31}{3{,}14 \cdot 1{,}0016 \cdot 67{,}3 \cdot 10^{-6}} = 24757.$$

8. Определяем число Рейнольдса

$$\mathrm{Re}_I = \frac{10D}{e} = \frac{10 \cdot 1001{,}6}{0{,}15} = 66773;$$

$$\mathrm{Re}_{II} = \frac{500D}{e} = \frac{500 \cdot 1001{,}6}{0{,}15} = 3338666;$$

$$2320 < 24757 < \mathrm{Re}_I .$$

турбулентный режим, зона Блазиуса

m=0,25; β=0,0246;

$$\lambda = \frac{0{,}3164}{\mathrm{Re}^{0{,}25}} = \frac{0{,}3164}{24757^{\,0{,}25}} = 0{,}02522 \ .$$

9. Гидравлический уклон

$$i = \lambda \frac{1}{D}\frac{v^2}{2g} = \frac{0{,}02522 \cdot 1{,}66^2}{1{,}0016 \cdot 2 \cdot 9{,}81} 0{,}0035 ;$$

$$\upsilon = \frac{4Q}{\pi D^2} = \frac{4 \cdot 1{,}31}{3{,}14 \cdot 1{,}0016^{\,2}} = 1{,}66 \text{ м/с};$$

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D^{5-m}} = \frac{0{,}0246 \cdot 1{,}31^{2-0{,}25} \cdot (67{,}3 \cdot 10^{-6})^{0{,}25}}{1{,}0016^{\,5-0{,}25}} = \frac{0{,}003574075}{1{,}0076} = 0{,}0035 .$$

10. Потери напора на трение в нефтепроводе по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_l = \lambda \frac{LV^2}{D2g} = i \cdot L = 0{,}0035 \cdot 600000 \ = 2121{,}9 \text{ м.}$$

11. Полные потери напора в нефтепрводе

$$H = 1{,}01 h_l + \Delta Z + H_k \text{, } H_к\text{=30 м;}$$

$H = 1{,}01 \cdot 2121{,}87 + 100 + 30 = 2273{,}09 \approx 2273$ м, при ΔZ=100 м.

12. Напор одной станции.

$$H_{ст} = к \cdot H_{осн} - h_{вн} .$$

$h_{вн}$=15м внутристанционные потери.

$$H_{ст} = 3 \cdot 160 - 15 = 465 \text{ м.}$$

13. Определяем число станций.

$$n = \frac{1{,}01 \cdot i \cdot l + \Delta Z + H_k - H_n}{kH_{осн} - h_{вн}} = \frac{1{,}01 \cdot 0{,}0035 \cdot 600000 \ + 100 + 30 - 123}{3 \cdot 160 - 15} = 4{,}6 .$$

а) округляем в большую сторону $n_1 > n$, n_1=5 станций.

Действительно необходимый напор одной станции:

$$H'_{ст} = \frac{1{,}01 \cdot i \cdot l + \Delta Z + H_k - H_n}{n_1} = \frac{1{,}01 \cdot 0{,}0035 \cdot 600000 + 100 + 30 - 123}{5} = 425{,}6 \text{ м.}$$

Действительный напор одного насоса

$$H'_{нас} = \frac{H'_{ст} + h_{вн}}{K} = \frac{425{,}6 + 15}{3} = 146{,}87 \text{ м.}$$

Производим обрезку рабочего колеса

$$\frac{D'_2}{D_2} = \sqrt{\frac{H'_{нас} + вQ^2}{a}} = \sqrt{\frac{H'_{нас}(Q_2^2 - Q_1^2) + (H_1 - H_2)Q^2}{H_1 Q_2^2 - H_2 Q_1^2}} .$$

Q_2=4800 м^3/час=1,33 м^3/с, H_2=157 м, Q_1=3200 м^3/час=0,89 м^3/с, H_1=207 м.

$\frac{D'_2}{D_2} = \sqrt{\frac{146{,}87(1{,}33^2 - 0{,}89^2) + (207 - 157)1{,}31^2}{207 \cdot 1{,}33^2 - 157 \cdot 0{,}89^2}} = \frac{229{,}68}{241{,}8} = 0{,}948$, т.е обрезаем на 5,2%

$D'_2 = D_2 \cdot 0{,}948 = 405 \cdot 0{,}948 = 384$ мм – новый диаметр ротора.

Расстановка НПС по трассе при $n_1>n$. Необходимо вычислить масштаб по вертикали и отложить $\Delta Z, H_к$ в масштабе напоров станций. Затем откладывают величину напора подпорного насоса и напор станции n_1 раз и соединяют суммарный напор станций с $H_к$, получают линию гидравлического уклона i. Месторасположение станций определяют пересечением линии гидравлического уклона с линией, отстающей от профиля на величину подпора. Эти точки переносят на профиль трассы.

14. Проверка режима работы всех НПС.

$$[P_{доп}] = \frac{2\delta R_1}{n_1(D_н - 2\delta)} = \frac{2 \cdot 9{,}2 \cdot 324{,}5}{1{,}15 \cdot 1001{,}6} = 5{,}18 \text{ МПа};$$

$$[H_{доп}] = \frac{[P_{доп}]}{\rho_t g} = \frac{5{,}18 \cdot 10^{-6}}{861{,}16 \cdot 9{,}81} = 613{,}6 \text{ м};$$

$$H_s = \frac{P_a - P_y}{\rho_t} - \Delta h_{прот.кав.}.$$

P_a=760 мм рт. ст., P_y=500 мм рт ст., по Q-H характеристике насоса $\Delta h_{прот.кав.}$=38 м

$$H_s = \frac{(760 - 500) \cdot 133{,}3}{861{,}16 \cdot 9{,}81} - 38 = -33{,}9 \text{ м}.$$

Насос не обладает самовсасывающей способностью, нужен подпор, величиной

$$[\Delta H_{доп}] = |-33{,}9| + 10 = 43{,}9 \text{ м}.$$

Проверяем режим работы станций из условий:

$$\begin{matrix} H_{ст} \le [H_{доп}] \\ \Delta H_{ст} \ge [\Delta H_{доп}] \end{matrix}, \text{ при } H_к=30 \text{ м};$$

$$H_{ст1} = H_п + kH_{осн} - h_{вн} \le [H_{доп}];$$

$$H_{ст1} = 123 + 3 \cdot 146{,}87 - 15 = 548{,}61 \le 613{,}6 \text{ м};$$

$$\Delta H_{ст2} = H_{ст1} - 1{,}01 \cdot i \cdot l_{1-2} - \Delta Z_{2-1} \ge [H_{доп}];$$

$$\Delta H_{ст2} = 548{,}61 - 1{,}01 \cdot 0{,}0035 \cdot 111000 - 18 = 138{,}2 \ge 43{,}9 \text{ м};$$

$$H_{ст2} = \Delta H_{ст2} + \kappa H_{осн} - h_{вн} \le [\Delta H_{доп}];$$

$$H_{ст2} = 138{,}2 + 3 \cdot 146{,}87 - 15 = 563{,}8 \le 613{,}6 \text{ м};$$

$$\Delta H_{ст3} = 563{,}8 - 1{,}01 \cdot 0{,}0035 \cdot 116100 - 19 = 134{,}39 \ge 43{,}9 \text{ м};$$

$$H_{ст3} = 134{,}39 + 3 \cdot 146{,}87 - 15 = 560 \le 613{,}6 \text{ м};$$

$$\Delta H_{ст4} = 560 - 1{,}01 \cdot 0{,}0035 \cdot 111900 - 20 = 144{,}4 \ge 43{,}9 \text{ м};$$

$$H_{ст4} = 144{,}4 + 3 \cdot 146{,}87 - 15 = 570{,}04 \le 613{,}6 \text{ м};$$

$$\Delta H_{ст5} = 570{,}04 - 1{,}01 \cdot 0{,}0035 \cdot 113400 - 17 = 152{,}17 \ge 439 \text{ м};$$

$$H_{ст5} = 152{,}17 + 3 \cdot 146{,}87 - 15 = 577{,}8 \le 613{,}6 \text{ м};$$

$$H_к = H_{ст5} - 1{,}01 \cdot i \cdot l_{5-к} - \Delta Z_{k-5} \ge H_k;$$

$$H_k = 577{,}8 - 1{,}01 \cdot 0{,}0035 \cdot 147600 - 26 = 30{,}034 \ge 30 \text{ м}.$$

Проверка сошлась, следовательно, станции расставлены правильно.

15. Строим совместный график работы нефтепровода и всех НПС. Определяем рабочую точку системы.

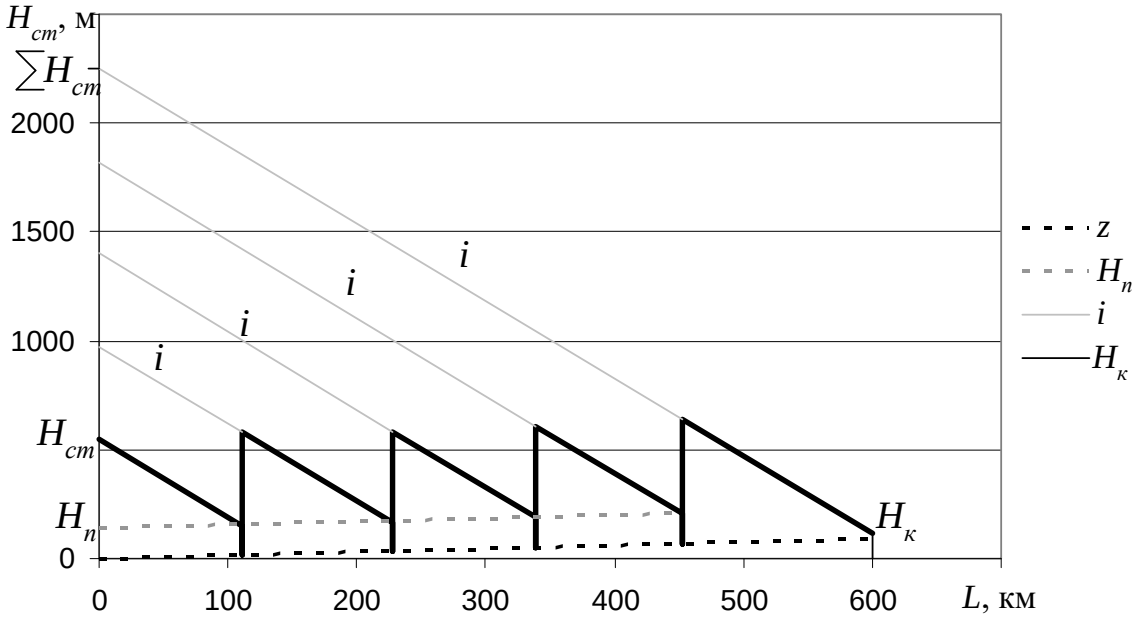


Рис. 5. Расстановка числа станций при n_1=5; n_1>n

Таблица 2

Характеристика НПС на трассе при n_1>n

№ НПС	L, км	L_i, км	Z_i, м	ΔZ
1	0	0	0	
2	111	111	18	18
3	227,1	116,1	37	19
4	339	111,9	57	20
5	452,4	113,4	74	17
КП	600	147,6	100	26
		$\sum L_i$=600км		$\sum \Delta Z$=100м

Построение Q-H характеристики:

$Q_{расч.}$=4713,7 м^3/час, $H_{нас}$=147 м;

$Q_{расч.}$ - 800=3913,7 м^3/час, $H_{нас}$=171 м;

$Q_{расч.}$ + 800=5513,7 м^3/час, $H_{нас}$=113 м;

Суммарный напор всех станций

$$\sum H_{ст} = H_п + H' \cdot K \cdot n - 15 \cdot n$$

где K – число насосов на НПС; n – число НПС на трассе; $H_п$=123 м.

Характеристика трубопровода строится по уравнению:

$$H = 1{,}01\beta \frac{Q_x^{2-m} v_t^m L}{D^{5-m}} + \Delta Z + H_k$$

Характеристика станции

1) $Q_{расч.}$=4713,7 м^3/час, $H_{нас}$=147 м

$\sum H_{ст} = 147 \cdot 3 \cdot 5 - 15 \cdot 5 = 2128$ м;

2) $Q_{расч.}$ - 800=3913,7 м^3/час, $H_{нас}$=171 м

$\sum H_{ст} = 171 \cdot 3 \cdot 5 - 15 \cdot 5 = 2490$ м;

3) $Q_{расч.}$ + 800=5513,7 м^3/час, $H_{нас}$=113 м

$\sum H_{ст} = 113 \cdot 3 \cdot 5 - 15 \cdot 5 = 1620$ м.

Характеристика трубопровода:

β=0,0246, m=0,25

1) $H = 1{,}01 \cdot 0{,}0246 \cdot \frac{1{,}31^{2-025}(67{,}3 \cdot 10^{-6})^{0{,}25} 600000}{1{,}0016^{4{,}75}} + 100 + 30 = 2279{,}5$ м

2) $H = \frac{1{,}01 \cdot 0{,}0246 \cdot 1{,}087^{1{,}75}(67{,}3 \cdot 10^{-6})^{0{,}25} 600000}{1{,}0016^{4{,}75}} + 130 = 1681$ м

3) H=2955,6 м

Строим Q-H характеристику в масштабе (рис. 6)

по горизонтали: 1 мм=40 м^3/час

по вертикали 1 мм=20 м

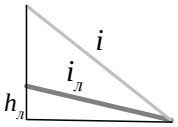
Рабочая точка системы:

$Q_{раб}$=4713,7 м3/час = Q_p

$H_{раб}$=2273 м =H (полные потери)

б) Число станций округляем в меньшую сторону.

n_2<n, n_2=4 станции.



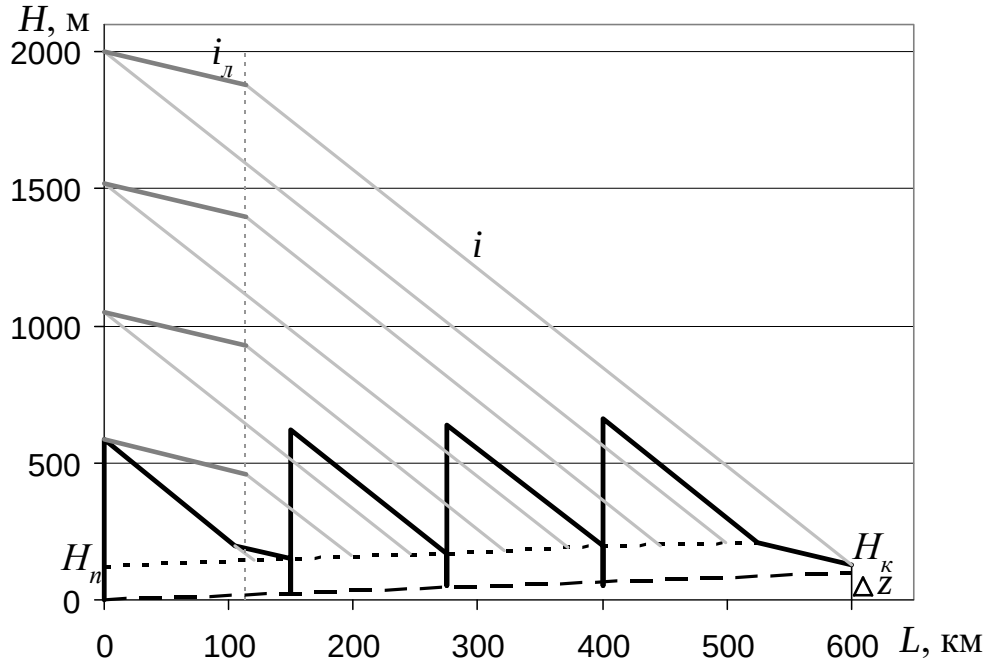


Рис. 6 Расстановка станций при $n_2<n$; $n_2=4$

Таблица 3

Характеристика НПС по трассе при $n_2<n$

№ НПС	L, км	L_i, км	Z_i, м	ΔZ
1	0	0	0	
2	150	150	28	28
3	274,5	124,5	48	20
4	399	124,5	68	20
КП	600	201	100	32

Снизим сопротивление линейной части, т.е. построим лупинг длиной X.

Длина лупинга

$$X_1 = \frac{H_{ст}(n-n_2)}{i(1-w)} = \frac{465(4,6-4)}{0,0035(1-0,296)} = 113230,5 \text{ м} = 113,23 \text{ км}.$$

Уклон лупинга

$$i_л = i \cdot w, \text{ если } D_л=D, \text{ то}$$

$$w = \frac{i_л}{i} = 0,296 \text{ в зоне Блазеуса;}$$

$$i_л = 0,0035 \cdot 0,296 = 0,001036 ;$$

$$h_{100км} = i \cdot 10^5 = 0,0035 \cdot 10^5 = 350 \text{ м;}$$

$$h_л = i_л \cdot 10^5 = 0,001036 \cdot 10^5 = 103,6 \text{ м.}$$

Уточненный расчет НПС, при $n_2<n$; $n_2=4$; лупинг проложен на 1-ом перегоне – 41,4 км и последнем перегоне – 71,8 км.

$$H_{ст} \le [H_{доп}] = 613,6 \text{ м;}$$

$$\Delta H_{ст} \ge [\Delta H_{доп}] = 43,9 \text{ м;}$$

$$H_{ст1} = H_п + кН_{осн}^{без\ \ обр.} - 15 \le H_{доп};$$

$$H_{ст1} = 123 + 3 \cdot 160 - 15 = 588 \le 613,6;$$

$$\Delta H_{ст2} = H_{ст1} - 1,01 \cdot i(l_{1-2} - X_{1л}) - 1,01 i_л \cdot X_{1л} - \Delta Z \ge H_g;$$

$$\Delta H_{ст2} = 588 - 1,01 \cdot 0,0035(150000 - 41,4 \cdot 10^3) - 1,01 \cdot 0,001036 \cdot 41400 - 28 = 132,78 \ge 43,9;$$

$$H_{ст2} = 132,78 + 3 \cdot 160 - 15 = 597,78 \le 613,6;$$

$$\Delta H_{ст3} = 597,78 - 1,01 \cdot 0,0035 \cdot 124500 - 20 = 137,67 \ge 43,9;$$

$$H_{ст3} = 137,67 + 465 = 602,67 \le 613,6;$$

$$\Delta H_{ст4} = 602,67 - 1,01 \cdot 0,0035 \cdot 124500 - 20 = 142,56 \ge 43,9;$$

$$H_{ст4} = 142,56 + 465 = 607,56 \le 613,6;$$

$$H_к = H_{ст4} - 1,01 \cdot i(l_{4-к} - X_{4л}) - 1,01 \cdot i_л \cdot X_{4л}) - \Delta Z \ge H_k;$$

$$H_k = 607,56 - 1,01 \cdot 0,0035(201000 - 71800) - 1,01 \cdot 0,001036 \cdot 71800 - 32 = 43,4 \ge 30.$$

Построение Q-H характеристики при округлении числа станций в меньшую сторону

Q_p=4714 м^3/час = 1,31 м^3/с, H_p=160 м;
Q_1=3914 м^3/час = 1,087 м^3/с, H_1=180 м;
Q_3=5514 м^3/час = 1,532 м^3/с, H_3=125 м;

$$H_1 = H_n + k \cdot H_{осн} \cdot n_2 - 15 n_2 ;$$

$$H_p = 123 + 3 \cdot 160 \cdot 4 - 15 \cdot 4 = 1983 \text{ м};$$

$$H_1 = 123 + 3 \cdot 180 \cdot 4 - 60 = 2223 \text{ м};$$

$$H_3 = 123 + 3 \cdot 125 \cdot 4 - 60 = 1563 \text{ м};$$

$$H_1 = 1{,}01\beta \frac{Q_x^{2-m} \nu_t^m}{D^{5-m}} \left[L - X_л (1 - w) \right] + \Delta Z + H_k ;$$

$$H_p = 1{,}01 \cdot 0{,}0246 \frac{1{,}31^{1{,}75} (67{,}3 \cdot 10^{-6})^{0{,}25}}{1{,}0016^{4{,}75}} \left[600000 - 113230{,}5 (1 - 0{,}296) \right] + 100 + 30 = 1994 \text{ м};$$

$$H_1 = 1{,}01 \cdot 0{,}0246 \cdot \frac{1{,}087^{1{,}75} (67{,}3 \cdot 10^{-6})^{0{,}25}}{1{,}0016^{4{,}75}} \cdot 520285{,}728 + 130 = 1474{,}6 \text{ м};$$

$$H_3 = 0{,}024846 \frac{1{,}532^{1{,}75} (67{,}3 \cdot 10^{-6})^{0{,}25}}{1{,}0016^{4{,}75}} \cdot 520285{,}728 + 130 = 2581{,}4 \text{ м}.$$

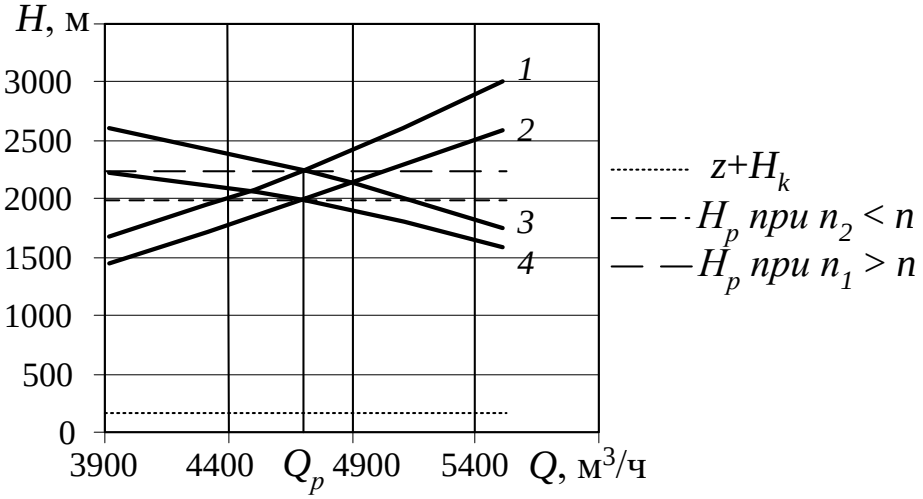


Рис. 7 *Q-H* характеристика

1 – характеристика Q-H нефтепровода при n_1=5; 2 – характеристика Q-H нефтепровода при n_2=4 (с лупингом); 3 – характеристика Q-H НПС при n_1=5; 4 – характеристика Q-H НПС при n_2=4; Q_p – рабочая производительность МН.

3. РЕЖИМЫ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДА

3.1. 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 $n_1 > n$).

Методика решения

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

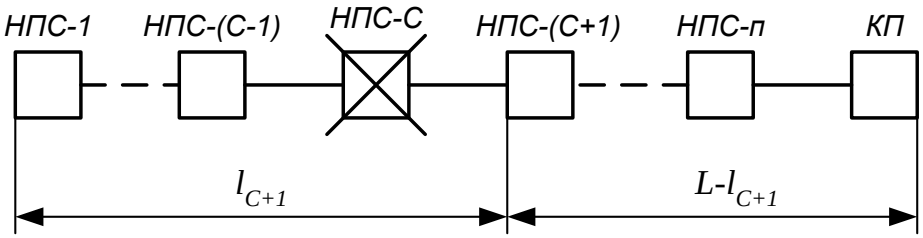


Рис. 8. Схема нефтепровода с расстановкой НПС по трассе

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

$i^* < i$

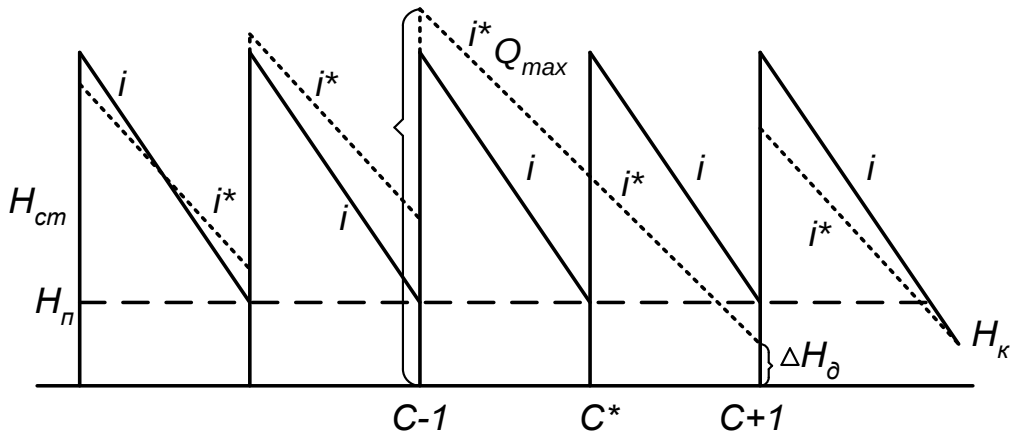


Рис. 9. Линия изменения напоров при отключении 3-й НПС

i – гидравлический уклон до отключения НПС; i^* – гидравлический уклон после отключения НПС.

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

$$H_{C\text{-}1} = [H_д];$$
$$\Delta H_{C+1} = [\Delta H_д],$$

тогда получим:

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

где $H_д$-$\Delta H_д$ – располагаемый напор на сдвоенном перегоне; ΔZ / – ΔZ сдвоенного перегона; l_{C+1}- l_{C-1} – длина сдвоенного перегона.

Величина Q^*_{max} будет лимитировать (ограничивать) производительность всего трубопровода, ее можно принять за расчетную.

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

$$H^*=1{,}01\cdot h_\tau+\Delta Z+H_K,$$

где h_τ – потери напора на трение, равны:

$$h_\tau = \beta\cdot\frac{Q^{*2-m}_{.max}\cdot\nu^m\cdot L}{D^{5-m}}.$$

3. Определим количество насосов:

$$K^* = \frac{H^*}{H^*_{обт.нас}},$$

где $H^*_{обт.нас}$ – напор обточенного насоса при производительности Q^*_{max} (по характеристике насоса).

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

4. Проверяют режим работы станций из условий:

$$H_{ст} \le [H_д];$$

$$_\Delta H_{ст} \ge [_\Delta H_д];$$

$$H_{ст1} = H_п + K^*_1\cdot H^*_{обт.нас} - h_{вн} \le [H_д];$$

где K^*_1 – количество насосов на первой станции.

$$_\Delta H_{ст2} = H_{ст1} - 1{,}01\cdot i_*\cdot l_{1-2} - {}_\Delta Z_{2-1} \ge [_\Delta H_д];$$

где i_* - новый уклон при Q^*_{max}.

$$H_{ст2} = {}_\Delta H_{ст2} + K^*_2\cdot H^*_{обт.нас} - h_{вн} \le [H_д];$$

$$_\Delta H_{ст4} = H_{ст2} - 1{,}01\cdot i_*\cdot l_{2-4} - {}_\Delta Z_{4-2} \ge [_\Delta H_д];$$

$$H_{ст4} = {}_\Delta H_{ст4} + K^*_4\cdot H^*_{обт.нас} - h_{вн} \le [H_д];$$

$$H_к = H_{ст.п} - 1{,}01\cdot i_*\cdot l_{4-к} - {}_\Delta Z_{к-4} \ge H_к;\ (H_к \approx 30\text{ м}).$$

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

Пример расчета режима работы нефтепровода при отключении НС

По данным, полученным в результате технологического расчета МН (предыдущий раздел) произвести расчет режима работы нефтепровода при отключении НС.

Решение

1. $$Q^*_{\max} = \left[\frac{613,6 - 43,9 - (57 - 18)}{1,01 \cdot 0,0246 \cdot (67,3 \cdot 10^{-6})^{0,25} \frac{10^3 (339 - 111)}{1,0016^{4,75}}} \right]^{\frac{1}{2-m}} = 1,024 \text{ м/с} < Q_{раб}.$$

По характеристике $H^*_{обт.нас} = 180$ м.

2. Полные потери при новой производительности

а) Потери напора на трение:

$$h_\tau = 0,0246 \frac{1,024^{1,75} (67,3 \cdot 10^{-6}) 600000}{1,0018^{4,75}} = 56218,85 \cdot 0,0246 = 1382,98 \text{ м};$$

$$H^* = 1,01 \cdot 1382,98 + 130 = 1526,8 \text{ м}.$$

3. Количество насосов

$$K^* = \frac{H^*}{H^*_{нас}} = \frac{1526,8}{180} = 8,48 \text{ (штук)},$$

принимаем K^*=9 насосов, т.е. должно быть на всех НПС не меньше 9 насосов. Принимаем, что на станции перед отключенной, т.е на второй имеем 3 насоса, а на остальных (1-й, 4-й и 5-й) по 2 насоса.

4. Проверяем режим работы каждой станции с новым количеством насосов.

$$H_{ст1} = H_n + K^* H^*_{осн} - 15 \le [H_{доп}];$$

$$H_{ст1} = 123 + 2 \cdot 180 - 15 = 468 \le 613,6;$$

$$\Delta H_{ст2} = H_{ст1} - 1,01 \cdot i^* l_{1-2} - \Delta Z_{2-1} \ge [\Delta H_{доп}];$$

$$\Delta H_{ст2} = 468 - 1,01 \cdot 0,0023 \cdot 111000 - 18 = 191,5;$$

$$191,5 \ge 43,9;$$

$$H_{ст2} = 191,5 + 3 \cdot 180 - 15 = 716,5 \ge 613,6,$$

условие не выполняется, дросселируем на величину 716,5-613,6=102,9 м

$$\Delta H_{ст4} = 613,9 - 1,01 \cdot 0,0023 \cdot (339 - 111) 10^{-6} - (58 - 17) = 43,3 \le 43,9;$$

$$H_{ст4} = 43,9 + 2 \cdot 180 - 15 = 388,9 \le 613,6;$$

$$\Delta H_{ст5} = 388,9 - 1,01 \cdot 0,0023 \cdot 113400 - 17 = 108,47 \ge 43,9;$$

$$H_{ст5} = 108,47 + 2 \cdot 180 - 15 = 453,47 \le 613,6;$$

$$H_{ст5} = 400,57,$$

условие не выполняется, дросселируем на 52,895 м

$$H_к = H_{ст5} - 1,01 \cdot i \cdot l_{5-к} - \Delta Z_{k-5} \ge H_k;$$

$$H_k = 400,57 - 1,01 \cdot 0,0023 \cdot 147600 - 26 = 31,7 \ge 30.$$

Гидравлический уклон:

$$i* = \frac{\beta Q^{*2-m} \nu^m}{D^{5-m}} = \frac{0,0246 \times 1,024^{1,75} \times (67,3 \times 10^{-6})^{0,25}}{1,0016^{4,75}} = 0,0023.$$

Расчет выполнен правильно.

3.2. 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:

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

где $(c+1)$ – станция сброса

$$q_{кр} = Q_{кр} - \left[\frac{\Delta H_д + (n-c) \times a - (\Delta z_{пр.ч} + H_k)}{(n-c) \times b + f(L - l_{c+1})} \right]^{\frac{1}{2-m}},$$

если $q > q_{кр}$,то:

$$\Delta H_д + (n-c)\left[a - b(Q_{кр} - q)^{2-m}\right] = f(L - l_{c+1})(Q_{кр} - q)^{2-m} + \Delta z_{пр.ч.} + H_k + H'$$

$$H' = k \times H_{на} + h'(дp).$$

2. Подкачка:

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

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

Если $q > q_{кр}$

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

Пример расчета режима работы трубопровода со сбросом

Для примера рассчитаем режим работы трубопровода со сбросом, если сброс будет на станции 3. Определим $q_{кр}$, режим работы. Сброс равен $4q_{кр}$, где $q_{кр}$ – критический сброс, т.е. такой, при котором подпор на станции сброса равен минимально допустимому $[\Delta H_д]$.

Решение

$$\begin{cases} H_1 = a - bQ_1^{2-m} \\ H_2 = a - bQ_2^{2-m} \end{cases};$$

$$H_1 = 146{,}87 \text{ м}; Q_1 = 4713{,}7/3600 = 1{,}31 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$H_2 = 171 \text{м}; Q_2 = 3913{,}7/3600 = 1{,}09 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\begin{aligned} a &= H_1 + bQ_1^{2-m} \\ H_2 &= H_1 + bQ_1^{2-m} - bQ_2^{2-m} \end{aligned};$$

$$b=\frac{H_2-H_1}{Q_1^{2-m}-Q_2^{2-m}};m=0{,}25;$$

$$\left.\begin{aligned} b&=\frac{171-146{,}87}{1{,}31^{0{,}75}-1{,}09^{1{,}75}}=54{,}68\\ a&=146{,}87+54{,}68\cdot 1{,}31^{1{,}75}=234{,}58\end{aligned}\right\}\text{д/насоса};$$

$$\left.\begin{aligned} a&=234{,}58\cdot 3=703{,}74\\ b&=54{,}68\cdot 3=164{,}04\end{aligned}\right\}\text{д/станции};$$

Проверка: Q=5600=1,53 м^3/с; H=234,58-54,68·1,53^{1,75}=119,3 м.

По характеристике H=120≈119м;

$$f=\beta\frac{v^m}{D^{5-m}}=0{,}0246\,\frac{(67{,}3\cdot 10^{-6})^{0{,}25}}{1{,}0016^{\,4{,}75}}=0{,}0022;$$

$$Q_{кр}^{левая}=\left(\frac{123+2\cdot 703{,}74-37-43{,}9}{2\cdot 164{,}04+0{,}0022\cdot 227100}\right)^{\frac{1}{2-m}}=1{,}377\ \text{м}^3/\text{с};$$

$$q_{кр}=1{,}377-\left[\frac{43{,}9+(5-2)\cdot 703{,}74-(63+30)}{(5-2)\cdot 164{,}04+0{,}0022\,(600000-227100)}\right]^{\frac{1}{2-m}}=0{,}043\ \text{м}^3/\text{с}=153{,}68\ \text{м}^3/\text{ч};$$

$$q=4q_{кр}=0{,}171\ \text{м}^3/\text{с}=614{,}7\ \text{м}^3/\text{час}.$$

Найдем H`:

$$H'=\Delta H_д+(n-c)[a-b(Q_{кр}-q)^{2-m}]-f(L-l_{c+1})(Q_{кр}-q)^{2-m}-\Delta z_{пр.ч}-H_k=$$

$$43{,}9+3(703{,}74-164{,}04(1{,}377-0{,}171)^{1{,}75}]-0{,}0022\,(600000-227100)(1{,}377-0{,}171)^{1{,}75}-$$

$$-63-30=241{,}76\ \text{м}.$$

$H'=1\cdot 160+81{,}76$ м, т.е. отключаем K=1 насос ($H_{осн}$=160м), а остальные 81м дросселируем.

Делаем проверку:

$Q_{кр}$ – левая часть, $(Q_{кр}-q)$ – правая часть

$$H_{пр.ч.}=a-b(Q_{кр}-q)^{2-m}=703{,}74-164{,}04(1{,}377-0{,}171)^{1{,}75}=489{,}12\ \text{м};$$

$$H_{л.ч.}=703{,}74-164{,}04\cdot 1{,}377^{\,1{,}75}=416{,}61\ \text{м};$$

$$i_{пр.ч}=0{,}0246\,\frac{(1{,}377-0{,}171)^{1{,}75}(67{,}3\cdot 10^{-6})^{0{,}25}}{1{,}0016^{\,4{,}75}}=0{,}0029;$$

$$i_{л.ч.}=\frac{0{,}0246\cdot 1{,}377^{\,1{,}75}(67{,}3\cdot 10^{-6})^{0{,}25}}{1{,}0016^{\,4{,}75}}=0{,}00385;$$

$$H_{ст1}=H_п+H_{лч}\le[H_д]=613{,}6\ \text{м};$$

$$H_{ст1}=123+416{,}61=539{,}61\le 613{,}6\ \text{м};$$

$$\Delta H_{ст2}=H_{ст1}-1{,}01i_{л4}l_2-\Delta z\ge[\Delta H_д]=43{,}9\ \text{м};$$

$$\Delta H_{ст2}=539{,}61-1{,}01\cdot 0{,}00385\cdot 111000-18=89{,}99\ge 43{,}9;$$

$$H_{ст2}=\Delta H_{ст2}+H_{лч}=89{,}99+416{,}61=506{,}6\le 613{,}6;$$

$$\Delta H_{ст3}=H_{ст2}-1{,}01i_{лч}l_{2-3}-\Delta z=506{,}6-1{,}01\cdot 0{,}00385\cdot 116100-19=46{,}15\ge 43{,}9.$$

В правой части отключаем один насос на станции 5 и еще 81 м дросселируем.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

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.

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	357	355
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 $k_н$			
	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*	IV	III
номинальным диаметром DN 1200 и более	III	III
в северной строительно-климатической зоне	III	III
Для транспортирования нефти и нефтепродуктов:		
номинальным диаметром менее DN 700	III	III
номинальным диаметром DN 700 и более	III	III
в северной строительно-климатической зоне	III	III

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

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 8

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Способ прокладки трубопровода		Коэффициент надежности по нагрузке n
		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 DN 700-1200 и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром DN 700 с промежуточными НПС, ПС без подключения емкостей	+	+	1,15
	Внутреннее давление для нефтепроводов номинальным диаметром DN 700-1200 и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром DN 700 без промежуточных или с промежуточными НПС, ПС, работающими постоянно только с подключенной емкостью, а также для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром менее DN 700	+	+	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	-	+	1,40
	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 поверхности в районах горных выработок и карстовых районах	+	+	1,00
	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
Таблица 1

Характеристики НСА при подборе

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

Таблица 2

Результаты подбора оборудования

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

Учебное издание

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ

методические указания
по выполнению курсовых проектов

ЗЕМЕНКОВА Мария Юрьевна

Авторская редакция

Подписано в печать ___._____.2024. Формат 60x90 1/16. Усл. печ. л. 2,0.
Тираж 50 экз. Заказ № _____.
Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.